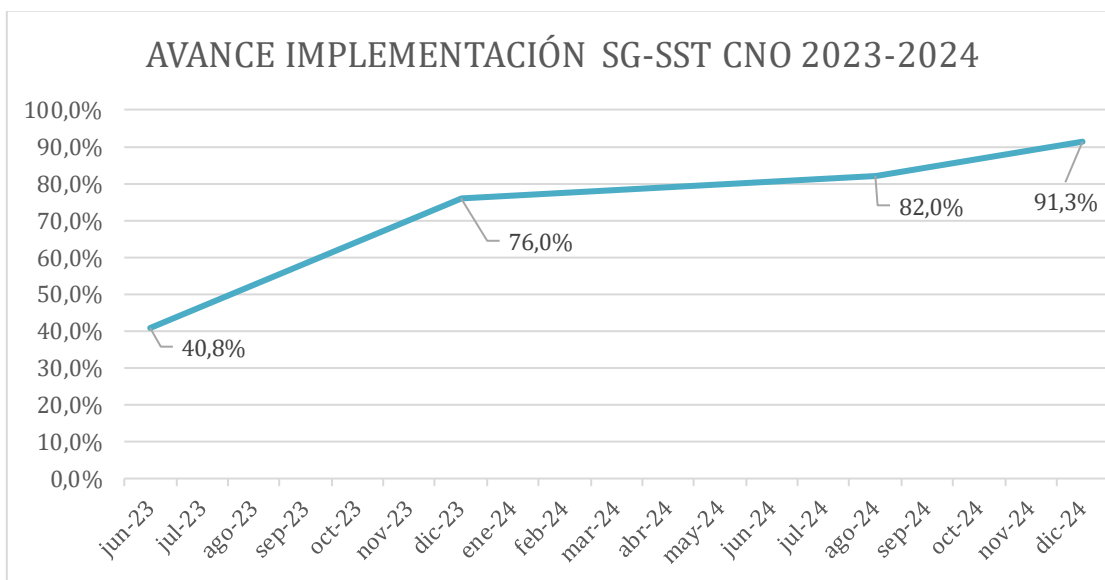


INFORME CNO 793

Fecha: mayo 8 de 2025

Temas Administrativos:

1. El consultor del proyecto de alineación estratégica del Consejo Nacional de Operación-CNO, GOVERNANCE CONSULTANTS, finalizó el documento de resultados y recomendaciones, que será presentado de manera presencial dentro de las próximas semanas del mes de mayo del año en curso.
2. La implementación del SG-SST en el CNO inicio en el año 2022, por solicitud de la Fiduciaria para dar cumplimiento al decreto 1072 de 2015 (establece los requisitos para la implementación y funcionamiento del Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo). En el mes de abril de 2025 Alianza dio un reconocimiento al CNO por su gestión y compromiso en las actividades del SG-SST durante el 2025 resalto su cumplimiento en los 60 estándares mínimos que aplican. A continuación, encontrarán un gráfico con los resultados de avance del SG-SST desde su implementación en el 2022 a la fecha.

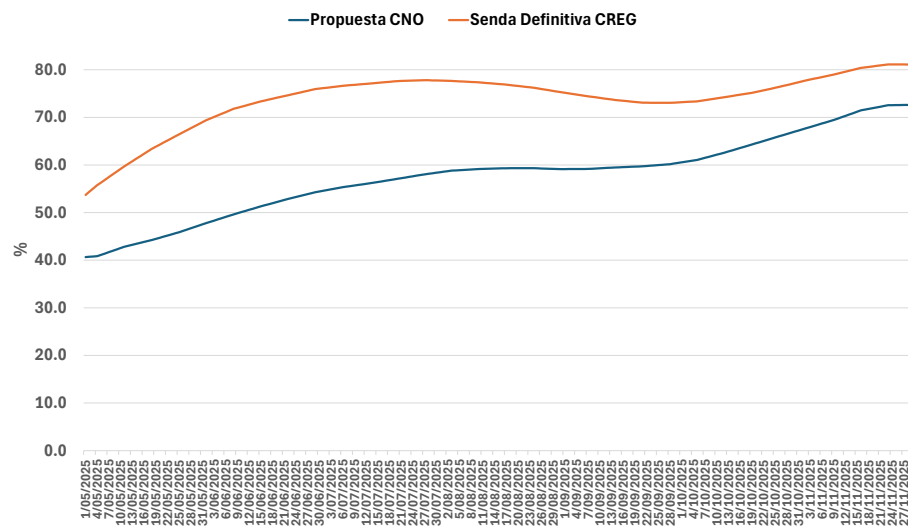


Temas técnicos:

3. A continuación, se presentan los temas más relevantes abordados en los grupos de trabajo, subcomités y Comités para conocimiento del Consejo Nacional de Operación-CNO:

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- ONS presentó la metodología “*Curvas de Referencia*”, que actualmente se considera para la operación y monitoreo de cuatro (4) regiones del Sistema brasileiro. La metodología establece diferentes zonas de embalsamiento para un escenario crítico de aportes y cotas máximas de generación térmica, determinando para todo el año, estaciones de verano e invierno, el nivel mínimo de seguridad del embalse agregado en la última etapa. A partir de dicho valor se llevan a cabo simulaciones regresivas e iterativas hasta encontrar los niveles de embalse de los meses anteriores, garantizando la atención de la totalidad de la demanda, y por supuesto, el nivel de embalse final para la etapa superior.
- Se presentó por parte del CND la modificación de la cadena Bogotá en el modelo de Programación Dinámica Dual y Estocástica-SDDP, la socialización de los primeros resultados de las simulaciones de corto plazo contemplando tiempos de viaje en las principales cadenas, y los supuestos básicos para la construcción de la senda de referencia de la estación de invierno 2025.
 - ✓ Con relación a la Cadena Bogotá se modificó la capacidad de conducción desde la compuerta Espino hacia el acueducto a $8 \text{ m}^3/\text{s}$, que corresponde a la máxima capacidad de tratamiento de agua de la planta Tibitoc. Asimismo, se definió un turbinamiento máximo variable desde Teusacá hacia la planta Wiesner, equivalente al 25 % del caudal de la misma serie. Adicionalmente, se estableció en $13.5 \text{ m}^3/\text{s}$ la capacidad de conducción desde Wiesner hacia el acueducto. Finalmente, se ajustaron algunas penalidades de tal manera que siempre se priorice el recurso hídrico para el acueducto de Bogotá.
- En la siguiente gráfica se presenta la propuesta CNO respecto a la senda definitiva de la CREG:



Finalmente, se recomendó al SPO revisar periódicamente la evolución del embalse agregado respecto a la senda de invierno CREG, y retomar las propuestas de modificación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD.

- La UPME presentó las recientes proyecciones de demanda de energía eléctrica, destacando el impacto de los grandes consumidores, vehículos eléctricos y la generación distribuida. Asimismo, se llamó la atención sobre la incertidumbre asociada a la autogeneración que se está incorporando al Sistema en el marco del artículo primero del Decreto 1403 de 2024, al igual que la conexión de algunas cargas tipo “Data Centers” que la Unidad no ha incorporado al no tener información oficial.
- Con relación al supuesto de disponibilidad infinita de gas natural, y teniendo en cuenta el crítico panorama de corto y mediano plazo de este sector, se acuerda mantener dicho supuesto, pero una vez realizadas las simulaciones energéticas con el SDDP, analizar junto con el CNOg y la BMC los requerimientos de este energético por parte del sector termoeléctrico, ello por subáreas operativas.

Finalmente, el CND presentará para la próxima reunión los resultados de las simulaciones energéticas contemplando la indisponibilidad de la terminal de regasificación entre el 10 y 14 de octubre del año 2025.

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- Se presentó la propuesta de comunicación dirigida a la CREG, sobre la posibilidad de permitir conexiones provisionales tipo "T" para habilitar mantenimientos de activos en el STN, sin comprometer la continuidad del servicio a cargas esenciales, como capitales de departamento. La comunicación puede ser consultada en la página web del Consejo. La CREG ya dio respuesta solicitando información como la demanda que se podría dejar de atender en el caso identificado, los riesgos operativos desde el CND durante un evento y en condición normal, y otros riesgos que se identifiquen.
- Se presentó por parte de AFINIA el estado de avance del proyecto Toluviejo, el cual considera la conexión del primer transformador STN/STR para marzo del año 2026. Al respecto, el CND y CNO solicitaron la implementación de medidas de mitigación dado el nivel de carga de los transformadores 500/110 kV de la subestación Chinú.



Al respecto, AFINIA indicó que como medida de mitigación a la fecha no hay nada concreto. Se programó reunión para el próximo lunes.

- Con relación a las obras del STR asociadas a la nueva subestación El Río 220/110 kV, AIR-E comentó que este y otros proyectos están bajo análisis financiero con la SSPD. Adicionalmente, el Operador de Red aclaró que las medidas de mitigación también tienen incertidumbre respecto a su ejecución.

Teniendo en cuenta este panorama, el Consejo sugirió al CND no considerar estos proyectos en los informes de planeamiento operativo de mediano y largo plazo. CND indica que de acuerdo con el Código de Operación debe considerar los proyectos y lo que se hacen son sensibilidades con y sin y depende de las señales de la UPME.

- La Empresa de Energía del Putumayo-EEP presentó el estado de la normalización de su conexión al STN. A pesar de la aprobación de las Unidades Constructivas especiales por parte de la CREG, a la fecha FINDETER no ha desembolsado los recursos financieros para ejecutar el proyecto. Por esta situación el Operador de Red indicó que la fecha de puesta en servicio de su conexión se modificó a junio del año 2027. Se acordó finalmente que el Consejo solicite a MINENERGÍA su colaboración para gestionar el desembolso de los recursos.
- Se presentó para información del Consejo la propuesta de conexión provisional en “T” de parte de la carga de la subestación Uribia 34.5 kV a la línea Cuestecitas-Jouktai 110 kV, propiedad de EL CERREJON. Se indicó por parte de AIR-E que el dueño del activo del STR está analizando el proyecto.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de 7.63 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, sin tener en cuenta desbalances promedio negativos.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Se identificó un mal desempeño en las plantas de generación basadas en inversores El Paso y Caracolí; en el primer caso se presentó la desactivación del modo de control de tensión, en el segundo la operación por fuera de la curva de cargabilidad, reflejando lo anterior el incumplimiento del marco normativo, comprometiéndose la seguridad del Sistema Interconectado Nacional-SIN.

Por otro lado, se destacó el ajuste de la curva de cargabilidad de las plantas Planeta Rica y Unión, que corrigieron la situación modificando el modo de control de tensión, a control con estatismo, y revisando todo el esquema de comunicaciones. En el caso de Guayepo, los problemas de no participación en el control de frecuencia están siendo subsanados ajustando la redundancia en los anillos de comunicación.

Subcomité de Protecciones-SProtec:

- El Subcomité está analizando el documento “*Esquemas Normalizados de Protecciones*”, capítulo de transformadores, resultado del grupo de trabajo CND-ISA-INTERCOLOMBIA-CELSIA-ENEL-ENLAZA-EPM.
- Se presentó por parte del CND el plan de acción propuesto para realizar reajustes a las funciones de protección de sobretensión en la red existente, considerando los criterios acordados en las reuniones del Subcomité 194 y 195. El plan de acción iniciará en la red a 500 kV y continuará en las áreas Caribe, Oriental, Suroccidental y Antioquia. El CND informó que enviará el levantamiento de la información disponible en la base de datos StationWare y la misma propuesta de ajuste.
- Se publicó la Circular 155, en la que se informa a los agentes generadores, transmisores y distribuidores los ajustes que se implementarán para los eventos ocurridos a partir del 1 de mayo del año 2025 en los informes detallados de eventos relacionados con el Acuerdo CNO 1617 de 2022; específicamente en los ítems de causa y Demanda No Atendida-DNA, descritos en los numerales 3.2 y 3.3 del Anexo 1 del mencionado Acuerdo.

Subcomité de Plantas-SP:

- EPM solicitó oficialmente retirar todas las configuraciones y parámetros asociados a la central TERMOSIERRA que consideran al gas natural como combustible, lo anterior teniendo en cuenta la escasez de este energético, que inclusive, no permitió llevar a cabo las pruebas definidas en la normatividad vigente.

El generador aclaró que, si bien se solicitó al CND y el Consejo eliminar las configuraciones que operan con Gas natural, la infraestructura que permite la dualidad de la planta no se desmontará.

Finalmente, se recomendó enviar una comunicación sectorial advirtiendo sobre la crítica situación de este sector.

- Se sugirió para la próxima reunión del Subcomité del mes de mayo, que se presente el listado de las plantas del SIN que tienen arranque autónomo y sus protocolos asociados.
- TEBSA indicó que la disponibilidad de gas natural durante el próximo mantenimiento de la terminal de regasificación, que se realizará entre el 10 y

14 de octubre del año en curso, será muy inferior respecto a la intervención del año inmediatamente anterior. En este sentido, el generador manifestó que su disponibilidad, a la fecha, es de cero (0) MW para generar durante ese periodo.

Comité de Supervisión-CS:

- Se presentó por parte de CELSIA la propuesta de Acuerdo, que establece los requisitos técnicos asociados a la supervisión de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas a los Sistemas de Distribución Local-SDL, que serían exigibles por los Operadores de Red a los desarrolladores de proyectos. En el documento se sugieren requisitos mínimos respecto a ciberseguridad, Unidades Terminales Remotas-RTU, canal de comunicación, protocolos de comunicación, señales a intercambiar y pruebas de integración. Se acordó dar un plazo de un (1) mes hasta la próxima reunión ordinaria del mes de mayo del año 2025 para revisar la propuesta, y posteriormente compartirla con el Comité de Distribución y el público en general.
- El 23 de abril del año en curso se realizó el Taller de Supervisión, donde el CND presentó a todos los asistentes la normatividad asociada y el aplicativo que permite hacer seguimiento al estado de la supervisión en cada una de las subestaciones del Sistema Interconectado Nacional-SIN. El video del evento se encuentra disponible en la página web del Consejo.

Comité de Distribución-CD:

- Se acordó nuevamente enviar una comunicación a la CREG sobre el impacto de las desviaciones de las cargas industriales en la operación del Sistema, haciendo énfasis sobre la necesidad de establecer incentivos normativos para que los grandes consumidores suministren oportunamente la información requerida a los operadores de red, responsables de los pronósticos. Se acordó que el CND formule la propuesta de carta para revisarla en el Comité.

En subáreas operativas como Boyacá-Casanare la participación de los grandes consumidores puede ser, en algunos momentos, superior al 50 % respecto a la totalidad de la demanda.

- Se publicó la Circular 154, la cual tiene como objetivo la socialización de los criterios y los pasos necesarios para el ingreso del reporte de la Demanda No

Atendida-DNA en el Sistema de Información Operativa-SIO. La información de DNA registrada en dicho aplicativo es la misma que se presenta en el reporte de Eventos del Informe Diario de Operación-IDO.

- Se resaltó por el Comité la disminución paulatina del número de barras del STR con factores de potencia inferiores a 0.9, lo cual permite una menor programación de generación de seguridad para el control de tensión y suministro/absorción de potencia reactiva.
- CHEC socializó varios casos específicos donde la generación menor hidroeléctrica y varios sistemas de autogeneración conectados en su Sistema de Distribución Local-SLD están afectando sus pronósticos de demanda para el corto y muy corto plazo.
- El CND presentó el Sistema de Información de la Red de Distribución-SIRED, resaltando su relevancia, beneficios, mejoras de desempeño, visualización, reducción de los tiempos de carga de la información, entre otros. Finalmente, se indicó que a partir del 23 de abril del año en curso estará disponible el ambiente de pruebas y se hará seguimiento al aplicativo cada 10 días.

Comité de Ciberseguridad-CC:

- Se presentaron por parte del CND los eventos más recientes en materia de ciberseguridad, que afectaron algunos sectores productivos de la economía mundial. Destacan las vulnerabilidades identificadas de Google Chrome, la filtración masiva de información de ORACLE CLOUD, la creación de nuevas herramientas que atacan los sistemas antimalware, y los intentos de suplantación de HITACHI como proveedor de equipos de potencia.
- Se publicó la Circular 153 cuyo objetivo es reiterar a los agentes el uso de la plataforma *Malware Information Sharing Platform*-MISP para el reporte de amenazas de ciberseguridad. En línea con lo anterior se compartieron los siguientes documentos: **i)** Guía rápida registro y uso del MISP; **ii)** Guía para el reporte de eventos en MISP; **iii)** Guía para la extracción de IOCs de correos de phishing, entre otros documentos.

Comité de Operación-CO:

- Se acordó que el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER lleve a cabo los ajustes a los Acuerdos que instrumentan las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023, considerando el concepto del Regulador sobre la necesidad de evaluar constantemente la calidad de las series reconstruidas de la velocidad del viento e irradiación global horizontal. Asimismo, plasmar en los considerandos de los nuevos Acuerdos la normatividad que estuvo vigente en cada momento.
4. De acuerdo con lo definido en el Comité de Operación, el CND presentó a los Subcomités de Recursos Energéticos Renovables y Planeamiento Operativo, SURER y SPO respectivamente, los estudios energéticos derivados del análisis de los resultados en el marco del estudio de resiliencia y que consideran la variabilidad y cambio climático en el Sistema Interconectado Nacional-SIN. Desde el punto de vista metodológico, el Operador del Sistema indicó para las simulaciones operativas en el SDDP, que se realizaron análisis determinísticos y estocásticos. En el primer caso se seleccionó la serie histórica más severa (tres años consecutivos de aportes hídricos deficitarios), ajustándola para reflejar la intensidad y duración de un periodo seco prolongado; para el segundo enfoque se llevó a cabo una aproximación de incertidumbre reducida, seleccionando las series más secas de una simulación estocástica, las cuales son consideradas como la “nueva historia”, para que a partir de ellas se genere con el Modelo Autorregresivo de Parámetros-ARP las “nuevas” series sintéticas.
- Los resultados evidencian periodos de déficit (violación de indicadores) desde el año 2026, donde si se contempla la indisponibilidad de la terminal de regasificación y el atraso de los proyectos de expansión con obligaciones de Energía en Firme, se necesitaría la entrada en servicio de todas las plantas conceptuadas por la UPME, ello para cumplir con los índices VERE, VEREC y número de casos con déficit.
- Finalmente, el CNO llamó la atención respecto a la conclusión del CND sobre la importancia de la complementariedad entre las plantas hidroeléctricas con las fuentes eólicas y solares fotovoltaicas, ya que estudios recientes pronostican para diferentes escenarios del Panel Intergubernamental del Cambio Climático, la reducción de la Velocidad del Viento y la Irradiación Global Horizontal producto de la misma variabilidad y el cambio climático.
5. El CND presentó a los Comités de Transmisión y Distribución, y al Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica, CT, CD y SAPE respectivamente, el análisis de impacto e identificación de los cruces STN y STR más críticos, al igual que las medidas propuestas para mitigar su severidad.

Se acordó que el grupo construya una propuesta de ajustes normativos dirigida a la CREG y la UPME, de tal manera que se minimicen los riesgos, al igual que una Circular donde se recomiende la adopción de acciones para reducir la criticidad de los cruces existentes. Adicionalmente, se solicitará a la UPME una metodología georreferenciada que posibilite ubicar los puntos de intersección de los dos tipos de infraestructura, STN y STR.

La próxima reunión del grupo se llevará a cabo el lunes 19 de mayo para analizar la propuesta de Circular y Comunicación dirigida a la CREG y a la UPME.

6. El CND presentó las actuales condiciones operativas de la subárea Guajira-Cesar-Magdalena, que dificultan la ejecución de mantenimientos de activos en la zona. Se informó sobre la necesidad de programar Demanda No Atendida-DNA para cumplir con los criterios operativos y viabilizar alguna de las intervenciones.

El Operador del Sistema fue enfático en manifestar sus preocupaciones, ya que varias consignaciones no se podrían ejecutar dado el agotamiento generalizado de la red y la dependencia de la subárea respecto a las dos unidades físicas de TERMOGUAJIRA. En este sentido, el CNO solicitó al CND presentar en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE las propuestas de ajustes en los Esquemas Suplementarios que podrían hacer más flexibles la ejecución de mantenimientos, y en el Comité de Distribución la necesidad de “afinar” los pronósticos de demanda.

7. En reunión con el Ministro de Minas y Energía se presentó la estructura del CNO y los riesgos operativos que se podrían materializar en el corto, mediano y largo plazo. Durante la reunión se socializó la condición actual de las áreas y subáreas del SIN, el balance ENFICC/Demanda, que es deficitario, las limitaciones de cortocircuito en algunas subestaciones del STN y STR, los riesgos que se podrían generar debido al artículo primero del Decreto 1403 de 2024, y otras restricciones operativas.

Derivado de esta reunión, el Ministro solicitó los planes de choques sugeridos previamente por el Consejo, las cartas enviadas a la CREG sobre los aspectos regulatorios que deberían ser objeto de revisión (pendientes de hace más de 10 años), las memorias de las reuniones de seguimiento a las áreas Caribe y Oriental, y las necesidades de actualización del Código de Redes.

8. Se propone al CNO la siguiente definición y redistribución de temas para analizar en cada uno de los Comités y Subcomités del Consejo, ello derivado de los análisis y propuestas que se hicieron en el grupo de trabajo “*prevención de apagones y restablecimiento*”:

id	Acción	Comité/Subcomité
1	Promover y realizar ejercicios simulados de restablecimiento con todos los agentes* al menos una vez por año.	Comités de Transmisión y Distribución.
2	Promover competencias en factores humanos para los operadores de todos los agentes*.	Comités de Operación, Transmisión y Distribución, con el liderazgo del CND.
3	Realizar un análisis de las lecciones aprendidas de colapsos totales o parciales (apagones) recientes en sistemas eléctricos de la región, con el fin de identificar y evaluar su aplicabilidad al contexto operativo y regulatorio del Sistema Interconectado Nacional-SIN, y proponer, si es viable regulatoriamente, su incorporación en los Acuerdos, procedimientos o guías técnicas del Consejo Nacional de Operación-CNO, según corresponda.	Comités de Operación, Transmisión, Distribución, Supervisión y Ciberseguridad, y los subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y Protecciones-Sprotec.
4	Revisar temas relacionados con sistemas de comunicación entre los agentes* y el CND.	Comité Supervisión.
5	Definir metodología o Acuerdo para programar pruebas de autonomía de servicios auxiliares en centros de control, subestaciones y plantas.	Comités de Transmisión y Distribución, y Subcomité de Plantas-SP.
6	Revisar la integración de señales desde los centros de control de respaldo de los agentes* al SCADA del CND.	Comité Supervisión.
7	Definir metodología o Acuerdo para realizar pruebas de arranque autónomo en generadores y definir cronograma de realización de estas.	Subcomité de Plantas.
8	Evaluar sistemas de protecciones del sistema para identificar oportunidades de mejora (redundancia en protecciones y comunicaciones, eliminación de puntos de falla común, si existen, entre otros).	Subcomité Protecciones.
9	Revisar tiempos de respuesta de operadores para realizar maniobras en subestaciones desatendidas, incluido radio de atención, y validar requisitos junto con la revisión de la normatividad.	Comités de Transmisión, Distribución y Operación.
10	Generar espacios de capacitación, entrenamiento y divulgación para los operadores de las empresas encargadas de las demandas, para que estén preparados para gestionar adecuadamente la toma de carga en un proceso de restablecimiento.	Comité Distribución.
11	Formalizar protocolo con Acuerdo CNO para realizar pruebas en todos los niveles de tensión de interruptores que no operen frecuentemente.	Comités de Transmisión y Distribución.

12	Analizar riesgos asociados a la operación de activos por parte de múltiples agentes* y determinar propuestas para la administración de estos.	Comités de Transmisión y Distribución.
13	Realizar pruebas del impacto de “avalancha” de alarmas en los sistemas SCADA de los agentes*.	Comité Supervisión.
14	Validar que las empresas cuenten con esquemas de apoyo al personal de turnos para atender restablecimientos, y en caso de no contar con estos, desarrollar su incorporación de acuerdo con las mejores prácticas que se identifiquen.	Comités de Operación, Transmisión y Distribución.
15	Generar protocolos para promover el entrenamiento de restablecimientos en los simuladores SCADA de cada empresa.	Comités de Transmisión y Distribución.
16	Protocolizar y realizar ejercicios simulados de restablecimiento por áreas, que permita más especificidad y apropiación a nivel regional.	Comités de Transmisión y Distribución, y Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE.
17	Reforzar capacitaciones en guías de restablecimiento actualizadas.	Comités de Operación, Transmisión y Distribución.
18	Incluir en los ejercicios simulados de restablecimiento, aspectos asociados al manejo de información hacia el público en general.	Comité de Comunicaciones.
19	Construcción de propuesta regulatoria para interiorizar los criterios de planeación operativa y de la expansión N-1-1, N-2 y N-K, junto con demás atributos relacionados a la Resiliencia.	Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica.
20	Evaluar la capacidad de arranque autónomo de cada área y subárea operativa, y ubicación óptima de “Black Start” junto con su marco normativo.	Comité de Operación y Subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y Plantas-SP.

* Son todos los agentes que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional-SIN, es decir, no solo los miembros que hacen parte del Consejo.

Se sugirió por parte de PROELÉCTRICA incorporar transversalmente al Comité Legal-CL en todas las actividades.

9. La CREG publicó su proyecto normativo 701 087 de 2025, “*por el cual se amplía el término para la aplicación de la medida de desviaciones para plantas variables*”, ello hasta que la Comisión establezca las reglas definitivas y metodología del tratamiento de las desviaciones del programa de generación, conforme con lo dispuesto en el artículo 3 de la Resolución CREG 101 047 de 2024. La propuesta estuvo para comentarios hasta el 11 de abril del año en curso.
10. Se expidió la Resolución CREG 101 072 de 2025, “*por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones*”.

11. La CREG publicó su proyecto normativo 701 086 de 2025, *"por el cual se hacen modificaciones al Reglamento de Operación para el tratamiento de las desviaciones del programa de generación de plantas variables y las desviaciones del programa de demanda, y se dictan otras disposiciones"*.

La propuesta establece un cambio importante para la operación del SIN, al definir *"(...) El mecanismo de Despacho Económico de Operación en Tiempo Real-DEOTR, que corresponde a un ajuste del programa de generación para todos los recursos despachados en el Redespacho (hidráulicos, térmicos, solares, eólicos, entre otros), con motivo de la información y cambios de cada treinta (30) minutos que suministren los agentes para las Plantas de Generación Variable (...)"*.

El proyecto menciona para el DEOTR:

"(...) obedece a un problema de optimización en que se selecciona aquella capacidad remanente de todos los recursos despachados en el Redespacho y se minimizan las desviaciones respecto de dicha instancia; esto, garantizando una operación segura, confiable y económica.

La función objetivo de la asignación de energía en este mecanismo debe estar en función de las ofertas de precio realizadas para el día operativo.

Las modificaciones en los programas de generación realizadas mediante este esquema son de carácter obligatorio y se entenderán como modificaciones a la generación programada solicitadas por el CND durante la operación (...)".

Para el CNO se definen las siguientes tareas:

- Definir mediante Acuerdo el procedimiento para que los operadores de red y los comercializadores realicen la desagregación de las demandas para el modelo eléctrico utilizado por el CND, teniendo en cuenta la información de los factores de distribución en las barras y sus respectivos factores de potencia.
- En el marco de los requerimientos para el intercambio de información en el Redespacho, establecer un Acuerdo donde el CND defina el medio alternativo en caso de falla o indisponibilidad del medio principal, así como la actualización de los requerimientos técnicos, mecanismos de comunicación, de ciberseguridad u otros necesarios tanto del medio principal como el de respaldo.

- Establecer un Acuerdo donde el CND defina los criterios técnicos, electrónicos, automáticos y digitales para la actualización de los pronósticos de la demanda que deben enviar los agentes comercializadores al CND.
- Teniendo en cuenta que el CND deberá enviar los pronósticos propios de generación que realiza a cada Planta de Generación Variable de forma independiente, y sus propios pronósticos de demanda a los agentes comercializadores, ello con una frecuencia de media hora y con granularidad de cinco minutos; el CND deberá definir el mecanismo para el envío de esta información de forma remota y automática, lo cual deberá instrumentarse mediante un Acuerdo del Consejo.
- Considerando que el CND deberá definir para la infraestructura de comunicaciones y el intercambio de información: **i)** Los mecanismos principales y de respaldo para el envío y recepción de información; **ii)** los requisitos y características técnicas; **iii)** las pruebas periódicas y para operar; **iv)** mecanismos ante fallas; **v)** caracterizar y definir la recepción de consignas por el medio alterno dispuesto por el CND; **vi)** requisitos de ciberseguridad, y **vii)** en general todos los requerimientos para llevar a cabo el mecanismo, el Consejo deberá implementar estos requerimientos vía Acuerdo.

Se resalta que las tareas solicitadas deben ser ejecutadas en un tiempo máximo de tres (3) meses contados a partir de la publicación en el Diario Oficial de la Resolución definitiva.

El martes 6 de mayo del año en curso se llevó a cabo el taller de socialización del proyecto normativo, Circular CREG 152.

12. El CND informó a la CREG y al Consejo sobre las dificultades que están afrontando algunas firmas verificadoras para llevar a cabo sus visitas, relacionadas con restricciones intempestivas a la movilidad y libre desplazamiento, tales como bloqueos de vías, desastres naturales, condiciones de orden público o presencia de grupos armados; lo anterior, dice el CND, no ha permitido el cumplimiento de los plazos para la realización de las mencionadas visitas, establecidos en los numerales 3 y 5 del literal e) del Anexo 9 de la Resolución CREG 038 de 2014 (verificación quinquenal) y artículo 11 de la Resolución CREG 157 de 2011 (verificaciones extraordinarias). Dado que el manejo de tales situaciones no se encuentra contemplado en las citadas Resoluciones, el CND recomendó a la CREG analizar lo expuesto previamente y realizar los cambios normativos procedentes.
13. El Grupo de trabajo “Código de Medida”, recientemente conformado por el Consejo, formuló y envió una comunicación con los mismos planteamientos del CND, solicitando ajustes normativos relacionados a la temporalidad de las

medidas de la Resolución MINENERGÍA 40024 de 2025 y su interacción con los conceptos CREG 1654 de 2015 y 4087 de 2023. La carta está disponible en la página web del CNO. Por otro lado, se recomienda al CNO modificar el alcance del objetivo del Grupo de Medida, ya que se evidencia la necesidad de actualizar el Acuerdo 981 de 2017 "Por el cual se aprueba la modificación del documento de Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo de los procedimientos de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente". Por lo anterior, se recomienda incluir en este grupo a profesionales expertos en metrología y realización de pruebas de rutina de transformadores, con el fin de incorporar los cambios normativos y tecnológicos que se han dado a la fecha.

14. EPM solicitó a la UPME la definición y priorización de la instalación de un tercer transformador Heliconia 500/220/34.5 kV, ello para minimizar los vertimientos de la central hidroeléctrica Ituango y optimizar su producción, la cual se ha visto limitada (techos) hasta en 1140 MW. Se debe resaltar que esta situación se tornaría más crítica una vez se presente el incremento de la capacidad instalada de la central en el año 2027 (1200 MW adicionales).
15. USAENE recomendó al Consejo ajustes al Acuerdo 1896 sobre el procedimiento de cálculo de la ENFICC de plantas solares fotovoltaicas; específicamente el Auditor recomienda:
 - Frente al coeficiente de degradación (Ψ): *"Revisar la conveniencia de hacer alguna precisión frente al uso del factor de degradación del primer año, y el factor anual de los años según lo indicado por el fabricante, o señalar que por simplicidad se toma el %/año como el dato del fabricante que refiere desde el año 2"*.
 - Frente al tiempo para el cálculo de la degradación acumulada: *"Teniendo en cuenta que cuando se participa en alguno de los mecanismos del cargo por confiabilidad se asignarán obligaciones para periodos de 1, 5, 10 o 20 años, y que la degradación del sistema es un parámetro importante en el cálculo de la energía firme (ENFICC), "(...) la frase siguiente parece limitar el tiempo a la diferencia entre la Fecha de Inicio de Pruebas de Puesta en Servicio (FIPPS) y el mes anterior a la declaración del parámetro. Cuando quizás lo que se pretendía señalar es que deber ser el tiempo de la obligación (1, 5, 10 o 20 años) más el tiempo transcurrido entre el inicio de las pruebas y la declaración del parámetro (entrada en operación comercial). Esto permitiría, en nuestro concepto, reflejar correctamente el efecto acumulado de la degradación a lo largo de todo el horizonte de la obligación, evitando así que se subestime la pérdida de generación futura del parque solar. Por lo anterior*

se considera conveniente revisar la redacción actual para contar con la mayor claridad frente al cálculo de esta variable (...)".

Teniendo en cuenta estas sugerencias, el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER analizará los mismos, y si aplica, los tendrá en cuenta en el proceso de actualización del Acuerdo 1896 que está en curso.

16. Se publicó por parte de MINENERGÍA el proyecto de Decreto *"por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones"*. En el se plantea para los agentes generadores, cuyo portafolio de generación se concentre mayoritariamente en tecnologías hidráulicas:

- El 95% de la generación horaria del portafolio de cada generador deberá ser vendido en contratos priorizando atender directamente la demanda de los usuarios.
- Los generadores deberán vender en contratos en firme, al menos el equivalente a las Obligaciones de Energía en Firme-OEF anual asignadas, o el equivalente porcentual de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad-ENFICC para los casos donde no hay asignaciones, del total de las plantas hídricas de su portafolio.

También se indica que se deben implementar mecanismos de contratación flexibles, que permitan a los agentes vender al mercado regulado la diferencia entre la generación indicada en las viñetas anteriores.

El plazo para envío de observaciones finaliza el próximo 13 de mayo.

17. La CREG publicó el proyecto normativo 702 014 de 2025, *"por la cual se establecen reglas complementarias para la ejecución de los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y se modifican las resoluciones CREG 102 008 de 2022 y 102 009 de 2022"*.

En la Resolución en consulta se complementan las Resoluciones CREG 102 008 y 102 009 de 2022, respecto a la ejecución de los proyectos de Infraestructuras de Regasificación incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural-PAGN, y la remuneración de los proyectos cuya puesta en operación sea una fecha anticipada determinada por MINENERGÍA, y que por sus características requieran desarrollo regulatorio adicional.

El plazo para envío de observaciones finaliza el 16 de mayo del año en curso.

18. El CND presentó los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo, IPOEMP e IPOELP, y Trimestral de Restricciones-ITR, de estos vale la pena destacar:

- Los desafíos para la transición energética, según el operador del Sistema, son los siguientes:
 - ✓ Disminución de los aportes de cortocircuito.
 - ✓ Reducción de inercia y respuesta en frecuencia.
 - ✓ Control de tensión y uso óptimo de la potencia reactiva.
 - ✓ Porcentajes de integración de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER en los Sistemas de Distribución Local-SDL.
 - ✓ Gestión de intermitencia y variabilidad de la generación basada en inversores.
- Los índices de fortaleza eléctrica de red muestran un límite para la integración de la generación basada en inversores en cada una de las áreas eléctricas del SIN.
- Se estableció un listado de subestaciones críticas a nivel del STN por propagación de huecos de tensión. Asimismo, se indicaron los desafíos correspondientes a la operación de redes débiles por la conexión de la generación basada en inversores, dentro de los cuales destaca la inestabilidad dinámica en los controles de generación y la dificultad para cumplir con los requisitos de conexión.
- Las nuevas tecnologías que el CND está visualizando para incorporar en el SIN debido a la masificación de la generación basada en inversores son las siguientes:
 - ✓ Compensadores síncronos.
 - ✓ Sistemas de almacenamiento electroquímico a través de baterías.
 - ✓ Sistemas de transmisión HVDC.
 - ✓ Dispositivos APFC, que permitan el control dinámico de flujos de potencia activa.
- Ante la integración de la generación basada en inversores y las nuevas tecnologías, surgen desafíos en las áreas del planeamiento, operación, dimensionamiento de equipos, coordinación de protecciones, entre otros, que motivan la necesidad de llevar a cabo análisis más precisos sobre los fenómenos electromagnéticos y su interacción con el sistema eléctrico de potencia.

- Actualmente 76 subestaciones son abastecidas de forma radial, es decir, cualquier contingencia sencilla ocasionaría la desatención de la totalidad de la demanda que depende de dichas subestaciones.
- Actualmente el SIN cuenta con 26 subestaciones del STN y STR en configuración anillo, donde muchas de ellas tienen más de 6 campos. Asimismo, existen 15 y 235 subestaciones del STN y STR, respectivamente, en configuración barra sencilla.
- Se han identificado 441 cruces entre la infraestructura del STN y STR, donde 40 de ellos tienen un fuerte impacto para la seguridad y confiabilidad del SIN.
- El SIN tiene 214 límites de transferencia (cortes) a 2035, de los cuales 152 son operativos, 11 son eléctricos y 51 están asociados a restricciones de cortocircuito. Asimismo, existen actualmente 41 restricciones de alerta y/o emergencia.
- El CND presentó el análisis de Máxima Demanda Atendible para varias subestaciones del STR. El estudio es claro en que, bajo situaciones operativas donde el consumo sea superior a dichos valores, es posible que se soliciten racionamientos de carga desde la sala de control del Operador del Sistema.
- Persiste la criticidad de las Subáreas Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), Córdoba-Sucre, Bolívar, Atlántico, Chocó-DISPAC, Norte de Santander, Cauca-Nariño, Meta y Bogotá. En el caso del área Caribe, todos los departamentos de esta zona del país tienen un agotamiento generalizado de la red a nivel del STR.
- En el SIN siguen activos más de 50 Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS.
- La máxima exportación de potencia hacia Venezuela a través del circuito San Mateo-Corozo 230 kV oscila entre 150 y 250 MW, lo cual depende de la demanda de la subárea Norte de Santander y el factor de potencia de la carga reflejada en Corozo.
- Considerando la totalidad de la expansión a nivel de 500 kV en la subárea GCM, se observan altas tensiones en esta fracción del SIN, ello debido al aporte capacitivo de la nueva red. En este sentido, sería necesaria la programación de unidades de generación para la absorción de potencia reactiva en periodos de baja demanda y bajo intercambio con otras zonas del SIN, e inclusive, operar normalmente abiertos algunos circuitos.

- Se identifican limitaciones de generación (techos) en las subáreas operativas GCM, Meta, Caldas-Quindío-Risaralda (CQR), Atlántico, Norte de Santander, Tolima-Huila-Caquetá (THC) y Antioquia, es decir, en todas las áreas eléctricas del Sistema; lo anterior por la conexión de múltiples plantas solares fotovoltaicas. Asimismo, se identifican 25 restricciones que actualmente, bajo escenarios de aportes hídricos deficitarios, podrían activarse y limitar la generación térmica y solar fotovoltaica.
 - Se socializó por parte del CND el plan de obras sugerido para el Sistema, el tiempo promedio de ejecución de obras y las principales restricciones de cada área. Adicionalmente, se presentaron los principales "cortes" naturales y en condiciones de mantenimiento del SIN, donde estos últimos se activan casi nueve (9) veces más que los primeros.
 - Vale la pena mencionar que se sugirió por el CND la implementación de un esquema de redundancia para la protección diferencial en 28 subestaciones de alto impacto del STN y STR, la ampliación de la transformación 500/220 kV en la subestación Heliconia, la nueva subestación 500/220 kV San Carlos II, la instalación de 15 compensadores sincrónicos en subestaciones del área Caribe y la conexión de sistemas de almacenamiento electroquímico-SAEB Grid Forming en Buchely, Doncello, Ubaté y Termozipa 115 kV, y Mompox 110 kV.
19. Se envió a los agentes generadores, transmisores y distribuidores el enlace de la encuesta XM-CIGRE, que tiene como objetivo contar con la mejor información para la caracterización de la carga residencial del SIN. El plazo para el diligenciamiento es hasta el 30 de mayo del año 2025.
20. En el Comité de Estrategia del Consejo se discutió sobre el manejo de la información asociada a la operación actual y esperada del SIN, y los riesgos de corto, mediano y largo plazo que afectan al Sistema Interconectado Nacional-SIN. Al respecto, se recomendó realizar las reuniones del Consejo exclusivamente de manera presencial.
- Con relación a los riesgos operativos del SIN, se ratificaron cada uno de ellos, los cuales ya fueron informados a MINENERGÍA.