

# INFORME CNO 762

Fecha: septiembre 5 de 2024

## Temas administrativos

1. El próximo 10 de septiembre se llevará a cabo la Jornada Técnica del subcomité de Plantas en modalidad virtual. Sus ejes temáticos son los siguientes: i) experiencias en el cumplimiento de los requisitos para la entrada en operación de la generación basada en inversores; ii) pequeños reactores nucleares como alternativa para la diversificación de la matriz eléctrica de generación; iii) reconversión de plantas de generación térmica en compensadores síncronos; iv) “hydropower by design”; v) “clean coal”; vi) modelamiento de plantas de generación térmica para el despacho económico y vii) nuevas tecnologías para la producción de energía eléctrica.

## Temas técnicos

2. A continuación, se presentan los temas relevantes de los Subcomités, Comités y Grupos de Trabajo:

### Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- El CND presentó los riesgos asociados al fenómeno de cesación momentánea de potencia en las plantas IBR (generación basada en inversores), el cual no está permitido por la Resolución CREG 060 de 2019. Los análisis muestran que, para umbrales de tensión superiores a 0.5 en p.u. y ante contingencias sencillas, se activaría la primera etapa del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC, es decir, la frecuencia podría incursionar por debajo de 59.4 Hz. Si el umbral para la cesación es superior a 0.8 en p.u., se identificaron ante eventos de falla N-1 problemas de convergencia para las simulaciones dinámicas, lo cual podría representar colapsos parciales o totales del SIN.

En este sentido el CND recomendó para todos los Acuerdos y Resoluciones CREG, que este fenómeno, a pesar de la curva FRT de la normatividad vigente, sea prohibido explícitamente, haciéndolo extensivo a las plantas sincronizadas con el SIN bajo la connotación de pruebas. Adicionalmente, se sugirió enviar una comunicación a la CREG alertando nuevamente sobre esta situación, y al Comité de Operación modificar el Acuerdo 1612 para que no se permita la condición de pruebas indefinidas.

- Se presentó al subcomité el trabajo adelantado por el grupo EDAC-DER, específicamente las simulaciones del comportamiento del SIN ante escenarios de desbalance generación/carga para diferentes niveles de penetración de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER, y el referenciamiento internacional de criterios para la revaluación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC.
- A partir de la Circular CNO 119 de 2023 se identificaron 441 intersecciones (cruces) entre circuitos, de los cuales 156 involucran elementos del STN, 223 elementos del STN y STR, y 62 activos exclusivos del STR. Si bien una falla N-k que involucre la pérdida de varios elementos puede considerarse un evento de baja probabilidad, potencialmente puede generar colapsos parciales o totales sobre el Sistema, tal como fue presentado por el CND en su metodología de cuantificación del riesgo. En este sentido, se recomendó por el subcomité la actualización urgente el Código de Redes, definiendo nuevos criterios de planeamiento operativo y de la expansión, incorporando atributos como la flexibilidad, resiliencia y gestión de los eventos “HILP” (High-Impact Low-Probability).

Al margen de lo anterior el Consejo recomendó analizar tres (3) ajustes en la metodología del CND, específicamente el enfoque de la priorización de cruces, el modelo de propagación de la “cascada” incorporando el monitoreo de la frecuencia en la simulación de fallas, y la revaluación del cálculo de las probabilidades de cada evento estudiado.

- Se aprobaron dos (2) nuevos Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS, el primero asociado a la actualización del ESPS Termoflores-Las Flores 110 kV, y el segundo a la repotenciación de los circuitos a nivel de 115 kV en el norte de la sabana de Bogotá.
- Con la entrada en operación del circuito Panamericana-Jardinera 115 kV, el CND identificó la necesidad de actualizar la lógica del esquema sistémico existente para la realización de maniobras de conexión y desconexión entre los nodos Panamericana 115 kV (Colombia) y Tulcán 138 kV (Ecuador). Esta actualización tiene como objetivo minimizar el tiempo durante el cual los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia permanecen interconectados a 138 kV, evitando así posibles oscilaciones de potencia, sobrecargas o caídas de tensión ante contingencias en elementos de transmisión o generación. En este sentido, dado que el esquema original fue implementado antes del Acuerdo 1019, fue necesario llevar esta actualización al Comité de Operación para su recomendación al CNO.

#### Subcomité de Plantas-SP:

- El CND presentó el nuevo aplicativo RIO, que reemplazará la plataforma CNDnet. Durante los meses de septiembre, octubre y noviembre del año en curso se llevarán a cabo capacitaciones para los agentes, y en diciembre ya estará disponible para la declaración de ofertas. Los módulos de reducción de demanda y requerimientos de energía internacional estarán en servicio durante el año 2025.
- Se socializó por parte del CND el balance energético asociado al mantenimiento de la planta de regasificación de Calamarí para el mes de octubre del año en curso (4 días), que representa la salida de 400 MPCD durante dicho periodo. Se identifica para el área Caribe 2 el no cubrimiento de contingencias N-1 sobre la infraestructura a 500 kV y plantas de generación, al igual que un margen insuficiente para compensar las desviaciones de demanda de electricidad.

#### Subcomité de Protecciones-Sprotec:

- Se solicitó por parte del CND la socialización del listado de subestaciones críticas considerando el criterio de propagación de huecos de tensión, para lo cual se sugirió un evento transversal con todos los comités y subcomités del Consejo. Al respecto, el CNO recomendó un listado único de subestaciones estratégicas, ya que pueden existir diferentes ordenamientos según el criterio seleccionado, es decir, propagación de huecos de tensión, Demanda No Atendida-DNA por falla de subestaciones (eventos N-K), y nivel de cortocircuito.
- Está para comentarios la propuesta de esquemas normalizados de transformadores para nuevos proyectos de expansión de red. Acorde a lo definido por el subcomité, el documento está abierto para observaciones hasta el próximo jueves 19 de septiembre del año en curso.

#### Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Respecto al seguimiento a las oscilaciones del SIN, todos los generadores candidatos para el ajuste de su Estabilizador del Sistema de Potencia-PSS manifestaron estar atentos a las indicaciones del CND. Las plantas son: La Miel, San Carlos, Guavio, Porce II, Sogamoso, Gecelca 3.0 y Tasajero I.
- El CND presentó la propuesta de ajuste al Acuerdo CNO 1833, *“por el cual se actualiza el procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de capacidad de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectados al STN y STR y de los autogeneradores conectados*

al STN y al STR sin entrega de excedentes". Al respecto, dado que no se recibieron comentarios de fondo a la modificación del Anexo 1, se sugirió al Comité de operación la recomendación de este Acuerdo.

- Se llevó a cabo la revisión regulatoria sobre las pruebas a solicitar a las plantas sincrónicas no despachadas centralmente. Se evidenció que, si bien el reporte de parámetros es obligatorio, las pruebas solamente aplican a las centrales despachadas centralmente. En este sentido, se acordó formular desde el subcomité una comunicación dirigida a la CREG, solicitando que se defina para las plantas sincrónicas la obligatoriedad de hacer pruebas de verificación de modelos, indistintamente si son o no autogeneradores.

#### Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- A partir de las preguntas de ZELESTRA y ENEL sobre el entendimiento del Acuerdo 1815, "*protocolo de definición de la metodología de modelamiento y el procedimiento para la revisión y actualización del modelamiento de plantas solares*", se acordó actualizar este para un mejor entendimiento. Adicionalmente, se respondió la solicitud de concepto del CND sobre el número de decimales y rangos de variación a considerar para ciertos parámetros.
- Respecto a las restricciones del embalse agregado del Río Bogotá, ENEL presentará en la próxima reunión del subcomité el detalle de cada uno de sus parámetros y la gestión operativa que hace como miembro del Comité Hidrológico de la Cuenca del Río Bogotá.
- El CND presentó la vulnerabilidad de la generación solar fotovoltaica por la materialización de eventos meteorológicos, como las ondas tropicales, que favorecen la nubosidad y las precipitaciones abundantes. Se llamó la atención sobre la importancia de estudiar y analizar en detalle dichos fenómenos, dado el impacto que podrían tener para la atención segura y confiable de la demanda.

Vale la pena resaltar para algunas plantas, que la producción de este tipo de recursos para los días más nubosos fue menor a su ENFICC verificada, y que en la pasada subasta del Cargo por Confiabilidad la tecnología predominante fue la solar fotovoltaica.

En este sentido, se está conformando el Grupo "*Pronósticos Solares*" con los siguientes objetivos: i) trabajar en la identificación, caracterización, análisis y evaluación de impactos de fenómenos meteorológicos en la variabilidad de la generación solar en la operación en tiempo real y de corto plazo; ii) analizar y revisar la regulación vigente de la generación renovable y pronósticos, y

hacer las propuestas de modificación que garanticen la operación segura y confiable del SIN.

#### Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- El CND comentó que CENACE ha informado sobre requerimientos de energía que podrían ser superiores a 10 GWh-día de manera permanente hasta el mes de octubre, motivados por los bajos aportes que se vienen presentado en su sistema; es decir, la exportación de Colombia hacia el vecino país podría copar el límite de 450 MW. Adicionalmente, por noticias de prensa se han conocido dificultades geológicas en la central Coca Codo Sinclair. Asimismo, el CND estableció que la máxima exportación de potencia hacia Venezuela (carga asumida por el SIN) a través del circuito San Mateo-Corozo 230 kV oscila entre 150 y 250 MW, lo cual dependería de la demanda de la subárea Norte de Santander, el factor de potencia de la carga reflejada en Corocho, la disponibilidad de las unidades de Tasajero y la topología de la red.

Dado este panorama y la señal del IDEAM respecto a los bajos aportes que se presentarían en septiembre del año en curso, el subcomité recomendó escalar este tema al CACSSE, para alertar sobre el impacto que tendría esta situación en el desembalsamiento de las plantas hidroeléctricas del suroccidente del país. Por lo anterior, se acordó en el SPO simular que pasaría con el embalse del SIN asumiendo un intercambio hacia Ecuador de 450 MW durante 1, 2, 3 y 4 meses consecutivos, considerando la generación de seguridad para soportar dicho intercambio, lo anterior a pesar de la resolución MINENERGÍA que limita la exportación a generación térmica no requerida en el despacho nacional.

- Se socializaron los análisis energéticos del CND para los próximos veranos, bajo escenarios de aportes deficitarios (enfoque determinístico), y con simulaciones estocásticas (incertidumbre reducida), los cuales evidenciaron déficit y la violación del indicador de confiabilidad VEREC-Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado.
- Con el objetivo de formular índices complementarios a los existentes para la evaluación de la confiabilidad del SIN, el subcomité construyó una tabla de posibles indicadores, estableciendo sus ventajas y desventajas. En la reunión del mes de noviembre del año en curso se presentarán los avances de esta actividad al Comité de Operación y CNO.
- Respecto a la construcción de la curva de aversión CAR, en la próxima reunión del subcomité se analizará la metodología de gestión del riesgo "Conditional Value at Risk-CVAR". Como se comentó previamente, el objetivo

es definir un plan de acción y tomar las acciones específicas antes de recomendar la senda de verano 2024-2025.

- Se presentó por parte del CND el cambio del modelo para la realización de los estudios energéticos de corto plazo, que tienen una resolución temporal horaria y un horizonte de simulación de dos (2) semanas. Se socializaron las ventajas del nuevo enfoque y el contenido de las nuevas publicaciones relacionadas a dichos estudios.

#### Grupo de Corto Circuito:

- El grupo sesionó para abordar los siguientes temas: i) planes de trabajo en subestaciones con altos niveles de cortocircuito en la operación actual; ii) planes de trabajo en subestaciones cuyos agentes manifiestan interés en realizar obras, y iii) propuestas asociadas al resto de subestaciones con niveles críticos de cortocircuito.
- Vale la pena mencionar que, para mitigar dichos niveles, el CND ha tomado medidas operativas asociadas al fraccionamiento de red en las siguientes subestaciones: Termoflores, Oasis y Las Flores a nivel de 110 kV, Termoyumbo, Guachal, Chipichape y Paipa a nivel de 115 kV. Este tipo de acciones, aunque son necesarias, pueden degradar la confiabilidad del Sistema en condiciones de red completa. Esta situación fue advertida recientemente a las diferentes autoridades sectoriales.
- Se acordó finalmente entre el grupo, con la participación de la UPME, formular una carta del Consejo para solicitar información a 12 agentes transportadores y operadores de red sobre: i) descripción de las obras para incrementar la capacidad de interrupción de las subestaciones críticas identificadas; ii) fecha de implementación de las obras; iii) capacidad de cortocircuito al que llegarían las subestaciones una vez implementadas las obras; iv) montos de inversión aproximados asociados a las obras; v) restricciones prediales o de espacio para el desarrollo de segundas etapas de subestaciones; vi) y limitaciones normativas o regulatorios para no acometer obras, en el caso de los agentes que no han manifestado interés para repotenciar sus subestaciones.
- Por último, se recomendó al CND revisar otros ordenamientos de subestaciones estratégicas (propagación de huevos de tensión y Demanda No Atendida-DNA por contingencias N-K) para potencializar las inversiones requeridas.

#### Grupo de Flexibilidad:

- Se convocará a todos los Comités y Subcomités del CNO para agendar una sesión de preguntas respecto a la 5° versión del Estudio de Flexibilidad. Adicionalmente, el grupo se reunirá para analizar la propuesta de la Universidad de Antioquia con relación a la contribución de los DER a la flexibilidad del SIN y el acercamiento del SCOPF a la realidad operativa.

#### Grupo de trabajo EDAC-DER:

- El grupo sesionó para analizar los comentarios recibidos a la propuesta de actualización de criterios del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC, todos ellos fueron incluidos y próximamente en reunión de los Comités de Operación y Distribución, será presentado el documento final. Se incorporaron tareas para el Consejo, como la formulación de eventos críticos y la metodología de selección de circuitos a ser contemplados para las diferentes etapas bajo esta nueva propuesta.
3. En el Comité de Transmisión se informó por parte del CND la posible reactivación de la interconexión Colombia-Venezuela a través del enlace San Mateo-Corozo 230 kV, donde Colombia asumiría la demanda de esta última subestación. Se llamó la atención sobre el incremento de la tasa de desembalsamiento del SIN considerando esta carga, el intercambio pleno con Ecuador y un escenario de bajos aportes hídricos.

El Comité también sugirió reactivar el grupo de restablecimiento que en el pasado lideró el CND.

4. ISA-INTERCOLOMBIA comentó para los transformadores de potencia, que históricamente recibían información del CND respecto a la posición de los cambiadores de tomas. Ahora, la instrucción para algunos de sus activos es en función de tensiones objetivo. El transportador indicó que en sus manuales operativos se tiene plasmado el movimiento de tomas, motivo por el cual preocupa si este cambio puede tener repercusiones sobre la interpretación del cumplimiento o no de una maniobra. Al respecto, el CND indicó que revisará el tema.
5. Se resaltó el trabajo del Comité de Distribución respecto al seguimiento del factor de potencia. Con relación a julio del año 2023, en el 2024 se evidencia una disminución de 61 barras con un factor inferior a 0.9.
6. Se identificaron 62 plantas de generación conectadas a nivel del SDL que están pendientes por cumplir las pruebas asociadas a las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022. Teniendo en cuenta que está próxima la culminación del



periodo transitorio, se llamó la atención sobre la responsabilidad que tienen los Operadores de Red-OR en la validación de algunos requisitos. En este sentido, se propuso enviar comunicación a la Comisión sobre las fechas de cumplimiento de las pruebas; es decir, si se deben ejecutar antes de las fechas definidas normativamente o después. Asimismo, saber si dependiendo del entendimiento, se pueden ejecutar pruebas “preparatorias” (sincronizadas con el SIN).

7. El CND presentó en el Comité de Distribución-CD el estado del nivel de carga de algunos activos del SIN, los cuales ratifican el agotamiento de red a nivel de STR en las subáreas Bolívar, Córdoba-Sucre y Guajira-Cesar-Magdalena.
8. Se llevó a cabo reunión CND-UPME-CNO para analizar una obra de refuerzo en Montería, propuesta para ser incluida en el segundo paquete de obras urgentes de la Unidad. Las alternativas consisten en segundos circuitos a nivel de 110 kV y ampliaciones de la capacidad de transformación STN/STR. Al respecto, se sugirió a la UPME no permitir en sus análisis niveles de carga superiores al 100 %, a pesar de los límites de emergencia, y complementar la obra sugerida cuantificando beneficios técnicos tangibles e intangibles, como el racionamiento evitado ante eventos N-1-1 y mejoras en la estabilidad transitoria bajo condiciones de red degradada.

Se aclaró por parte de la UPME para el segundo paquete de obras, que sólo se incluiría una acción de mitigación asociada a restricciones de cortocircuito, pero se priorizarían las subestaciones objeto de análisis, al igual que se enfocarían los esfuerzos en eliminar las 32 restricciones que solo serían gestionables con potenciales racionamientos de carga. La UPME también indicó que en el mes de diciembre del año en curso se publicará el Plan de Transmisión, donde ya se tendrían las soluciones para todas las barras con niveles de cortocircuito superior al 100 %.

Finalmente, el CND propuso como medida urgente la instalación de un dispositivo SAEB en Río Sinú 110 kV y compensación dinámica generalizada para todo el Sistema. Al respecto, la UPME indicó que revisará la propuesta y establecerá si existen barreras regulatorias que limiten la instalación y puesta en servicio de estas baterías. En este sentido, se acordó formular una comunicación conjunta donde se identifiquen los ajustes regulatorios que se deben implementar para facilitar la definición y ejecución de obras urgentes.

9. Se expidió la Resolución CREG 101 047 DE 2024, *“por la cual se establecen medidas transitorias sobre las desviaciones de las plantas variables”*. En ella se establece para este tipo de plantas y por tres (3) meses, que su desviación diaria y horaria será cero, indistintamente de los valores que se presenten en su programa de generación, programa de redespacho y generación real.



10. Como resultado de la Circular CNO 137 de 2024 se identificó la existencia de 567 invasiones sobre la servidumbre de circuitos del STR y STN, lo cual podría comprometer la seguridad y confiabilidad de la operación del SIN. Al respecto, MINENERGÍA comentó que interactuará con los transportadores y demás entidades gubernamentales del orden nacional, departamental y local, para resolver estructuralmente esta problemática.
11. Se publicó el proyecto de Resolución CREG 701 060 de 2024, *“por la cual se convoca Subastas de Reconfiguración de Compra de Obligaciones de Energía Firme, OEF, para los períodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 y se modifican otras disposiciones”*. En ella se plantea para aquellas plantas o unidades que participen en la categoría de existentes con cambio de combustible, demostrar una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> con la calculadora FECOC de la UPME.
12. Se expidió la Resolución MINENERGÍA 40330, *“por la cual se adoptan medidas transitorias sobre las exportaciones de electricidad con el fin de garantizar el suministro para la demanda nacional”*.
13. Se presentó por parte del CND el primer estudio de Resiliencia, el cual abordó aspectos metodológicos, indicadores, estudios específicos y recomendaciones. Se sugiere la socialización detallada de este con todos los subcomités y comités, para que pueda existir retroalimentación de todos los miembros del Consejo.
14. Dada las condiciones climáticas actuales, donde se han presentado registros máximos de temperatura y valores mínimos de aportes hídricos, se acordó para la próxima reunión de septiembre del Comité de Operación-CO agendar la presentación de un experto meteorólogo con conocimientos de variabilidad y cambio climático, lo anterior a pesar de los pronósticos locales del IDEAM.
15. TEBSA propuso la modificación de la senda de referencia de la estación de invierno 2024, sugerida por el Consejo, y analizar la conveniencia de modificar la actual metodología (enfoques estocástico y determinístico) para la construcción de la senda de verano 2024-2025, que debe ser reportada antes del 15 de noviembre del año en curso. En este sentido, el tema será analizado por el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO en su reunión ordinaria del mes de septiembre.
16. Si bien no han concluido los análisis del Comité de Distribución-CD respecto al comportamiento de la demanda de electricidad, se destaca que, a pesar de las altas temperaturas registradas durante los últimos meses en gran parte del territorio nacional, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica se ubica entre los escenarios medio y bajo de la Unidad.

17. El CND informó que el CENACE, operador de Ecuador, espera seguir importando energía desde Colombia hasta marzo del año 2025. Asimismo, comentó que se está gestionando el traslado de una carga residencial de 100 MW desde Venezuela para ser abastecida por el SIN a través del corredor San Mateo-Corozo 230 kV. Adicionalmente, indicó que la UPME debe aprobar la conexión de esta carga, que sería representada inicialmente por el comercializador GECELCA, y que la CREG está analizando los ajustes normativos que deberían acometerse para que esta conexión cumpla el Código de Medida.
18. El CND solicitó a EPM actualizar el parámetro volumen máximo del embalse Ituango, con el fin de contar con la mejor información disponible para el planeamiento del sistema, dado que la restricción reportada y modelada desde el pasado fenómeno de “El Niño” (cota máxima) tenía fecha de finalización de septiembre del 2024, esto debido al taponamiento de los túneles de desviación. Al respecto, EPM manifestó recientemente que se deben realizar gestiones previas con el ANLA y por tanto, la fecha de normalización es incierta.
19. Respecto a la declaración de directivos de ENEL sobre el desistimiento para la puesta en servicio de dos (2) proyectos eólicos en la Guajira, el generador indicó que en la próxima reunión ordinaria del Comité de Operación-CO presentará una postura oficial sobre el desarrollo de dicha infraestructura.
20. Con relación al mantenimiento de la planta de regasificación de Calamarí durante los días 24 y 28 de octubre del año 2024, TEBSA comentó que este tipo de intervenciones serán cada vez más recurrentes, y mínimo, una vez por año. Asimismo, advirtió que entre más se utilice la terminal por escasez del gas nacional, la frecuencia de los mantenimientos será mayor.
21. A continuación, se presenta el resumen de la reunión de balance de gas del 2 de septiembre de 2024 por mantenimiento de Calamarí:
  - TEBSA aclara que desconoce los requerimientos de gas para sus unidades, ya que, si bien reconoce que el CND hace un balance para los escenarios más críticos del sistema, considerando las últimas disponibilidades ofertadas y diferentes topologías de red, el despacho eléctrico final es incierto. Comenta que sin una modificación regulatoria que asegure el uso del gas contratado, es imposible comprometerse con una cifra. El CNOg indicó que solicitó información al CND sobre los requerimientos de combustible, pero el Operador del Sistema dijo que ello es responsabilidad exclusiva de los generadores.
  - TEBSA comenta que no tiene contratos de gas nacional en firme para el mediano y largo plazo, motivado ello por el cambio de priorización de la demanda ante una situación de racionamiento (decisión UPME). Por lo

anterior, respecto a otros mantenimientos del pasado, aclara que es imposible conocer sus requerimientos de gas. Además, indicó que las intervenciones sobre la planta, según Calamarí, son inaplazables, y ningún comercializador está ofreciendo disponibilidades adicionales de combustible.

- CND y TEBSA recomendaron a los productores y comercializadores revisar si hay disponibilidades adicionales, y a partir de dicha información y el contexto actual del gas nacional, llevar a cabo nuevos ejercicios de balance. Al respecto, CANACOL y GASCARIBE comentaron que no tiene más disponibilidad a la ya reportada; HOCOL reitera que tiene una capacidad adicional de 4 GBTUD, ECOPETROL tendría 48 GBTUD, y TGI 9.6 GBTUD bajo la modalidad de “parqueo”. Finalmente, el CNOg se compromete a interactuar con más comercializadores para tener un mejor panorama antes de la reunión del 17 de septiembre del año en curso.

22. Respecto a los riesgos identificados por el Consejo, el Comité de Estrategia recomendó continuar enviando las comunicaciones exclusivamente a las entidades sectoriales, y estudiar en el marco de la formulación del nuevo Plan Estratégico la futura estrategia de comunicaciones.

23. El CND presentó los principales resultados del primer estudio de Resiliencia del SIN. De este vale la pena destacar:

- Se presentó la serie histórica de la Carga Desconectada Aproximada-CDA desde el año 2008, que a partir del año 2012 ha venido creciendo de manera sostenida. Se espera con la transformación de la matriz de generación de energía eléctrica y la participación de las fuentes de generación basadas en inversores que la CDA siga aumentando.
- Se resaltó por parte del CND el objetivo del estudio, que es analizar el impacto de los eventos HILP (Alto Impacto Baja Probabilidad de Ocurrencia) en el SIN. Para ello se identifican los activos de red en riesgo, la desconexión de dichos elementos, la propagación de los eventos de falla y la respuesta del Sistema.
- Los escenarios de riesgo estudiados por el CND fueron: i) errores humanos; ii) fenómenos de “El Niño”; iii) atentados sobre la infraestructura; iv) cambio climático; v) ciberataques; vi) inundaciones; vii) derrumbes y deslizamientos; viii) e intersección (cruces) de líneas de transmisión.
- Se presentó por parte del CND la caracterización de cada uno de los eventos. Se mostraron las líneas y subestaciones vulnerables por derrumbes y deslizamientos, las zonas del SIN expuestas a inundaciones y ataques

terroristas, las plantas de generación que prestan el servicio de regulación secundaria de frecuencia-AGC y que podrían estar expuestas a ciberataques, el número de cruces de líneas del STN y STR, y el cambio de patrones de las principales variables climatológicas derivado del cambio climático.

Al respecto, se sugirió por parte del Consejo considerar los riesgos de despliegue tecnológico de los medidores inteligentes, que el estado de la literatura ha mostrado pueden generar eventos de Demanda No Atendida-DNA cuando los Recursos Energéticos Distribuidos se masifican, en particular los vehículos eléctricos en régimen de carga. Adicionalmente, se recomendó el uso de herramientas de georreferenciación e inteligencia artificial para la identificación de todas las intersecciones (cruces) de activos del STN y STR.

- Se presentó el efecto de las contingencias N-K en las subestaciones críticas, ordenamiento obtenido por el criterio de propagación de huecos de tensión. Los resultados respecto a la CDA, evolución del evento y su riesgo asociado (severidad x probabilidad), muestran un impacto relevante para las subestaciones localizadas en las áreas Caribe y Oriental.
- Se identificaron 441 intersecciones (cruces) entre circuitos, de los cuales 156 involucran elementos del STN, 223 elementos del STN y STR, y 62 activos exclusivos del STR. Al igual que en el caso anterior, una falla N-k implica la pérdida de varios elementos que potencialmente puede generar colapsos parciales o totales sobre el Sistema. Los cruces más importantes están asociados a la interconexión de varias áreas operativas.
- Se simuló un ataque cibernético que afectaría la señal de regulación de las plantas que prestan el servicio de AGC-Control Automático de Generación.
- Respecto a la suficiencia, los análisis determinísticos y estocásticos que consideran escenarios hidrológicos extremos, como consecuencia de la variabilidad y el cambio climático, muestran a partir del año 2026 déficit y la violación de los indicadores de confiabilidad.
- Finalmente, se presentaron por parte del CND las recomendaciones sectoriales derivadas del estudio, entre ellas: i) conformación de grupos de trabajo colaborativo; ii) ampliación de los eventos objeto de análisis; iii) complementar las simulaciones incorporando las etapas de restablecimiento; iv) definición de nuevos requisitos de soportabilidad; v) fortalecimiento de todo el SIN; vi) modernización y observabilidad de todo el Sistema; vii) y actualización urgente del Código de Redes.

24. A continuación, se presenta el resumen de las reuniones CACSSE 193 y 194:

- El CND presentó el comportamiento de las principales variables, el panorama energético de mediano plazo y un análisis de las exportaciones hacia Ecuador. Al respecto, resaltó que, dadas las condiciones hidrológicas del vecino país y las mejoras en la red del STR del suroccidente del SIN, las exportaciones se han incrementado.
- En este punto ECOPELROL y MINENERGÍA sugirieron un monitoreo constante a estos y otros embalses, debido a que esta demanda “equivalente” de 450 MW, junto con la actual condición de bajos aportes respecto a la media climatológica (cercanos a los mínimos históricos), pueden acelerar las tasas de desembalsamiento de todo el SIN.
- El CNO sugirió al CND la presentación de las simulaciones energéticas con un enfoque estocástico (incertidumbre reducida), que evidencian la violación del indicador de confiabilidad VEREC.
- Según el IDEAM las condiciones tipo “Niña” no se han materializado, pero se espera que se presenten durante los próximos dos (2) meses. Comentó que se siguen rompiendo “récords” de temperatura y se está experimentando una fase subsidente de la oscilación MJO. Asimismo, advirtió que el mes de septiembre del año en curso será deficitario en materia de precipitaciones. Finalmente, resaltó para el trimestre Febrero/Marzo/Abril que la condición de Neutralidad tiene mayor probabilidad de ocurrencia respecto a un fenómeno de “El Niño” o “La Niña”.
- Se indicó por MINENERGIA que fue expedida la resolución 40330 del 2024, la cual establece reglas específicas de exportación hacia Ecuador.
- Respecto al mantenimiento de la planta de regasificación de Calamarí, donde se identifica el no cubrimiento de contingencias N-1 sobre la infraestructura a 500 kV y plantas de generación, se sugirió por parte del CND y MINENERGÍA la activación de un Esquema de Respuesta de la Demanda-RD. Al respecto, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales-OARE también recomendó la ejecución de algunas de las acciones que estuvieron vigentes durante el pasado fenómeno de “El Niño”.
- Con relación a la reactivación de las exportaciones hacia Venezuela por el corredor San Mateo-Coroza 230 kV, la UPME indicó que está a la espera de la presentación del estudio de conexión, y OARE junto con la CREG están revisando los actuales requisitos del Código de Medida en la frontera comercial.

- La UPME presentó la revisión de los escenarios de proyección de demanda, que son a la baja respecto a la publicación anterior. Adicionalmente, contrastó cada uno de ellos con la ENFICC verificada, observándose nuevamente un déficit para todas las vigencias.
  - El CNOe presentó los ajustes normativos asociados a la gestión de eventos convencionales y del tipo “HILP” (alto impacto, pero baja probabilidad de ocurrencia) que se necesitan en el SIN, al igual que la necesidad de una sesión del CACSSE exclusiva para la gestión de los riesgos identificados por el Consejo. Al respecto, el viceministro Campillo solicitó a la UPME la programación de una reunión extraordinaria, la cual a la fecha no ha sido agendada.
25. El Comité de Ciberseguridad avanza en la formulación de un nuevo Acuerdo para el *“Reporte de Incidentes para el Sector Eléctrico”*. Se espera para el mes de noviembre del año en curso tener la propuesta para revisión del Comité de Operación y CNO.
26. Ante la situación de bloqueos que se presenta en el país, se tiene la siguiente información de las empresas con corte al 5 de septiembre del año 2024:
- PAIPA 4: Debido a los bloqueos, el suministro de carbón será suspendido. De acuerdo con las cantidades en inventario, se tiene “stock” para 40 días con despacho continuo.
  - GENSA: La movilidad en el área de influencia de la planta TERMOPAIPA se encuentra restringida por bloqueos de las vías. Respecto a la autonomía de generación con carbón, se cuenta con un “stock” para operación de 30 días (Paipa 1 y 2). Asimismo, se tiene reserva de GLP para tres (3) arranques fríos.
  - TEBSA: La disponibilidad de las unidades se encuentran respaldadas con Gas Natural Importado, por tanto, no se observan dificultades con el suministro. Asimismo, a la fecha no se evidencian problemas en la operación del Sistema Nacional de Transporte de gas (SNT).
  - TASAJERO: Con relación a Tasajero I, a la fecha la entrega de carbón está suspendida por los bloqueos y se tiene un “stock” para 15 días. Para Tasajero II, se tiene suspendida la entrega de químicos para el tratamiento de agua y se tiene disponibilidad para 10 días de operación.
  - TERMOCARTAGENA: Se tiene un “stock” de combustible líquido para generar durante 7.5 días a plena carga, o 11 días a mínimo técnico con las dos (2) unidades disponibles.

- TERMOZIPA: Por el momento no se ha presentado afectación en el suministro a la Central TERMOZIPA, por cuanto los ingresos de carbón para este mes se tienen programados a partir del próximo lunes 9 de septiembre. No obstante, de persistir los bloqueos, sí habría afectación al programa de suministro de carbón. De la misma manera, puede haber afectación en el programa de suministro de ACPM, necesario para el arranque de las unidades.
- EPM: TERMOSIERRA tiene 190000 galones para dos (2) días de autonomía. En Sebastopol hay disponibilidad para suministro a la central y hasta ahora no se reportan bloqueos. Para Dorada se dispone de 400000 galones, que permiten nueve (9) días de generación continua con la disponibilidad reportada. Al margen de lo anterior, se presentan bloqueos alrededor de la planta en todos los sentidos, hacia Mariquita y Medellín. Dependiendo de las condiciones de movilidad, BIOMAX podría suministrar combustible desde Mancilla o Sebastopol.
- TERMOEMCALI: Situación crítica debido a los bloqueos en Cencar, Las Américas, Cartago, Facatativá y Puente Aranda. El proveedor de combustible, PRIMAX, ha informado que no podrá suministrarnos el Diesel para mantener la operación de la planta. Actualmente, las reservas de combustible sólo permiten operar por tres (3) días. Si bien se ha logrado afrontar la situación operando con Gas Natural Licuado-LNG, es importante conocer por parte de la central el tiempo que seguirá soportando la exportación hacia el Ecuador.
- GECELCA: Se reporta normalidad en la entrega de combustibles en las plantas TERMOGUAJIRA y GECELCA 3. No obstante, en caso de presentarse bloqueo o situaciones de orden público, se cuenta para las dos centrales con un inventario de carbón que permitiría operar a máxima carga durante 18 días.
- TERMONORTE: La planta cuenta con una autonomía de combustible (ACPM) equivalente a once (11) días, es decir hasta el 15 de septiembre, que le permitiría mantener una operación continua de los arranques. Por lo anterior, la prolongación del paro podría impactar el abastecimiento de combustible y la generación de energía de la planta. Al margen de lo anterior, se informa que se están presentando retrasos en la entrega de bienes y servicios, que impactan el cronograma de ejecución de los mantenimientos mayores (un motor de la central).
- Los Operadores de Red y Transportadores alertan demoras en la gestión de eventos no programados, la ejecución de mantenimientos, la cancelación de intervenciones, y dificultades en el desplazamiento del personal operativo e



ingenieros de los centros de control. Asimismo, se han generado protocolos preventivos ante posibles eventos en subestaciones desatendidas.