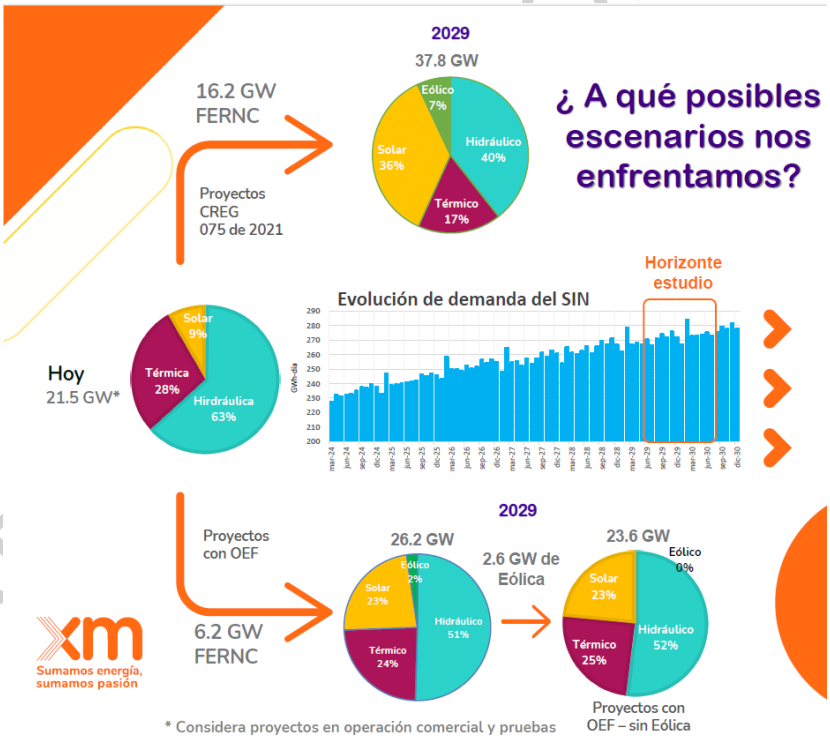
ENTIDAD ORIGINADORA:	Unidad de Planeación Minero Energética – UPME
FECHA (DD/MM/AA):	4 de mayo de 2026
ETAPA	Estructuración
PROYECTO DE DECRETO/RESOLUCIÓN:	Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional y/o en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución.

1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.

Los requerimientos de expansión de la capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional y la creciente participación de generación basada en inversores han generado un incremento significativo en los niveles de corriente de cortocircuito en múltiples subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional – STN y de los Sistemas de Transmisión Regional – STR, situación que compromete la operación segura y confiable del sistema eléctrico colombiano.

En términos de crecimiento y de composición del parque de generación para final de esta década se observa un notorio incremento en la capacidad instalada y en la participación de la generación basada en inversores en el parque de generación proyectado para el SIN como se observa en la Figura 1.

Figura 1, Escenarios de crecimiento del parque de generación colombiano



FUENTE: XM (2024), RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLEXIBILIDAD, Horizonte 2029-2030.

Con base en el escenario mostrado y teniendo en cuenta los requerimientos de energía firme que se proyectan para el período 2027-2030, se considera de urgencia impulsar las obras que permitan superar las limitaciones por corrientes de corto circuito en el SIN a través de las facultades otorgadas a la UPME frente a circunstancias de alta probabilidad desatención de la demanda como lo señala Resolución 90604 de 2014 el Ministerio de Minas y Energía en los siguientes términos:

BORRADOR COMENTARIOS

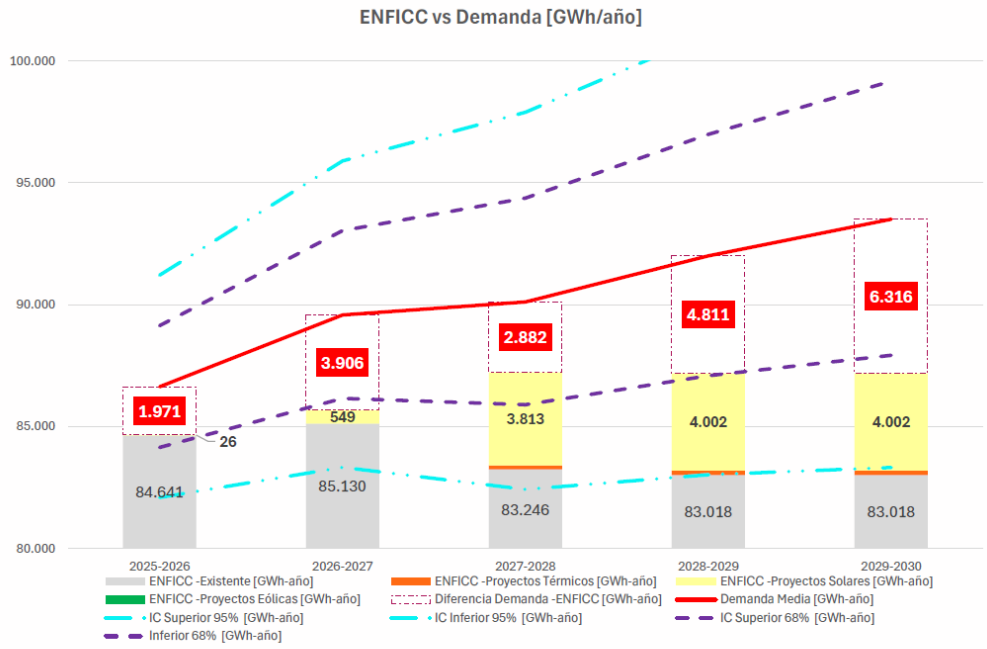
*Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera **"Copia No Controlada"**. La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.*

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"*

La misma disposición, definió como Proyectos Urgentes los señalados a continuación y con base en este marco normativo se fundamenta la propuesta de resolución que se somete a consulta.

"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."

Figura 2, Balance ENFICC-Demanda anual



*Para esta vigencia no se han realizado mecanismos de asignación de OEF por los tanto se asume la ENFICC total igual a la vigencia 2028-2029.
Para todas las vigencias se consideró para Villanueva la ENFICC calculada en el marco de la Resolución CREG 101 034 A de 2022.

FUENTE: XM (2026), Informe del CND dirigido al CACSE

1.1. DIAGNÓSTICO

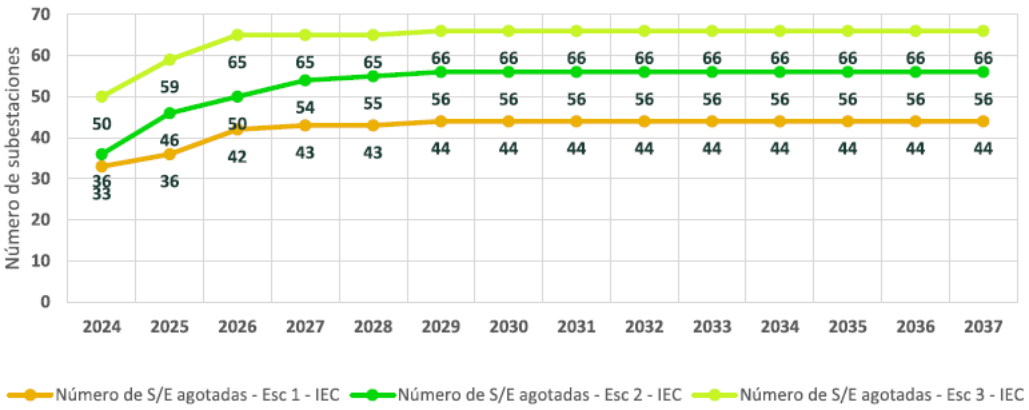
La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, en el documento *"Evaluación, Definición de Grado de Criticidad y Priorización de Subestaciones con Agotamiento de Capacidad de Interrupción de Cortocircuito"* (versión 3, 2024), elaborado en conjunto con el Operador del Sistema – XM y el Consejo Nacional de Operación – CNO, identificó que **al menos 33 subestaciones presentan condición de agotamiento de capacidad de interrupción en el escenario base actual** (con el parque de generación en operación y pruebas a agosto de 2024), y que este número podría ascender a **66 subestaciones** bajo el escenario de integración de todos los proyectos de generación con capacidad de transporte asignada, en el horizonte de planeación 2024–2037 (

Figura 3).

BORRADOR TARIOS

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

Figura 3, Número de subestaciones con agotamiento de la capacidad de interrupción de corto circuito por año para cada escenario evaluado



Escenario	Descripción	Capacidad (MW)
Escenario 1	Consideran las plantas que se encuentran en operación y en pruebas al 20 de agosto de 2024	20.740
Escenario 2	Considera todas las plantas del escenario 1 más las plantas que tienen compromisos con el sistema	27.770
Escenario 3	Considera todos los proyectos en operación y todos los proyectos con capacidad de transporte asignada	39.849

FUENTE: UPME-CNO-XM (2024)

El mencionado estudio técnico, realizado bajo la metodología IEC 60909 – 2016 y complementado con la metodología ER G74 de National Grid, define como subestación agotada aquella en la cual el nivel de corriente de cortocircuito máximo es igual o superior al 90% de la capacidad de interrupción nominal de sus equipos de maniobra, representando un riesgo estructural para la seguridad del sistema ante eventos de falla.

Con base en los resultados de este estudio, la UPME contrató con HMV Ingenieros Ltda.[1] la evaluación de las soluciones estructurales técnica y económicamente viables para las subestaciones del STN y STR con agotamiento de capacidad de interrupción, en el horizonte 2024–2034. En este estudio, se identificó y evaluó, para cada subestación priorizada en 10 subáreas operativas, técnicas de mitigación que incluyen: seccionamiento de barras, instalación de reactores serie (entre barras, en bahías o combinados), resistencias de puesta a tierra en neutro de transformadores, cambio de conexión del neutro a estrella aislada (Y aislada), construcción de nuevas subestaciones para descongestionar las agotadas, combinación de alternativas y repotenciación completa de equipos.

1.2. PROBLEMAS, CAUSAS Y CONSECUENCIAS

El problema a resolver es la imposibilidad de otorgar puntos de conexión a nuevos generadores ocasionando altas probabilidades de desatención de la demanda de energía eléctrica en el país.

1.2.1 Causas del problema

[1] Contrato CO1.PCCNTR.6662426, realizado con simulaciones en DIgSILENT Power Factory (base ME_LP_UPME_2024_V17_P_CC_3.pfd, actualizada al 30 de septiembre de 2024).

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

BORRADOR PARA COMENTARIOS

La principal causa del problema es el agotamiento de la capacidad de interrupción en subestaciones (niveles de cortocircuito cercanos o superiores al 90%) debido a un incremento sostenido del nivel de cortocircuito (Isc) en el SIN. El agotamiento de la capacidad de corto circuito tiene sus orígenes en los siguientes elementos:

- Incremento del enmallamiento de la red reduciendo la impedancia equivalente en las subestaciones.
- Crecimiento acelerado de solicitudes de nuevos proyectos de generación sin la expansión de la red necesaria.
- Obsolescencia tecnológica de equipos y subestaciones con bajas capacidades de interrupción.
- Las Unidades Constructivas a nivel de STN y STR no están discriminadas por capacidad, lo cual dificulta la viabilidad financiera de posibles alternativas de solución, como, por ejemplo, la repotenciación de subestaciones, CNO (2025).
- La indefinición de esquemas de remuneración actualizados ha incentivado a los transportadores nacionales, regionales y operadores de red a posponer, y en el peor de los casos a no acometer, las obras necesarias para resolver esta problemática; ello debido a que, en su opinión, las inversiones necesarias no son plenamente reconocidas considerando la valoración de las soluciones con las Unidades Constructivas-UC vigentes, CNO (2025).
- La planeación histórica de la expansión de la transmisión no consideró el impacto acumulado del cortocircuito en Subestaciones bajo criterios como el establecido en la norma IEC 60909.

1.2.2 Consecuencias del problema

La principal causa del problema señalado es la imposibilidad de asignar puntos de conexión a nuevos generadores. Entre otras consecuencias del problema se pueden incluir las siguientes:

- Limitaciones operativas en subestaciones críticas de la red del STR y STN.
- Concentración del riesgo en regiones específicas (especialmente Caribe).
- Restricciones técnicas derivadas del agotamiento obligan a limitar la conexión o despacho de generación, lo que reduce la capacidad de energía en firme disponible del sistema, incluso en escenarios donde existe suficiente energía en el sistema.
- Acumulación de condiciones críticas sin intervención oportuna aumenta la probabilidad de eventos severos bajo contingencias simples (criterio N-1), comprometiendo los estándares de seguridad definidos en la Resolución CREG 025 de 1995 y eventualmente incrementando costo de restricciones eléctricas.
- En escenarios de alta demanda o condiciones climáticas adversas (como el fenómeno de El Niño), estas limitaciones estructurales pueden traducirse en déficits de atención de la demanda, al no poder aprovechar plenamente la generación disponible ni garantizar la confiabilidad del transporte y distribución de energía.
- El agotamiento de la capacidad de corto circuito implica operar por fuera de los márgenes de seguridad exigidos por el Resolución CREG 025 de 1995, lo que expone al sistema a fallas no despejadas y pérdida de control operativo.
- La probabilidad de falla no es estática sino creciente y acumulativa, dado que el enmallamiento eleva progresivamente las corrientes de cortocircuito, agravando el riesgo en el corto plazo con las nuevas obras de expansión.

1.3. OBJETIVO

Identificar, priorizar y habilitar mecanismos para la ejecución ágil de obras urgentes para mitigar o eliminar el agotamiento de la capacidad de interrupción por niveles de cortocircuito en subestaciones del STN y STR, con el fin de preservar la seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio en el SIN.

1.4. FORMULACIÓN DE ALTERNATIVAS

Las alternativas consideradas para la expedición de la presente resolución incluyen las siguientes:

1.1 Alternativa No. 1, No expedir la resolución

Esta opción consiste en no expedir la resolución y en su lugar publicar un estudio de planeamiento indicativo para la repotenciación y renovación de subestaciones.
Si bien esta alternativa usualmente es el paso inicial del proceso de la expansión de la transmisión al requerir procesos adicionales, no responde adecuadamente al sentido de urgencia requerida por la coyuntura actual del sector eléctrico. En este caso no existe un acto administrativo formal que permita al inversionista impulsar el desarrollo de los proyectos identificados ni a la UPME considerar una infraestructura más robusta dentro del proceso de asignación de puntos de

BORRADOR PARA COMENTARIOS

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

conexión para nuevos generadores. En consecuencia, se descarta esta alternativa por no contribuir oportunamente a la solución del problema identificado.

1.2 Alternativa No. 2, Expedición gradual de la resolución

Esta alternativa contempla expedir las resoluciones que sean necesarias a medida que se precise el alcance de las obras en cada subestación y se efectúen los análisis de Beneficio/costo para cada una de las obras.
Bajo esta alternativa existe un acto administrativo formal que permite a algunos inversionistas iniciar el desarrollo gradual de proyectos identificados para las obras de mitigación y a la UPME considerar una infraestructura que gradualmente será más robusta dentro del proceso de asignación de puntos de conexión para nuevos generadores. Por la gradualidad de su implementación, es posible que sus beneficios sean limitados en el corto plazo y por lo tanto su efecto en la asignación de puntos de conexión para los proyectos de que trata la Resolución CREG 101-070 de 2025 no cubra todos los requerimientos establecidos.

1.3 Alternativa No. 3, Expedición de la resolución

Contempla expedir una resolución con las obras identificadas, sus fechas de puesta en operación, y los estándares de capacidad establecidos en la resolución que se somete a consulta.
Bajo esta alternativa también existe un acto administrativo formal que permite a los inversionistas iniciar el desarrollo de todos los proyectos identificados y a la UPME considerar una infraestructura más robusta dentro del proceso de asignación de puntos de conexión para nuevos generadores. Por las características de su implementación, se aprovechará totalmente su efecto en la asignación de puntos de conexión para los proyectos de la subasta de energía firme y los proyectos con licencia ambiental de que trata la Resolución CREG 101-070 de 2025 tiene mayor cobertura.
Por lo anterior, y dados los requerimientos de Energía Firme que se ilustran en la Figura 2, la Alternativa 3 muestra los mayores beneficios para atender la probabilidad de desabastecimiento de la demanda con la oportunidad requerida en las circunstancias actuales. Con esta alternativa también se logran los beneficios que se listan a continuación:

Beneficios cuantitativos

- Reducción del riesgo de falla y probabilidad de eventos de desabastecimiento.
- Aumento de la capacidad efectiva de conexión (liberación de nodos restringidos).
- Disminución de indisponibilidades y costos asociados a interrupciones del servicio.
- Optimización del uso de la infraestructura existente, evitando sobrecostos futuros.

Beneficios cualitativos

- Mejora en la seguridad operativa del sistema.
- Cumplimiento de estándares
- Fortalecimiento de la resiliencia del sistema ante contingencias.
- Alineación con los objetivos de transición energética y confiabilidad.

1.5. ANÁLISIS DE IMPACTO

La metodología para el análisis de impacto del proyecto normativo incluirá los siguientes procedimientos:

- Análisis general de los beneficios cualitativos del proyecto de resolución
- Análisis individual de beneficio/costo de cada una de las obras propuestas. Tal como se propone en el proyecto de resolución, este análisis se efectuará una vez se disponga de la información de costos y los beneficios asociados cada una de las obras que se incluyan en la Resolución definitiva (BCA).
- Para la comparación de alternativas de solución a un mismo problema cuando se considere necesario se utilizará un análisis de costo eficiencia (CEA) [2].
- Para la consideración de los costos y beneficios en el tiempo se utilizará la tasa de descuento del inversionista que defina la CREG para la actividad de transmisión y distribución según sea el caso.

1.6. IDENTIFICACIÓN DE OBRAS URGENTES DE MITIGACIÓN, REPOTENCIACIÓN Y RENOVACIÓN

[2] Benefit Cost Analysis (BCA) y CEA (Cost Effectiveness Analysis)

BORRADOR - COMENTARIOS

*Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera **"Copia No Controlada"**. La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.*

Luego de recibir comentarios con respecto a las obras evaluadas en el estudio mencionado y de realizar mesas técnicas con los propietarios de las subestaciones estudiadas se identificaron las obras que se señalan a continuación:

6.1. OBRAS DE MITIGACIÓN

Son las obras para desarrollo en el corto plazo definidas como necesarias para atenuar o soportar los niveles de corto circuito en subestaciones existentes ante eventos en la misma o en las subestaciones de su zona de influencia, 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 o funcionales. En esta categoría se encuentran las siguientes obras:

6.1.1. Obras de mitigación asociadas a ENLAZA del Grupo de Energía de Bogotá (GEB)

La subestación Guavio 230 kV presenta una capacidad nominal de interrupción y despeje de fallas de 40 kA. No obstante, de acuerdo con los análisis de cortocircuito, se evidencian condiciones de agotamiento de capacidad, alcanzando niveles de 102,5 % de su capacidad de apertura para el año 2026 y 106 % para el horizonte de proyección hasta el 2034. Lo anterior implica una situación de criticidad que requiere la implementación inmediata de medidas de mitigación.

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO
Guavio 230 kV	Bogotá	Inclusión de reactores limitadores de corto circuito en las líneas: • Guavio - Chivor 1 • Guavio - Chivor 2	2028

El transportador deberá desarrollar la ingeniería de detalle, con el fin de determinar el valor óptimo de la impedancia de los reactores limitadores de cortocircuito, garantizando su adecuada coordinación con el sistema eléctrico. La solución deberá permitir una reducción aproximada de 4 kA en los niveles de cortocircuito, de manera que el valor máximo esperado para el año 2034 no supere los 36 kA, considerando una tolerancia del ±5 %.

6.1.2. Obras de mitigación asociadas a EMCALI.

La subestación San Luis 115 kV presenta una capacidad nominal de interrupción y despeje de fallas de 31.5 kA. Con base en los análisis de cortocircuito, se evidencian condiciones de agotamiento de capacidad del 103% desde el año 2029, lo que implica una situación de criticidad que requiere la implementación de medidas de mitigación.
A corto plazo se realizarán las maniobras operativas en coordinación con CNO, maniobras operativas de interruptores, realizando una distribución de bahías y/o campos en las dos barras de la subestación convirtiendo dos barras independientes con configuración barra sencilla.

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO
San Luis 115 kV	Valle	Maniobra operativa operación con distribución de bahías entre barras • 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) • Sección B: Transformador 2 110/34,5 (abierto)	2026

6.1.3. Obras de mitigación asociadas CHEC

La subestación La Esmeralda 115 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 101% para 2027 y de 101% para 2034. Es un centro importante de inclusión de generación a la red eléctrica del departamento de Caldas.

BORRADOR PARA COMENTARIOS

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

A corto plazo se realizará una reconfiguración topológica en coordinación con CND, que conlleva a una modificación de operación de la subestación.

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO
La Esmeralda 115 kV	CQR	Reconfiguración topológica a nivel de líneas de 115 kV. Esta reconfiguración implica un *bypass* entre las líneas que conectan: • Esmeralda – Hermosa • Esmeralda – Manizales Retirando dos líneas de su paso por Esmeralda para reducir la inyección de corriente de cortocircuito.	2028

Nota: Esta acción conlleva a una presentación ante el CNO y una coordinación de actores con el CND.

6.1.4. Obras de mitigación asociadas a ENEL.

La subestación Veraguas 115 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 108% para 2025 y de 133% para 2034. Por su parte, la subestación Circo 115 kV presenta una capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 105% para 2024 y de 133% para 2034.
A corto plazo se evalúa de forma combinada coordinada con el CND la propuesta de operar la subestación Circo 115 kV de forma desacoplada reduciendo la corriente de corto circuito sin generar restricciones o riesgos en la operación. Para la subestación Veraguas 115 kV se define un posible una reconfiguración de la subestación entre dos líneas que ingresan a la subestación.

Subestación	Subárea	Medida	FPO
Circo	Bogotá	Maniobra operativa barras desacopladas Circo 115 kV- AV. Primera 115 kV • 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 • Sección B: Transformador Circo 2 230/115/13,2 kV – Tensión: 115 kV	2027
Veraguas	Bogotá	Reconfiguración topológica a nivel de líneas de 115 kV. Esta reconfiguración implica un *bypass* entre las líneas que conectan: • Muzu - Veraguas 115 kV • Techo - Veraguas 115 kV Retirando dos líneas de su paso por Veraguas para reducir la inyección de corriente de cortocircuito.	2027

6.1.5. Obras de mitigación asociadas a CELSIA

La subestación San Marcos 115 kV presenta una capacidad nominal de interrupción y despeje de fallas de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 105% para 2026 y de 105% para 2034. Esto conlleva a una implementación inmediata de medidas de mitigación.

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO
San Marcos 115 kV	Valle	Inclusión de reactores limitadores de cortocircuito lìneas hacia subestación Guachal 115 kV	2029

BORRADOR PARA COMENTARIOS

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

El transportador deberá desarrollar la ingeniería de detalle, con el fin de determinar el valor óptimo de la impedancia de los reactores limitadores de cortocircuito, garantizando su adecuada coordinación con el sistema eléctrico. La solución deberá permitir una reducción aproximada de 3.5 kA en los niveles de cortocircuito, de manera que el valor máximo esperado para el año 2034 no supere los 29 kA, considerando una tolerancia del ±5 %.

6.1.6. Obras de mitigación asociadas a AFINIA

La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 121% para 2024 y de 148% para 2034. Se plantea la opción de intervención mediante seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías y distribución de bahías.

Subestación	Subárea	Medida	FPO
Bosque 66 kV	Bolívar	Distribución de bahías entre barras • 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 • 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	2027

6.1.7. Obras de mitigación asociadas a AIRE

La subestación Termoflores 110 kV presenta una capacidad nominal de interrupción y despeje de fallas de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 123% para 2026 y de 124% para 2034. Esto conlleva a una implementación inmediata de medidas de mitigación.

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO
Termoflores 110 kV	Atlántico	Operación de subestación con barra desacoplada • 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	2027
Tebsa 110 kV	Atlántico	Operación de subestación con barra desacoplada	2027

BORRADOR PARA COMENTARIOS

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

6.1.8. Obras de mitigación asociadas a EPM

La subestación kV presenta una capacidad nominal de interrupción y despeje de fallas de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 103% para 2026 y de 107% para 2034. Esto conlleva a una implementación inmediata de medidas de mitigación. Se plantea la opción de intervención mediante seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías y distribución de bahías.

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO
Guayabal 110 kV	Antioquia	Desacople de las barras • 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: Autransformadores de conexión al STN 1 y 2 • Sección B: Rodeo • Sección B: Envigado	2028

6.1.9. Obras de mitigación asociadas a ISA

La subestación Sogamoso 230 kV presenta una configuración en interruptor y medio, esta cuenta con una capacidad nominal de cortocircuito de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 121% para 2026 y de 126% para 2034. Esto conlleva a una implementación inmediata de medidas de mitigación. Se plantea la opción de seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías y distribución de bahías.

La subestación Bolívar 220 kV presenta una configuración de doble barra más barra de transferencia tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 106% para 2026 y de 136% para 2034. Esta subestación fue puesta en servicio en el año 2007.

Subestación	Subárea	Medida	FPO
Sogamoso 230 kV	Santander	Desacople de las barras • 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 Sogamosos 4 500/230 kV • Sección B: Unidad Sogamoso 3 290MW • Sección B: Línea a Solar Andes 85 MW • Sección B: Línea a Solar Yarigues 200 MW	2029

BORRADOR PARA COMENTARIOS

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

Bolívar 220 kV	Bolívar	Desacople de barras y distribución de bahías entre barras • 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 • 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	2029

Nota: El seccionamiento anterior es propuesto y estará supeditado a que ISA realicé su propia evaluación y la presente ante su alternativa al CNO y en conjunto a una coordinación con el CND.

6.2. OBRAS 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.

6.2.1. Obras de repotenciación asociadas a EMCALI.

Para la subestación Melendez 115 kV, se dimensiona una medida de repotenciación de equipos específicos, consistente en reemplazo de cuatro (4) seccionadores de los equipos de las bahías de los transformadores de potencia TP2 y TP3 de la subestación Meléndez y dos (2) interruptores.

Subestación	Subárea	Medida de repotenciación	FPO
Melendez 115 kV	Cali	Cambios en bahía de TRANSFORMADOR TP2: • 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.	2029

El operador de red deberá garantizar que la capacidad nominal de la subestación será de 40 kA.

6.2.2. Obras de repotenciación asociadas a EBSA.

Las subestaciones Belencito 115 kV, Holcim 115 kV, La Ramada 115 kV y Sidenal 115 kv, cuentan con gran parte de sus activos y equipos de interrupción diseñados a nivel nominal de corto circuito de 40 kA. Sin embargo, la validación de sus sistemas de puesta a tierra se encuentra calculado para 30 kA, en este caso es necesario, recalcular el informe expuesto y definir obras de repotenciación sobre el sistema de puesta a tierra que permitan a la subestaciones expuestas soportar fallas monofásicas de hasta 40 kA.

Subestación	Subárea	Medida de repotenciación	FPO
Belencito 115 kV	Boyacá - Casanare	Repotenciar sistema de puesta a tierra y garantizar una soportabilidad de 40 kA como corriente de corto circuito	2027

BORRADOR PARA COMENTARIOS

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

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

6.3. OBRAS 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. En esta categoría se encuentran las siguientes obras:

6.3.1. Obras de renovación asociadas a EMCALI.

La subestación San Luis 115 kV presenta una capacidad nominal de interrupción y despeje de fallas de 31.5 kA. No obstante, de acuerdo con los análisis de cortocircuito, se evidencian condiciones de agotamiento de capacidad, alcanzando niveles de 102,7 % desde el año 2027 lo que implica una situación de criticidad que requiere la implementación de medidas de renovación con base a que esta subestación fue puesta en servicio en el año 1984.

Subestación	Subárea	Medida	FPO
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

6.3.2. Obras de renovación asociadas a CHEC.

Las obras a largo plazo de La Esmeralda 115 kV, será continuación de medida de mitigación descrita anteriormente y consistirá en intervención para normalizar la instalación, ampliar la capacidad de corto circuito y realizar una renovación tecnológica, dado que fue puesta en servicio en el año 1971.

Subestación	Subárea	Medida	FPO
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

6.3.3. Obras de renovación asociadas a ENEL.

Las obras asociadas a ENEL corresponden principalmente a su cambio de tensión de operación y a la repotenciación de su anillo de 57.5 kV que pasará a operar a un nivel de 115 kV para el año 2031.
Debido al enmallamiento de la red en la subárea Bogotá y a los proyectos de gran capacidad de consumo de energía

Subestación	Subárea	Medida	FPO
Circo 115 kV	Bogotá	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	2031
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

6.3.4. Obras de renovación asociadas a EPM

La subestación Ancón Sur 110 kV presenta una capacidad declarada de 31.5 kA de interrupción, pero muestra agotamiento con niveles de 164% para 2026 y de 189% para 2034. Esto conlleva a una implementación inmediata de renovación. Esta subestación fue puesta en servicio en el año 1971.

La subestación Central 110 kV presenta una capacidad declarada de 31.5 kA de interrupción, pero muestra agotamiento con niveles de 105% para 2026 y de 106% para 2034. Esto conlleva a una implementación inmediata de renovación. Esta subestación fue puesta en servicio en el año 1962.

BORRADOR PARA COMENTARIOS

*Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera **"Copia No Controlada"**. La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.*

La subestación Guatapé 220 kV presenta una capacidad declarada de 31.5 kA de interrupción, pero muestra agotamiento con niveles de 117% para 2026 y de 120% para 2034. Esto conlleva a una implementación inmediata de renovación. Esta subestación fue puesta en servicio en el año 2000.

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO
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
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

6.3.5. Obras de renovación asociadas a ISA

La subestación La Mesa tiene capacidad de interrupción declarada de 26.2 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 128% para 2026 y de 130% para 2034. Esta subestación fue puesta en servicio en el año 1998.

La subestación Torca tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 111% para 2026 y de 113% para 2034. Esta subestación fue puesta en servicio en el año 1973.

La subestación El Copey 220 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 25 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 123% para 2026 y de 125% para 2034. Esta subestación fue puesta en servicio en el año 1982

La subestación Termoflores 220 kV presenta una capacidad nominal de interrupción y despeje de fallas de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 129% para 2026 y de 148% para 2034. Esta subestación fue puesta en servicio en el año 2000

La subestación Nueva Barranquilla tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 105% para 2026 y de 123% para 2034. Esta subestación fue puesta en servicio en el año 1999.

La subestación Cartagena 220 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 128% para 2026 y de 131% para 2034. Esta subestación fue puesta en servicio en el año 1998.

La subestación Cerromatoso 230 kV tiene capacidad de interrupción declarada en 25 kA, pero representará un cuello de botella para la entrada de nueva generación identificada en en la zona debido a que, en 110 kV, si presenta problemas de agotamiento. Esta subestación fue puesta en servicio en el año 1998.

La subestación Primavera 230 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 110% para 2026y de 123% para 2034. Esta subestación fue puesta en servicio en el año 2006.

La subestación El Rio 220 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 142% para 2026 y de 158% para 2034**.** Esta subestación fue puesta en servicio en el año 2022.

La subestación Copey 110 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 12.5 kA, pero muestra agotamiento para el año 2040 de 112%. Esta subestación ha sido puesta en servicio en el año 1986.

La subestación Chinú 110 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento para el año 2040 de 124%. Esta subestación ha sido puesta en servicio en el año 1978.

Subestación	Subárea	Medida	FPO
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
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

BORRADOR PARA COMENTARIOS

*Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera **"Copia No Controlada"**. La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.*

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 Sucre	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de corto circuito	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

6.3.6. Obras de renovación asociadas a AIRE

La subestación el Oasis 110 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 131% para 2024 y de 148% para 2034. Fue puesta en operación en el año 1986.

La subestación el Silencio110 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 123% para 2024 y de 140% para 2034. Fue puesta en operación en el año 2023.

La subestación de El Rio 110 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 155% para 2026 y de 1158% para 2034. Fue puesta en operación en el año 2023.

Subestación	Subárea	Medida	FPO
Oasis 110 kV	Atlántico	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 50 kA de corto circuito	2030
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

6.3.7. Obras de renovación asociadas a AFINIA

La subestación Ternera 66 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 18 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 113% para 2024 y de 133% para 2034. Fue puesta en operación en el año 1973.

La subestación Cospique 66 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 112% para 2024 y de 138% para 2034. Fue puesta en operación en el año 1958.

La subestación Cartagena 66 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 112% para 2024 y de 119% para 2034. Fue puesta en operación en el año 1978.

La subestación Cerromatoso 110 kV tiene capacidad de interrupción declarada de 25 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 120% para 2024 y de 138% para 2034. Fue puesta en operación en el año 2002.

Subestación	Subárea	Medida	FPO
Ternera 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
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

BORRADOR PARA COMENTARIOS

*Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera **"Copia No Controlada"**. La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.*

Cerromatoso 110 kV	Bolívar	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 50 kA de corto circuito.	2030

6.4. OBRAS NUEVAS

Esta alternativa aplica a aquellos casos donde la construcción de una nueva subestación se encuentre más conveniente que efectuar su repotenciación o renovación. En estos casos la obra tendrá alcance a la construcción e interconexión de 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.

6.5 ESTANDARES CONSTRUCTIVOS

Con el objeto de adaptarse a la evolución futura del sistema Interconectado Nacional para el caso de obras urgentes de repotenciación, renovación y nuevas subestaciones los interruptores, barrajes, mallas de puesta tierra y demás componentes sometidos a los efectos de las corrientes de corto circuito 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
500 kV	80 kA

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
De otra parte, con el objeto de incorporar estándares de interoperabilidad con los sistemas de supervisión y telecontrol así como la evolución de usuarios y proyectos de generación las obras de renovación consideran los siguientes componentes:

- Las obras orientadas a la digitalización de subestaciones para cumplir con el Estándar IEC-61850, Mc Donald (2012).
- Las necesarias para la conexión de nuevos usuarios y nuevos proyectos de generación.
-

6.6 REFERENCIAS

CNO (2025), "Necesidades normativas para resolver los riesgos operativos por agotamiento de la capacidad de corto circuito en subestaciones del STn y del STR…", 18 de mayo de 2025. Comunicado_CNO__CC_SAEB FINAL.pdf

HMV INGENIEROS (2024), "Alternativas para mitigar agotamiento por cortocircuito en subestaciones del SIN".

Mc Donald J. (2012), "*Electric Power Substations Engineering, Third Edition*".

UPME-CNO-XM (2024), "*Informe de evaluación, Definición del grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito*".
Documento_priorizacion_subestaciones_v3_final.pdf

XM (2024), "*Estudio de Flexibilidad XM*".
https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-estudios-de-flexibilidad-del-sin/resultados-de-estudios-de-flexibilidad-del-sin

XM (2026), "*Informe del CND dirigido al CACSE*", Lunes30 de marzo de 2026.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

Lo dispuesto en la presente resolución aplica para los proyectos clase 1 de generación, cogeneración y autogeneración con entrega de excedentes al sistema que requieran solicitar o ampliar la asignación de capacidad de transporte en el

BORRADOR PARA COMENTARIOS

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

Sistema Interconectado Nacional, SIN, y que cumplan las condiciones para radicar solicitudes de asignación de capacidad de transporte correspondientes a proyectos con obligaciones y/o con trámites ambientales cumplidos, dispuestas en los capítulos 2 y 3 de la resolución CREG 101 094 de 2025.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

Las competencias asociadas a la expedición de la Resolución se fundamentan en la siguiente normativa:

- Constitución Política de Colombia
- Ley 142 de 1994
- Ley 143 de 1994
- Ley 768 de 2002
- Decreto 1073 de 2015
- Decreto 1074 de 2015
- Decreto 1076 de 2015
- Decreto 2121 de 2023
- Decreto 1403 de 2024
- Decreto 852 de 2024
- Decreto 1033 de 2025
- Resolución CREG 025 de 1995
- Resolución CREG 070 de 1998
- Resolución CREG 030 de 2018
- Resolución MME 90604 de 2014
- Resolución CREG 011 de 2009
- Resolución CREG 015 de 2018
- Resolución CREG 093 de 2014

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

- El marco normativo del sector eléctrico, sustentado en la Ley 143 de 1994 y la Ley 142 de 1994, establece que el Estado planifica la expansión del sistema de transmisión a través del Ministerio de Minas y Energía, con el soporte técnico de la UPME en la elaboración de los planes de expansión, mientras la CREG define los mecanismos regulatorios para su ejecución e incentivo a la inversión.
- Existen procedimientos y resoluciones creadas para la definición de los planes de expansión del STN y STR, así como estándares técnicos obligatorios para el cálculo de las variables eléctricas, la calidad de la potencia, la seguridad del sistema y confiabilidad del mismo.
- Se incorporó la figura de situaciones especiales y proyectos urgentes para atender riesgos de desabastecimiento por falta o problemas de infraestructura, conforme a la Resolución MME 90604 de 2014, la cual define estos mecanismos y habilita su implementación por parte de la UPME o a solicitud del Ministerio de Minas y Energía.
- Se cuenta con metodologías regulatorias para la evaluación económica de proyectos de expansión basadas en costos eficientes, definidas por la Resolución CREG 011 de 2009 y la Resolución CREG 015 de 2018, que establecen los costos de unidades constructivas para el STN y STR y que a su vez para ciertos casos podrán acogerse a unidades constructivas especiales aplicables al nivel 3 y 4 de tensión.
- El sistema eléctrico enfrenta una alta presión por crecimiento de generación, impulsado por la transición energética, evidenciada en la rápida expansión de energías renovable.
- La masiva integración de proyectos renovables y nuevas conexiones incrementa los niveles de cortocircuito en el sistema, esto queda evidenciado en estudios internacionales, en los cuales se señala que la creciente penetración de generación basada en electrónica de potencia modifica las corrientes de falla y puede llevar a la superación de la capacidad de interrupción de los equipos, especialmente en redes altamente malladas o en zonas con alta concentración de generación.
- La expansión de la red, aunque mejora la confiabilidad y flexibilidad operativa, contribuye al aumento de las corrientes de cortocircuito en subestaciones existentes, esto se debe a la reducción de la impedancia equivalente del sistema y al incremento de la potencia de cortocircuito (Scc) por mayor enmallamiento y a la conexión de nuevas fuentes de inyección, conforme a los principios de cálculo establecidos en la IEC 60909/ER G74.
- Estudios oficiales de la UPME, con participación de XM y el CNO, identifican un número creciente de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción, definido técnicamente cuando las corrientes de cortocircuito alcanzan o superan umbrales cercanos al 90% de la capacidad nominal de los equipos, bajo metodologías basadas en la IEC 60909, evidenciando un problema estructural presente desde hace décadas en el SIN.
- El fenómeno se concentra en varias regiones del país y tiende a agravarse con los escenarios futuros de expansión.

BORRADOR PARA COMENTARIOS

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

- La magnitud y urgencia del problema evidencian la necesidad de **ajustes regulatorios** que permitan ejecutar soluciones oportunamente.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

Los Decretos, las Resoluciones y Leyes indicadas, están vigentes

3.3. Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

Ninguna

3.4 Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción)

No se identifica Jurisprudencia relacionada con el asunto

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

Ninguna

4. IMPACTO ECONÓMICO

La expedición de la presente resolución no genera un impacto económico en el presupuesto de la Unidad. No obstante, es pertinente señalar que la implementación de los procedimientos implicará un incremento en la particularidad de las actividades de evaluación con un incremento en la carga operativa para la UPME, principalmente para el Grupo de Transmisión y Distribución y el Grupo de Convocatorias de la Subdirección de Energía Eléctrica. En caso de que dicho incremento requiera ajustes posteriores en materia de recursos humanos o técnicos, estos deberán ser evaluados por la entidad en el marco de su planeación institucional

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

El proyecto de resolución no requiere disponibilidad presupuestal para su expedición, ni genera compromisos inmediatos de recursos para su implementación. En caso de que, con posterioridad a la entrada en vigor del procedimiento, se identifiquen necesidades de fortalecimiento en materia de recursos humanos o técnicos derivadas del incremento operativo asociado a su aplicación, estas deberán ser evaluadas por la UPME dentro de los procesos de planeación institucional y presupuestal correspondientes.

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN

Por medio de este proyecto de resolución no se genera ningún tipo de impacto ambiental o sobre el patrimonio cultural de la nación.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO

NO APLICA

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria	Circular XX de 2026 - Consulta
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	No aplica
Informe de observaciones y respuestas	No aplica para la etapa de consulta
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	No aplica
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública.	No aplica
Otro	No aplica

BORRADOR PARA COMENTARIOS

Aprobación jurídica:

MATEO SEVERINO RODRIGUEZ
Jefe Oficina Asesora Jurídica

Aprobación técnica:

GUILLERMO HOLGUIN
Subdirector de Energía Eléctrica

BORRADOR PARA COMENTARIOS

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.