

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	30/09/2025
Proyecto de Decreto:	“Por la cual se establecen lineamientos y planes de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica, y se dictan otras disposiciones”.

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

Que, el artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es su deber asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional, que así mismo estos servicios públicos están sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares, y el Estado mantendrá la regulación, control y la vigilancia dichos servicios.

Que, el artículo 4 de la Ley 143 de 1994 establece que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos: abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

Que, de acuerdo con el artículo 5 de la Ley 143 de 1994, la generación e interconexión de electricidad, entre las demás actividades de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica, se encuentran destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales de forma permanente, razón por la cual son consideradas servicios públicos de carácter esencial, obligatorio y solidario, y de utilidad pública. Que, el artículo 6 de la Ley 143 de 1994 indica que las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, entre las que se encuentran las de generación e interconexión, se rigen por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y equidad, entre otros.

Que, el artículo 12 de la Ley 143 de 1994 ordena que *"la planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos"*.

Que, el literal a) del artículo 16 de la Ley 143 de 1994 señala que le corresponde a la Unidad de Planeación Minero-Energética —UPME, entre otras, las siguientes funciones la de establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos, y en según su Literal c) le corresponde 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, de acuerdo con el artículo 18 de la Ley 143 de 1994, compete al Ministerio de Minas y Energía 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. Los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
			T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1	

satisfacción de la demanda Nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético. Así mismo, el Gobierno Nacional tomará medidas para que entren en operación aquellos proyectos previstos en el Plan de Expansión de referencia del sector eléctrico, que no hayan sido escogidos por otros inversionistas, de tal forma que satisfagan los requerimientos de infraestructura contemplados en dicho plan.

Que, el literal n) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994 indica que le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas —CREG" *Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.*

Que, el artículo 33 de la Ley 143 de 1994 establece que la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se *"hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio, mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país".*

Que, el artículo 36 de la Ley 143 de 1994 establece que la función principal del Consejo Nacional de Operación –CNO es: *"acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación".*

Que, conforme con el artículo 11 de la Ley 143 de 1994, define al Centro Nacional de Despacho –CND como la *"es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional".*

Que, el artículo 34 de la Ley 143 de 1994 establece que es función del CND, entre otras, la de *"planear la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica".*

Que, derivado con lo dispuesto por la Ley 489 de 1998, el Ministro de Minas y Energía es el director del Sector Administrativo de Minas y Energía, y por lo tanto es el encargado de dirigir y orientar este sector, incluidas las entidades vinculadas y adscritas a tal sector.

Que, en virtud de lo dispuesto en los numerales 2 y 3 del artículo 59 de la Ley 489 de 1998, son funciones de los Ministerios: *"Preparar los proyectos de decretos y resoluciones ejecutivas que deban dictarse en ejercicio de las atribuciones que corresponden al Presidente de la República como suprema autoridad administrativa y dar desarrollo a sus órdenes que se relacionen con tales atribuciones" y "Cumplir las funciones y atender los servicios que les están asignados y dictar, en desarrollo de la ley y de los decretos respectivos, las normas necesarias para tal efecto".*

Que, los artículos 1o y 2o del Decreto 381 de 2012, *"Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía"*, establecen como objetivos de dicho Ministerio, *"formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas"* del Sector de Minas y Energía; y como funciones, entre otras, *"articular la formulación, adopción e implementación de la política pública del sector administrativo de minas y energía"*, y *"formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica"*, *"adoptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y establecer los criterios para el planeamiento de*

la transmisión y distribución”, así como “expedir los reglamentos técnicos sobre producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas combustible, sus usos y aplicaciones”.

Que XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., es una empresa de servicios públicos mixta, creada en virtud de la autorización legal contenida en el parágrafo 1 del artículo 167 de la Ley 142 de 1994 y que se encuentra sometida al régimen jurídico establecido en la Ley 142 de 1994, la Ley 143 de 1994 y en las normas del derecho privado.

Que, conforme con lo establecido en el Decreto 848 del 28 de marzo de 2005, el objeto de XM consiste en el desarrollo de las funciones de “planeación y coordinación de la operación de los recursos del sistema interconectado nacional y la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, así como la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional con sujeción a lo dispuesto en el Reglamento de Operación expedido por la CREG”, los acuerdos expedidos por el CNO y la normatividad vigente que le sea aplicable en Colombia.

Que, el Consejo Nacional de Operaciones (CNO) a través Informe No. 799 del 3 de julio de 2025 ha identificado eventos sistémicos de carácter eléctrico, así como eventos de ciberseguridad, que afectan directamente la continuidad del suministro energético y pueden ocasionar la suspensión del servicio, por lo que se evidencia la necesidad de adoptar medidas para prevenir que tales eventos ocurran o minimizar su probabilidad de ocurrencia.

Que, en relación con la ciberseguridad, mediante el Acuerdo CNO 1502 del 2 de diciembre de 2021, se aprobó la actualización de la Guía de Ciberseguridad, la cual cuenta con el Anexo 1 sobre los criterios de activos críticos.

Que, mediante oficio del Consejo Nacional de Operaciones (CNO) al Ministerio de Minas y Energía con radicado 01-2025-011214 del 13 de marzo de 2025, se identifican 31 subestaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que se encuentran con su capacidad de corto circuito agotada y otras 20 más próximas a agotarse.

Que, en oficio antes mencionado del CNO, se evidencia la vulnerabilidad en los Sistemas de Distribución Local, por lo que es necesario que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) identifique las necesidades de optimizar la capacidad de transporte del SIN por medio de obras estratégicas que deben ser ejecutadas en los Sistemas de Distribución Local (SDL) para contribuir al soporte de la atención del servicio ante eventos que comprometan la resiliencia del sistema.

Que, el Grupo de Energía de Bogotá mediante Escrito de “COMENTARIOS AL ESTUDIO DE NUEVAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS Y ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS. INFORMES 1 AL 3” del 18 de diciembre de 2024 manifestó a la CREG del 18 de diciembre de 2024, que “(...) *Dadas las condiciones actuales de agotamiento de la capacidad de cortocircuito en subestaciones del STN, es importante que se considere la capacidad de cortocircuito como una variable principal en la caracterización de las UCs de subestaciones cuando corresponda*”.

Que, que en el mismo escrito expresó que no se han hecho las inversiones requeridas para mejorar la capacidad de corto circuito debido a que la metodología de remuneración establecida no discrimina las

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
			T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1	

Unidades Constructivas por su capacidad de corto circuito, lo que lleva a que sea probable que no se generen los incentivos necesarios para realizarlas.

Que, conforme a advertencias del CNO, ante una falla que ocasione una corriente de cortocircuito monofásica o trifásica en una S/E con capacidad de cortocircuito agotada puede ocasionar una pérdida total de la infraestructura, interrupción en el suministro a una cantidad considerable de usuarios, daños en los equipos y riesgos en la seguridad.

Que, la Resolución CREG 011 de 2009, establece la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Que el parágrafo 1 del artículo 17 de la Resolución CREG 011 de 2009, indica que al momento de hacer un inventario de Unidades Constructivas para su respectivo reporte, de no existir la correspondiente unidad Constructiva se asociará con aquella más parecida.

Que, la Resolución CREG 015 de 2018 establece la metodología de remuneración de la actividad de distribución del servicio de energía eléctrica y en su artículo 3 define a las Unidades Constructivas Especiales, como *“aquella que contiene elementos con características técnicas que no la hace asimilable a las UC definidas”*.

Que, el inciso 3 del capítulo XIV del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 define las condiciones que deben cumplir las Unidades Constructivas Especiales para que sean aceptadas dentro del plan de inversiones de distribución.

Que, ENEL mediante el radicado 1-2025-052368 del 17 de octubre de 2025 indica que los Sistemas de Distribución Local (SDL) han sido objeto de constantes afectaciones ante distintos fenómenos naturales donde en los últimos 5 años se han visto afectados cerca de 446.000 usuarios por el daño de infraestructura.

Que, de acuerdo con lo expuesto, el Ministerio de Minas y Energía (MME) ha evaluado las condiciones actuales conforme a la información allegada por los diferentes agentes y del sistema, por lo cual mediante Concepto 3-2025-044016 de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales, considera necesario que las instituciones y los agentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN avancen en la incorporación de nuevos criterios de planificación y desarrollo de la infraestructura, que le den capacidad de resiliencia al sistema.

Que, de acuerdo con lo expuesto, el Ministerio de Minas y Energía considera necesario que las instituciones y los agentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN avancen en la incorporación de nuevos criterios de planificación y desarrollo de la infraestructura, que le den capacidad de resiliencia al sistema.

1.1. Contexto

El sistema eléctrico colombiano ha mostrado un crecimiento significativo en los últimos años, impulsado por una mayor demanda de energía, avances tecnológicos y la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable – FNCER, como la solar y eólica. Esto deriva en la necesidad

de mejorar su capacidad para afrontar los diferentes eventos que puedan presentarse, tanto aquellos de carácter eléctrico como los que surgen de las condiciones extremas que impone el cambio climático, tomando especial relevancia los eventos que tienen bajas probabilidades de ocurrencia, pero altos impactos.

Es así como, para tener un mejor aprovechamiento de las fuentes renovables y poder dar respuesta a los retos que impone la transición energética, se requiere mayor flexibilidad de los sistemas, y mejorar su seguridad y capacidad de recuperación ante eventos, con el propósito de poder integrar las nuevas tecnologías y dar una respuesta adecuada a los diferentes consumidores.

En relación con los eventos de carácter eléctrico, éstos se vuelven especialmente sensibles cuando se presentan en subestaciones con configuraciones débiles y en cruces de líneas de transmisión con múltiples circuitos, o en partes del sistema con configuraciones eléctricas de tipo radial.

Existen así en el sistema colombiano subestaciones que fueron concebidas para un bajo número de campos, pero que, como resultado de la evolución del sistema y de las crecientes solicitudes de conexión de nuevos proyectos de generación y demanda, hoy muestran la necesidad de migrar a configuraciones más flexibles y confiables, con el fin de evitar que contingencias simples, como fallas en barras, terminen desencadenando desconexiones de subestaciones completas e impactando así municipios y departamentos. De manera similar, con el crecimiento constante del sistema, comienzan a presentarse cruces entre líneas de transmisión, llevando a que, ante fallas en esos puntos de cruce, se pueda tener la desconexión de múltiples circuitos y con ello afectar la calidad del suministro a áreas completas del sistema eléctrico. Se suma a lo anterior que algunas áreas o subestaciones se encuentran conectadas a la red troncal (Sistema de Transmisión Nacional - STN) en configuración radial o a través de equipos de transformación sin reservas, lo cual lleva a que la salida de un solo elemento, como una línea de transmisión o un transformador, lleve a la desconexión de un municipio o departamento.

Por otro lado, los sistemas eléctricos a nivel global enfrentan grandes desafíos derivados del cambio climático, que ha generado fenómenos meteorológicos extremos más frecuentes e intensos, variabilidad en la disponibilidad de recursos naturales, alteraciones en la demanda energética y afectaciones a la infraestructura eléctrica a nivel mundial. Estos impactos del Cambio Climático en los sistemas eléctricos ponen en riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Esta crisis climática ha aumentado la frecuencia e intensidad de fenómenos naturales, como tormentas eléctricas severas, vientos huracanados y deslizamientos de tierra que afectan las infraestructuras eléctricas de los países. Estas amenazas, acentuadas por el cambio climático, han evidenciado la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos, generando interrupciones masivas y prolongadas.

Para enfrentar esta crisis climática, Colombia ha ratificado acuerdos internacionales, como el Acuerdo de París, en la Ley 1844 de 2017, tal como lo indica su exposición de motivos, comprometiéndose a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar su capacidad de adaptación frente a los impactos del cambio climático. En el marco de estos compromisos y de la situación descrita, se hace necesario considerar el concepto de resiliencia del sistema eléctrico, asegurando una infraestructura que pueda soportar eventos extremos y posibles, así como los derivados de su operación natural, sin comprometer la calidad y continuidad del servicio.

Además, las recientes transformaciones en el sistema y las crecientes amenazas derivadas del cambio climático están exigiendo la necesidad de tener lineamientos de política pública y una actualización de los criterios regulatorios, en línea con la resiliencia, seguridad y confiabilidad que demanda el contexto actual.

Finalmente, no pueden dejarse de lado los ataques cibernéticos a los sistemas eléctricos, los cuales representan una amenaza significativa para la estabilidad y seguridad de éstos y de la sociedad en su conjunto. Estos incidentes pueden causar interrupciones masivas en el suministro de energía, afectando a hogares, comercio e industrias, y poniendo en riesgo la vida cotidiana y la economía. Además, pueden provocar daños físicos a los equipos y sistemas de control, lo que requiere costosas reparaciones y actualizaciones. La creciente digitalización y dependencia de sistemas informáticos en el sector eléctrico hace que estas infraestructuras sean objetivos atractivos para los ciberdelincuentes, quienes pueden estar motivados por razones económicas, políticas o simplemente por el deseo de causar caos. Por esta razón, una política pública en materia de resiliencia de los sistemas eléctricos debe contemplar de manera obligatoria el concepto de ciberseguridad y lineamientos específicos en la materia.

1.2. EVENTOS ELÉCTRICOS QUE HAN AFECTADO LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SIN

Los eventos sistémicos que se han presentado en el Sistema Interconectado Nacional – SIN han comprometido la continuidad del suministro eléctrico, como fallas en subestaciones críticas, sobrecargas y mayores exigencias de capacidad en líneas de transmisión, subestaciones y desequilibrios en la oferta y demanda de energía. Estos eventos afectan la confiabilidad y seguridad del sistema, incrementando la Demanda No Atendida (DNA) y dejando evidente en muchos casos la incapacidad del sistema para suministrar la energía requerida por los usuarios finales en momentos de contingencia.

Esta situación ha sido especialmente preocupante en regiones alejadas o con menor redundancia en la infraestructura eléctrica, donde las interrupciones pueden durar más tiempo y afectar a un mayor número de usuarios. Por este motivo, la DNA se ha convertido en un indicador clave de la resiliencia del sistema eléctrico, que refleja la capacidad del sistema para satisfacer la demanda en todo momento.

En ese sentido, la DNA ha aumentado como resultado de múltiples factores, entre los que destacan:

- El agotamiento en la capacidad de transporte de energía para absorber los picos de demanda y gestionar el flujo de energía entre regiones y áreas.
- La existencia de redes de energía eléctrica radiales, lo que impide desviar flujos de energía ante fallos localizados.
- Fallas en la infraestructura eléctrica crítica, como subestaciones, transformadores y líneas clave, que al quedar fuera de servicio afectan grandes áreas del país o regiones con niveles importantes de demanda de energía eléctrica.

Al respecto, es importante tener en cuenta que la seguridad energética de un país está directamente ligada a la capacidad de su sistema eléctrico para adaptarse a perturbaciones, para garantizar el suministro continuo y para proteger a los usuarios finales, por lo que la resiliencia y confiabilidad del

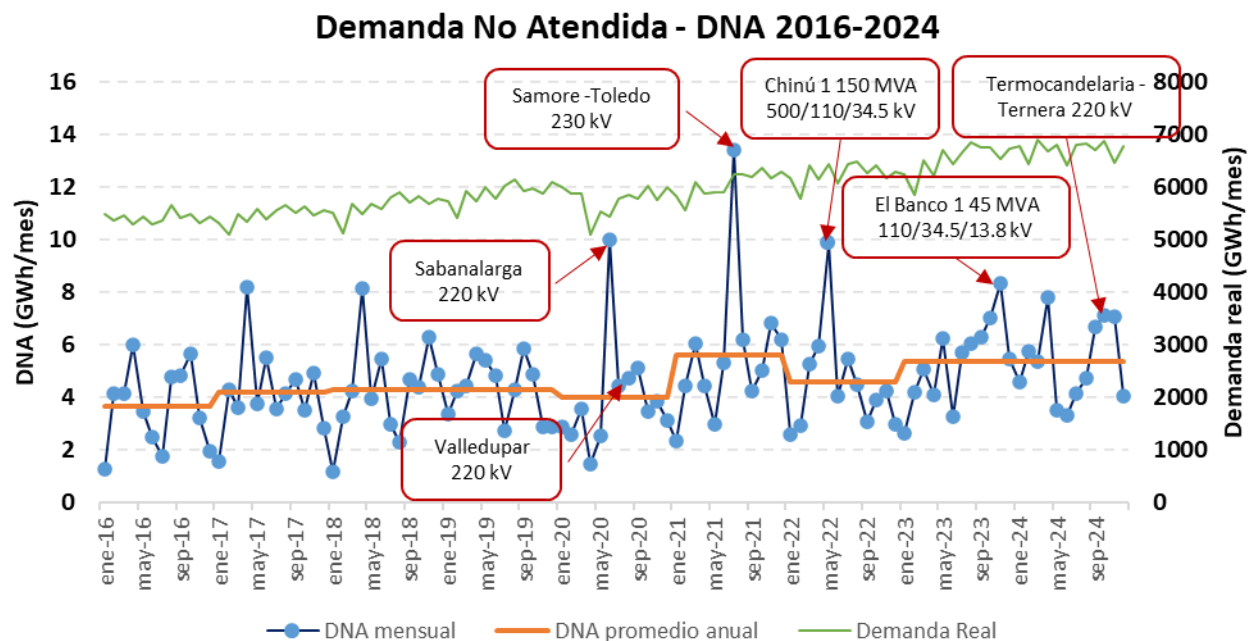
El sistema eléctrico colombiano se vuelve fundamentales para asegurar la estabilidad social y económica del país, especialmente en sectores estratégicos como la industria, los servicios públicos y el bienestar social.

Por los motivos anteriormente expuestos, es indispensable promover un sistema eléctrico más resiliente, seguro y confiable, capaz de responder a los fallos del sistema y reducir al mínimo la DNA para prevenir y mitigar los efectos de estos eventos sistémicos. Por lo anterior es fundamental:

- Modernizar y expandir la infraestructura eléctrica.
- Implementar redes inteligentes (Smart Grids) que permitan una respuesta más ágil y eficiente ante fallas o eventos climáticos.
- Identificar infraestructura eléctrica crítica, como subestaciones, transformadores y líneas, claves para la prestación del servicio.
- Fortalecer los protocolos de operación y mantenimiento del SIN, con un enfoque en la detección temprana de fallas y la planificación de contingencias ante eventos extremos.

Al respecto, en el SIN se han venido identificando riesgos para su operación, asociados a eventos sistémicos que afectan la continuidad del suministro energético y, por tanto, ocasionan la suspensión del servicio. Lo anterior se evidencia con el aumento de los eventos eléctricos y por consiguiente el aumento de la DNA, como se puede observar en el siguiente gráfico:

Ilustración 1: DNA 2016-2024



Fuente: Elaboración propia con información de Sinergox de XM

Los valores promedio de DNA mensual desde el 2017 han superado los 4 GWh sin que se observe una disminución significativa, y para reiterados meses se presenta DNA con magnitudes superiores a los 6 GWh. Para el año 2024, la DNA ya se encuentra en 5.3 GWh en promedio, inclusive el año 2021 alcanzó

los 5.6 GWh, con eventos de gran magnitud como los ocurridos en las líneas Termocandelaria – Ternera 220 kV y Samoré – Toledo 230 kV, respectivamente.

Entre el año 2020 y 2022 se presentaron eventos en el área Caribe de gran afectación, como los ocurridos en la subestación Sabanalarga 220 kV, la subestación Valledupar 220 kV y el transformador 1 de Chinú 150 MVA 500/110/34.5 kV. En la siguiente tabla se muestran los valores de DNA para los meses comprendidos entre los años 2020 y 2024:

Ilustración 2: DNA por mes

Mes	DNA (GWh)	% DNA sobre la del SIN
ene-20	2,9	0,05%
feb-20	2,6	0,04%
mar-20	3,6	0,06%
abr-20	1,5	0,03%
may-20	2,5	0,05%
jun-20	10,0	0,18%
jul-20	4,5	0,08%
ago-20	4,7	0,08%
sep-20	5,1	0,09%
oct-20	3,4	0,06%
nov-20	3,9	0,07%
dic-20	3,1	0,05%
ene-21	2,3	0,04%
feb-21	4,5	0,08%
mar-21	6,1	0,10%
abr-21	4,4	0,08%
may-21	3,0	0,05%
jun-21	5,3	0,09%
jul-21	13,4	0,21%
ago-21	6,2	0,10%
sep-21	4,2	0,07%
oct-21	5,0	0,08%
nov-21	6,9	0,11%
dic-21	6,2	0,10%
ene-22	2,6	0,04%
feb-22	2,9	0,05%
mar-22	5,3	0,08%
abr-22	6,0	0,10%
may-22	9,9	0,15%
jun-22	4,1	0,07%
jul-22	5,5	0,09%
ago-22	4,5	0,07%
sep-22	3,1	0,05%
oct-22	3,9	0,06%
nov-22	4,2	0,07%
dic-22	3,0	0,05%
ene-23	2,6	0,04%
feb-23	4,2	0,07%
mar-23	5,1	0,08%
abr-23	4,1	0,07%
may-23	6,2	0,09%
jun-23	3,3	0,05%
jul-23	5,7	0,09%
ago-23	6,1	0,09%
sep-23	6,3	0,09%
oct-23	7,0	0,10%
nov-23	8,3	0,13%
dic-23	5,4	0,08%
ene-24	4,6	0,07%
feb-24	5,8	0,09%
mar-24	5,4	0,08%
abr-24	7,8	0,12%
may-24	3,5	0,05%
jun-24	3,3	0,05%
jul-24	4,1	0,06%
ago-24	4,7	0,07%
sep-24	6,7	0,10%
oct-24	7,1	0,10%
nov-24	7,1	0,11%
dic-24	4,1	0,06%

Fuente: Elaboración propia con información de Sinergox de XM

Se llama la atención de que en algunos meses se evidencia un aumento considerable del porcentaje de la DNA frente a la demanda real del SIN, alcanzando valores mensuales iguales o superiores al 0,1% de la demanda real. Al respecto, es importante tener en cuenta que el Consejo Nacional de Operación – CNO, mediante el Acuerdo 1819 del 07 de marzo de 2024, estableció los indicadores de

seguimiento de la operación del SIN y se actualizaron los máximos valores para estos durante el año 2024. En cuanto a la DNA por causas programadas, estableció un porcentaje límite de 0.0333% y por causas no programadas de 0.042% para un total de 0,0753%, por consiguiente, es alarmante la situación, pues se sigue presentado DNA por encima de los límites establecidos por el CNO para garantizar una operación segura y confiable del sistema.

1.2.1. Eventos de mayor impacto en el sistema, entre los años 2020 y 2024

1.2.1.1. Año 2020¹

Teniendo en cuenta la DNA en el año 2020, a continuación, se presentan las principales causas asociadas a los meses de mayor impacto que generaron DNA no programada:

- **DNA 3.57 GWh para marzo**

Principalmente, se presentaron tres eventos que afectaron en mayor medida el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de marzo:

- Evento asociado a los activos de 115 kV de la línea Guapi - San Bernardo, lo que afectó las subestaciones aguas abajo Guapi 115 kV y Olaya Herrera 115 kV, los días 07 a 10 de marzo, con un total de 0.45 GWh.
- Disparo en los activos de Montería 1 110/34.5/13.8 kV y Montería 2 110/34.5/13.8 kV, afectando el 4 de marzo un total de demanda de 0.37 GWh; el evento ocurrió por una explosión del cable de potencia de la línea 34,5 kV.
- DNA ante la salida de generación en Suria 115 kV, al presentarse apertura de los circuitos Puerto López - Suria 1 y 2 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales Suria 115 kV, Puerto López 115 kV, Campo Bonito 115 kV y Puerto Gaitán 115 kV, mientras se ejecutaban trabajos de la consignación C0178536 del activo BL1 Suria a Ocoa 115 kV. El evento presentado el día 14 de marzo tuvo un total de afectación de demanda de 0.20 GWh.

- **DNA 10.01 GWh para junio**

La elevada DNA en el mes de junio se debió principalmente al evento ocurrido en la Subestación Sabanalarga 220 kV; sin embargo, dos eventos más ocurrieron en dicho mes:

- Disparo de los activos de la bahía de línea Altamira a Florencia a 115 kV y bahía de línea Florencia a Doncello 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales Florencia 115 kV y Doncello 115 kV. El evento que ocasionó una DNA de 0.28 GWh el 06 de junio, se debió a fuertes lluvias en la zona.
- Disparo del activo Valledupar - Codazzi (Cesar) 1 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales Codazzi (Cesar) 110 kV y La Jagua 110 kV, dejando como resultado una DNA de 0.28 GWh el 22 de junio.

- **Evento subestación Sabanalarga 220 kV**

¹ Memoria justificativa del proyecto de Resolución MME por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica, año 2020.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

Por la magnitud del evento en la Subestación Sabanalarga 220 kV, con una DNA total de 6.62 GWh, a continuación, se detalla lo ocurrido el 24 de junio:

Generalidades

- Demanda Colombia: 9042 MW
- Demanda área Caribe 2: 1902 MW (21% SIN)
- Fecha del evento: 24 de junio de 2020
- Hora del evento: 14:27 horas

Descripción del evento

Se presentó la desconexión de la subestación Sabanalarga 220 kV del SIN y posterior afectación por desconexión de la subárea Bolívar a los 69.5 segundos de iniciado el evento, y desconexión de la subárea Guajira - Cesar - Magdalena (GCM) a los 15 minutos 07 segundos de iniciado el evento, produciendo excursión de la frecuencia, tensión por fuera de los rangos normales de operación y DNA, al interior de las subáreas Atlántico, Bolívar y Guajira - Cesar - Magdalena. Adicionalmente, en las subáreas Atlántico y GCM se presentó actuación del EDAC.

Causa Raíz

- Flameo externo en Transformador de Corriente (CT): Elemento extraño en la superficie del CT (fibra de nido en construcción), ocasionando disminución de aislamiento y falla a tierra ante condiciones de lluvia y fuertes vientos en la subestación.
- Bloqueo de la protección principal: Señal de corriente de neutro cortocircuitada en módulo de ampliación del T-SAC11 220/34.5 kV, necesaria para el chequeo de plausibilidad de la medida en el relé diferencial existente; debido a esto, la protección diferencial de la barra 2, responsable de despejar de la falla según su localización, se bloqueó y no operó.

Al no operar la protección principal, y luego de 1,2 segundos de presentarse la falla, se da la apertura de las bahías de línea remotas a la subestación Sabanalarga 220 kV, lo que evoluciona de un evento inicialmente N-1 a un evento N-15. Esto implicó que se presentara ausencia de tensión en todas las subestaciones a nivel de 66 kV, 110 kV y 220 kV de las subáreas Atlántico, Bolívar y GCM; adicionalmente, en las subestaciones a 500 kV La Loma, Copey, Bolívar y Sabanalarga.

Como consecuencia del evento, se evidenciaron varias fallas en los ajustes de las protecciones, no solo en la Subestación Sabanalarga, sino también en Chinú 110 kV y Tebsa 220 kV.

• *Evento subestación Valledupar 220 kV*

En el mes de julio se presentó un evento de gran magnitud en la Subestación Valledupar 220 kV que afectó los niveles de tensión en 34.5 kV y 13.8 kV, desde el día 08 al 13; adicionalmente, se afectaron las subestaciones radiales Codazzi 110 kV, La Jagua 110 kV y San Juan 110 kV (conectadas desde la Subestación Valledupar). El total de DNA fue 2.28 GWh.

Generalidades

- Demanda Colombia: 9088 MW
- Demanda Subestación Valledupar: 183 MW (2.01% SIN)
- Fecha del evento: 07 de julio de 2020
- Hora del evento: Entre las 12:58 horas y las 13:10 horas

Descripción del evento

Se produce la desconexión de la Subestación Valledupar, en los niveles de tensión 220/110/34.5/13.8 kV, debido a la apertura de las líneas asociadas a la subestación en los extremos remotos El Copey y Cuestecitas a 220 kV, operando como respaldo para despejar falla en la subestación Valledupar 34.5 kV. Adicionalmente se presentó desconexión de la generación de Termonorte 13.8 kV y de los capacitores de Cuestecitas 220 kV, Maicao 110 kV y El Banco 1 y 2 110 kV.

Causa raíz

- Línea Valledupar - La Paz 34.5 kV: se presenta fenómeno natural asociado a descarga atmosférica.
- Circuito Valledupar 4 y/o 7 a 13.8 kV: se categoriza como falla en equipos, accesorios e instalaciones de potencia, asociada al contacto eléctrico con la línea Valledupar-La Paz 34.5 kV.
- Subestación Valledupar 220/110/34.5/13.8 kV: se categoriza como falla de protección, teleprotección y control, asociada a los sistemas de alimentación CC/CA (pérdida de SSAA).

Situaciones presentadas

- En la línea Valledupar - La Paz 34.5 kV, falla transitoria (Falla 1) reconectador R-2056 y la subestación La Paz-, por descarga atmosférica, con recierre exitoso del reconectador.
- En la línea Valledupar - La Paz 34.5 kV, falla transitoria (Falla 2) -entre el reconectador R-2056 y la subestación La Paz-, por descarga atmosférica, con apertura definitiva del reconectador.
- En la línea Valledupar - La Paz 34.5 kV, falla entre el reconectador R-2056 y la subestación Valledupar (Falla 3), por contacto eléctrico con circuito a 13.8 kV, según registro oscilográfico de la BT Valledupar 12 60 MVA 220 kV, validado a través de simulación en ATP.
- Pérdida de servicios auxiliares de DC, a los 173 ms de iniciada la Falla 3, ocasionando que el control y los relés de protección quedaran fuera de Caída de conductores de líneas a 34.5 kV sobre conductores de líneas a 13.8 kV.
- Incendio localizado en la BL Valledupar a La Paz 34.5 kV.

La falla evolutiva entre el reconectador R-2056 y la subestación Valledupar en la línea Valledupar - La Paz 34.5 kV, por contacto eléctrico con circuito a 13.8 kV (Falla 3), inició externa a la subestación Valledupar, y después de transcurridos 2.8 segundos, progresó a falla interna en la subestación Valledupar, ocasionando la presencia de corrientes de cortocircuito sostenidas y el incendio en la BL Valledupar-La Paz 34.5 kV.

Uno de los puntos a destacar, se relaciona con la pérdida de servicios auxiliares de DC en todos los niveles de tensión (220/110/34.5/13.8 kV) de la subestación Valledupar, ocasionando que los relés de protección quedaran fuera de servicio durante la evolución del evento. Por lo anterior, la falla tuvo que ser despejada desde los extremos remotos a la subestación Valledupar 220 kV, con la apertura de las bahías de línea en la subestación El Copey a Valledupar 1 y 2 a 220 kV y la bahía de línea Cuestecitas a Valledupar 220 kV. El despeje total de falla en el SIN, medido desde el inicio de la Falla 1 hasta el despeje de la Falla 3, tomó un tiempo de 11:36.866 minutos.

• DNA 3.3 GWh para agosto

La DNA del mes de agosto corresponde a trabajos programadas en el área GCM, en diferentes subestaciones a nivel de 220 kV y 110 kV:

- DNA por trabajos de los activos BT El Paso 1 12 MVA 110 kV, BT El Copey 1 100 MVA 34.5 kV, BT El Copey 1 100 MVA 220 kV, El Copey 1 100 MVA 220/110/34.5 kV, El Paso - El Copey 1 110 kV, Barra El Paso 110 kV, El Copey 5 100 MVA 220/110/34.5 kV, BL1 El Copey a El Paso 110 kV, BT El Banco 1 45 MVA 110 kV y El Paso - El Banco 1 110 kV, dejando sin tensión las S/E radiales El Copey 110 kV, El Paso 110 kV y El Banco 110 kV.
- DNA en las subestaciones La Jagua y Codazzi 110 kV por trabajos sobre los activos BT La Jagua 1 30 MVA 110 kV, BL1 Codazzi (Cesar) a La Jagua 110 kV, BL1 Codazzi (Cesar) a Valledupar 110 kV, BL1 La Jagua a Codazzi (Cesar) 110 kV, Barra Codazzi 110 kV, BL1 Valledupar a Codazzi (Cesar) 110 kV y BT Codazzi 1 25 MVA 110 kV.
- DNA por trabajos en los Activos Cuestecitas - Maicao 1 110 kV, BT Maicao 1 25 MVA 110 kV, barra Maicao 110 kV y BL1 Cuestecitas a Maicao 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial Maicao 110 kV.

En cuanto a los eventos ocurridos en el primer semestre del año 2020, el 30 de junio de ese mismo año, el Ministerio de Minas y Energía – MME remitió mediante oficio con radicado N. 2-2020-010455, solicitud al CNO en relación con las acciones adoptadas, y el plan de acción luego de ocurrido el evento en la subestación Sabanalarga 220 kV el día 24 de junio de 2020.

Lo anterior teniendo en cuenta que el día 27 de junio de 2020, se llevó a cabo una reunión entre el Centro Nacional de Despacho – CND y el MME, de manera que, a partir de la información presentada, y el ministerio como cabeza del sector Minas y Energía, identificó acciones y actividades a ejecutar como parte de un plan de acción de corto plazo para evitar la repetición de eventos como el ocurrido en la Subestación Sabanalarga 220 kV. Las actividades que se identificaron fueron:

Desde el punto de vista de la política energética y regulación:

- Revisión de todos los proyectos de expansión de interconexión nacional y regional, el estado de sus cronogramas y la gestión y aviso inmediato a todas las entidades del estado del orden nacional y territorial de las causas que están ocasionando atrasos.
- Definición de procesos de certificación y habilitación para los operadores de los diferentes eslabones de la cadena de suministro del SIN, como prerrequisito para el desempeño de su función, incluyendo validaciones periódicas.
- Implementación de procesos periódicos de auditorías certificadas para los diferentes esquemas de protecciones existentes en el SIN.
- Regulación para la implementación de esquemas de protecciones redundantes en subestaciones consideradas críticas para garantizar la continuidad en la operación.
- Regulación para la coordinación de operaciones en situaciones en las cuales existe multipropiedad de activos en una misma subestación, así como para la validación de los esquemas de respaldo para maniobras operativas.
- Regulación del servicio para arranque autónomo (black start) o para la incorporación de nuevas tecnologías que flexibilicen el restablecimiento del sistema.
- Valoración de la necesidad de ampliación de los sistemas de defensa del SIN y de la cobertura de la medición sincrofasorial en el SIN.

Desde el punto de vista de la operación:

- Presentación por parte de todos los agentes involucrados, de forma individual, de los análisis de causa raíz, junto con las acciones específicas a implementar, así como de los planes de mejoramiento derivados.

- Identificación de las acciones pendientes de ejecución de los eventos mayores ocurridos en el país, estableciendo las necesidades de política y regulación para la implementación de las acciones requeridas.
- Revisión de los protocolos de comunicaciones internos de las empresas, en donde quede claramente definido el procedimiento para el escalamiento y comunicación de las situaciones todas las dependencias pertinentes, incluyendo las instancias de dirección, de forma de que haya una información completa, oportuna y efectiva respecto de estas situaciones a lo largo de los órganos de análisis y decisión del respectivo prestador del servicio. Se considera en esa medida, que el protocolo debe incluir la activación de un comité de crisis, que permita dar información efectiva a las autoridades competentes y a los demás agentes involucrados.
- Realización de pruebas técnicas relacionadas con la redundancia en los canales de comunicación de voz, datos y control, de los agentes del SIN, así como entre subestaciones, centros de control de agentes y el CND.
- Evaluación entre los agentes y la UPME, de los requerimientos en servicios auxiliares de subestaciones y plantas de generación, con el objetivo de que sean independientes por nivel de tensión, y que cuenten con respaldos para su alimentación.

En ese entonces, el MME solicitó que todas las entidades y agentes competentes efectuaran un análisis de las actividades y acciones propuestas, de manera que se estableciera una forma y plazo de ejecución.

En respuesta al oficio del MME, el CNO emitió comunicación el día 17 de julio de 2020 con radicado Minenergia No. 1-2020-034879, en la que detalló las actividades a ejecutar, y que fueron presentadas en la reunión No. 154 del CACSSE el 11 de julio de 2020. Las actividades principalmente atienden a los siguientes hitos:

- Apoyo para formulación de nueva regulación en relación esquemas redundantes de protección y medición en las subestaciones críticas, acciones operativas de respaldo en subestaciones con alta presencia de multipropiedad, y ampliación de Sistemas de Defensa del SIN.
- Revisión de protocolos de comunicación por parte de los comités y subcomités del CNO.

1.2.1.2. Año 2021

Teniendo en cuenta la DNA en los meses del año 2021, a continuación se presentan los principales eventos asociados a los meses de mayor impacto que generaron DNA no programada:

- *DNA 3.09 GWh para marzo*

Principalmente se presentaron dos eventos que afectaron en mayor medida el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de marzo:

- DNA de 1.32 GWh ocasionada por el disparo de los activos de conexión del SDL BT VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110 kV y BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV del día 02 de marzo al 03 de marzo afectando los municipios de Barranquilla y Soledad de la subárea Atlántico.
- DNA 0.303 GWh el día 18 de marzo por disparo del activo BL1 EL PASO A EL BANCO 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial EL BANCO 110 kV. El agente reporta falla en el STR, por descargas atmosféricas en la zona afectando el municipio del Banco de la subárea GCM.

- **DNA 2.75 GWh para julio**

Principalmente se presentaron dos eventos que afectaron en mayor proporción el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de julio:

- DNA de 0.698 GWh el día 05 de julio por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMÓN 230 kV. El circuito venía fuera de servicio por disparo de la línea PALOS - TOLEDO 1 230 kV, afectando los municipios de Cravo Norte, Saravena, Puerto Rondón, Fortul, Tame, Arauca y Arauquita de la subárea Arauca.
- DNA por 0.319 GWh producto del disparo de los activos BOCAGRANDE - EL BOSQUE 1 66 Kv y BL1 CARTAGENA A BOCAGRANDE 66 kV, dejando sin tensión la S/E BOCAGRANDE 66 kV, afectando el municipio de Cartagena de la subárea Bolívar el día 25 de julio.

- **DNA 2.51 GWh para agosto**

Principalmente se presentaron tres eventos que afectaron en mayor medida el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de agosto:

- DNA por 0.275 GWh del día 05 al 07 de agosto por disparo del circuito ARAUQUITA en subestación CAÑO LIMÓN 34,5 kV afectando el municipio de Arauquita de la subárea Arauca.
- DNA de 0.383 GWh por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 kV, dejando sin tensión la subestación radial GAMBOTE 66 kV, afectando los municipios de Arjona, Turbaco y Maria la Baja de la subárea Bolívar los días 30 y 31 de agosto.
- DNA 0.28 GWh por disparo del circuito TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV afectando los municipios de Arjona, Maria la Baja y Turbaco el día 22 de agosto.

- **DNA 1.29 GWh para noviembre**

Se presentó un evento que afectó en mayor proporción el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de noviembre:

- DNA de 0.357 GWh por disparo de los activos BACATÁ - EL SOL 1 115 kV y DIACO - TERMOZIPA 1 115, dejando sin tensión las S/Es TENJO 115 kV, EL SOL 115 kV, ZIPAQUIRÁ 115 kV, UBATÉ 115 kV, PELDAR 115 kV, SIMIJACA 115 kV, TERMOZIPA 115 kV, SESQUILÉ 115 kV y GRAN SABANA 115 kV. Previamente a las 12:12 se había presentado disparo de los activos NOROESTE - TENJO 1 115 kV, BL1 NOROESTE A MOSQUERA 115 kV, BL1 NOROESTE A TECHO 115 kV, BT NOROESTE 2 168 MVA 115 kV, BT NOROESTE 2 168 MVA 230 kV, BT NOROE, el día 29 de noviembre afectado los municipios de Cajicá, Ubaté, Sopo, Simijaca, Bogotá D.C, Zipaquirá y Tenjo de la subárea Bogotá.

- **DNA 1.11 GWh para diciembre**

Se presentó un evento que afectó en mayor medida el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de diciembre:

- DNA de 0.187 GWh por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la subestación temporalmente radial GAMBOTE 66 kV generando una afectación en los municipios de San Jacinto, Maria la Baja y Cartagena de la subárea de Bolívar el 12 de diciembre.

1.2.1.3. Año 2022

Considerando la DNA en los meses del año 2022, a continuación se presentan los principales eventos asociados a los meses de mayor impacto que generaron DNA no programada:

- **DNA 6.01 GWh para mayo**

Principalmente se presentaron dos eventos que afectaron en mayor medida el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de mayo:

- DNA por 1.97 GWh los días 12 y 13 de mayo ocasionada por el disparo de los activos asociados a la barra CHINÚ 110 kV y el transformador CHINÚ 1 150 MVA 500/110/34.5 kV; dejando sin tensión las subestaciones: CHINÚ PLANTA 110 kV, SAN MARCOS (SUCRE) 110 kV, LA MOJANA 110 kV, CHINÚ PLANTA 110 kV, SINCÉ 110 kV, MAGANGUÉ 110 kV, MOMPOX 110 kV, BOSTON 110 kV, COVEÑAS 110 kV, SIERRA FLOR 110 kV, TOLUVIEJO 110 kV, EL CARMEN 110 kV, ZAMBRANO 66 kV, SAN JACINTO 66 kV y CALAMAR 66 kV, afectando los municipios de Tolú, Coveñas, Toluviéjo, Sincé, Majagual, San Antero, Corozal, Chinú, Sahagún, San Benito Abad, San Onofre, San Marcos, Sampués, S. Andrés Sotav y Lorica de la subárea de Córdoba y Sucre.
- DNA de 0.654 GWh por disparo del transformador AGUA CLARA 115/34.5/13.2 kV afectado del 04 al 08 de mayo los municipios de Monterrey y Tauramena de la subárea Boyacá y Casanare.

- **DNA 2.22 GWh para octubre**

Se presentó un evento que afectó en mayor medida el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de octubre:

- DNA por 0.952 GWh el día 28 de octubre por disparo del activo OCOA - SANTA HELENA 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales SANTA HELENA 115 kV, SURIA 115 kV, PUERTO LÓPEZ 115 kV, PUERTO GAITÁN 115 kV y CAMPOBONITO 115 kV afectando los municipios de Cabuyaro, Puerto López y Puerto Gaitán de la subárea de Meta.

1.2.1.4. Año 2023

Teniendo en cuenta la DNA en los meses del año 2023, a continuación se presentan los principales eventos asociados a los meses de mayor impacto que generaron DNA no programada:

- **DNA 2.29 GWh para octubre**

Se presentó un evento que afectó en mayor proporción el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de octubre:

- DNA 0.693 GWh los días 5 y 6 de octubre por disparo del activo OCOA - SANTA HELENA 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SURIA 115 kV, PUERTO LÓPEZ 115 kV, CAMPOBONITO 115 kV y PUERTO GAITÁN 115 kV, afectando los municipios de Villavicencio, Cubarral, Calamar, San José del Guaviare, Puerto Rico, San Martín, Granada y El Castillo de la subárea Meta.

- **DNA 2.64 GWh para noviembre**

Principalmente se presentaron tres eventos que afectaron en mayor medida el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de noviembre:

- DNA por 0.292 GWh por apertura de emergencia de los activos TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/7.2 kV y TERNERA 5 45 MVA 66/13.8/13.8 kV el día 01 de noviembre, afectando el municipio de Cartagena de la subárea de Bolívar.
- DNA de 0.243 GWh por disparo del activo BL1 SAN BERNARDINO A GUAPI 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV, afectando los municipios de Timbiquí, López y Guapi de la subárea Cauca y Nariño desde el día 19 de noviembre hasta el 21 de noviembre.
- DNA por 0.237 GWh el día 24 de noviembre por disparo del activo EL BANCO 1 45 MVA 110/34.5/13.8 kV, generando afectación en los municipios San Martín de Loba y Barranco de Loba de la subárea de Bolívar.

1.2.1.5. Año 2024

Considerando la DNA en los meses del año 2024, a continuación se presentan los principales eventos asociados a los meses de mayor impacto que generaron DNA no programada:

- **DNA 2.29 GWh para febrero**

Se presentó un evento que afectó en mayor proporción el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de febrero:

- DNA de 0.317 GWh por disparo de los activos ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV y CENTRO (FLORENCIA) - DONCELLO 1 115 kV, dejando sin tensión la subestación DONCELLO 115 kV y afectando los municipios El Doncello y Florencia de la subárea de Caquetá el día 22 de febrero.

- **DNA 2.77 GWh para septiembre**

Se presentó un evento que afectó en mayor forma el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de septiembre:

- DNA por 0.512 GWh el día 16 y 17 de septiembre debido a la indisponibilidad del activo GAMBOTE - TERNERA 1 66 kV, dejando sin tensión la subestación radial GAMBOTE 66 kV, afectando los municipios de Arjona, María la Baja y Mahates de la subárea de Bolívar.

- **DNA 3.73 GWh para octubre**

Principalmente se presentaron tres eventos que afectaron en mayor medida el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de octubre:

- DNA por 0.378 GWh por indisponibilidad del activo TPELDAR - Zipaquirá 1 115 kV el día 07 de octubre, afectando el municipio de Ubaté de la subárea Bogotá.
- DNA de 0.574 GWh por criterios de confiabilidad en la subárea Bolívar debido a evento disparo simultáneo de los activos BL1 y BL2 TERMOCANDELARIA A TERNERA 220 kV con sus cortes centrales asociados, y Línea TERMOCANDELARIA - CARTAGENA 1 220 kV en ambos extremos dejando sin tensión subestaciones Nueva Cospique 110 kV, Argos 110 kV y Candelaria 110 kV, afectando el día 12 de octubre el municipio de Cartagena de la subárea de Bolívar.
- DNA por 0.458 GWh por indisponibilidad del activo GRANADA - OCOA 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GRANADA 115 kV y SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 kV produciendo afectaciones a los municipios de Mesetas, Uribe, San Juan de Arama, Fuente de Oro, Puerto Lleras, Puerto Rico y Vista Hermosa de la subárea de Meta el día 31 de octubre.

- **DNA 2.66 GWh para noviembre**

Se presentó un evento que afectó en mayor proporción el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de noviembre:

- DNA por 0.346 GWh por indisponibilidad del activo CONVENCIÓN - TIBÚ 1 115 kV el 18 de noviembre que afectó el municipio de Tibú de la subárea Norte de Santander.

Como se pudo evidenciar, el aumento de la DNA entre los años 2016 y 2024 refleja los desafíos crecientes en la capacidad del sistema eléctrico para satisfacer la demanda de energía de manera confiable. Los picos de DNA están estrechamente relacionados con fallas o eventos en infraestructuras clave de transmisión y transformación, como las líneas de Samoré-Toledo, la subestación Sabanalarga, la subestación Valledupar; entre muchos otros, lo que evidencia la vulnerabilidad de ciertos nodos estratégicos en la red. Esta situación no solo afecta la estabilidad del suministro eléctrico, sino que también puede generar impactos económicos y sociales significativos, especialmente en regiones donde el acceso a la energía es fundamental para el desarrollo productivo.

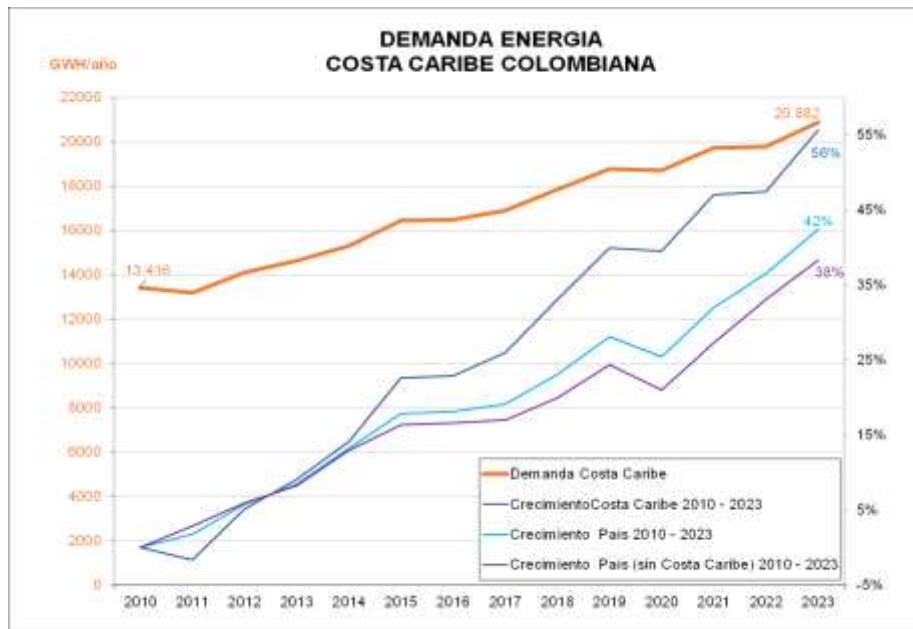
Para mitigar estos efectos y reducir la DNA, es clave fortalecer la resiliencia mediante políticas públicas y regulaciones que permitan contar con un sistema eléctrico robusto a través de una combinación de estrategias como, las inversiones en modernización y expansión de la red de transmisión, de distribución, reconfiguración de subestaciones, eliminar las radialidades, integración de tecnologías de monitoreo y la automatización, lo cual será clave para garantizar un suministro seguro, confiable y sostenible a largo plazo.

1.2.2. Situación en el área Caribe por DNA - área con mayor criticidad

En Colombia, el área Caribe (costa Caribe) atiende la demanda eléctrica de los usuarios de los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Guajira, Cesar y Magdalena y representa alrededor del 25 % de la demanda del país. En la actualidad esta área experimenta importantes retos para la atención segura y confiable de la demanda, relacionados con desafíos en la modernización de la red local y su interconexión con el SIN, lo que requiere inversiones en infraestructura y una planificación que permita integrar de forma óptima la generación con FNCER, reconfigurar subestaciones, eliminar radialidades, contar con transformadores de reserva y lograr la entrada oportuna de nuevos proyectos.

Además, la gestión de la demanda, especialmente en picos de consumo y en condiciones climáticas adversas, sigue siendo un punto crítico que resolver para garantizar la estabilidad y la confiabilidad en la atención de la demanda. En la siguiente grafica se observa la evolución de la demanda de energía en la región:

Ilustración 3: Demanda Costa Caribe



Fuente: Elaboración propia

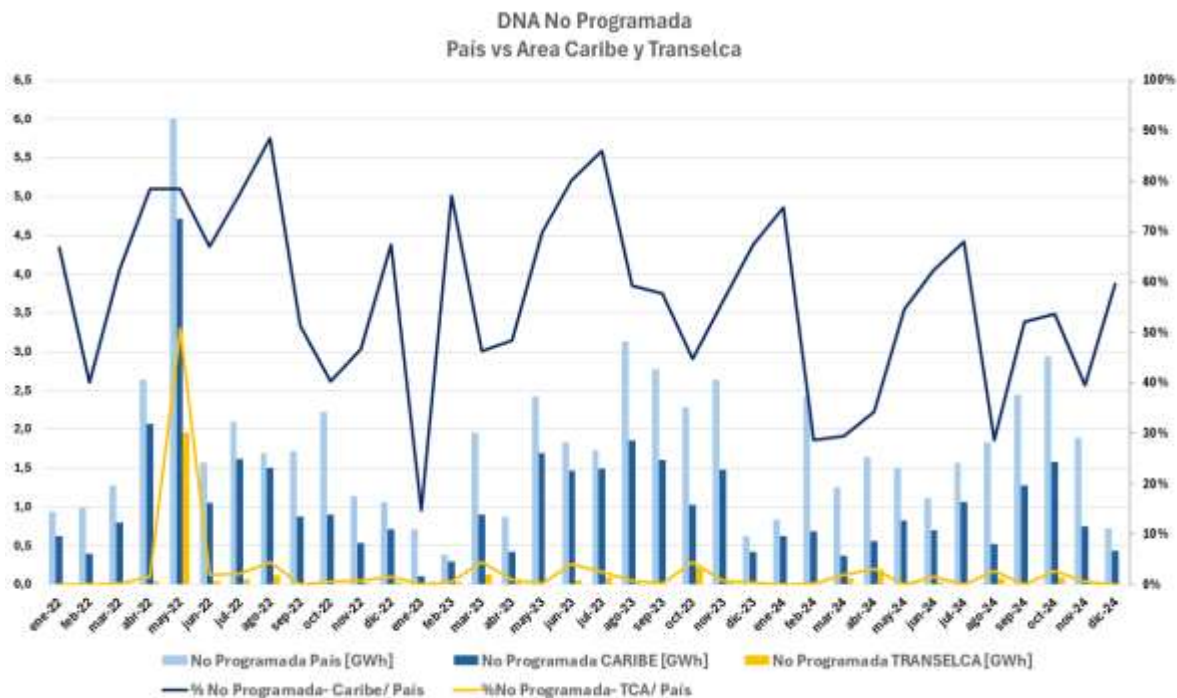
La línea naranja representa la demanda total de energía en la costa Caribe en gigavatios hora (GWh) por año, la cual evidencia cómo la demanda pasó de aproximadamente 13.416 GWh en 2010 a 20.882 GWh en 2023, mostrando un crecimiento significativo.

Por su parte, la línea azul oscura indica el crecimiento porcentual acumulado de la demanda de energía en la región durante el período analizado, el cual alcanzó un 56% en 2023, lo que evidencia un ritmo acelerado por encima del 42% de crecimiento de la demanda del país; es decir, la demanda en esta región crece en una mayor proporción que la del resto de país.

Así mismo, la línea morada muestra el crecimiento porcentual acumulado de la demanda de energía en el resto del país excluyendo la costa Caribe, donde este crecimiento es menor, alcanzando el 38% en el mismo período.

Al respecto, las fallas o mantenimientos en el sistema de transmisión regional y local, sumadas a la falta de expansión, la radialidad del sistema y la desmejora de las redes eléctricas, han impedido que se pueda satisfacer la totalidad de la demanda de energía de manera confiable y por consiguiente las interrupciones frecuentes del suministro eléctrico han aumentado la DNA en la región. Los siguientes dos (2) gráficos ilustran la situación en comparación con la DNA del resto del país, presentando, de manera respectiva, la DNA no programada y la DNA programada:

Ilustración 4: DNA no programada 2022-2024



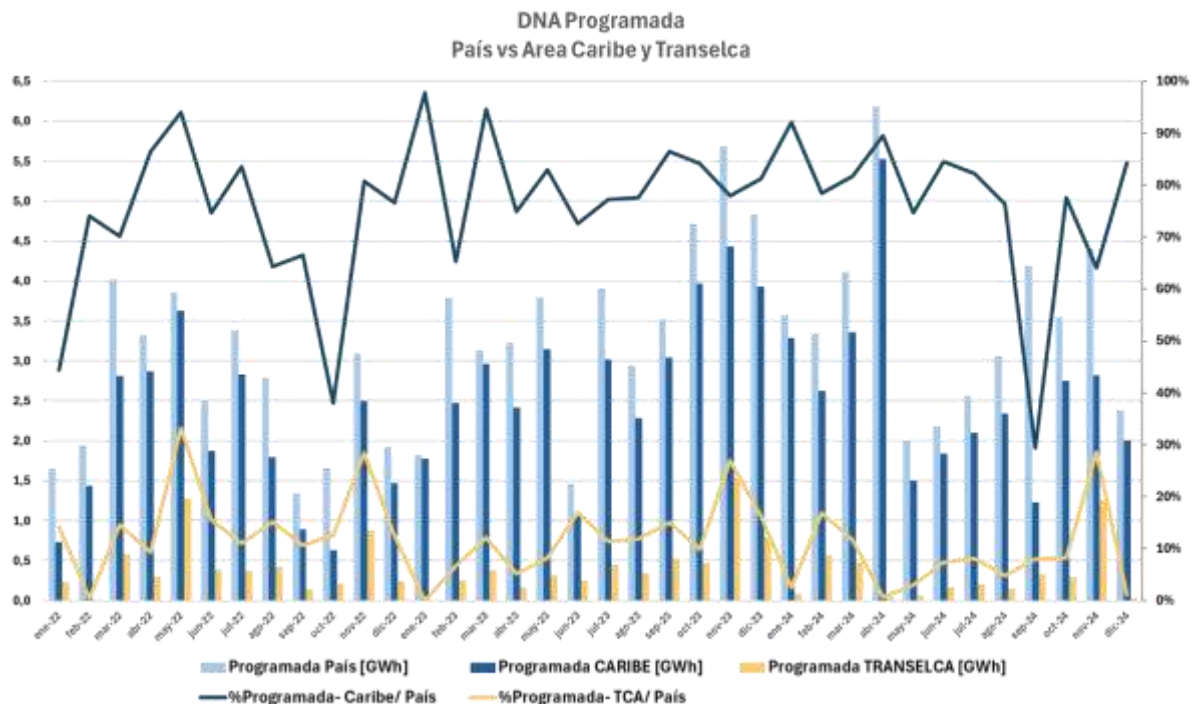
Fuente: Elaboración propia con información de Sinergox

En cuanto a la DNA del área Caribe no programada, resaltamos los siguientes aspectos:

- La DNA no programa del área Caribe respecto al resto del sistema es muy alta, en 2022 representó en promedio el 64%, en el 2023 el 59% y en 2024 el 49% lo que deja en evidencia que las principales problemáticas del SIN para la tención confiable y segura de la demanda se encuentra en mayor proporción en el área Caribe.
- Aunque la participación relativa del área Caribe ha fluctuado, en algunos periodos recientes sigue siendo alta, lo que indica que sigue siendo una región con vulnerabilidades. Lo que sugiere que aun en el año 2024 persisten problemas particularmente graves en la región.
- Se observa que hay eventos donde la infraestructura de Transelca genera DNA, los cuales también aportan a la DNA del área Caribe pero en menor proporción.

En conclusión, aun cuando la demanda del área Caribe representa aproximadamente el 25% de la demanda del país, esta área tiene un impacto significativo en la DNA no programada total, con momentos en los que representa más del 70% del total del sistema y un promedio en los últimos tres (3) años del 57% de la DNA del país, y aunque el STN contribuye en menor medida a la DNA total, lo que sugiere que los problemas en el área Caribe pueden estar relacionados con otros factores adicionales a esta infraestructura, es importante analizar las razones detrás de los picos altos de DNA en el área Caribe para resolver las fallas en la red, la adaptación a las condiciones climáticas y falta de infraestructura adecuada.

Ilustración 5: DNA 2022-2024



Fuente: Elaboración propia

Respecto a la DNA del área Caribe programada tenemos los siguientes aspectos:

- La DNA programada del área Caribe respecto al resto del sistema es más alta aún que la no programada, en 2022 representó en promedio el 71%, en el 2023 el 81% y en 2024 el 76%, lo que demuestra que el sistema eléctrico en el área Caribe es poco flexible ante mantenimientos programados de la red.
- Hay meses en los que la DNA del área Caribe es una parte considerable de la DNA nacional, lo que se ve reflejado en la línea azul oscura, que representa un promedio del área Caribe respecto al país el 76% en los últimos 3 (tres) años. En dieciseis (16) meses supera el 80% de la DNA del sistema, lo que indica una concentración importante de restricciones en la región.
- En varios momentos, la DNA programada del área Caribe supera 1 GWh, destacando que esta región requiere una planificación frecuente de cortes o limitaciones.
- La DNA programada atribuida al STN es mucho menor que la del área Caribe y el país, mostrando picos ocasionales, pero generalmente bajos en comparación con la contribución del área Caribe. Esto sugiere que, aunque el STN tiene eventos programados, la mayor parte de las restricciones en el área Caribe pueden deberse a otros factores en la infraestructura, generación insuficiente o limitaciones en transmisión y distribución.

En conclusión, aun cuando la demanda del área Caribe representa aproximadamente el 25% de la demanda del país, esta área tiene una contribución relevante en la DNA total programada, con algunos meses donde representa más del 80% de este total. La DNA programada es relativamente alta a nivel nacional, con valores fluctuantes y algunos picos significativos. Por lo tanto, es recomendable analizar las razones detrás de la alta DNA programada en el área Caribe y evaluar si las restricciones responden a mantenimientos programados, limitaciones de infraestructura o necesidad de nuevas inversiones en la red eléctrica.

Concluir que la DNA en el área Caribe representa un alto porcentaje en la DNA del sistema, se traduce en una interrupción frecuente del suministro eléctrico en esta región que puede llevar a pérdidas económicas para las industrias, comercios, especialmente aquellas que dependen de un suministro constante de energía para sus operaciones diarias; además, la calidad de vida de la población se ve afectada, ya que enfrenta cortes de energía que pueden durar varias horas, lo que impacta actividades cotidianas y servicios esenciales como la salud y la educación.

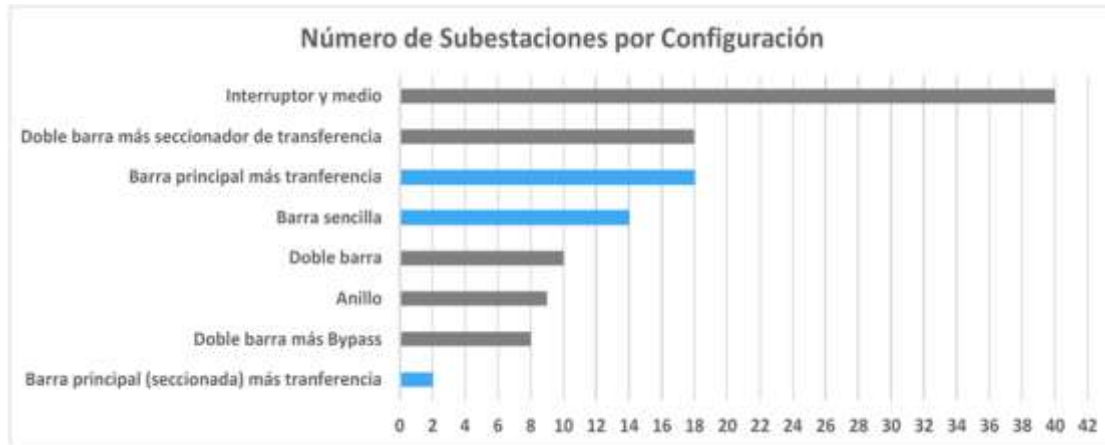
Por tal motivo, es fundamental que el área Caribe continúe en su proceso de transición hacia un sistema eléctrico más sostenible y resiliente, aprovechando sus recursos naturales para integrar FNCER, al tiempo que se enfrenten los desafíos relacionados con la modernización de la infraestructura, la interconexión con el SIN, la reconfiguración de las subestaciones estratégicas, contar con transformadores de reserva, eliminar radialidades y gestionar la demanda en un contexto climático y de crecimiento poblacional.

1.2.3. Situaciones operativas del SIN²

En el mes de julio de 2020, el CND presentó un informe sobre la actualización que está llevando a cabo del estudio de criticidad de las subestaciones en el SIN. En el siguiente gráfico se muestra el número de subestación del STN por configuración:

² Memoria justificativa del proyecto de Resolución MME por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica, año 2020.
<https://minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/criterios-de-resiliencia-seguridad-y-confiabilidad-suministro-de-energia-eléctrica/>

Ilustración 6: Número de S/E por configuración



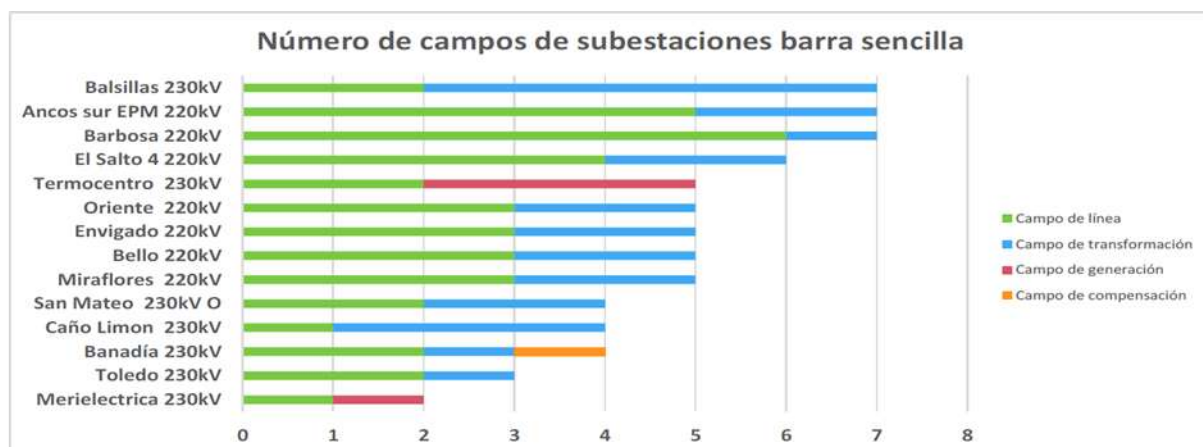
Fuente: Informe XM

Se observa un total de treinta y cuatro (34) subestaciones que tienen configuración barra sencilla o barra principal más transferencia, y conforme lo expuesto por el CND, este tipo de configuración no tiene confiabilidad y seguridad, y debería usarse únicamente para subestaciones pequeñas y/o de media y baja tensión o de menor importancia para el sistema; dentro de sus inconvenientes se destaca:

- Una falla en barras deja por fuera la totalidad de la subestación e interrumpe totalmente el suministro de energía a través de ella.
- La revisión de un seccionador o interruptor elimina del servicio la salida correspondiente.
- No es posible la alimentación separada de una o varias salidas.
- Es imposible realizar obras de expansión sin ponerla fuera de servicio.

De las subestaciones en configuración barra sencilla en el STN, se observa tres (3) particularmente que tienen siete (7) campos, como se muestra a continuación:

Ilustración 7: Número de Campos de S/E de barra sencilla



Fuente: Informe XM

Al tener en cuenta las subestaciones en el STN con configuración barra sencilla o barra principal más transferencia, se observa que dieciséis (16) de estas subestaciones tiene seis (6) o más campos, de manera que ante una falla o mantenimiento de la barra, se desconectarían un elevado número de elementos del SIN.

Respecto a las subestaciones en configuración anillo, se tiene un total de nueve (9) en el STN; sin embargo, este tipo de configuración presenta las siguientes limitaciones:

- La desconexión simultánea de dos interruptores puede dejar por fuera de servicio más de una salida. Así, si se presenta falla de un interruptor mientras se tiene otro en mantenimiento, podrá quedar fuera de servicio más de un campo o incluso puede quedar partida la subestación y generar la operación en isla de alguna parte del sistema.
- Los esquemas de medida resultan más complicados.
- Es imposible ampliar las instalaciones sin interrumpir el servicio.
- El número elevado de bahías dificulta la ejecución operativa de desconexiones en redes congestionadas y puede llevar a que se parta el sistema en subsistemas aislados.

El CND mencionó que se ha visto obligado a declarar el estado de emergencia en la atención de la demanda, por lo que recomienda revisar la criticidad y severidad de estas subestaciones, para revisar la factibilidad de hacer cambio en las configuraciones.

Hoy en día, todas estas subestaciones mencionadas anteriormente mantienen la misma configuración; por lo tanto, mientras se migra a configuraciones mucho más confiables, es esencial evitar y eliminar las radialidades que las conectan, ya que estas crean puntos únicos de falla que pueden dejar sin servicio a grandes áreas. Además, es fundamental contar con transformadores de reserva que aseguren que, en caso de falla de un transformador principal, el sistema pueda seguir operando sin interrupciones significativas. En conjunto, estas medidas permitirán soportar contingencias y mantener la continuidad del servicio eléctrico.

1.2.4. Oportunidades y conveniencia

Considerando los eventos más relevantes presentados del numeral 2.1 al numeral 2.5, entre ellos los ocurridos en la subestación Sabanalarga 220 kV y subestación Valledupar 220 kV, a continuación a partir de esas experiencias, se planten oportunidades, recomendaciones y la conveniencia de contar con sistema eléctrico mucho más resiliente, seguro y confiable para el suministro de energía eléctrica de la sociedad.

1.2.4.1. Recomendaciones asociadas a evento S/E Sabanalarga 220 kV

Producto del evento ocurrido en la Subestación Sabanalarga 220 kV, se identificaron problemas asociados a los ajustes en las protecciones que propiciaron que la falla se extendiera a las subáreas Atlántico, Bolívar y GCM. Como parte del análisis efectuado por los agentes y el CND, se plantearon las siguientes recomendaciones:

- Revisar la coordinación de funciones de sobrecorriente, y de ser necesario, ajustes en los equipos de protección, correspondiente en la base de datos de protecciones StationWare.
- Verificar los ajustes y la calibración de las protecciones, modificando los ajustes en los equipos de protección, y realizando la actualización en la base de datos de protecciones StationWare.
- Examinar otras alternativas para mejorar niveles de tensión en GCM bajo condiciones de red degradada y desconexiones adicionales de activos, mientras entra en operación la expansión definida por la UPME que da solución estructural a la debilidad de la red.
- Verificar que los ajustes en sitio de los equipos de protección, correspondan a los declarados por los agentes ante el CND en la base de datos de protecciones StationWare, y a la última versión de los estudios de ajuste y coordinación de protecciones correspondientes.

Cabe mencionar que, en sintonía con las recomendaciones indicadas, y con el fin de mejorar la confiabilidad de la subestación, la UPME recomendó su reconfiguración mediante la segmentación del barraje; recomendación que fue adoptada por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40529 de 2024, que complementó el Plan de Expansión 2022-2036, y con la cual está en concordancia lo planteado en el proyecto de resolución, respecto a la necesidad de priorizar reconfiguraciones en subestaciones estratégicas, en función del impacto en la DNA que la salida de estas subestaciones ocasione, y asegurar la remuneración de las obras a fin de viabilizar su desarrollo.

1.2.4.2. Recomendaciones asociadas a evento S/E Valledupar 220 kV

En el evento se identificaron problemas respecto al apantallamiento de circuitos y alimentación de protecciones, que llevaron a las recomendaciones que se detallan a continuación:

- Implementar el sistema de apantallamiento en los circuitos de distribución a nivel de 34.5 kV y 13.8 kV.
- Mejorar la coordinación de aislamiento en los circuitos de distribución a nivel de 34.5 kV y 13.8 kV, especialmente en los puntos fronteras con la subestación Valledupar.
- Revisar y solucionar la causa por la cual, ante sobretensión únicamente en la fase B, operó el esquema de sobretensión del condensador de Maicao 110 kV, considerando que está diseñado para operar ante sobretensión simultánea en las 3 fases.
- Revisar y solucionar, teniendo en cuenta la verificación de la coordinación de aislamiento, la causa raíz por la cual, ante falla externa en el nivel de tensión 34.5 kV, se presentaron daños en equipos y módulos electrónicos, generando la pérdida del sistema de alimentación de servicios auxiliares CA/CC.
- Implementar redundancia de la alimentación de los sistemas de protección desde fuentes independientes en la subestación Valledupar 220/110/34.5/13.8 kV.
- Revisar y solucionar la causa por la cual, ante falla en 34.5 kV, se produjo apertura de la bahía de línea El Copey a Valledupar 1 220 kV, por operación de su protección de respaldo ANSI 21 en zona 2. En caso de ser necesario, modificar los ajustes en los equipos de protección y realizar la actualización en la base de datos de protecciones StationWare.

El proyecto de resolución en su articulado atiende este tipo de recomendaciones en cuanto a la necesidad de establecer requerimientos de seguridad, operación, calidad del servicio, confiabilidad, seguridad interna, flexibilidad, conectividad y mantenimiento para subestaciones estratégicas, así como la reconfiguración de estas a arreglos más confiables y las señales que viabilicen la remuneración de las inversiones correspondientes.

En consistencia con las recomendaciones que se identificaron en el análisis del evento, y con el fin de mejorar la confiabilidad de la subestación, el Plan Maestro de la UPME ya contempla la reconfiguración de la subestación.

En general, contar con configuraciones confiables de subestaciones es fundamental para garantizar la resiliencia y seguridad del sistema eléctrico. Las configuraciones robustas, como las subestaciones en anillo o con barra principal más transferencia, permiten múltiples rutas de alimentación y facilitan el mantenimiento sin interrupciones, lo que reduce significativamente la DNA y el riesgo de fallas generalizadas. Evitar las radialidades es igualmente crucial, ya que estas crean puntos únicos de falla que pueden dejar sin servicio a grandes áreas en caso de una interrupción. Al diseñar el sistema para que tenga redundancia y múltiples rutas de alimentación, se mejora la capacidad del sistema para soportar contingencias y mantener la continuidad del servicio.

Además, contar con transformadores de reserva en subestaciones críticas es una práctica esencial para asegurar que, en caso de falla de un transformador principal, el sistema pueda seguir operando sin interrupciones significativas. Estos transformadores de reserva actúan como un respaldo crítico, permitiendo una rápida recuperación y minimizando el impacto de las fallas y en la DNA.

Estas medidas contribuyen a desarrollar un sistema eléctrico más resiliente, seguro y confiable, capaz de enfrentar desafíos y mantener un suministro eléctrico estable y continuo para los usuarios.

Finalmente, es importante mencionar que el CND, junto con el Servicio Nacional de Aprendizaje – SENA, diseñó un programa de competencias laborales que permitió la certificación de los Operadores. El programa cuenta con una serie de normas, con revisión de metodología ya aprobada por el SENA, que buscan que los siguientes procesos se realicen de acuerdo con la reglamentación vigente:

- Supervisar las variables y acciones operativas del SIN.
- Operar el SIN.
- Analizar eléctricamente el comportamiento del SIN.
- Optimizar la programación de los recursos de generación del SIN.
- Realizar la planeación energética del SIN.

Lo anterior representa un avance importante en lo relacionado con un programa de certificación para los operadores de Centros de Supervisión y Maniobras, que puede ser implementado con la articulación de centros de enseñanza como el SENA, para lograr profesionales competentes desde el punto de vista técnico, psicológico y clínico.

1.3. EL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En los últimos quince años, Colombia ha enfrentado varios eventos climáticos que han puesto a prueba la capacidad de respuesta del sistema eléctrico. Las sequías severas, como las ocurridas durante los fenómenos de El Niño, han generado alertas energéticas. Estos eventos reflejan la necesidad de desarrollar políticas que promuevan la resiliencia del sistema eléctrico frente a eventos climáticos adversos, minimizando el impacto en la población y la economía.

Adicionalmente, la infraestructura eléctrica en Colombia se enfrenta a múltiples amenazas derivadas justamente del cambio climático, incluyendo la erosión costera, inundaciones, especialmente por el fenómeno de La Niña, y tormentas tropicales. Estas vulnerabilidades exigen un enfoque integral para garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico en el largo plazo, implementando medidas como la modernización de infraestructuras críticas, la planificación y construcción de redundancias y la adopción de tecnologías de monitoreo que permitan una respuesta rápida ante emergencias climáticas.

Dadas estas eventualidades, en los últimos años, se han identificado riesgos sistémicos que amenazan la operación eficiente y continua del SIN. Entre estos riesgos se destacan las sobrecargas o mayores exigencias de capacidad en las líneas de transmisión y subestaciones. Estos factores aumentan la vulnerabilidad del sistema, haciendo que sea más propenso a interrupciones en el suministro de energía e incluso a superar condiciones de diseño que puedan poner en riesgo la integridad de las personas y seres vivos.

Por tales motivos, es indispensable promover un sistema eléctrico más resiliente, seguro y confiable, capaz de responder a las amenazas actuales y futuras derivadas de la crisis climática para prevenir y mitigar los efectos de estos eventos sistémicos.

A continuación, se ilustran algunos eventos derivados del cambio climático, que se han presentado en el último tiempo en Colombia, complementados por algunos ocurridos en Brasil y Chile, y que han tenido afectación en la operación de sus sistemas eléctricos.

1.3.1. Inundación de la subestación Ternera 220 kV por fuertes lluvias en Cartagena (2010)

El 2 de noviembre de 2010, Cartagena experimentó un aguacero torrencial que duró más de siete horas, causando graves inundaciones en varias partes de la ciudad. La subestación Ternera 220 kV, junto con otras instalaciones eléctricas, se vio gravemente afectada por estas inundaciones. La intensidad de las lluvias provocó el desbordamiento de caños y canales de aguas pluviales, lo que resultó en la inundación de aproximadamente el 70% de los barrios de Cartagena.

Ilustración 8: Inundación S/E Ternerá 220 kV Cartagena de Indias



Fuente: Toma de ISA

La subestación Ternerá tuvo que ser desenergizada para evitar daños mayores y garantizar la seguridad de las instalaciones. Esta medida afectó el suministro de energía en diferentes sectores de Cartagena y varios municipios cercanos. Además, las fuertes lluvias y los vientos derribaron redes eléctricas en barrios como Olaya Herrera, sector Ricaurte, y La Esperanza, lo que complicó aún más la situación.

El evento fue parte de una serie de fenómenos climáticos extremos asociados con La Niña, que afectaron a Colombia durante ese año, causando inundaciones y deslizamientos en varias regiones del país.

1.3.2. Colapso de torres de transmisión en la Guajira (2015)

El 30 de agosto de 2015, se presentó disparo de las líneas Cuestecitas – Termoguajira 1 y 2 de 220 kV en ambos extremos, donde se encontraron colapsadas una serie de torres y afectaciones en los brazos de guarda debido a un fuerte vendaval, ocasionando cortes intermitentes del servicio de energía al departamento de la Guajira. Cabe mencionar que no es la primera vez que se presenta la caída de varias estructuras eléctricas en esta región debido a fuertes vendavales.

Los activos eléctricos afectados fueron algunas torres de alta tensión que pertenecen a los circuitos Termoguajira - Cuestecitas 1 y 2 a 220 kV, las cuales colapsaron debido a la fuerza de los vientos. Se presentaron roturas en los conductores y afectaciones en los aislamientos, y aunque las subestaciones no sufrieron daños directos, su operación fue interrumpida debido al colapso de las líneas de transmisión conectadas.

Ilustración 9: Derrumbe de Torres Guajira 2015



Fuente: Toma de ISA

Las causas del evento fueron originadas por fuertes vientos a gran velocidad, donde la comunidad aledaña a la línea de transmisión reportó daños en sus viviendas, en la vegetación e infraestructura de terceros. Cabe mencionar que el 18 de agosto de 2005 se presentó un evento similar que afectó otras torres de la misma línea. En particular, estos eventos han sido causados por vendavales con ráfagas de viento superiores a los 80 km/h, que se han vuelto comunes en la región durante ciertas épocas del año. La intensidad del viento supera las capacidades de diseño de las estructuras de transmisión, estando estas condiciones extremas relacionadas con variaciones climáticas asociadas al fenómeno de El Niño.

Las consecuencias del evento generaron la interrupción del servicio eléctrico en varios municipios de La Guajira, fluctuaciones y suspensiones del servicio eléctrico. Además, se generó un impacto social y económico por falta de energía, pues se afectó la operación de servicios esenciales como agua potable, salud y telecomunicaciones, así como la actividad comercial e industrial.

La normalización del servicio eléctrico tomó alrededor de tres (3) semanas para realizar las labores de reparación y reconfiguración de la red. Además, se instalaron torres temporales para restaurar parcialmente el suministro mientras se realizaba la reconstrucción definitiva de las líneas afectadas.

1.3.3. Avalancha de Mocoa (2017)

El 31 de marzo de 2017, se presentó una avalancha en Mocoa, Putumayo, que fue provocada por el desbordamiento de los ríos Mocoa, Sangoyaco y Mulato, tras lluvias torrenciales. El desastre arrasó con gran parte del municipio, incluyendo infraestructura eléctrica crítica como la Subestación Mocoa 230 kV. Esto generó una interrupción significativa del servicio eléctrico en la región, afectando a miles de personas.

Los activos eléctricos afectados fueron la subestación Mocoa 230 kV, la cual fue destruida completamente, incluyendo transformadores, celdas, sistemas de control, y equipos auxiliares. Algunas líneas de conexión con la subestación resultaron dañadas por la avalancha y la acumulación de escombros, y la red de distribución local sufrió graves afectaciones en postes, y redes de media y baja tensión, debido al impacto de los flujos de lodo.

Ilustración 10: Avalancha Mocoa 2017



Fuente: Material de la web

Las causas del evento fueron derivadas de un fenómeno natural extremo por lluvias intensas y prolongadas que saturaron el suelo, provocando el desbordamiento de los ríos cercanos. Además, la ubicación geográfica de la subestación estaba en una zona vulnerable, cerca del cauce del río Mocoa.

Las consecuencias del evento incluyeron una prolongada interrupción del servicio eléctrico en Mocoa y municipios cercanos, afectando hospitales, servicios básicos y actividades económicas. La falta de electricidad complicó las labores de rescate y recuperación. Además, la avalancha transformó significativamente el paisaje, acumulando sedimentos y dañando la infraestructura circundante. Finalmente, los costos de recuperación fueron elevados, abarcando la reconstrucción de la Subestación Mocoa, la rehabilitación de líneas de transmisión y el fortalecimiento de la infraestructura afectada.

La reconstrucción de la Subestación Mocoa y la normalización del servicio eléctrico tardaron aproximadamente cuatro (4) meses, durante los cuales se implementaron soluciones temporales, como plantas móviles de generación, para mitigar la afectación a los usuarios.

1.3.4. Corte masivo por huracán Iota en San Andrés (2020)

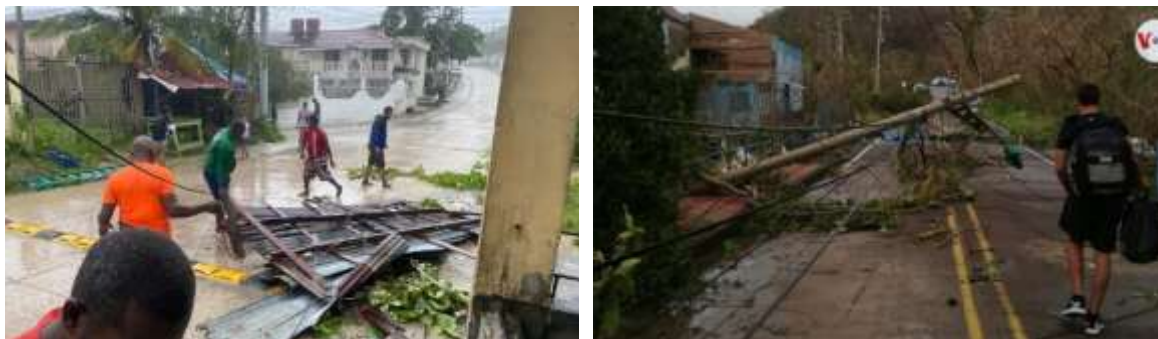
En noviembre de 2020, el huracán Iota afectó gravemente la isla de San Andrés, provocando la suspensión casi total del suministro de energía eléctrica en la región. El evento natural generó que las instalaciones eléctricas quedaran destruidas o seriamente afectadas, lo que limitó la capacidad de respuesta rápida por parte del sistema eléctrico. Esta situación reveló la vulnerabilidad del sistema en regiones insulares frente a eventos climáticos extremos.

El Huracán Iota destruyó prácticamente la totalidad de la infraestructura eléctrica en San Andrés y Providencia. Las subestaciones afectadas incluyeron la subestación Central en San Andrés 13.2 kV, la cual es clave para la distribución de energía en toda la isla. Durante el paso del huracán, la subestación sufrió graves daños, con la destrucción de transformadores, paneles de control y sistemas de protección. La subestación Providencia 13.2 kV, al estar en el ojo del huracán, fue la más afectada dejando a la totalidad de la población sin acceso a electricidad durante semanas.

Otros activos eléctricos afectados fueron las líneas de distribución por la caída de postes y cables, la gran mayoría de los postes de electricidad que sostenían las líneas de distribución fueron derribados,

esto dejó la red de distribución totalmente colapsada pues los cables de distribución se cortaron, enrollaron o volaron, lo que generó una interrupción total del suministro eléctrico en toda la isla.

Ilustración 11: Huracán San Andrés 2020



Fuente: Material de la web

Las causas del corte masivo fueron derivadas por un huracán que llegó a categoría 5, con vientos sostenidos de más de 250 km/h, lo que destruyó casi completamente la infraestructura eléctrica de San Andrés y Providencia. La combinación de vientos huracanados, lluvias torrenciales y la marejada ciclónica dejó sin protección a las instalaciones eléctricas. Por su parte, las lluvias torrenciales e inundaciones causadas por el huracán afectaron no solo las instalaciones en la superficie, sino también equipos en las subestaciones y plantas de generación.

Las consecuencias del corte masivo incluyeron la interrupción total de servicios esenciales dado que la falta de electricidad afectó gravemente la operación de hospitales y centros de salud, lo que complicó la atención a las víctimas del huracán y a quienes necesitaban asistencia médica urgente. La interrupción eléctrica afectó el bombeo de agua potable y el funcionamiento de sistemas de alcantarillado, empeorando las condiciones sanitarias en las islas. Teniendo en cuenta que la economía de San Andrés y Providencia es basada en el turismo y que los hoteles, restaurantes y comercios quedaron sin electricidad por días, se agravaron las pérdidas económicas ya que las islas quedaron incomunicadas, sin turistas y sin capacidad de recuperación rápida.

La restauración del servicio eléctrico tomó semanas en San Andrés y meses en Providencia, donde la destrucción fue casi total. Las labores de reconstrucción de la infraestructura eléctrica se extendieron durante gran parte de 2021, con el apoyo de entidades del Gobierno Nacional y empresas privadas para restaurar el suministro de manera más estable.

1.3.5. Inundaciones en el estado de Río Grande del Sur, Brasil (2024)

En 2024, el estado de Río Grande del Sur, Brasil, sufrió severas inundaciones que comenzaron el 29 de abril y se prolongaron hasta el 7 de mayo. Estas inundaciones fueron causadas por un bloqueo atmosférico y un sistema de baja presión que resultaron en lluvias intensas y persistentes. Durante este periodo, algunas áreas recibieron más de 420 mm de lluvia, afectando a más del 90% del estado.

Ilustración 12: Inundaciones Río Grande do Sul 2024



Fuente: Material de la web

Las consecuencias fueron devastadoras, especialmente para la infraestructura eléctrica. La interrupción del servicio eléctrico impactó hospitales, servicios básicos y actividades económicas, complicando las labores de rescate y recuperación. La infraestructura eléctrica sufrió daños significativos, incluyendo la destrucción de subestaciones y líneas de transmisión donde más de 500.000 personas quedaron sin electricidad ni agua potable en todo Río Grande del Sur.

La restauración del servicio eléctrico fue un desafío considerable. Las autoridades y empresas eléctricas trabajaron arduamente para restablecer el suministro. Se logró una recuperación parcial en aproximadamente tres (3) días, aunque la restauración completa tomó varias semanas debido a la magnitud de los daños.

Además de los daños a la infraestructura eléctrica, las inundaciones causaron deslizamientos de tierra generalizados, el colapso de la represa hidroeléctrica 14 de Julho y la transformación del paisaje debido a la acumulación de sedimentos. La catástrofe afectó a 478 municipios y casi 2,4 millones de personas, siendo considerada la peor inundación en más de 80 años.

1.3.6. Fuertes vientos y lluvias torrenciales en el centro-sur de Chile (2024)

El 1 de agosto de 2024, un evento climático extremo de fuertes vientos y lluvias torrenciales azotó la zona centro-sur de Chile, afectando principalmente a las regiones de Biobío y Metropolitana. Este sistema frontal provocó vientos con rachas de hasta 70 km/h y precipitaciones intensas, causando daños significativos en la infraestructura eléctrica.

Ilustración 13: Derrumbe Torres de Distribución, Chile 2024



Fuente: Material de la web

La infraestructura eléctrica sufrió graves daños, incluyendo la caída de postes, transformadores y líneas de transmisión. Como resultado, más de 507.000 clientes quedaron sin suministro eléctrico entre las regiones de Coquimbo y Los Lagos, con más de 355.000 usuarios afectados solo en la Región Metropolitana.

Las consecuencias del evento fueron devastadoras. Además de la interrupción del servicio eléctrico, el fenómeno dejó 1.991 damnificados, 53 personas en albergues y 1.470 personas aisladas. La restauración del servicio eléctrico fue un desafío considerable, con las autoridades y empresas eléctricas trabajando arduamente para restablecer el suministro. La recuperación parcial se logró en unos pocos días, pero la restauración completa tomó varias semanas debido a la magnitud de los daños.

1.3.7. Tormenta en la ciudad de São Paulo, Brasil (2024)

En octubre de 2024, una intensa tormenta azotó la ciudad de São Paulo, Brasil, causando un masivo corte de luz que afectó a casi 2 millones de clientes. La tormenta, caracterizada por fuertes vientos que alcanzaron los 107,6 km/h y lluvias torrenciales, provocó la caída de árboles y daños significativos en la infraestructura eléctrica.

Ilustración 14: Arreglo de daños São Paulo 2024



Fuente: Material de la web

La infraestructura eléctrica sufrió daños graves, incluyendo la destrucción de postes, transformadores y varios kilómetros de líneas de transmisión. La magnitud de los daños hizo que la restauración completa del servicio tomara más tiempo del previsto, con cerca de 400.000 clientes aún sin electricidad varios días después del evento.

Las consecuencias del corte de luz fueron significativas. Además de dejar a millones sin electricidad, la tormenta causó la muerte de personas y complicó el acceso a servicios básicos como el agua potable.

1.3.8. Estudio del Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) sobre vulnerabilidad climática para el sector eléctrico³

Como se ha podido evidenciar, los sistemas eléctricos enfrentan desafíos significativos debido a los efectos crecientes del cambio climático. Al respecto, la infraestructura de transmisión y distribución (T&D) está cada vez más expuesta a fenómenos climáticos extremos, como, por ejemplo, el incremento de la frecuencia e intensidad de los huracanes que aumentan el riesgo de un daño físico de las líneas de transmisión; las temperaturas más cálidas que pueden reducir la capacidad de transmisión de las líneas; el incremento en la frecuencia y severidad de las precipitaciones que incrementa el riesgo de inundaciones y deslizamientos debilitando las estructuras de la red, entre otros factores. Estos eventos pueden afectar severamente la operación y confiabilidad del sistema eléctrico, incrementando el riesgo de apagones y daños en los activos.

El documento técnico titulado *"Consideraciones sobre la Vulnerabilidad Climática para el Sector Eléctrico: Infraestructura de Transmisión y Distribución"* publicado en octubre de 2023 por el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI), detalla en mayor medida los riesgos específicos y vulnerabilidades del sistema T&D frente a diversas condiciones climáticas.

El documento incluye una revisión exhaustiva de la literatura existente sobre cómo las variables climáticas, como la temperatura ambiente, la humedad del suelo, los vientos extremos, las precipitaciones, las inundaciones, los incendios forestales y otros eventos climáticos extremos, afectan

la infraestructura de T&D. También identifica las brechas de conocimiento y los desafíos que deben abordarse en futuras investigaciones y desarrollos. Además, ofrece recomendaciones para mitigar estos riesgos mediante la incorporación de nuevas tecnologías y el uso de proyecciones climáticas en la planificación y diseño de activos.

Con base en este análisis, se destaca aún más la urgencia de contar con una resolución que establezca lineamientos obligatorios para fortalecer la resiliencia climática del sistema eléctrico, alineando al país con las mejores prácticas internacionales y asegurando la continuidad del servicio eléctrico ante los efectos del cambio climático.

Esta resiliencia climática de la red se puede definir como la habilidad de ésta para adaptarse a los cambios climatológicos de forma rápida, tanto a nivel operativo como estructural, resistiendo eventos con potencial destructivo de baja probabilidad y alto impacto, que pueden generar cortes de energía que duran días o meses y cubren una gran extensión de territorio. Lo anterior utilizando medidas tales como la eliminación de los sistemas radiales, la inclusión de sistemas de respaldo en la operación, la incorporación de tecnologías de monitoreo de los activos, ajustes físicos a la ubicación de las subestaciones, e incluso la incorporación de medidas de ciberseguridad.

En ese sentido, es fundamental proporcionar un marco para la evaluación de la vulnerabilidad y la planificación de la adaptación y resiliencia del sistema eléctrico. Por consiguiente, el documento también destaca la necesidad de desarrollar métodos consistentes para evaluar la capacidad de los activos para soportar las condiciones climáticas actuales y futuras, y cómo aplicar eficazmente las tendencias y proyecciones climáticas en la selección, diseño e instalación de nuevos activos, así como en la renovación de los existentes.

Vale agregar que en el informe de EPRI se identifican riesgos específicos para la infraestructura de T&D, que impactan directamente su operación y vida útil, dada su vulnerabilidad a riesgos climáticos, tales como:

- Aumento de la temperatura ambiente: Esto incrementa el riesgo de sobrecalentamiento en las líneas de transmisión y transformadores, lo que afecta su capacidad de carga y acelera su degradación.
- Frecuencia e intensidad de eventos extremos: Huracanes, tormentas, inundaciones y vientos extremos amenazan la estabilidad de las torres de transmisión, postes, conductores y otros componentes de la infraestructura.
- Suelos saturados y cambios en las condiciones del terreno: Estos fenómenos aumentan el riesgo de fallas estructurales en las torres de transmisión, deslizamientos de tierra y deterioro de los cimientos debido a la erosión y a la pérdida de integridad del suelo.

La idea, entonces, es poder mitigar estos riesgos mediante la implementación de mejoras en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las infraestructuras T&D, tal como lo recomienda el informe de EPRI.

³ Climate vulnerability considerations for the power sector, transmission and distribution infrastructure, October 2023.

<https://www.epri.com/research/products/000000003002026315>

Otro aspecto relevante considerado en el informe es la integración de proyecciones climáticas en la planificación de activos eléctricos. Al respecto, EPRI subraya la importancia de utilizar datos y proyecciones climáticas a largo plazo para tomar decisiones estratégicas sobre la instalación de nuevos activos y la renovación de los existentes. Por tal motivo, cobra vital importancia que las entidades y empresas eléctricas incluyan datos climáticos precisos en sus evaluaciones de riesgo y en la planificación de proyectos de expansión y modernización de infraestructuras. Esta medida permitirá anticipar las condiciones futuras y diseñar activos que sean capaces de soportar tanto las condiciones climáticas actuales como las proyectadas.

Con el fin de incentivar el uso de tecnologías avanzadas y estrategias de diseño para mejorar la resiliencia, el documento de EPRI sugiere que la implementación de tecnologías innovadoras y estrategias de diseño más robustas puede mejorar significativamente la resiliencia de los sistemas T&D frente a los impactos del cambio climático. Algunas de estas soluciones incluyen:

- Sistemas de ajuste dinámico de líneas (DLR), que permiten ajustar la capacidad de transmisión de acuerdo con las condiciones climáticas en tiempo real.
- Uso de materiales avanzados, como conductores y aisladores más resistentes al calor, viento y corrosión, que pueden aumentar la durabilidad y vida útil de los activos.
- Diseño de infraestructura subterránea en áreas vulnerables. En regiones con alto riesgo de incendios forestales o vientos extremos, se recomienda la instalación de cables subterráneos para reducir la exposición a estos fenómenos.

Incluir estas tecnologías y enfoques en la normativa, mejorará la flexibilidad del sistema eléctrico, su operación y reducirá el riesgo de fallos catastróficos ante eventos extremos. No obstante, la inclusión de estas tecnologías avanzadas incorpora algunos retos para el operador del sistema al modificar las formas en que se debe operar la red de transmisión y de distribución, y que, de no superarse, podrían llevar a limitar el potencial de estas tecnologías.

Es importante mencionar que, a pesar de las ventajas observadas por el uso de estas tecnologías avanzadas, la adopción de éstas enfrenta serios retos en las definiciones de política pública y regulatorias, que aseguren la recuperación de las inversiones (CAPEX) requeridas y los incentivos para los gastos operativos (OPEX) que de alguna forma podrían apalancar la incorporación de estas nuevas tecnologías en la red.

Otro aspecto relevante estudiado por EPRI en su informe, es la protección de activos críticos a través de estándares actualizados de diseño. En ese sentido, el informe resalta que muchos de los activos actuales de T&D fueron diseñados bajo condiciones climáticas diferentes a las proyectadas para las próximas décadas (por ejemplo, los sistemas de protección de descargas atmosféricas). Por ello, una resolución que exija la actualización de los estándares de diseño de infraestructura, incorporando criterios de resiliencia climática, es crucial. Esta medida asegurará que los nuevos proyectos y las renovaciones de activos existentes cumplan con los requisitos para resistir condiciones climáticas más severas, protegiendo así los activos críticos y minimizando el riesgo de interrupciones en el suministro eléctrico.

Por supuesto, un enfoque basado en la investigación y la reducción de brechas de conocimiento es fundamental, en ese orden de ideas, el documento de EPRI también identifica brechas en el conocimiento sobre cómo las infraestructuras T&D reaccionan ante condiciones climáticas extremas, especialmente en cuanto a la relación entre los fenómenos climáticos y el rendimiento de los activos.

Por ese motivo, es necesario fomentar la investigación y el desarrollo (I+D) en colaboración con instituciones académicas y centros de investigación para cerrar estas brechas. Promover estudios de caso y la recolección de datos empíricos a nivel nacional permitirá desarrollar mejores modelos predictivos y optimizar las inversiones en resiliencia climática.

En conclusión, las recomendaciones del informe de EPRI sugieren un paso estratégico y urgente para expedir normativa de resiliencia climática en el sector eléctrico colombiano. La normatividad debe incentivar a que se integre la adaptación al cambio climático en las operaciones, planificación e inversiones del sistema eléctrico, incorporando nuevas tecnologías y estándares de diseño que fortalezcan la infraestructura frente a las amenazas climáticas y ciberataques. Al adoptar estas medidas, se garantizará la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, protegerá los activos críticos y mejorará la capacidad para responder a los efectos adversos del cambio climático o eventos cibernéticos, al tiempo que se cumple con los compromisos nacionales e internacionales de sostenibilidad.

1.3.9. Revelación de información sobre asuntos sociales y ambientales de la superintendencia financiera de Colombia

En los últimos años, el Gobierno Colombiano, a través de la Superintendencia Financiera de Colombia – SFC, ha reconocido los esfuerzos que vienen realizando los emisores de valores en la adopción de estándares internacionales para la divulgación de información de sostenibilidad a los distintos grupos de interés bajo un enfoque de materialidad ambiental y social.

Por este motivo, y con el propósito de ajustar y mejorar la pertinencia de la información de las prácticas de sostenibilidad para los inversionistas y fortalecer su divulgación por parte de los emisores, la SFC impartió instrucciones a los emisores de valores sobre la revelación de información de asuntos sociales y ambientales, incluidos los climáticos, a través de la adopción de los estándares internacionales Task Force for Climate Related Financial Disclosure (TCFD, por sus siglas en inglés) y de los estándares SASB de la Value Reporting Foundation (VRF, por sus siglas en inglés).

Bajo esa óptica, vio necesario adicionar un capítulo especial en la Circular Básica Jurídica aplicable a las entidades vigiladas por esta superintendencia para definir las reglas aplicables a los emisores en materia de revelación de información sobre los asuntos sociales, ambientales y climáticos, dentro del informe periódico de fin de ejercicio y el informe periódico trimestral.

De acuerdo con lo anterior, el 22 de diciembre de 2021, la SFC publicó la Circular Externa 031 que imparte instrucciones relativas a la revelación de información sobre asuntos sociales y ambientales, incluidos los climáticos (criterios ESG). En este contexto, la circular promueve la transparencia y responsabilidad en la divulgación de impactos sociales y ambientales, lo que mejora la confianza de los inversionistas y fomenta prácticas sostenibles. Además, al exigir la revelación de información climática, la normativa impulsa a las empresas a adoptar medidas que contribuyan a la adaptación al cambio climático, asegurando un desarrollo más sostenible y resiliente, lo cual va en total alineación con los planteamientos realizados en este documento.

Para ello, definió la obligación de los emisores de comunicar a través del Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE), a más tardar en el año 2024 y conforme a los plazos e instrucciones previstas en la norma, la siguiente información:

- El proyecto de capítulo dedicado a las prácticas, políticas, procesos e indicadores en relación con los asuntos sociales y ambientales, incluidos los climáticos.
- Dentro del informe periódico de fin de ejercicio, el capítulo dedicado a las prácticas, políticas, procesos e indicadores en relación con los asuntos sociales y ambientales, incluidos los climáticos.
- Dentro de los informes periódicos trimestrales, el capítulo dedicado a cualquier cambio material que se haya presentado en las prácticas, procesos, políticas e indicadores implementados en relación con los asuntos sociales y ambientales, incluidos los climáticos.

Finalmente, con esto, entendemos que la SFC no solo promueve una mayor sostenibilidad en el sector financiero, sino que también fortalece la confianza de los inversores y otros stakeholders al proporcionar información relevante y material sobre los riesgos y oportunidades asociados con factores ambientales y sociales que a su vez contribuye significativamente a la lucha contra el cambio climático.

1.3.10. Oportunidades y conveniencia

Enfrentar el cambio climático es esencial para garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica, como se evidencia en los eventos climáticos extremos de los numerales 3.1 al 3.7 que han afectado la infraestructura eléctrica en los últimos años. Las inundaciones, vendavales, avalanchas y huracanes han demostrado la vulnerabilidad del sistema eléctrico, subrayando la necesidad de desarrollar políticas y estrategias que promuevan su resiliencia.

Una de las principales oportunidades para enfrentar el cambio climático es la modernización de infraestructuras críticas. La actualización del diseño de las subestaciones, líneas de transmisión y sistemas de distribución es fundamental para hacer frente a condiciones climáticas adversas. Por ejemplo, la inundación de la subestación Ternera en Cartagena en 2010 y el colapso de torres de transmisión en La Guajira en 2015 resaltan la importancia de contar con infraestructuras más robustas y resistentes. Además, la planificación y construcción de redundancias en el sistema eléctrico pueden asegurar que, en caso de fallos en una parte de la red, otras partes puedan compensar y mantener el suministro de energía.

Otra oportunidad importante, es que la normatividad integre la adaptación al cambio climático en las operaciones, planificación e inversiones del sistema eléctrico, incorporando nuevas tecnologías y estándares de diseño que fortalezcan la infraestructura frente a las amenazas climáticas y ciberataques. Para lo anterior, es necesario que la normatividad incentive:

- La resiliencia del sistema eléctrico: implementar tecnologías avanzadas como los sistemas de ajuste dinámico de líneas (DLR) y el uso de materiales resistentes al calor y la corrosión que aumenten la durabilidad y la capacidad de carga de los activos de transmisión y distribución. Esto no solo mejora la resiliencia del sistema frente a eventos climáticos extremos, sino que también prolonga la vida útil de los activos, reduciendo costos a largo plazo.
- La reducción de riesgos y costos asociados a desastres: Diseñar y construir infraestructuras eléctricas de tal forma que se minimice su vulnerabilidad a eventos como incendios forestales y vientos extremos. Esto reduce significativamente el riesgo de fallos catastróficos y los costos asociados a la reparación y reemplazo de infraestructuras dañadas. Además, la incorporación de proyecciones climáticas en la planificación de activos también permitirá anticipar y mitigar los

impactos de futuros eventos climáticos, evitando interrupciones prolongadas en el suministro eléctrico.

- La innovación y la investigación: impulsar la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías y métodos para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico. Colaborar con instituciones académicas y centros de investigación para cerrar las brechas de conocimiento identificadas por EPRI en su informe puede conducir a avances significativos en la gestión de riesgos climáticos y la optimización de inversiones en infraestructura.

En conclusión, es conveniente aplicar las recomendaciones del estudio de EPRI, pues no solo fortalece la resiliencia del sistema eléctrico frente a los impactos del cambio climático, sino que también ofrece beneficios económicos y de innovación que son cruciales para garantizar un suministro eléctrico seguro y sostenible a los usuarios en el futuro.

1.4. EVENTOS POR CIBERSEGURIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

Los ataques cibernéticos a los sistemas eléctricos representan una amenaza significativa para la estabilidad y seguridad de la sociedad. Estos incidentes pueden causar interrupciones masivas en el suministro de energía, afectando a hogares, comercio e industrias, y poniendo en riesgo la vida cotidiana y la economía. Además, pueden provocar daños físicos a los equipos y sistemas de control, lo que requiere costosas reparaciones y actualizaciones. La creciente digitalización y dependencia de sistemas informáticos en el sector eléctrico hace que estas infraestructuras sean objetivos atractivos para los ciberdelincuentes, quienes pueden estar motivados por razones económicas, políticas o simplemente por el deseo de causar caos.

A continuación, se presentan eventos relacionados con la ciberseguridad en los sistemas eléctricos:

- Ataque a Tata Power en India (Octubre 2022): El grupo Hive lanzó un ataque de ransomware a Tata Power, comprometiendo información sensible de empleados, clientes, y datos estratégicos. Este evento reveló la magnitud de las amenazas cibernéticas y el riesgo que representan para la confidencialidad de la información y la continuidad operativa en el sector eléctrico. [Resecurity](#)
- Empresas Públicas de Medellín (EPM) en Colombia (Diciembre 2022): EPM sufrió un ataque de ransomware por el grupo BlackCat/ALPHV, lo que causó la interrupción de servicios digitales y llevó a más de 4,000 empleados a trabajar de manera remota. Este ataque resaltó el impacto operativo y económico que pueden causar los ataques de ransomware en sectores críticos, así como la importancia de estrategias de recuperación y contingencia. [Resecurity](#)
- Sector Energético de Dinamarca (mayo 2023): En un evento de gran escala, 22 empresas del sector energético danés fueron atacadas en tres olas coordinadas. Los atacantes explotaron vulnerabilidades críticas en los firewalls Zyxel (CVE-2023-28771) para obtener acceso no autorizado y lanzar ataques de denegación de servicio (DDoS). Este ataque, uno de los más grandes registrados contra infraestructura crítica danesa, expuso la necesidad de actualizar regularmente las defensas y aplicar parches de seguridad de inmediato. Los grupos atacantes mostraron un conocimiento avanzado de los sistemas vulnerables, lo que sugiere planificación sofisticada y posibles motivaciones geopolíticas.e, [SOCRadar® Cyber Intelligence Inc.](#)

- Suncor Energy (Julio 2023): Un ciberataque afectó los sistemas de pago de Suncor Energy en estaciones Petro-Canada, interrumpiendo el procesamiento de tarjetas de débito y crédito en múltiples ubicaciones en Canadá. La compañía implementó una estrategia de respuesta para reemplazar los sistemas afectados y evaluar el alcance del daño, lo que subrayó la importancia de sistemas de respaldo y protocolos de respuesta para minimizar el impacto en el consumidor . [SOCRadar® Cyber Intelligence Inc.](#)
- Malware Industroyer (2023): En 2023, se detectaron múltiples campañas de malware que explotaron vulnerabilidades en el protocolo de comunicación IEC 60870-5-104 (IEC 104), utilizado ampliamente en los sistemas de control de subestaciones y en la supervisión remota de la red eléctrica. Este protocolo es esencial para la transmisión de datos en tiempo real entre los sistemas de control y los equipos de campo en infraestructuras críticas.

Estos eventos demuestran la necesidad de contar con lineamientos de política pública orientados al tema de resiliencia para el sistema eléctrico colombiano, pues, para garantizar un suministro de energía continuo y seguro, es necesario proteger el sistema contra amenazas cibernéticas, y asegurar la capacidad de adaptación y recuperación rápida ante cualquier interrupción. Esto no solo mantiene la operatividad de servicios críticos, sino que también contribuye a la sostenibilidad y eficiencia del sistema energético en general y la estabilidad y seguridad de la sociedad.

1.5. MITIGACIÓN DE RIESGOS ANTE EVENTOS QUE COMPROMETEN LA RESILIENCIA DEL SISTEMA ELECTRICO EN EL CORTO PLAZO

Con base en lo anterior, es de urgencia identificar que infraestructura puede ser gravemente afectada en el corto plazo y pueda comprometer la atención segura y confiable de los usuarios en distintos puntos del país por distintos eventos como riesgos de derrumbes o cualquier tipo de riesgo relacionado con las variables geofísicas que puedan afectar gravemente la infraestructura del sistema.

También es común que ante la expansión del sistema se hagan con mayor frecuencia cruces de línea, como los cruces entre líneas de alta tensión con otras de media tensión como pueden ser las líneas del STR de 115 kV con líneas del SDL de 34 kV dentro de las ciudades u otro tipo de urbanizaciones.

Los cruces de líneas pueden comprometer la seguridad del sistema, debido a que en caso de falla pueden afectar ambos circuitos dentro de la misma área y los demás circuitos aledaños generando un daño incalculable en caso de que las protecciones de cada uno de estos no estén adecuadamente adaptadas y configuradas para funcionar en un cruce de líneas. Por este motivo es necesario atender obras que sean necesarias para los cruces de líneas que puedan comprometer la resiliencia del sistema ante una eventual falla o ocurrencia de baja probabilidad que represente un impacto significativo.

También, se ha evidenciado que muchas subestaciones del STN y del STR e inclusive del SDL la corriente de corto circuito ha sobrepasado la capacidad de corto circuito de la subestación, esto indica que ante una falla monofásica a tierra o trifásica a tierra la infraestructura tiene un elevado riesgo de quedar inoperativa en caso de que las protecciones demoren algunos milisegundos de retraso en responder.

Conforme al informe 781 del CNO publicado en febrero de 2025 muestra que 14 subestaciones del STN ya tienen la capacidad de corto circuito agotada y otras 6 se proyecta su agotamiento en el año 2026.

Sin embargo, se destaca que el total de subestaciones con capacidad de corto circuito agotada en el Sistema Interconectado Nacional puede llegar a 31, además de que existen otras 20 en todo el SIN próximas a agotarse, algunas de estas son nodos que atienden relevantes cantidades de la demanda de energía eléctrica.

Ilustración 15: S/E con capacidad de C.C Agotada

Orden	Subárea	Subestación	Tensión [kV]	Capacidad Nominal [kA]	Puntuación de prioridad	Año de agotamiento MC	Icc_IEC	Icc_MC	# Conexiones	Generación conectada	Elementos limitantes	Riesgo Existente
1	Atlántico	Sebanalarga	220	40,00	0,490	2025	0,742	0,933	1,000	0,048	1,000	0,000
2	Atlántico	Telisa	220	40,00	0,450	2027	0,657	0,443	0,700	0,194	1,000	0,000
3	Atlántico	Floreas	220	31,50	0,425	2034	0,758	0,752	0,400	0,266	1,000	0,000
4	Bolívar	Bolívar	220	40,00	0,414	2026	0,596	0,590	0,780	0,118	1,000	0,000
5	Santander	Sogamoso	220	40,00	0,381	>2034	0,561	0,500	0,700	0,583	1,000	0,000
6	Antioquia	Guatapé	220	31,50	0,360	2027	0,612	0,436	0,800	0,448	0,211	0,900
7	GCM	Copey	220	26,00	0,363	2028	0,910	0,529	0,500	0,125	1,000	0,000
8	Bolívar	Cartagena	220	31,50	0,359	2028	0,872	0,528	0,450	0,140	1,000	0,000
9	Bogotá	Quinto Generación	220	40,00	0,334	>2034	0,423	0,500	0,400	1,000	1,000	0,000
10	Bogotá	Mesa	220	26,20	0,334	2026	0,665	0,506	0,500	0,000	0,909	0,000
11	Atlántico	Nueva Barranquilla	220	31,50	0,307	2027	0,627	0,443	0,400	0,000	1,000	0,000
12	Bolívar	Candelaria	220	40,00	0,274	>2034	0,413	0,000	0,500	0,444	1,000	0,000
13	Antioquia	Primavera	220	31,50	0,242	>2034	0,557	0,000	0,550	0,110	1,000	0,000
14	Bogotá	Guavio	220	40,00	0,238	>2034	0,422	0,000	0,650	0,000	1,000	0,000
15	Bogotá	Torca	220	26,20	0,234	>2034	0,440	0,000	0,650	0,000	0,920	0,000
16	Bolívar	Temera	220	31,50	0,197	>2034	0,533	0,000	0,400	0,000	1,000	0,000
17	Norte de Santander	Ocaña	220	26,00	0,188	>2034	0,363	0,000	0,400	0,000	1,000	0,000
18	Atlántico	El Río	220	40,00	0,163	>2034	0,619	0,000	0,300	0,000	1,000	0,000

Orden	Subárea	Subestación	Tensión [kV]	Capacidad Nominal [kA]	Puntuación de prioridad	Año de agotamiento MC	Icc_IEC	Icc_MC	# Conexiones	Generación conectada	Elementos limitantes	Riesgo Existente
1	Boyacá-Casamere	Páez	115,0	20,00	0,737	2024	0,918	0,804	0,850	0,270	0,050	1,000
2	Atlántico	Termoflores	110,0	40,00	0,468	>2034	0,636	0,000	0,600	0,228	0,236	1,000
3	Antioquia	Ancon EPM	110,0	21,00	0,461	2024	0,972	1,000	0,550	0,013	1,000	0,000
4	Bogotá	Veraguas	67,5	15,00	0,397	2024	1,000	0,648	0,200	0,000	1,000	0,000
5	Bogotá	Salitre	67,5	15,00	0,395	2024	0,968	0,917	0,250	0,000	1,000	0,000
6	Bolívar	Bosque	66,0	31,50	0,363	2024	0,796	0,746	0,500	0,000	0,818	0,000
7	Cesar	Cerrónalito	110,0	25,00	0,352	2026	0,774	0,506	0,650	0,036	1,000	0,000
8	Bolívar	Temera	66,0	31,50	0,351	2025	0,704	0,606	0,550	0,000	1,000	0,000
9	Atlántico	Ocaña	110,0	31,50	0,343	2024	0,756	0,730	0,400	0,000	0,800	0,000
10	Antioquia	Belen (Antioquia)	110,0	21,00	0,325	2024	0,647	0,654	0,300	0,001	1,000	0,000
11	Atlántico	Siencio	110,0	31,50	0,320	2024	0,716	0,690	0,350	0,000	0,750	0,000
12	Bogotá	Veraguas	115,0	31,50	0,319	2027	0,602	0,459	0,600	0,000	1,000	0,000
13	Bogotá	Circo	115,0	31,50	0,315	2026	0,682	0,521	0,600	0,000	0,769	0,000
14	Atlántico	El Río	110,0	31,50	0,315	2024	0,807	0,775	0,350	0,000	0,444	0,000
15	Atlántico	Las Flores	110,0	31,50	0,306	2024	0,775	0,753	0,250	0,000	0,571	0,000
16	Antioquia	El Salto (EPM)	110,0	31,50	0,279	>2034	0,474	0,000	0,800	0,249	1,000	0,000
17	Atlántico	Centro	110,0	31,50	0,278	2025	0,696	0,593	0,250	0,000	0,714	0,000
18	Bolívar	Cosque	66,0	18,00	0,252	2027	0,682	0,434	0,150	0,000	1,000	0,000
19	Atlántico	Telisa	110,0	40,00	0,241	>2034	0,645	0,000	0,600	0,155	1,000	0,000
20	Córdoba-Sucre	Chinu	110,0	31,50	0,241	>2034	0,633	0,000	0,750	0,044	1,000	0,000
21	COR	Esmeralda COR	115,0	31,50	0,237	>2034	0,366	0,000	0,700	0,132	1,000	0,000

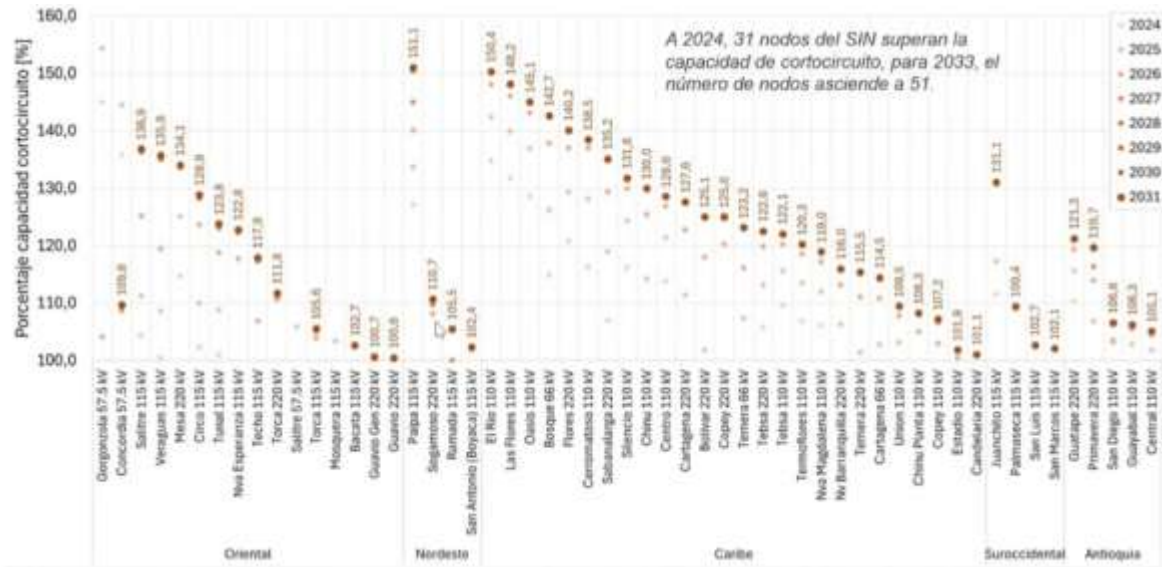
Fuente: Informe CNO 781

De igual manera, distintas subestaciones del STR de 110-115 kV y del SDL de 57,5 kV se observa un agotamiento generalizado donde 10 de estas tienen un excedente menor al 10% de su capacidad de cortocircuito.

Ante el riesgo que se presenta en el sistema y en la atención del servicio público domiciliario de energía eléctrica, se observa la necesidad de establecer un plan de choque que atienda las necesidades de las subestaciones de corto circuito agotadas y las otras necesidades que ponen en riesgo la atención segura y confiable del servicio.

Ante la cantidad de infraestructura que se encuentra en riesgo, este plan de choque debe priorizar la infraestructura que llegue a ser más relevante para la atención del servicio y que tenga las condiciones más difíciles de operación.

Ilustración 16: S/E con fecha esperada de agotamiento de capacidad de C.C



Fuente: Informe CNO Riesgos del SIN

Por este motivo se debe delegar la identificación del problema y su respectiva planeación para resolverlo a las entidades que cuentan con la mayor información para atenderlo donde se busque lo siguiente:

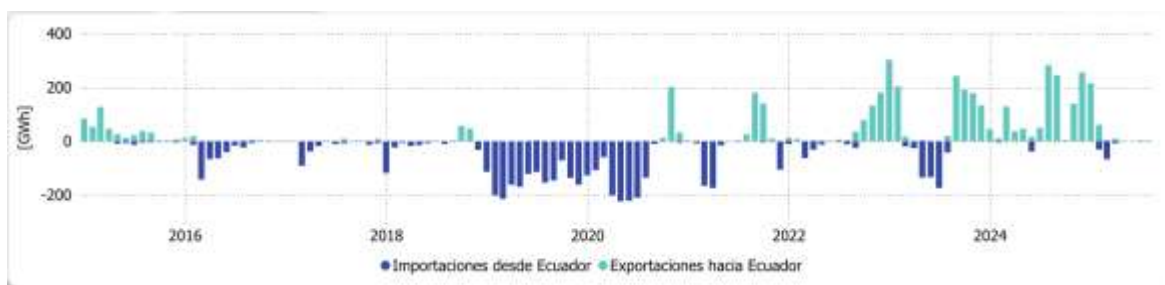
- Mitigar los riesgos de eventos que pueden comprometer la resiliencia del sistema. Dicho plan será remitido a la UPME para su consideración en incorporación en los Planes de Expansión.
- Atender las obras necesarias en cruces de líneas que pueden comprometer la resiliencia del sistema, incluida la redundancia en los sistemas de protección. Dicho plan será remitido a la UPME para su consideración en incorporación en los Planes de Expansión.
- Atender las obras necesarias en las subestaciones con capacidad de corto circuito agotada. Dicho plan será remitido a la UPME para su consideración en incorporación en los Planes de Expansión.
- Mejorar la resiliencia de las subestaciones en configuración anillo, configuración barra sencilla y subestaciones alimentadas en forma radial que pueden comprometer la resiliencia del sistema. Dicho plan será remitido a la UPME para su consideración e incorporación en los Planes de Expansión.

1.6. SOPORTE DEL SIN POR MEDIO DE REDES INTERNACIONALES

El Sistema Interconectado Nacional se ha apoyado en distintos periodos de tiempo gracias a las interconexiones internacionales existentes con Venezuela y Ecuador donde se han realizado distintos intercambios desde su existencia.

Las importaciones de Ecuador fueron de gran relevancia en los veranos intensos de 2015-2016 y 2019-2020 que soportaron con grandes cantidades de energía y apoyo en tensión en caso de ausencia de las centrales más relevantes del Área Suroccidental como lo son las centrales de Quimbo, Betania o Termoemcali.

Ilustración 17: Intercambios Internacionales de Energía con Ecuador 2014-2025



Fuente: Sinergox

Como se puede ver en la gráfica, las importaciones de Ecuador durante distintos meses de sequía en 2016, 2019 y 2020 fueron constantes y vitales para el abastecimiento energético nacional.

De igual manera, las importaciones que se realizaban desde Venezuela hasta el año 2014 ayudaron en distintas medidas al soporte del Área Caribe en Guajira-Cesar-Magdalena (GCM) y en el suministro de energía nacional en periodos de sequía.

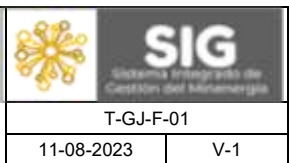
En la actualidad ante la ausencia de Venezuela y que los ciclos hídricos de Ecuador y Colombia se han sincronizado en los últimos años donde en pleno Fenómeno del Niño 2023-2024 Ecuador sufrió durante varios meses hasta 14 horas de racionamiento diarias y Colombia estaba imposibilitada de exportarle energía debido al grave estrés hídrico existente que ponía en riesgo el abastecimiento energético nacional.

Por estos motivos se están planteando nuevas interconexiones internacionales como Panamá, donde la UPME ha planteado una línea HVDC de 2 polos, de esta forma se mitiga el riesgo de desabastecimiento ante sequías con el soporte de la matriz energética de Panamá.

Sin embargo, la línea de transmisión de interconexión atraviesa distintas Zonas No Interconectadas en medio de la selva del Tapón del Darién que por su densidad natural, pero poca densidad poblacional ha sido difícil un proyecto de interconexión que suministre energía de manera continua con el SIN.

1.7. CONCLUSIONES

- El presente documento ha sustentado la necesidad de aplicar una política pública para el mejoramiento del servicio de energía eléctrica en el SIN, bajo criterios específicos de resiliencia, seguridad y confiabilidad, pues los eventos eléctricos y climáticos han demostrado ser una amenaza significativa para la estabilidad del sistema. Los incidentes detallados, como las sobrecargas, fallas en la infraestructura crítica y eventos climáticos extremos, han incrementado la DNA, evidenciando la necesidad de fortalecer el sistema eléctrico colombiano. Además, la frecuencia y magnitud de estos eventos resaltan la necesidad de fortalecer, modernizar y expandir la infraestructura eléctrica, así como de implementar redes más inteligentes y protocolos de operación robustos.
- La modernización de infraestructuras críticas y la adopción de tecnologías de monitoreo son esenciales para garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico a largo plazo. Adicionalmente, la implementación de programas de auditoría y certificación para operadores y

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

la adopción de tecnologías avanzadas son pasos cruciales para mejorar la resiliencia y confiabilidad del sistema eléctrico.

- Por su parte, los ataques cibernéticos representan una amenaza creciente para la estabilidad del sistema eléctrico. Incidentes recientes han demostrado la capacidad de los ciberdelincuentes para causar interrupciones masivas y daños significativos a la infraestructura eléctrica. Por consiguiente, es imperativo que se establezcan lineamientos de política pública que fortalezcan la resiliencia cibernética del sistema eléctrico, asegurando la capacidad de adaptación y recuperación rápida ante cualquier interrupción.
- Existe infraestructura que no se ha adecuado para las condiciones del sistema, capaces de atender situaciones de que comprometan su resiliencia, que tienen cruces de líneas que no estén adecuadamente condicionados y la infraestructura radial debe ser atendida con urgencia para evitar eventos de Demanda No Atendida y daños que conlleven un tiempo considerable de reparar.
- Se necesitan nuevas interconexiones internacionales que sirvan de respaldo al sistema ante eventos de riesgo por estrés hídrico y soporte de tensión ante una eventual indisponibilidad del Área Caribe o Antioquia.
- En conclusión, la expedición de una resolución que defina criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica en Colombia es fundamental. Esta normativa no solo protegerá la infraestructura crítica y garantizará la continuidad del servicio, sino que también alineará al país con las mejores prácticas internacionales y los compromisos adquiridos en acuerdos como el Acuerdo de París. Al fomentar la adopción de tecnologías avanzadas y estrategias de diseño robustas, se mejorará la flexibilidad y capacidad de respuesta del sistema eléctrico ante eventos adversos, asegurando un suministro de energía seguro, confiable y sostenible para toda la sociedad.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

El proyecto normativo aplica a las empresas de servicios públicos domiciliarios de transmisión de energía o propietarios de los activos que conforman los Sistemas de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional y Sistemas de Distribución Local, el Centro Nacional de Despacho – CND, el Consejo Nacional de Operación – CNO, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, y la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, y es de interés para el público en general.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

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

De acuerdo con el análisis expreso y detallado de las normas que otorgan la competencia para la expedición del correspondiente acto, el artículo 4 de la Ley 143 de 1994 establece que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos: abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

Además, el artículo 12 de la Ley 143 de 1994 establece que *"la planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas ambientales; requerimientos confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos"*.

Y el artículo 18 de la Ley 143 de 1994 establece que *"compete al Ministerio de Minas y Energía 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. Los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda Nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético"*.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

El Decreto 381 de 2012 publicado en el diario oficial 48.345 del 16 de febrero de 2012 y se encuentra vigente, especialmente el numeral 32 del artículo 2.

El Decreto 2345 de 2015, compilado en el Decreto 1073 de 2015, fue publicado en el diario oficial 49.715 del 3 de diciembre de 2015 y se encuentra vigente.

3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

Con el presente proyecto normativo no se deroga, subroga, modifica, adiciona o sustituye otra norma.

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.

El Grupo de Defensa Judicial, Extra Judicial y de Asuntos Constitucionales de la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía rindió el informe sobre decisiones judiciales el 20 de octubre de 2025, en el que señaló:

De manera atenta, remito informe solicitado para expedir el proyecto de resolución *"Por la cual se establecen lineamientos y planes de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica, y se dictan otras disposiciones"*. Para la elaboración del mismo se verificó la base de datos de los procesos judiciales que manejamos de la OAJ y otras fuentes de información oficial disponibles:

- Artículos 365 de la constitución política
- Artículo 4 de la Ley 143 de 1994
- Artículo 5 de la Ley 143 de 1994
- Artículo 12 de la Ley 143 de 1994
- Artículo 16 de la Ley 143 de 1994
- Artículo 18 de la Ley 143 de 1994

 Energía	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Ministerio		
			T-GJ-F-01	
			11-08-2023	V-1

- Artículo 23 de la Ley 143 de 1994
- Artículo 33 de la Ley 143 de 1994
- Artículo 36 de la Ley 143 de 1994
- Artículo 59 de la Ley 489 de 1998

Una vez revisada la base de datos, se tiene que, contra las normas consultadas, no aparecen a la fecha demandas y/o notificaciones efectuadas según información que reposa en los archivos. Así mismo se consultó la página de SUIN-JURISCOL y no se encontraron anotaciones de vigencia, por lo que se encuentra aparentemente “vigente”.

Tampoco aparecen en la página de la Corte Constitucional demandas contra estas disposiciones normativas que se encuentren pendientes o con sentencia, de acuerdo con lo cual se entiende que están surtiendo plenos efectos.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

3.5.1. En cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo establecido en las resoluciones 40310 y 41304 de 2017 expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, el texto del proyecto de acto administrativo se publicó para comentarios de la ciudadanía en la página web del Ministerio de Minas y Energía.

3.5.2. Que, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.2. del artículo 2.2.2.30.4 del Decreto 1074 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo, este Ministerio procedió a evaluar el presente acto administrativo, y encontró que, en tanto que la presente resolución se orienta a garantizar la seguridad en el suministro del servicio público de energía eléctrica, no se requiere informar a la Superintendencia de Industria y Comercio respecto del contenido de la norma a expedir.

4. IMPACTO ECONÓMICO

Las disposiciones contenidas en la presente resolución no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

Las disposiciones contenidas en el proyecto normativo no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.

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

No aplica, teniendo en cuenta la finalidad del proyecto normativo.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO (Si cuenta con ellos)

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Ministerio	
			T-GJ-F-01	
			11-08-2023	V-1

No aplica. Sin embargo, se emitió concepto de viabilidad con base en las comunicaciones que dan cuenta de la decisión que debe adoptarse.

ANEXOS:	
Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria)	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	N/A
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	N/A
Cuestionario de abogacía de la competencia	N/A

Aprobó:

DANIEL AUGUSTO JORGE EL SAIH

Jefe Oficina Asesora Jurídica

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS

Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Elaboró: Juan Carlos Bedoya Ceballos / Esteban Jurado Gómez

Revisó: Juan Carlos Bedoya Ceballos / William Andrés Toca/ Ángela Pabón/ Daniel Augusto Jorge El Saieh

Aprobó: Juan Carlos Bedoya Ceballos /