

Informe CNO 707

Fecha: julio 6 de 2023

Temas administrativos

1. Con relación al Plan Estratégico del Consejo, se llevó a cabo una reunión con DRIVE-Governance Consultants para hacer ajustes a su oferta. Considerando que el tiempo de ejecución del proyecto es de 10 semanas, se programó una nueva reunión para el viernes 7 de julio del año en curso, cuyo objetivo es definir el número de entrevistas que se realizarán y el grupo de apoyo del CNO al consultor.

Temas técnicos

2. El 22 de junio del año 2023 se llevó a cabo la jornada técnica del Comité de Operación-CO, cuyas presentaciones están disponibles en la página web del Consejo. Se contó con la participación de los operadores de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Brasil, Chile, Alemania y Colombia, proveedores de tecnología como HITACHI y Power Electronics, al igual que las compañías ENELX y EDP.

El Comité está formulando sus recomendaciones teniendo en cuenta los retos asociados a la integración de la generación basada en inversores, desplazamiento inercial y disminución de la potencia de cortocircuito específicamente, que son comunes en todos los sistemas analizados. Asimismo, considerando las nuevas tecnologías para mejorar la fortaleza eléctrica de la red e incrementar la inercia a través de los inversores FORMING GRID y los sistemas de almacenamiento electroquímico, se sugiere al CND y la UPME monitorear el avance en el desarrollo y casos de éxito de estas tecnologías y tenerlas presentes para futuros estudios.

3. El 29 de junio del año 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 167, que tuvo como eje central el desarrollo de las actividades de preparación definidas por el Ministerio de Minas y Energía-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 anexa).

A continuación, se resaltan algunos aspectos de la reunión:

- La SSPD mostró las conclusiones más importantes de las visitas realizadas al parque generador térmico del Sistema Interconectado Nacional-SIN. Según la Superintendencia, la Unidad 3 de Termocartagena no se podrá recuperar por problemas en el rotor del generador. Asimismo, mencionó que próximamente se llevarán a cabo mantenimientos mayores en las plantas TEBSA y TERMOFLORES.
 - La CREG llamó la atención sobre los actuales precios de los combustibles líquidos y carbón mineral, comparándolos con los valores proyectados por la UPME. Mencionó que los precios reales son muy diferentes a los pronosticados por la Unidad.
 - Al respecto, la UPME manifestó que están trabajando en la nueva actualización de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y gas natural, al igual que en la proyección de los precios de los combustibles líquidos y carbón mineral. Asimismo, informó que ya publicó el nuevo informe sobre la autogeneración conectada al SIN, están evaluando la posibilidad de inyección de excedentes al Sistema por parte de ciertos recursos, y vienen haciendo seguimiento a los proyectos de expansión.
 - El CND presentó el panorama energético de mediano plazo (2 años), al igual que los riesgos identificados para el cumplimiento de las Obligaciones de Energía en Firme-OEF, los excedentes identificados por parte de los cogeneradores, autogeneradores y plantas no despachadas centralmente (181 MW), el incremento de la capacidad de transporte por parte de algunos circuitos de CEDENAR, y su recomendación sobre la actualización del cálculo de los Niveles de Embalse Probabilístico-NEP.
4. Se recibió comunicación por parte de Energía del Suroeste-EDELS acerca de los riesgos identificados para el Sistema Interconectado Nacional-SIN, asociados principalmente a la calidad de la información sobre las fechas de entrada en servicio de los proyectos de expansión. Se sugiere al Consejo citar al Comité de Estrategia-CE para analizar con detalle dicha comunicación y formular recomendaciones al CNO.
 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:

- Se conformó el grupo de trabajo para formular el acuerdo asociado a la operación y pruebas de los dispositivos DFACTS. La presentación de SMARTWIRES evidenció que las pruebas relacionadas al Firmware pueden ser simuladas, es decir, no es necesaria la preparación del sistema para ejecutar las mismas.
- EBSA presentó los nuevos parámetros asociados al enlace Guateque-Sesquilé 115 kV. Bajo esta condición el enlace no puede operar normalmente cerrado. Se concluyó que se necesitan medidas de muy corto plazo para recuperar o incrementar la capacidad de transporte de dicha línea. Se acordó hacer reunión extraordinaria para tratar este tema y realimentar al grupo de seguimiento del área Oriental.
- Se conceptuó un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS en la subestación Urabá 220 kV, que es necesario para llevar a cabo los mantenimientos en las subestaciones Montería y Chinú 230 kV. Esta medida evita la programación de Demanda No Atendida-DNA.
- AFINIA presentó las medidas de mitigación de corto plazo para evitar las instrucciones de racionamiento que actualmente se imparten desde el CND por el agotamiento de red en las subáreas Bolívar (Gambote 66 kV) y GCM (El Banco 110 kV). Al respecto, el Operador de Red se comprometió a presentar las medidas definitivas, considerando los comentarios y recomendaciones hechas por los miembros del SAPE.

En este mismo sentido AFINIA solicitó la ayuda del Consejo para gestionar el préstamo de un transformador móvil 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. Según lo manifestó ENLAZA-GEB, quien a partir de la fecha presentará de manera mensual el estado del proyecto, dicha obra estará en operación a partir de noviembre del año en curso.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- El CND presentó los resultados del caso de simulación, que no considera proyectos eólicos en la Guajira en el mediano y largo plazo. Si bien no se evidencian déficit, los volúmenes de generación térmica requerida y su sostenimiento en el tiempo son considerables.

- Se estudiará si los nuevos lineamientos para la valoración del recurso hídrico, definidos en el Decreto MINENERGIA 0929 de 2023, impactan la forma como se modelan los vertimientos en los análisis energéticos y de potencia (nueva penalización en la función objetivo).

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Se estableció un procedimiento de pruebas mínimas para la entrada en operación de la generación sincrónica. Específicamente se validan diferentes modos de control y la existencia del Regulador Automático de Voltaje-AVR, el Regulador de Velocidad y el Estabilizador del Sistema de Potencia-PSS. En la actualización del Acuerdo de nuevos proyectos se incluirán dichas pruebas.

Subcomités de Recursos Energéticos Renovables-SURER y Plantas-SP:

- Culminó el día de ayer la etapa de socialización de los productos que instrumentan todas las tareas asignadas por la CREG al Consejo en sus Resoluciones 101 006 y 007 de 2023. El día de hoy se reunirá el grupo de trabajo para analizar cada uno de los comentarios recibidos.
- Posterior al cumplimiento de las tareas asociadas a las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023, se debe definir la Capacidad de Regulación de un embalse, tarea asignada al Consejo por el Decreto MINENERGIA 0929 de 2023.
- Inició el balance energético relacionado al mantenimiento de la Planta de Regasificación de Cartagena, el cual se llevará a cabo del 10 al 13 de agosto del año en curso. En la próxima reunión del Consejo se presentarán los resultados del análisis.

Subcomité de Protecciones-S Protec:

- Respecto a la función ANSI 68 de los relés SIEMENS SIPROTEC 5, ENLAZA-GEB socializó el evento que presentó un sobre alcance de zona 1 ante falla interna. El relé tenía versión de Firmware 7.59. Se llevaron a cabo pruebas en un Gemelo Digital con la función encendida y se obtuvo sólo el 60% de operaciones correctas. Están pendientes la revisión e informe del caso por parte de SIEMENS Alemania y el Informe de pruebas de los casos suministrados por los agentes en el año 2022. Una vez se tenga esta información se analizará y emitirá recomendación técnica por parte del subcomité de protecciones.

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. Es importante recordar que sin este insumo no se pueden ejecutar las tareas acordadas para actualizar los análisis sistémicos de la Guía de Cálculo del Caudal Ambiental.
 - Se llevó a cabo una reunión con MINENERGIA para analizar los impactos para el SIN de la Guía de Cálculo de Caudal Ambiental. Al respecto, si bien el Ministerio indicó que en el Consejo Nacional del Agua-CNA se acordó suspender su implementación, el CNO informó que el ANLA y el MADS definieron en el marco de la regla operativa de Ituango, un caudal ecológico de 450 m³/s; en este sentido, se sugirió a MINENERGIA estar pendiente de cualquier pronunciamiento o propuestas de las autoridades ambientales.
6. En el Comité de Operación-CO el CND presentó las recientes situaciones operativas del área Caribe y la subárea Chocó-DISPAC. Entre los aspectos más relevantes se destaca:
- Se declaró en estado de emergencia a las subáreas Bolívar y Córdoba-Sucre. En total, incluyendo Guajira/Cesar/Magdalena-GCM, son tres (3) las subáreas del caribe colombiano que están bajo esta situación.
 - La red del STR asociada al área Caribe está agotada: **i)** son 35 los Esquemas Suplementarios de Proyección del Sistema-ESP los que evitan que se programe Demanda No Atendida-DNA en condición de red completa; **ii)** continúan las instrucciones de racionamiento impartidas por el CND en las subestaciones Banco 110 kV y Gambote 66 kV (7 en lo transcurrido del mes de junio); **iii)** bajas tensiones en las subestaciones a nivel de 66 kV Carmen, Zambrano, Calamar y San Jacinto, al igual que en Mompo 110 kV; **iv)** alto nivel de carga en el transformador Carmen 110/66 kV y sobrecarga en estado estacionario en la línea Chinú-Since 110 kV; **v)** Fenómeno de Recuperación Lenta e Inducida de Tensión en las subáreas Bolívar y GCM.
 - Se estableció la máxima demanda atendible en las subestaciones radiales de las subáreas GCM, Córdoba-Sucre y Bolívar. Lo anterior quiere decir que, ante una demanda superior a dicho valor, no se cubren los criterios de seguridad y confiabilidad del sistema, se generan riesgos de colapso de subestaciones puntuales ante contingencia, o se debe racionar en estado estacionario. Si bien para algunas de estas subestaciones se han definido proyectos de expansión, los mismos no estarán en servicio en el corto plazo.

- Se han planteado por parte del CND varias obras de expansión estructurales, para evitar las instrucciones de racionamiento y mitigar las actuales y futuras restricciones operativas del área Caribe. Los proyectos sugeridos a la UPME tienen en todos los casos relaciones beneficio/costo muy superiores a 1. Es importante mencionar que, a la fecha, 64 restricciones en todo el SIN no tienen obra definida por parte de los Operadores de Red y la UPME, y el 10 % de todas las subestaciones del STN y STR tienen un nivel de cortocircuito superior al 90 % de su capacidad de corte.
- La máxima demanda atendible de la subárea Choco-DISPAC es 24 MW, valor ampliamente superado en los escenarios de demanda media y máxima. A la fecha la subárea está declarada en estado de alerta y no se han implementado medidas de mitigación por parte del Operador de Red. Adicionalmente, las compensaciones a nivel de 110 kV en la subestación Huapango, que próximamente serán subastadas por la Unidad, no son una solución definitiva ni estructural a la mitigación del riesgo en el mediano plazo, dado que estos elementos operarían normalmente abiertos.

Teniendo en cuenta esta situación, y considerando lo manifestado por la UPME en la reunión CNO 705, respecto al número de solicitudes de conexiones en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021, el Comité de Operación recomendó al Consejo enviar una nueva comunicación sectorial.

7. En el Comité de Distribución-CD se planteó un indicador de desconexión por trimestre, el cual sólo considera aquellos eventos que generan Demanda No Atendida-DNA. Este es muy importante para dar señales a: **i)** los Operadores de Red respecto a la gestión que tienen que hacer para reducir sus tasas de indisponibilidad por activo; **ii)** a la UPME para ser considerado en la definición de la expansión de la red. Se acordó por parte del Comité revisar el índice propuesto, para formularlo en desconexiones/año y así contrastarlo con las referencias del estado del arte.
8. El Comité de Transmisión-CT recomendó formular nuevamente una circular CNO dirigida a los agentes transportadores y operadores de red, para gestionar información relacionada a cruces de circuitos a nivel de STN, STR y SDL. Al respecto, se sugirió analizar la información georreferenciada de toda la red del SIN. Se debe resaltar que la Resolución CREG 075 de 2021 estableció la obligatoriedad de reportar esta información a la ventanilla única por parte de los transportadores y operadores de red.
9. El CND envió una comunicación dirigida a la UPME respecto a la masificación de los DFACTS. El Operador recomendó al Planeador no considerar esta tecnología como una alternativa estructural de expansión, ya que, según XM,

estos dispositivos no se constituyen en una solución de largo plazo, debido a que no incrementan la capacidad de transporte de la infraestructura actual. Al respecto, se sugiere analizar en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE esta recomendación, considerando las demás tecnologías complementarias disponibles, como son los mecanismos DLR, las redes híbridas AC/DC, los superconductores, los sistemas de almacenamiento electroquímico, el acople de sectores y las redes de distribución activas.

10. MINENERGIA envió comunicación al CNO y CND, sobre la implementación de la Resolución CREG 101 028 de 2022. En esta carta se solicitó informar cuáles agentes habían modificado los parámetros declarados para la operación de sus plantas en ciclo combinado, los cambios realizados, sus efectos, y los análisis y motivaciones a partir de los cuales se dio aprobación a dichos cambios. Asimismo, indicó que *"(...) este Ministerio desconoce las razones que motivaron al agente en cuestión, a realizar dichos cambios, sobre todo, teniendo en cuenta que tal acción, se encuentra expresamente prohibida por la Resolución CREG 101 028 de 2022 (...)"*.
11. Se envió comunicación a la CREG solicitando su concepto sobre la posibilidad de definir dentro los Acuerdos y Protocolos que instrumentan la Resolución CREG 101 006 de 2023, la inclusión de la presión atmosférica como una de las variables obligatorias a medir en las campañas de medición para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad de plantas eólicas. La comunicación puede ser consultada en la página web del CNO.
12. Se adjuntan a este informe los aspectos más relevantes de las recientes reuniones de seguimiento de las áreas Caribe, Oriental y la subárea Chocó-DISPAC, al igual que los compromisos derivados de la reunión con MINENERGIA sobre estas áreas.
13. El Comité de Operación recomendó al CND actualizar el balance ENFICC-DEMANDA, considerando el escenario alto de demanda proyectado por la UPME. Asimismo, estudiar en el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO si se deben llevar a cabo los análisis energéticos y de potencia con este mismo escenario.