



Unidad de Planeación
Minero Energética

RESOLUCIÓN No. SECUENCIA_RADICADO de ANO_RADICADO

****RAD S****

FECHA_S

Radicado : *RAD_S*

Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional o en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución.

**LA DIRECTORA GENERAL DE LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO
ENERGÉTICA – UPME**

En ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por el artículo 16 de la Ley 143 de 1994 y el artículo 9 del Decreto 2121 de 2023, la Resolución MME 90604 de 2014 y las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 093 de 2014 y,

C O N S I D E R A N D O:

Que el artículo 334 de la Constitución Política establece que corresponde al Estado la dirección general de la economía, para lo cual intervendrá, entre otros sectores, en los servicios públicos, con el fin de lograr el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo, así como la preservación de un ambiente sano.

Que el artículo 365 de la Constitución Política dispone que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, siendo deber de éste asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Que, el artículo 16 de la Ley 143 de 1994 indica que, la Unidad de Planeación Minero Energética (en adelante la "UPME" o la "Unidad") tiene entre sus múltiples funciones, elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

Que, el artículo 18 de la Ley 143 de 1994 señala que, compete al Ministerio de Minas y Energía (en adelante "MME" o el "Ministerio") definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución.

Que de conformidad con lo establecido por el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución 181313 de 2002 *"El Plan de Expansión debe ser flexible en el mediano y largo plazo, de tal forma que se adapte a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales."*

Que, la Resolución 180924 del 15 de agosto de 2003, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, estableció y desarrolló la convocatoria pública como mecanismo para la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

Que, el artículo 6 de la Resolución CREG 011 de 2009 y el artículo 1 de la Resolución CREG 147 de 2011, por medio del cual se modifica el artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001, establecen que harán parte del Plan de Expansión de Referencia los proyectos consistentes en la ampliación de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN) que se encuentren en operación.

Continuación de la Resolución: r asunto

Que, de acuerdo con las Resoluciones CREG 051 de 1998, 004 de 1999, 022 de 2001 y 085 de 2002, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) contará con un Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), con el objeto de compatibilizar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

Que con el fin de garantizar la continuidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica en regiones que presenten situaciones especiales, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 90604 de 2014, *"por la cual se adoptan medidas excepcionales para el STN y el STR tendientes a garantizar la continuidad del servicio en Situaciones Especiales"*.

Que mediante Resolución 90604 de 2014 el Ministerio de Minas y Energía definió como Situación Especial a *"Aquella circunstancia en la que se presenta una alta probabilidad de desatención de la demanda por atraso o falta de infraestructura de redes en el Sistema de Transmisión Nacional, (STN), o en los Sistemas de Transmisión Regional, (STR), o por limitación en las redes existentes, las cuales pueden ser mitigadas con la instalación de redes en dichos sistemas"*. Adicionalmente, definió como Proyectos Urgentes, a las *"Obras a realizar en el STN y STR tendientes a subsanar una Situación Especial definidas por la UPME oficiosamente o a petición del Ministerio de Minas y Energía."*

Que conforme al Informe de evaluación *"Definición del grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de corto circuito"* realizado conjuntamente por la UPME, XM S.A. E.S.P. y el Consejo Nacional de Operación Eléctrico (2024), se pudo determinar que *"las limitaciones en la infraestructura eléctrica, y específicamente el agotamiento de la capacidad de corto circuito en Subestaciones del Sistema Interconectado Nacional limita las posibilidades de conexión de nuevos generadores al Sistema Interconectado Nacional generando alta probabilidad de desatención de la demanda"*.

Que luego de la evaluación realizada por la UPME con propietarios y/o transportadores de subestaciones del STN y STR se han precisado las limitaciones en las subestaciones del SIN, las cuales inciden en la desatención de la demanda, como quiera que la proyección de la demanda no está cubierta por energía firme, que llevan a la UPME a impulsar la ejecución de obras urgentes para mitigar, repotenciar, renovar y construir nuevas subestaciones con el objeto de superar las limitaciones por capacidad de cortocircuito que a su vez limitan la conexión de nuevos generadores.

Que de conformidad con lo estipulado en el párrafo 1 del Artículo 2 de la Resolución MME 90604 de 2014, *"En el caso del STN y cuando los proyectos urgentes no se encontraren incluidos en el respectivo Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión, elaborado por la UPME y adoptado por el Ministerio de Minas y Energía, se entenderá modificado dicho Plan respecto de la inclusión de los citados proyectos urgentes, sin necesidad de modificación del acto administrativo de adopción"*

Que de conformidad con lo estipulado en el párrafo 2 del Artículo 2 de la Resolución MME 90604 de 2014, el Ministerio dispuso: *"En el caso de los STR la UPME hará los ajustes que considere necesarios en el listado de proyectos de que trata la Resolución CREG 024 de 2013, teniendo en cuenta la posibilidad que tiene el Operador de Red – OR de incluir proyectos que superen el costo medio, en los términos de la Resolución CREG 097 de 2008 o la que la modifique o sustituya"*

Que, en desarrollo de las disposiciones anteriores, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante la "CREG" o la "Comisión"), mediante la Resolución CREG 093 de 2014, estableció los procedimientos para la ejecución de proyectos urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y en los Sistemas de Transmisión Regional (STR), incluyendo mecanismos tales como convocatoria excepcional, ampliación, o ejecución directa.

Que, con base en el análisis realizado por la Subdirección de Energía Eléctrica de la UPME, con el apoyo del Consejo Nacional de Operación y del Operador del Mercado, XM S.A.

Continuación de la Resolución: r asunto

E.S.P., en el documento denominado "*Informe de evaluación: Definición del grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito 2024*", se identificaron subestaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN) con condiciones críticas asociadas al agotamiento de la capacidad de interrupción de cortocircuito, así como su consecuente comportamiento riesgoso ante la ocurrencia de fallas eléctricas.

Que, a partir de la problemática identificada en el citado informe, durante el año 2025 se desarrolló la consultoría "*Alternativas para mitigar el agotamiento por cortocircuito en subestaciones del SIN*", ejecutada por la firma HMV Ingenieros Ltda., en la cual se definieron estrategias y alternativas orientadas a mitigar dicha problemática tanto en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) como en los Sistemas de Transmisión Regional (STR).

Que la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME publicó en el año 2025 el documento "*Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica – Tomo I: Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional*", en el cual se establecen lineamientos y proyectos orientados al fortalecimiento y modernización de la red de transmisión.

Que, de conformidad con la Resolución CREG 085 de 2002, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) presentó al Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) en su sesión No. 216 de 26 de marzo de 2026, el marco conceptual para desarrollar los mecanismos para impulsar obras urgentes y con ello atender las limitaciones de capacidad de corto circuito evidenciadas en el SIN.

Que los análisis de la situación energética realizados por XM y presentados en la sesión de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento de la Situación Energética (CAC SSE) del 30 de marzo de 2026 indican un balance deficitario entre la demanda anual de energía y la ENFICC para todos los años del período 2026-2030.

Que mediante Resolución CREG 101 079 de 2025, la Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció la convocatoria y la oportunidad de realizar una subasta de asignación de obligaciones de energía firme para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2029 y el 30 de noviembre de 2030.

Que conforme a lo estipulado en el Artículo 1 de la Resolución 90604 de 2014, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, ante la situación energética descrita se presenta una situación especial por la alta probabilidad de desatención de la demanda por atraso o falta de infraestructura de redes en el Sistema de Transmisión Nacional y en los Sistemas de Transmisión Regional, en especial por la criticidad de las capacidades de interrupción en diferentes subestaciones del país.

Que a partir de lo establecido en el Artículo 2 de la Resolución 90604 de 2014, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME de oficio o a petición del Ministerio de Minas y Energía puede identificar y priorizar los proyectos urgentes para atender las Situaciones Especiales, con la prerrogativa de entenderse modificado el último Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión adoptado por el Ministerio de Minas y Energía.

Que el Artículo 3 de la Resolución MME 90604 de 2014, precisa que, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME podrá determinar cuáles de los proyectos urgentes pueden ser ejecutados mediante el procedimiento de ampliación a que hace referencia la Resolución CREG 022 de 2001 o la que la modifique o sustituya.

Que con base en lo establecido en el párrafo 2 del artículo 2 de la Resolución MME 90604 de 2014, para el caso del STR, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME efectuará los ajustes que considere necesarios en el listado de proyectos de que trata el párrafo 2 del artículo 3 de la Resolución CREG 024 de 2013.

Continuación de la Resolución: r asunto

Que, de conformidad con lo estipulado en el Artículo 5 de la Resolución CREG 022 de 2001, *"(...) los proyectos consistentes en la reposición de "Unidades Constructivas" del STN que se encuentren en operación, deben ser desarrollados por los propietarios de las mismas. En caso de que el propietario no ejecute la reposición requerida, se adelantará un proceso que garantice la libre concurrencia en condiciones de igualdad (...)"*, cumpliendo con las disposiciones establecidas en el artículo 4 de la resolución mencionada.

Que el artículo 4 de la Resolución CREG 024 de 2013, establece que *"El OR es el responsable por la ejecución de los proyectos requeridos en el STR que opera contenidos en su plan de expansión"*, no obstante, el artículo 8 ibidem define que *"La expansión de un STR será ejecutada mediante Procesos de Selección cuando se presente alguna de las siguientes condiciones: a) Cuando para la ejecución de un proyecto en el STR se incumpla con lo establecido en el artículo 4o o el artículo 5o, b) Cuando se determine el incumplimiento grave e insalvable en la ejecución del proyecto del STR y, c) Cuando, con base en lo establecido en el artículo 9o, un determinado proyecto en el STR tiene un costo superior al Costo Medio definido en la Resolución CREG 097 de 2008, o aquella que la modifique o sustituya"*.

Que, en cumplimiento del numeral 5.3.1.4. de la Política Institucional de Mejora Normativa y disposiciones jurídicas" adoptada mediante la Resolución UPME No. 075 de 2026, mediante la Circular Externa No. XXX de 2026, la UPME publicó en su página web el proyecto de Resolución *"Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional y/o en los Sistemas de Transmisión Regional orientados a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución"* invitando a los Transportadores del SIN y demás interesados y el público en general a remitir sus comentarios hasta el 20 de mayo de 2026. Vencido este plazo, SI/NO se recibieron observaciones.

Que, de acuerdo con lo anterior, y en cumplimiento de la Resolución UPME No. 075 de 2026, mediante la Circular Externa No. XXXX de 2026, la UPME publicó en su página web el informe de respuesta a las observaciones presentadas.

Que, con fundamento en lo expuesto, la Directora General de la UPME,

RESUELVE:

ARTÍCULO 1. OBJETO: Reconocer la existencia de una Situación Especial, acorde con la definición adoptada en la Resolución MME 90604 de 2014, dado que, la criticidad de múltiples subestaciones en el Sistema Interconectado Nacional – SIN por agotamiento de la capacidad de interrupción de cortocircuito, está afectando la entrada de nueva generación de energía eléctrica, y origina una alta probabilidad de desatención de la demanda.

En consecuencia, mediante la presente resolución se identifican, definen y priorizan las obras urgentes para mitigar o superar las limitaciones por agotamiento de los niveles de interrupción de corto circuito en subestaciones del STN y del STR del Sistema Interconectado Nacional, así como establecer sus mecanismos de ejecución, acorde con los Anexos 1, 2 y 3 de la presente resolución.

ARTÍCULO 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN: La presente resolución aplica a todos los transportadores o propietarios de subestaciones o activos del STN y del STR donde se requiera el desarrollo de las obras urgentes que se definen en la presente resolución para atender limitaciones por agotamiento en la capacidad de interrupción de corriente circuito en subestaciones del STN y STR.

ARTÍCULO 3. DEFINICIONES: Para efectos de la presente resolución se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Continuación de la Resolución: r asunto

Situación Especial: Aquella circunstancia en la que se presenta una alta probabilidad de desatención de la demanda por atraso o falta de infraestructura de redes en el Sistema de Transmisión Nacional, (STN), o en los Sistemas de Transmisión Regional, (STR), o por limitación en las redes existentes, las cuales pueden ser mitigadas con la instalación de redes en dichos sistemas.

Obras Urgentes de Mitigación: Obras definidas como necesarias para reducir o soportar los niveles de corto circuito en subestaciones existentes ante eventos en la misma o en las subestaciones de su zona de influencia, bien con alcance a construcción de una nueva unidad constructiva, sustitución de elementos y/o equipos, así como las obras que tengan por alcance la realización de adecuaciones topológicas y funcionales.

Obras Urgentes de Repotenciación: Obras con alcance a la sustitución de unidades constructivas o elementos de una subestación existente para incrementar la capacidad de la interrupción de cortocircuito, con inclusión, de ser necesario, de aquellas para la ampliación o reorganización del espacio físico y la actualización de los sistemas y servicios de protección, control y comunicación en toda la subestación.

Obras Urgentes de Renovación: Obras definidas por efecto de terminación de vida útil u obsolescencia tecnológica con alcance a la sustitución de unidades constructivas o elementos de una subestación existente para atender las limitaciones por capacidad de la interrupción de cortocircuito, con inclusión, de ser necesario, de aquellas para la actualización de los sistemas y servicios de protección, control y comunicación en toda la subestación.

Obras ejecutadas por el Transmisor (TN): Son aquellas obras que realizará el Transmisor con base en el concepto de viabilidad técnico- económica emitido por la UPME, haciendo uso del mecanismo de ampliación sobre las subestaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Nuevas Subestaciones: Nuevas subestaciones definidas como alternativas de solución oportuna y efectiva para superar el agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito en subestaciones del área de influencia, así como para cubrir los mismos efectos frente a los requerimientos derivados de las previsiones de proyectos de expansión del sector eléctrico colombiano.

ARTÍCULO 4. OBRAS URGENTES DE MITIGACIÓN, RENOVACIÓN Y REPOTENCIACIÓN IDENTIFICADAS. De conformidad con los estudios realizados por la UPME y los análisis efectuados en conjunto con los transportadores y/o propietarios de las subestaciones agotadas en sus capacidades de interrupción de cortocircuito, las Obras Urgentes de Mitigación, Repotenciación y Renovación que se han identificado como necesarias para atender las limitaciones de cortocircuito se listan en los Anexos 1, 2 y 3 de la presente resolución.

Parágrafo: Mientras persistan las Situaciones Especiales que motivaron la expedición de esta resolución podrán presentarse a consideración de la UPME las actualizaciones e inclusiones que sean necesarias en la lista de obras urgentes de que tratan los Anexos 1, 2 y 3 de la presente Resolución.

ARTÍCULO 5. VALIDACIÓN DE OBRAS URGENTES DE MITIGACIÓN, RENOVACIÓN, REPOTENCIACIÓN Y NUEVAS SUBESTACIONES IDENTIFICADAS. Para la validación de las obras urgentes identificadas en la presente resolución, según sus funciones y/o propiedad de los activos a intervenir, los Operadores de Red (OR) y los Transportadores responsables de su ejecución deberán remitir a la UPME la siguiente documentación en los plazos que se señalan a continuación:

5.1 Información para la validación de Obras de Mitigación: Dentro de los dos meses siguientes a la expedición de esta resolución, el OR y/o el Transportador respectivo deberán remitir a UPME la siguiente información de las obras que se listan en el Anexo 1 de la presente Resolución: i) Descripción y justificación de la obra; ii) Estudios de viabilidad

Continuación de la Resolución: r asunto

técnico económica y de espacio físico de la obra; iii) Diagramas unifilares y características eléctricas de la obra con la nomenclatura correspondiente; iv) Validación de la Fecha de Puesta en Operación.

5.2 Información para la validación de Obras de Repotenciación: Dentro de los cuatro meses siguientes a la expedición de esta resolución el OR y/o Transportador respectivo deberá remitir a la UPME la siguiente información de las obras de repotenciación que se listan en el Anexo 2 de la presente Resolución: i) Descripción y justificación de la obra; ii) Alcance de las obras de repotenciación; iii) Estudios de viabilidad técnico económica y de espacio físico usados para la evaluación del proyecto; iv) Diagramas unifilares y características eléctricas de las nuevas unidades constructivas contempladas con la nomenclatura correspondiente; v) Validación de la Fecha de Puesta en Operación y cronograma de ejecución.

5.3 Información para la validación de Obras de Renovación: Dentro de los seis meses siguientes a la expedición de esta resolución el transportador respectivo deberá remitir a la UPME la siguiente información de las obras de renovación que se listan en el Anexo 3 de la presente Resolución: i) Descripción y justificación de la obra; ii) Alcance de las obras de renovación; iii) Estudio de viabilidad técnico económica de la evaluación del proyecto; iv) Diagramas unifilares y características eléctricas de las nuevas unidades constructivas contempladas con la nomenclatura correspondiente; y v) Validación de la Fecha de Puesta en Operación y cronograma de ejecución.

5.4. Información para la validación de Nuevas Subestaciones: Dentro de los seis meses siguientes a la expedición de esta resolución el transportador respectivo deberá remitir a la UPME la siguiente información de las nuevas subestaciones: i) Descripción y justificación de la obra; ii) Alcance de las nuevas subestaciones; iii) Estudio de viabilidad técnico económica de la evaluación del proyecto; iv) Diagramas unifilares y características eléctricas de las nuevas unidades constructivas contempladas con la nomenclatura correspondiente; y v) Validación de la Fecha de Puesta en Operación y cronograma de ejecución.

Parágrafo 1: Los OR y Transportadores podrán, dentro de los mismos plazos anteriores, presentar obras alternativas que como mínimo den solución a la misma problemática de agotamiento junto con la información soporte correspondiente.

Parágrafo 2: A partir de la entrega de la información señalada en el presente artículo, la UPME dispondrá de un plazo de dos (2) meses para validar las obras de mitigación; cuatro (4) meses para validar las obras de repotenciación y de seis (6) meses para las obras de renovación o nuevas subestaciones. Finalizada la validación de cada obra la UPME comunicará a la CREG y al Ministerio de Minas y Energía la confirmación de la necesidad de cada una de las obras y requerirá al OR correspondiente en los términos establecidos en el literal a) del Artículo 6 de la Resolución CREG-093 de 2014 para el caso de obras en el STR y, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3 de la misma resolución para el caso de proyectos en el STN.

Parágrafo 3: Una vez se efectúe la validación de estas obras la UPME revisará la priorización para su ejecución con el objeto de facilitar las labores constructivas y la coordinación operativa del SIN por parte del CNO y el CND.

Parágrafo 4: El Transportador y/o el Operador de Red involucrado en las subestaciones objeto de las obras son responsables de determinar las bases para su valoración y deberá gestionar la remuneración y reconocimiento correspondiente ante la CREG.

ARTÍCULO 6. EJECUCIÓN DE OBRAS URGENTES DE MITIGACIÓN. La ejecución de las Obras Urgentes de Mitigación estará a cargo del OR del mercado de comercialización respectivo o del Transportador con participación mayoritaria en la Subestación correspondiente. Para las obras con Fecha de Puesta en Operación dentro de los veinticuatro (24) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución se deberá tener en cuenta lo siguiente:

Continuación de la Resolución: r asunto

a) Proyectos ejecutados directamente por el OR: Cuando el OR ejecute directamente el proyecto tendrá un plazo de cinco (5) días, contados a partir de que la UPME le confirme de la necesidad de ejecutar la obra urgente en el mercado de comercialización atendido por él, para entregar la manifestación de interés en la ejecución. Si el OR está interesado, tendrá un plazo de diez (10) días adicionales para entregar la garantía que se establece en el Art. 6 de la Resolución CREG-093 de 2014 y el cronograma respectivo.

b) Proyectos ejecutados directamente por el TN: Una vez definida y validada la obra urgente respectiva la UPME informará al Transmisor sobre las obras a ejecutar por ampliación y la fecha definida para la puesta en operación. El Transmisor deberá manifestar por escrito a la UPME dentro del mes calendario siguiente, si desea desarrollar el respectivo proyecto, caso en el cual se obligará a ponerlo en operación en la fecha definida por la UPME.

En la misma comunicación, el Transportador deberá adjuntar el cronograma de ejecución de la obra e informar el nombre del interventor seleccionado, en atención a lo dispuesto en el Artículo 9 de la presente resolución.

En caso de no manifestar interés o de no entregar la información requerida dentro del plazo previsto, la obra se realizará por medio de un Proceso de Selección de conformidad con lo establecido en el Artículo 5 de la Resolución CREG 093 de 2014 para el caso de proyectos del STR y el Artículo 2 de la Resolución CREG 093 de 2014 para el caso de proyectos del STN.

Parágrafo 1: La ejecución de las obras identificadas en la presente Resolución será llevada a cabo conforme con lo establecido en los Artículos 3 y 5 de la Resolución CREG-093 de 2014.

Parágrafo 2: Las obras relacionadas con seccionamiento de barra o *Bypass* de líneas deben verificar condiciones de seguridad y confiabilidad con el Centro Nacional de Despacho.

ARTÍCULO 7. DETALLE CONSTRUCTIVO DE OBRAS URGENTES DE RENOVACIÓN Y REPOTENCIACIÓN. A partir de las obras señaladas en los anexos 2 y 3 de la presente resolución, el Transportador y/o el operador de red respectivo detallará el alcance de la obra y los componentes a intervenir en cada subestación.

Para la realización de esta labor el Transportador y/o el operador de red considerará en sus diseños las especificaciones generales que se definen en el Artículo 8 de la presente resolución

ARTÍCULO 8. ESPECIFICACIONES CONSTRUCTIVAS GENERALES PARA OBRAS DE REPOTENCIACIÓN Y RENOVACIÓN DE SUBESTACIONES DEL STR Y DEL STN. Con el objeto de reconocer la evolución del sector eléctrico colombiano y adaptar el SIN a las exigencias que demanda el incremento de corrientes de corto circuito, las especificaciones mínimas dentro del alcance de las obras de Repotenciación y Renovación o nuevas subestaciones, es el siguiente:

8.1 Obras de Repotenciación: Incluyen la sustitución de Unidades Constructivas con alcance, entre otros componentes, a interruptores, adecuación y reconfiguración de barrajes, adecuación de mallas de puesta a tierra, instalación de equipos que permitan soportar las corrientes de corto circuito que se señalan a continuación:

Tabla 1. Capacidades de cortocircuito en obras de Repotenciación y Renovación

Nivel de Tensión de la subestación	Capacidad de Corto Circuito
110/115 kV	40 kA
220/230 kV	63 kA

Continuación de la Resolución: r asunto

500 kV	80 kA
--------	-------

Parágrafo 1: Se podrá modificar la capacidad de corto circuito en aquellos casos donde existan estudios que demuestren que no es necesario adoptar los estándares señalados en la Tabla 1, el Transportador y/o el Operador de red respectivo deberá presentar la justificación correspondiente acompañada de los registros de fallas por cortocircuito de los interruptores de la subestación correspondiente, la cual será validada por la UPME.

8.2 Obras de Renovación: Entre las obras de renovación a considerar se encuentran las siguientes:

- Las necesarias para soportar corrientes de corto circuito según lo establecido en el numeral 8.1 de la presente resolución.
- Las obras orientadas a la digitalización de subestaciones para cumplir con el Estándar IEC-60870 e IEC-61850
- Las necesarias para la conexión de nuevos usuarios y proyectos de generación.

Parágrafo 1: El plazo para la implementación de estas capacidades será hasta el año 2030 para aquellas subestaciones que alojarán proyectos con Obligaciones de Energía firme para dicho período. Para las demás subestaciones la ejecución de las obras de renovación se podrá efectuar a más tardar en el año 2035.

Parágrafo 2: La secuencia de realización de estas obras se definirá conjuntamente entre el CND, el CNO eléctrico y la UPME en consonancia con la priorización de que trata el parágrafo 3 del artículo 5 de la presente resolución.

ARTÍCULO 9. EJECUCIÓN DE LAS OBRAS DE RENOVACIÓN Y REPOTENCIACIÓN POR EL MECANISMO DE AMPLIACIÓN. Para el caso de activos del STN la ejecución de las Obras Urgentes de Renovación y Repotenciación se efectuará por el mecanismo de ampliación a cargo del Transportador con participación mayoritaria en la Subestación correspondiente para el caso de obras en del STR las obras de renovación y repotenciación se ejecutarán directamente por parte del OR.

Para las obras urgentes de Repotenciación y Renovación el Transportador deberá manifestar su interés de ejecutar las obras respectivas considerando los siguientes plazos:

a) Proyectos ejecutados directamente por el OR: Cuando el OR ejecute directamente el proyecto tendrá un plazo de cinco (5) días, contados a partir de que la UPME le confirme la necesidad de ejecutar proyectos urgentes en el mercado de comercialización atendido por él, para entregar la manifestación de interés en la ejecución. Si el OR está interesado, tendrá un plazo de diez (10) días adicionales para entregar la garantía que se establece en el Art. 6 de la Resolución CREG-093 de 2014 y el cronograma respectivo.

b) Proyectos ejecutados directamente por el TN: Una vez confirmada la obra urgente respectiva la UPME informará al Transmisor sobre los proyectos de ampliación incluidos y la fecha definida para la puesta en operación. El Transmisor deberá manifestar por escrito a la UPME dentro del mes calendario siguiente, su interés en desarrollar el respectivo proyecto. La UPME emitirá un acto administrativo el cual detallará el análisis técnico y la fecha de puesta en operación (FPO) de la obra.

Parágrafo: En caso de no manifestar interés o de no entregar la información requerida dentro del plazo previsto, la obra se realizará por medio de un Proceso de Selección de conformidad con lo establecido en el Artículo 5 de la Resolución CREG 093 de 2014 para el caso de proyectos del STR y Artículo 2 de la Resolución CREG 093 de 2014 para el caso de proyectos del STN.

ARTÍCULO 10. EJECUCIÓN DE NUEVAS SUBESTACIONES Y OTRAS ALTERNATIVAS POR EL MECANISMO DE SELECCIÓN. En los casos donde la validación de las Obras de Renovación y/o repotenciación y/o mitigación sugieran otra alternativa o que en su lugar

Continuación de la Resolución: r asunto

se emprenda la construcción de una nueva subestación dicha obra se incluirá como alcance a la presente resolución y se ejecutará a través del mecanismo de selección.

Parágrafo: Las obras urgentes o aquellas alternativas propuestas por los Transportadores que de acuerdo con el trámite sugerido en la presente resolución no superen las validaciones realizadas por la UPME se entenderán retiradas y por ende perderán vigencia.

ARTÍCULO 11. INTERVENTORÍA DE OBRAS. Todos los proyectos de Mitigación, Repotenciación, Renovación que se ejecuten deberán contar con una firma interventora en los términos y condiciones aquí establecidos, la cual deberá ser seleccionada a partir de una lista de firmas interventoras elaborada por el CNO.

El interventor seleccionado no podrá tener vinculación económica con el agente que ejecutará el proyecto de expansión en el STR. La firma interventora deberá ser contratada por el agente que realiza las obras urgentes y el contrato deberá tener una vigencia, por lo menos, hasta dos meses después de la FPO.

El alcance de la interventoría exigida corresponde a las obras urgentes que se definan conforme a los anexos 1, 2 y 3 de la presente resolución.

Parágrafo 1: Las obligaciones del interventor, el procedimiento para la definición de incumplimientos, así como las garantías de cumplimiento para proyectos que se ejecuten por en Procesos de Selección corresponderá a las definidas en los Artículos 26, 27 y 28 de la Resolución CREG 024 de 2013.

ARTÍCULO 12. VIGENCIA DE LA RESOLUCIÓN. La presente Resolución rige a partir del día siguiente a la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a FECHA_S

Tabla_Firmantes

Elaboró: res_proyecto
Revisó: res_reviso
Aprobó: res_aprobacion

Continuación de la Resolución: r asunto

ANEXO 1
TABLA 2, OBRAS DE MITIGACIÓN DEL STN Y DEL STR

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO	Responsable
Guavio 230 kV	Bogotá	Inclusión de reactores limitadores de corto circuito en las líneas:	2029	GEB - ENLAZA
		Guavio - Chivor 1		
		Guavio - Chivor 2		
San Luis 115 kV	Valle	Distribución de bahías entre barras	2026	EMCALI
		• Sección A: Línea hacia Yumbo 1 115 kV		
		• Sección A: Línea hacia Estambul 1 115 kV		
		• Sección A: Línea Carga SIDELPA 1 115 kV		
		• Sección A: Transformador 3 110/34,5		
		• Sección A: Transformador 4 110/34,5		
		• Sección B: Línea hacia Yumbo 2 115 kV		
		• Sección B: Línea hacia Estambul 2 115 kV		
		• Sección B: Transformador 1 110/34,5 (abierto)		
La Esmeralda 115 kV	CQR	Reconfiguración topológica a nivel de líneas de 115 kV. Esta reconfiguración implica un *bypass* entre las líneas que conectan:	2028	CHEC
		• Esmeralda – Hermosa		
		• Esmeralda – Manizales		
		Retiro de éstas dos líneas de su paso por Esmeralda para reducir la inyección de corriente de cortocircuito.		
Circo	Bogotá	Desacople de las barras Circo 115 kV y AV. Primera 115 kV	2027	ENEL
		• Sección A: Línea a Usme 115 kV – Tensión: 115 kV		
		• Sección A: Línea a Victoria 115 kV – Tensión: 115 kV		
		• Sección A: Línea a Concordia 2 115 kV – Tensión: 115 kV .		
		• Sección A: Transformador Circo 1 230/115/13,2 kV – Tensión: 115 kV.		
		• Sección A: Transformador Circo 3 230/115/13,2 kV – Tensión: 115 kV.		
		• Sección B: Línea a Concordia 1 115 kV – Tensión: 115 kV		
		• Sección B: Línea a Concordia 3 115 kV – Tensión: 115 kV		
		• Sección B: Línea a Calle 67 115 kV – Tensión: 115 kV		
Veraguas	Bogotá	Desacople de las barras Circo 115 kV y AV. Segunda 115 kV	2027	ENEL
		• Sección A: Línea a Usme 115 kV – Tensión: 115 kV		
		• Sección A: Línea a Victoria 115 kV – Tensión: 115 kV		
		• Sección A: Línea a Concordia 2 115 kV – Tensión: 115 kV .		
Veraguas	Bogotá	Reconfiguración topológica a nivel de líneas de 115 kV. Esta reconfiguración implica un *bypass* entre las líneas que conectan:	2027	ENEL
		• Muzu - Veraguas 115 kV		
		• Techo - Veraguas 115 kV		
Veraguas	Bogotá	Esta reconfiguración implica el retiro de estas dos líneas de su paso por Veraguas para reducir la inyección de corriente de cortocircuito.	2027	ENEL
San Marcos 115 kV	Valle	Inclusión de reactores limitadores de cortocircuito líneas hacia subestación Guachal 115 kV	2029	CELSIA
Bosque 66 kV	Bolívar	Distribución de bahías entre barras	2027	AFINIA
		• Sección A: Bosque 4 220/66 kV		
		• Sección A: Bosque 5 220/66 kV		
		• Sección A: Bosque - La Marina 66 kV		
		• Sección A: TR-601		

Continuación de la Resolución: r asunto

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO	Responsable
		• Sección A: TR-602		
		• Sección A: TR-603		
		• Sección B: Bosque 6 220/66 kV		
		• Sección B: Bosque - Chambacú 66 kV		
		• Sección B: Bosque - Boca Grande 66kV		
		• Sección B: Bosque - Campestre 66 kV		
Termoflores 110 kV	Atlántico	Distribución de bahías entre barras	2027	AIRE
		• Sección A: Flores 1 Gas		
		• Sección A: Flores IV Gen2		
		• Sección A: Flores 6 220/110		
		• Sección A: Línea a Oasis 110 kV		
		• Sección A: Línea a Oasis 110 kV		
		• Sección A: Línea a Oasis 110 kV		
		• Sección B: Línea a Las Flores 110 kV		
		• Sección B: Línea a Las Flores 110 kV		
		• Sección B: Flores 1 Vapor		
		• Sección B: Transformador auxiliares Flores I		
		• Sección B: Transformadores auxiliares Flors IV		
		• Sección B: Flores 10 220/110 kV		
Tebsa 110 kV	Atlántico	Desacople de las barras (Por definir Tebsa)	2027	
Guayabal 110 kV	Antioquia	Desacople de las barras	2028	EPM
		• Sección A: Central 1 y 2		
		• Sección A: San Diego 1 y 2		
		• Sección A: Transformadores de distribución 1, 2, 3 y 4		
		• Sección A: Poblado		
		• Sección A: Autotransformadores de conexión al STN 1 y 2		
		• Sección B: Rodeo		
		• Sección B: Envigado		
Sogamoso 230 kV	Santander	Desacople de las barras	2029	ISA
		• Sección A: Reactor Sogamoso 42 MVar		
		• Sección A: Transformador Sogamoso 1 500/230 kV		
		• Sección A: Transformador Sogamoso 2 500/230 kV		
		• Sección A: Línea a Barranca 230 kV		
		• Sección A: Línea a Palenque I 230 kV		
		• Sección A: Unidad Sogamoso 1 290MW		
		• Sección A: Unidad Sogamoso 2 290MW		
		• Sección B: Línea a Bucaramanga 230 kV		
		• Sección B: Línea a Palenque II 230 kV		
		• Sección B: Transformador Sogamoso 3 500/230 kV		
		• Sección B: Transformador Sogamoso 4 500/230 kV		
		• Sección B: Unidad Sogamoso 3 290MW		
		• Sección B: Línea a Solar Andes 85 MW		
		• Sección B: Línea a Solar Yariguies 200 MW		
Bolívar 220 kV	Bolívar	Desacople de barras y distribución de bahías entre barras	2029	
		• Sección A: Bolívar 2 220/66/13.8 kV		
		• Sección A: Bolívar 500/230 kV		
		• Sección A: Bolívar 2 500/230 kV		
		• Sección A: Bolívar 3 500/230 kV		
		• Sección A: Bolívar - Sabanalarga 2 220 kV		
		• Sección A: PV Orquídea 200 MW		

Continuación de la Resolución: r asunto

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO	Responsable
		• Sección A: Termopalenque 130 MW		
		• Sección B: Bolívar 1 220/66/13.8 kV		
		• Sección B: Bolívar - Cartagena 1 220 kV		
		• Sección B: Bolívar - Cartagena 2 220 kV		
		• Sección B: Bolívar - Bosque 220 kV		
		• Sección B: Bolívar - Sabanalarga 1 220 kV		
		• Sección B: Bolívar - Pasacaballos 220 kV		
		• Sección B: Termocaribe 42 MW		

BORRADOR PARA COMENTARIOS

Continuación de la Resolución: r asunto

ANEXO 2
TABLA 3, SUBESTACIONES DEL STN y STR PARA REPOTENCIACIÓN

Subestación	Subárea	Medida de repotenciación	FPO	Responsable
Melendez 115 kV	Cali	Cambios en bahía de TRANSFORMADOR TP2:	2029	EMCALI
		• Interruptor: Repotenciar de 31.5 kA a 40 kA.		
		• Seccionadores (2): Repotenciar de 25 kA a 40 kA.		
		Cambios en bahía de TRANSFORMADOR TP3:		
		• Interruptor: Repotenciar de 31.5 kA a 40 kA.		
		• Seccionadores (2): Repotenciar de 25 kA a 40 kA.		
Belencito 115 kV	Boyacá - Casanare	Repotenciar sistema de puesta a tierra y garantizar una soportabilidad de 40 kA como corriente de corto circuito	2027	EBSA
Holcim 115 kV	Boyacá - Casanare	Repotenciar sistema de puesta a tierra y garantizar una soportabilidad de 40 kA como corriente de corto circuito	2027	
La Ramada 115 kV	Boyacá - Casanare	Repotenciar sistema de puesta a tierra y garantizar una soportabilidad de 40 kA como corriente de corto circuito	2028	
Sidenal 115 kV	Boyacá - Casanare	Repotenciar sistema de puesta a tierra y garantizar una soportabilidad de 40 kA como corriente de corto circuito	2028	

Continuación de la Resolución: r asunto

ANEXO 3				
TABLA 4, SUBESTACIONES DEL STN y STR PARA RENOVACIÓN				
Subestación	Subárea	Medida	FPO	Responsable
San Luis 115 kV	Valle	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de capacidad de corto circuito	2030	EMCALI.
La Esmeralda 115 kV	CQR	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de corto circuito	2030	CHEC
Circo 115 kV	Bogotá	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2031	ENEL
Veraguas 115 kV	Bogotá	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2030	
Salitre 115 kV	Bogotá	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2031	
Ancón Sur 110 kV	Antioquia	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de corto circuito	2028	EPM
Central 110 kV	Antioquia	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de corto circuito	2030	
Guatapé 220 kV	Antioquia	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2030	
La Mesa 230 kV	Bogotá	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2029	ISA
Torca 230 kV	Bogotá	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2029	
El Copey 220 kV	GCM	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2030	
Termoflores 220 kV	Atlántico	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2030	
Nva. Barranquilla 220 kV	Bolívar	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2030	
Cartagena 220 kV	Bolívar	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2030	
Cerromatoso 230 kV	Cordoba	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2030	
	Sucre		2030	
Primavera 230 kV	Antioquia	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2030	
El Rio 220 kV	Atlántico	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2030	
Copey 110 kV	GCM	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de corto circuito	2030	
Chinú 110 kV	GCM	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de corto circuito	2030	
Oasis 110 kV	Atlántico	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 50 kA de corto circuito	2030	AIRE

Continuación de la Resolución: r asunto

Subestación	Subárea	Medida	FPO	Responsable
Silencio 110 kV	Atlántico	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2030	
El Rio 110 kV	Atlántico	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 50 kA de corto circuito	2030	
Tenera 66 kV	Bolívar	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de corto circuito, modificar tensión nominal de operación a 110 kV	2030	AFINIA
Cospique 66 kV	Bolívar	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de corto circuito, modificar tensión nominal de operación a 110 kV	2030	
Cartagena 66 kV	Bolívar	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de corto circuito, modificar tensión nominal de operación a 110 kV	2030	
Cerromatoso 110 kV	Bolívar	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 50 kA de corto circuito.	2030	