

Informe CNO 710

Fecha: agosto 3 de 2023

Temas administrativos

1. Con relación al Plan Estratégico del Consejo, se llevó a cabo una reunión con DRIVE CONSULTANTS, cuyo objetivo fue definir el número de entrevistas, encuestas, el contenido de las preguntas que se realizarán y las sesiones presenciales.

Temas técnicos

2. La jornada técnica del Comité de Distribución se llevó a cabo los días 25 y 26 de julio del año 2023. Se contó con la participación de más de 85 personas, entre expositores, universidades, empresas del sector, consultores y miembros del CNO. Se abordaron temas relevantes, como el rol de las redes de distribución activas, esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia con la participación de recursos distribuidos, microrredes, electrificación del transporte y resiliencia de los sistemas de distribución. Las presentaciones están disponibles en la página web del Consejo.
3. El 12 de julio del año 2023 se llevó a cabo la reunión del Comité Asesor de Estrategia-CE para abordar las preocupaciones de Energía del Suroeste-ESO sobre la *"Confiabilidad y Expansión del Sistema Eléctrico"*, lo anterior según la recomendación del Consejo en la pasada reunión del CNO.

Adjunto a este informe se encuentran las gestiones que ha realizado el CNO para cada una de las observaciones de ESO, que fueron el eje para abordar la discusión y permitir al CE plantear las siguientes recomendaciones:

- Proponer reunión con entidades sectoriales, para tratar los aspectos críticos de la operación del SIN.
- Elaborar un documento *"explicativo" y didáctico* de la situación operativa actual para ser compartido con las entidades sectoriales, referenciando las medidas de mitigación y obras estructurales que necesita el sistema en el corto, mediano y largo plazo. Adicionalmente, relacionar desde cuando el CNO ha dado las alertas a las distintas entidades.
- Dar respuesta a la comunicación de Energía del Suroeste, indicando las gestiones adelantadas por el Consejo.

- Socializar con MINENERGIA la matriz de riesgos del SIN.

Respecto a la última recomendación, se sugiere al CND retomar el estudio de Resiliencia, cuyos resultados permitirán construir la matriz de riesgos definitiva. Finalmente, se propone al CNO hacer una reunión con el nuevo Ministro de Minas y Energía, una vez este se posesione, para informarle los riesgos actuales y futuros que podrían comprometer la operación del SIN.

4. El 23 de julio del año 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 168, que tuvo como eje central el desarrollo de las actividades de preparación definidas por MINENERGIA para afrontar la ocurrencia del fenómeno de “El Niño”. El CNO presentó las acciones que los Subcomités y Comités están acometiendo ante un fenómeno de aportes hídricos deficitarios, y los aspectos más importantes de los grupos de seguimiento de las áreas Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental (ver presentación adjunta a este informe).

A continuación, se resaltan algunos aspectos de la reunión:

- La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD realizó visitas a las plantas de generación térmica Termovalle, Termoemcali, Termoguajira y Termonorte. Al respecto, la unidad 2 de Termoguajira tiene una restricción operativa de 20 MW, cuyo tiempo de reparación sería cercano a seis (6) días.
- MINENERGIA informó que ha formulado un plan de acción en la búsqueda de asegurar la disponibilidad de los combustibles líquidos, gas natural y carbón mineral para las plantas de generación térmica, este se llama “*Rutas del carbón, gas y combustibles líquidos*”. El Ministerio indicó que realizó 39 reuniones con los agentes del sector y otras instituciones, esto para asegurar la logística y disponibilidad de las fuentes primarias.
- La CREG mencionó que aún no ha revisado la recomendación del Consejo, sobre actualizar el Estatuto de Racionamiento-Resolución CREG 119 de 1998.
- La UPME informó que las proyecciones de demanda y los precios de los combustibles líquidos y carbón mineral están en proceso de actualización y próximamente serán publicadas en su página web. Asimismo, indicó que se expidió el Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión y se reunieron con el Operador de Red DISPAC para revisar temas operativos asociados a la compensación de la subestación Certegui 110 kV, próxima convocatoria que será abierta por parte de la Unidad.

- El CND presentó el panorama energético y sus conclusiones sobre las simulaciones de mediano plazo para afrontar un evento de aportes hídricos deficitarios. Adicionalmente, informó que la SSPD envió los planes de mejora para aquellos recursos que tienen una Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad-ENFICC inferior a sus Obligaciones de Energía en Firme-OEF. Finalmente, mencionó que, con la información compartida por la SSPD, no sería necesaria la modelación de dichos planes de mejora en el planeamiento operativo del CND.
 - EPM presentó la regla operativa de Ituango, la cual podría implicar un mínimo operativo obligatorio en función de las condiciones de aportes. Asimismo, sugirió al Consejo la programación de un taller conjunto CND-CNO-EPM, para socializar la regla con los Subcomités de Plantas y Planeamiento Operativo (SP-SPO), y el Comité de Operación-CO.
 - El CNOg mostró el balance de gas natural contemplando los requerimientos de este energético por parte de las plantas térmicas, producto de las simulaciones realizadas por el CND. Las conclusiones del ejercicio son consecuentes con las presentadas al CNO en su reunión 707, es decir:
 - ✓ Las plantas del interior, que tienen honradas su OEF con combustibles líquidos, pueden hacerlo con el gas sobrante de la región caribe. Lo anterior a pesar de que en el interior para el verano 23-24 se observan faltantes, fácilmente gestionables con SWAPS operativos.
 - ✓ El CNOg concluye que todas las plantas honrando su OEF con gas, generan un faltante de este energético, motivo por el cual tendrían que acudir al mercado secundario. Si la generación de las plantas térmicas es similar a la que se presentó en el periodo 2015-2016, no se observan inconvenientes.
5. En el Comité de Operación-CO se hizo seguimiento a cada uno de los subcomités del CNO, para identificar los temas, que, a juicio del CO, son de la mayor relevancia para comunicarle al Consejo. A continuación, se presentan los temas:

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- El CND presentó las alternativas de mitigación sugeridas con antelación para disminuir los riesgos de Demanda No Atendida-DNA en el área Oriental. Estas consisten en la instalación de compensadores síncronos, sistemas de almacenamiento electroquímico a través de baterías y dispositivos DFACTS. Si estos dispositivos se instalan en el SIN, los

requerimientos de unidades equivalentes para el área pueden disminuir hasta en 4 unidades.

- EBSA planteó en la misma reunión una alternativa tecnológica para recuperar la capacidad de transporte del enlace Guateque-Sesquilé 115 kV, que consiste en el tendido de un superconductor conservando la misma infraestructura de soporte. El Operador de Red e ISA, dueño de los activos, se reunirán para establecer aspectos contractuales para la “maduración” de esta alternativa.
- Se conceptuó por parte del SAPE la instalación de un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS del SIN en la sabana norte de Bogotá. Esta medida evita la programación de DNA durante la ejecución de las actividades de repotenciación de los circuitos a nivel de 115 kV Noroeste-Tenjo y Tenjo-El Sol.
- ENLAZA-GEB presentó el estado de avance del proyecto La Loma 110 kV y redes asociadas. Si bien el transportador mantiene el 5 de noviembre del 2023 como fecha de puesta en operación de esta expansión, manifestó que persisten las dificultades prediales y sociales (“consejo Coconebo”), que podrían comprometer la fecha de entrada en servicio del proyecto.
- Respecto a la media de mitigación en la subestación El Paso 110 kV, el Consejo expidió la circular CNO 118, dirigida a los transmisores nacionales, regionales y operadores de red; esta pone de manifiesto la necesidad de AFINIA sobre el préstamo de un transformador 34.5/13.8 kV-6.5 MVA, para garantizar la operación de la red asociada a El Banco 110 kV hasta la puesta en servicio de la obra La Loma 110 kV. A la fecha, ningún agente ha manifestado la posibilidad de prestar el equipo.
- Respecto a las medidas de mitigación de Gambote 66 kV, AFINIA presentó la actualización de los análisis asociados a la instalación de la compensación Maria La Baja 34.5 kV-6 MVar. Si bien con este dispositivo se evitaría la programación de DNA hasta el año 2025, a partir de ese momento no se tiene definida ninguna medida adicional. El Operador de Red se comprometió a estudiar opciones complementarias. Vale la pena mencionar que el proyecto que resuelve esta situación es la subestación Carreto 500/66 kV, cuya fecha de entrada en operación es el año 2027 (no se ha dado apertura oficial a esta convocatoria).
- El subcomité recomendó al Consejo reiterar su recomendación a MINENERGIA sobre formular un Plan Caribe versión 2, ya que son varios los “puntos” de esta fracción del SIN donde sería necesario en el muy corto plazo la programación de Demanda No Atendida-DNA, es decir, no es solamente Gambote 66 kV y El Banco 110 kV.

- Se sugiere al Comité de Operación-CO y al CNO llevar a cabo una nueva jornada de restricciones junto con el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión-CAPT, lo anterior para que la Unidad considere en la actualización del Plan de transmisión las restricciones que aún no tienen obras definidas por parte de ellos y los Operadores de Red.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- Se analizó por parte del subcomité la presentación de la ANLA sobre el estado de licenciamiento de varios proyectos de generación solar fotovoltaicos y eólicos, que cuentan con concepto por parte de la UPME y tienen fecha de entrada en operación entre el periodo 2023-2025. En total, de los 30 proyectos referenciados, 28 no se han acercado a la Autoridad Ambiental para iniciar los trámites de licenciamiento. Al respecto, se acordó en el SPO contrastar el listado del ANLA con la información de la base de datos del CND y dependiendo de los resultados, formular nuevas sensibilidades en los ejercicios de planeamiento energético de mediano y largo plazo.
- En la reunión de agosto del SPO el CND actualizará el balance ENFICC/Demanda, considerando el escenario alto de demanda de la UPME. Asimismo, presentará los análisis energéticos y de potencia de mediano y largo plazo con dicho escenario de consumo.

Subcomité de Controles-SC:

- Se analizaron por parte del subcomité los requisitos asociados a la autogeneración basada en inversores conectada al STR y STN, sin entregas de excedentes al Sistema. Teniendo en cuenta que no es claro cómo se validarían algunos requisitos contemplados en la Resolución CREG 060 de 2019, se formuló y envió comunicación a la Comisión solicitando concepto aclaratorio.
- El CND llamó la atención sobre la necesidad de realizar el ajuste de los Estabilizadores de los Sistemas de Potencia-PSS del SIN. Se socializó el concepto de oscilación forzada, el cual estaría presente en algunas de las oscilaciones de muy baja frecuencia identificadas. Se indicó la alta participación de las unidades de Betania en el modo más crítico y la urgente necesidad de finalizar con el ajuste de su PSS.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se llevó a cabo reunión conjunta CREG-CND-CNO para analizar algunos aspectos asociados a las Resoluciones CREG 101 006 y 007, relacionadas a las vigencias de los Acuerdos, aplicación de los mismos para algunos mecanismos de asignación de Energía en Firme y los protocolos de soporte para la transición.
- Como resultado de la reunión CND-CREG-Barlovento, este último único dictaminador de la lista de verificación de las series de Irradiación Global Horizontal y Temperatura Ambiente, se identificaron 33 proyectos de generación solar fotovoltaica que, si bien ya tienen dictamen, no tienen ningún Acuerdo que los soporte.
- Teniendo en cuenta el concepto de la CREG y lo informado por Barlovento, se recomienda al CNO expedir una circular informando a los dictaminadores y auditores (listas Resoluciones CREG 167 y 201 de 2017), sobre los acuerdos que deben considerar en sus actividades de verificación.
- En el marco de la tarea asignada al CNO por el Decreto MINENERGIA 0929 de 2023, el subcomité se reunió para socializar cada una de las metodologías de cálculo de la capacidad de regulación de las plantas hidroeléctricas. Al respecto, se pudo establecer que cada una de ellas tienen como soporte los lineamientos de la Resolución CREG 060 de 2019.

Subcomité de Protecciones-S Protec:

- SIEMENS envió finalmente el informe sobre la función ANSI 68 de sus relés versión “PROTEC”. A partir de este se analizará y emitirá recomendación técnica por parte del subcomité con relación a la habilitación o no de dicha función.
- El CND alertó sobre un posible riesgo en el SIN por descoordinación de protecciones. Manifestó que no hay certeza sobre la implementación de sus recomendaciones en los estudios ECAP, lo cual se podría constituir en un incumplimiento de los acuerdos del Consejo.

Subcomité de Plantas-SP:

- Respecto al mantenimiento de la planta de regasificación de Pasacaballos del mes de agosto del año en curso, en el subcomité se hizo el balance oferta/demanda de gas y se revisó su impacto para el sector eléctrico. Se

observó que ante la indisponibilidad de un circuito inter-costa y evento N-1 en la red de 500 kV se podría presentar un déficit hasta de 400 MW.

- Se recomienda al CNO enviar nueva comunicación a la CREG sobre la importancia de la coordinación gas / electricidad, lo anterior debido a la inactividad de esta última respecto al plan de trabajo formulado con el CNOg desde el año 2019.

Grupo de Caudal Ambiental (CNO-CND-UPME):

- El Grupo aún sigue a la espera del escenario base de expansión, que está a cargo de la UPME.
6. El Comité de Distribución-CD aprobó un indicador de desconexiones por año, el cual considera aquellos eventos que generan Demanda No Atendida-DNA y degradación de la topología del SIN. Se acordó por parte del Comité, como prueba, calcularlo cada dos (2) meses antes de establecerlo como uno de los indicadores de la operación para el año 2024. Finalmente, se recomendó al Comité de Transmisión adoptar este mismo índice.

El CD sugirió al CNO enviar una nueva comunicación a la CREG solicitando la actualización del Estatuto de Racionamiento-Resolución 119 de 1998.

Finalmente, el CD llamó la atención sobre el impacto que están teniendo las desviaciones de demanda en las instrucciones de racionamiento que se están dando desde el CND por el agotamiento de la red del área Caribe. Al respecto, se acordó en el Comité establecer una metodología para determinar qué proporción de la DNA no programada podría ser atribuida a dichas desviaciones.

7. Se llevará a cabo reunión de seguimiento del área Oriental el tres (3) de agosto del año en curso. En ella se abordará el detalle de las medidas de mitigación de corto plazo anteriormente descritas, la revisión de las proyecciones de potencia, los resultados de la reunión EBSA-ISA sobre la recuperación de la capacidad de transporte del enlace Guateque-Sesquilé 115 kV y la fecha de entrada en operación de las expansiones ya definidas.

Vale la pena mencionar que la demanda de potencia del área ya superó los 2980 MW y se espera que este año alcance los 3000 MW, es decir, el sistema estaría a 500 MW de alcanzar el “punto” de quiebre, que activa todos los riesgos para esta fracción del SIN.

8. El viernes 28 de julio se tuvo una reunión convocada por Acolgen, quien realizó consultas puntuales sobre aspectos de la operación del SIN. Asimismo, solicitó la posibilidad de conocer y hacer comentarios a la metodología técnica para

determinar la capacidad de regulación de una planta de generación, tarea que está desarrollando el SURER y el SP. Al respecto, se propone al CNO socializar el documento en el espacio de consulta de su página web, esto con posterioridad a la revisión del mismo por parte del Comité de Operación-CO.

9. Respecto a los compromisos adquiridos por DISPAC en la pasada reunión de seguimiento del 23 de junio del año en curso, el Operador de Red solicitó ampliar la fecha para suministrar al CND el estudio del Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS que mitigaría la DNA ante un evento de falla N-1 en cualquiera de los circuitos a nivel de 110 kV del corredor Certegui-Quibdó-El Siete-Barroso. El Operador se comprometió a entregar el Esquema el 31 de agosto del 2023. Asimismo, informará el 4 de agosto si desde el punto de vista operativo se puede acoger a las condiciones descritas en la Resolución CREG 153 de 2019 (excepción a los límites de variación de la tensión nominal en la operación de los STR's).

Finalmente, comentó que el 11 de agosto presentará a la UPME los análisis sobre la implementación de una medida de mitigación efectiva de mediano plazo, debido a los beneficios técnicos marginales de la compensación capacitiva Certegui 110 kV.

10. El 28 de julio del año en curso el CND presentó a los comités y subcomités del Consejo el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP e Informe Trimestral de Restricciones-ITR. A continuación, se presentan los aspectos más destacados de los mismos:

- El SIN actualmente tiene 163 restricciones, 97 son de alerta y 66 de emergencia.
- Desde enero de 2023 a la fecha, se han dado por parte del CND 71 instrucciones de racionamiento en el área Caribe, ello por el agotamiento de la red en esta fracción del SIN.
- El CND identificó 115 restricciones en el SIN a 2030, que no tienen obra definida por parte de los Operadores de Red y la UPME.
- Son 23 las subestaciones del STN y STR que tienen un nivel de cortocircuito superior al 100 % de su capacidad de corte; 45 subestaciones están por encima del 90 % de dicha capacidad de interrupción.
- Nuevamente se identifican atrapamientos de generación por la conexión de nuevas plantas, los cuales tendrían una probabilidad alta de materializarse (caso del departamento del Meta, por ejemplo).

- La entrada parcial de proyectos, como es el caso del anillo a 500 kV en el departamento del valle (Alfárez), genera nuevas restricciones.
 - La entrada en operación de la subestación La Marina 66 kV y redes asociadas genera siete (7) nuevas restricciones.
 - Para subestaciones radiales asociadas a zonas excluidas, cuya conexión al SIN se encuentra agotada, es decir, presentan un riesgo de programación de DNA, la relación beneficio/costo de cualquier proyecto que se defina es muy superior a 1.
 - Según la información del ITR, las restricciones por mantenimiento o indisponibilidad de activos es casi 10 veces mayor a los “cortes” naturales. Vale la pena mencionar que el Sistema se planea considerando una red completa.
11. Teniendo en cuenta lo anterior, el Comité de Operación recomienda nuevamente al CNO enviar una comunicación sectorial alertando sobre los riesgos para la operación del SIN.
12. El pasado 31 de julio del año en curso se expidió el Decreto 1276 del 31 de julio del año 2023. En él se plantea, entre otros aspectos:
- Asignar directamente Obligaciones de Energía en Firme-OEF a las plantas que se ubiquen en la guajira y participen en una subasta del Cargo por Confiabilidad.
 - Reemplazar Termoguajira por plantas de generación con bajas emisiones y esquemas de almacenamiento electroquímico.
 - Permitir a ECOPETROL construir proyectos de generación renovables.
 - Suspender los Contratos de Suministro de Energía para el Largo Plazo.
13. El pasado viernes 28 de julio se reunió el grupo de flexibilidad del Consejo. En ella la secretaría técnica propuso los objetivos del mismo para el segundo semestre del año 2023, específicamente acercar el Flujo de Carga Óptimo con Restricciones de Seguridad-SCOPF a la realidad operativa, cuantificar la flexibilidad que aportan los Recursos Energéticos Distribuidos-DER y modelar la regla operativa de Ituango y la Guía de cálculo de Caudal Ambiental.