

Informe CNO 718

Fecha: octubre 5 de 2023

Temas administrativos

1. Se realizaron con éxito las Jornadas técnicas de los Comités de Supervisión, Ciberseguridad y el Subcomité de Plantas, esta última enfocada en pronósticos de generación de plantas renovables y menores. Todas las presentaciones estarán disponibles para su consulta en la página web del Consejo.
2. El 4 de octubre de 2023 se recibió la proposición 31 de 2023, suscrita por los honorables Representantes Julián David López Tenorio y Ciro Antonio Rodríguez Pinzón, para posterior debate de control político *¿Colombia se va a apagar en el 2024?* A continuación, la pregunta formulada al Consejo Nacional de Operación: *¿Qué alarmas ha dado el CNO al Gobierno sobre el agotamiento de la capacidad de generación y transporte, y qué respuestas se han recibido sobre el particular?* El plazo para dar respuesta es de 5 días calendario.
3. Se adjunta el presupuesto preliminar 2024 para su consideración con un supuesto de incrementos basado en IPC del 11%, y aumento en el pago del servicio de internet con canal dedicado. La cuota anual se incrementaría de manera preliminar en un 15 %

Temas técnicos

4. El pasado 7 de septiembre del 2023 se llevó a cabo la reunión de seguimiento del área Oriental. En ella AES informó sobre los cambios en la intervención de las tuberías de presión de la central Chivor, y la UPME comentó que próximamente ALUPAR suspenderá todas las actividades de construcción relacionadas al proyecto Virginia-Nueva Esperanza 500 kV.

Respecto al proyecto Virginia-Nueva Esperanza 500 kV, el MADS respondió la comunicación enviada el 17 de agosto del año 2023. En ella La Dirección de Bosques, Biodiversidad y Servicios Ecosistémicos-DBBSE manifiesta que "(...) *la información allegada mediante el radicado E1-2022-11428 del 04 de abril de 2022, como solicitud de sustracción de áreas de la Reserva Forestal Protectora Productora Cuenca Alta del Río Bogotá, ya cuenta con la evaluación técnica correspondiente, por lo tanto, el acto administrativo*

motivado se encuentra en revisión por parte de la Oficina Asesora Jurídica y una vez suscrito será debidamente notificado (...)".

5. Nuevamente se informó por parte del CND que, debido al mantenimiento de la línea Noroeste-Tenjo 115 kV y la indisponibilidad de algunas unidades de Termozipa, las cargas a nivel de 115 kV Tenjo, Chía, El Sol, Diaco, Gran Sabana, Leoaga, Zipaquirá, Peldar, Ubaté y Simijaca operaron en estado de emergencia el pasado 28 de septiembre del año en curso, ello debido al impacto de las contingencias sencillas Bacatá-Chía 115 kV y Bacatá-El Sol 115 kV.
6. En los Comités de operación-CO y Transmisión-CT se presentó por parte del CND el documento que contiene los procedimientos y procesos asociados a la actualización de las Guías de Restablecimiento del SIN. Esta propuesta será objeto de comentarios por parte de los Comités, y una vez se cumpla este hito, se recomendará al Consejo elevar dicho documento a la categoría de Acuerdo.
7. En el Comité de Operación-CO se recomendó realizar un nuevo taller sobre la Resiliencia del SIN, donde se revisen los conceptos asociados a este atributo y se presenten nuevamente los escenarios a ser simulados en el estudio del CND, de cara a la construcción de la matriz de riesgos del Sistema.

El Comité también sugirió enviar una nueva comunicación sectorial, dadas las constantes instrucciones de racionamiento (más de 100) que se vienen impartiendo por parte del CND a los Operadores de Red-OR del área Caribe por el agotamiento de su red del STR.

8. El 3 de octubre del año 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 170, que tuvo como eje central el reporte de avance 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 compartió con los miembros de la Comisión los aspectos más importantes de los grupos de seguimiento de las áreas Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental (ver presentación adjunta).

A continuación, se resaltan algunos aspectos de la reunión:

- El IDEAM manifestó que septiembre fue un mes deficitario respecto a las precipitaciones. Comentó que en noviembre se declarará oficialmente el fenómeno de El Niño, cuya probabilidad de extensión hasta el mes de junio de 2024 es del 60 %. Adicionalmente, indicó que, según la NOAA, se tiene una probabilidad del 70 % que dicho fenómeno sea categorizado como "fuerte".

- El CND informó que el embalse útil del SIN terminó el mes de septiembre en el 73.56 %, 10 % por encima de la senda de referencia. Comentó que los aportes hídricos vienen por debajo del promedio desde mayo del año 2023. Adicionalmente, recomendó:
 - Activar desde ya campañas de uso eficiente de energía eléctrica.
 - Hacer seguimiento al inventario de la planta de regasificación del caribe y al mantenimiento de Gecelca 3, el cual implica la salida de toda la planta hasta el mes de diciembre del año en curso.

Respecto al planeamiento operativo de mediano plazo, los análisis de XM indican que se atiende la demanda con los recursos disponibles, pero el nivel de generación térmica para algunos periodos sería superior a 70 Gwh-día. Asimismo, mencionó que para el verano 2023-2024, la participación agregada de estas tecnologías de producción sería mayor a 90 Gwh-día.

Finalmente, el Operador del Sistema presentó las medidas que está tomando para garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica durante las próximas elecciones del 29 de octubre del año 2023.

- MINENERGIA mencionó que enviarán comunicaciones a todas las plantas térmicas del SIN para que maximicen su disponibilidad durante el fenómeno de El Niño. Adicionalmente, informó que hará seguimiento al inventario de la planta de regasificación del caribe, Por último, solicitó a la CREG minimizar los efectos en el costo de las restricciones cuando se materialicen escenarios de exportación de energía a Ecuador con combustibles líquidos, ello en el marco del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.
- La UPME manifestó que viene haciendo seguimiento a los proyectos de expansión, especialmente La Loma 110 kV, Atlántico STR y Villa Estrella 66 kV. Informó que se enviaron comunicaciones a los operadores de Red-OR para indagar sobre el estado de sus expansiones y la autogeneración que se ha incorporado recientemente al Sistema. Indicó que: **i)** se dio apertura oficial a la convocatoria de CARRETO; **ii)** se ha interactuado con ECOPETROL para buscar oferta adicional de gas y combustibles líquidos, y **iii)** que están formulando el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Respecto a las medidas para afrontar el fenómeno de El Niño, se definieron nuevas acciones, entre las que destacan:

- Expedición de nuevas resoluciones por parte de la CREG para viabilizar swaps operativos en el sector gas.
- Visibilizar riesgos operativos por parte del CNO (circular C N O 106).
- Revisión y actualización de los Niveles de Embalse Probabilístico-NEP por parte de la CREG.
- El CNOg presentó la actualización de los requerimientos de gas natural considerando el atraso simultáneo de los proyectos de generación con Obligaciones de Energía en Firme-OEF (1 año). Se identificaron sobrantes contractuales en el área caribe, no se vislumbran dificultades en el interior si se materializan las Opciones de Compra de Gas-OCG, y en el departamento de Casanare la demanda se atiende en su totalidad. En este punto el CND indicó que los requerimientos de gas dependen del ordenamiento de las plantas despachadas en el SDDP, que a su vez está en función de los costos de los combustibles proyectados por la UPME.

Finalmente, el CNOg referenció el mantenimiento del próximo 28 de octubre en Hocol, que se extenderá hasta el día 31 del mismo mes y tendrá una afectación sobre 26 MPCD. Es decir, sólo quedarían disponibles 14 MPCD. Es importante mencionar que este campo atiende demanda esencial, incluyendo la refinería de ECOPETROL, y frente a este trabajo XM recomendó desplazarlo fuera de los días de elecciones.

- La SSPD comentó que próximamente empezarán las visitas a las plantas de generación hidroeléctricas.
9. 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 presentaron por parte del CND los cambios asociados a los requerimientos de holgura para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia. Con la entrada de Ituango dichos requerimientos se incrementaron para algunos períodos, al tener esta central la unidad más grande del SIN. Respecto a la velocidad mínima de cambio de carga por unidad, este parámetro cambió de 12.62

MW/min a 13.6 MW/min, lo cual representa a la fecha que siete (7) unidades del Sistema no puedan participar en dicho servicio. Asimismo, se alertó por parte del CND que el SIN está requiriendo velocidades de respuesta más rápidas.

- ISA-INTERCOLOMBIA presentó en la reunión del SAPE su interpretación sobre el Acuerdo 947, relacionado con las pruebas del esquema de control del SVC de la subestación Chinú 500 kV. Una vez revisado el Acuerdo, se estableció que la declaración de un nuevo modo de control (Q-control) amerita la realización de dichas pruebas. El transportador recalcó la importancia de este dispositivo para el control de tensiones y soporte de potencia reactiva bajo la actual situación del área Caribe, y lo que podría implicar su indisponibilidad prolongada.
- Dentro las alternativas que presentó ENLAZA para llevar a cabo el mantenimiento mayor sobre la bahía Renacer en la subestación Altamira 230 kV, se determinó por parte del transportador y el CND que la conexión tipo “T” de su carga es la mejor opción, lo anterior por la disponibilidad de los reactores para el control de tensiones y una menor Demanda No Atendida-DNA durante la intervención. Dado que este tipo de conexiones están expresamente prohibidas por la Resolución CREG 060 de 2019, se recomendó por parte del SAPE el envío de una comunicación al Regulador, para estudiar la posibilidad de habilitar este tipo de conexiones, acotadas en el tiempo (días), y cuando representan la mejor alternativa técnica y enmarcada en el mantenimiento.

El Comité de Operación-CO recomendó al CNO no enviar la comunicación a la CREG, teniendo en cuenta los riesgos que se pueden presentar al habilitar “provisionalmente” las conexiones tipo “T”. Se referenció el caso de Drummond bajo el antiguo marco regulatorio.

- Debido a la nueva topología en la subárea Atlántico por la entrada de los proyectos de expansión de la etapa 3 de la convocatoria STR 02-2019, es decir, la conexión entre las subestaciones Termoflores y Las Flores a nivel de 110 kV, al igual que la nueva línea Las Flores-El Río 110 kV y el tercer refuerzo Termoflores-Oasis 110 kV, se aprobó por parte del Subcomité un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS en la línea Termoflores-Las Flores 110 kV, y la actualización del ESPS existente en Termoflores-Oasis 2 110 kV.
- Se recomendó por parte del SAPE y el CO citar a los grupos de seguimiento de las áreas Caribe y Chocó-DISPAC.

- El SAPE solicitó al Comité de Operación su recomendación sobre el curso a seguir respecto al Acuerdo que reglaría las condiciones de ejecución de pruebas de los mSSSC. Vale la pena mencionar que se enviaron comunicaciones a la UPME, CREG y SMARTWIRES alertando sobre las restricciones de corriente mínima para la actualización del firmware y pruebas posteriores a un mantenimiento en estos dispositivos.

El Comité de operación-CO acordó esperar hasta su próxima reunión ordinaria del mes de octubre, la carta de respuesta del fabricante SMARTWIRES. A partir de ella se definirán los lineamientos para que el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE formule el Acuerdo correspondiente.

- ENLAZA presentó el estado de avance del proyecto La Loma 110 kV y redes asociadas. Si bien la Fecha de Puesta en Operación-FPO de la obra se mantiene para noviembre de 2023, el transportador mencionó que solicitó a MINENERGIA la modificación de su FPO para el 29 enero de 2024. En este punto el Consejo alertó sobre esta situación, teniendo en cuenta que, según la información presentada por el CND en la reunión 714 del CNO, durante el 2023 se han dado 106 instrucciones de racionamiento por agotamiento de red del STR del área Caribe. Asimismo, si bien la medida de mitigación definida por AFINIA para evitar DNA por bajas tensiones en la subestación El Banco 110 kV ya fue implementada, se siguen impartiendo instrucciones de racionamiento por parte del CND.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- El CND presentó el contraste de los proyectos mayores a 100 MW que tienen concepto de conexión por parte de la UPME en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021, pero no cuentan con licenciamiento ambiental. Se mencionó en el SPO que podría continuar el acaparamiento de los puntos de conexión e invita el Subcomité a la reflexión sobre las señales del planeamiento operativo cuando se considera todo el portafolio de expansión.
- La UPME presentó la proyección de precios del gas natural, combustibles líquidos y carbón mineral. Se solicitó a la Unidad validar para el corto plazo si los picos observados durante el año 2024 para todos los combustibles están asociados al Fenómeno de El Niño, y por qué para el largo plazo, el precio del gas nacional es ostensiblemente menor al importado, considerando las señales del gobierno nacional sobre la disminución de la actividad exploratoria.

Finalmente, la UPME comentó que la proyección de precios del gas natural ahora se realiza por ramal, la cual varía dependiendo de la fuente. Ello implicaría de cara a la modelación en el SDDP escoger el combustible que soporta las Obligaciones de Energía en Firme de las plantas, o que el modelo escoja el energético en función de sus costos.

- El Comité de Operación-CO recomendó que el SPO se reúna de manera extraordinaria para realizar un seguimiento a la demanda de energía eléctrica, y de considerarlo necesario, modificar el escenario que se utiliza actualmente en los análisis del planeamiento operativo indicativo.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Se analizó el concepto CREG, compartido por ISAGEN, respecto a los requisitos de control de tensión que deben cumplir las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas de manera embebida al STN y STR en el marco de las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 229 de 2021. Vale la pena mencionar que la Comisión, vía concepto, “modificó” las citadas normas, desplazando el punto donde se debe cumplir el control de voltaje durante el periodo de transición, es decir, lado de alta del transformador de conexión en lugar del punto de conexión. En este sentido, se sugirió a ISAGEN enviar una comunicación a la Comisión solicitando la expedición de una Resolución específica, ya que como es de conocimiento del Consejo, los conceptos no son vinculantes.
- Con relación al concepto CREG sobre la conexión al STN/STR de los Autogeneradores a Gran Escala-AGGE sin entrega de excedentes, se acordó empezar a trabajar lo más pronto posible en la definición de las pruebas que se necesitan para validar el cumplimiento de los requisitos de la Resolución CREG 060 de 2019.
- Como resultado de la socialización del concepto negativo del CND sobre las pruebas de potencia reactiva de la planta Tesorito el CO con la colaboración del presidente y coordinador técnico del subcomité de Controles-SC, formularán las preguntas para el Auditor (debido proceso) por lo que se activa el procedimiento establecido en el Acuerdo 1746 para el retiro de firmas de las listas del Consejo

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- En la reunión varios miembros del Subcomité informaron que la Dirección del Recurso Hídrico del MADS invitó a ACOLGEN a participar en la construcción de una nueva metodología de cálculo del Caudal Ambiental. En este sentido, el Comité de Operación-CO recomendó

suspender todas las actividades correspondientes a la actualización del impacto para el SIN de la Guía-Versión 2018 con sus extensiones.

- Barlovento, uno de los dictaminadores de la reconstrucción de las series de velocidad y dirección del viento en el marco del Acuerdo 1319, solicitó modificar la lista del Anexo 3, habilitando las mismas entidades del Anexo 1720. Al respecto, se recomendó al CO ampliar la lista del citado Anexo según la solicitud de Barlovento, e incorporar esta al Acuerdo 1734.
- Se retomaron los análisis para habilitar la medición del viento a la altura de los aerogeneradores, para las plantas enmarcadas en la Resolución CREG 148 de 2021.
- Próximamente se presentará en el SURER la solicitud de modificación de los Acuerdos 1721 y 1729, relacionados con el procedimiento para la modelación de plantas eólicas y solares fotovoltaicas según las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023. Lo anterior teniendo en cuenta que algunos parámetros contenidos en los citados documentos se calculan a través de funciones de otros desarrollos (Python), sobre los cuales se desconoce su codificación. Así mismo, se dará claridad en la redacción en algunos apartes de los respectivos Acuerdos.

Subcomité de Protecciones-S Protec:

- TRANSELCA presentó su solicitud de separar la Demanda No Atendida-DNA para cada evento cuando se realicen análisis de perturbaciones bajo el Acuerdo 1617, que involucren más de un activo. El Subcomité de Protecciones mencionó que este tema fue incluido en las discusiones de consolidación del Acuerdo 1617, y que se identificaron dificultades en la aplicación para eventos con salida de más de dos activos, esto debido a que el reporte de la DNA es responsabilidad del OR afectado, y cuando el OR no opera los activos directamente, dado que la información es reportada por quien los gestiona. Además, se indicó que los análisis de eventos deben ser técnicos, integrales y orientados al encargo regulatorio de la Resolución CREG 080 de 1998, la cual indica que en los análisis se debe identificar la causa raíz y emitir recomendaciones para minimizar la reincidencia de eventos.

Finalmente, el Subcomité de Protecciones y el Comité de Operación-CO recomendaron “no abrir” el Acuerdo 1617 para incluir la solicitud de TRANSELCA, que está orientada en el marco de los esquemas de calidad, es decir, un escenario comercial.

- Se discutieron las conclusiones y recomendaciones de SIEMENS al informe técnico de pruebas de la función ANSI 68. Por parte del subcomité de protecciones se recomendó el siguiente plan de acción:
 - Revisar entre el fabricante y agente la necesidad de actualizar las versiones de los firmware y configuraciones disponibles.
 - Realizar pruebas mínimas de validación de la función de los relés por parte de los agentes, antes y después de realizar la actualización de cada firmware.
 - Es responsabilidad del agente mantener la función ANSI 68 ajustada en modo apagada o monitoreo, para permitir la operación adecuada del relé.
 - Si en los estudios eléctricos y/o análisis de eventos se identifica que la función debe bloquear alguna zona de la función distancia, el agente operador del equipo deberá evaluar sus alternativas para ejecutar dicho requerimiento.
 - Teniendo en cuenta los comentarios del fabricante SIEMENS en los relés Siprotec 5, se recomienda incrementar el tiempo de prefalla a 1 segundo para mejorar los análisis post-falla.
 - Para proyectos nuevos y modernizaciones, es recomendable diseñar los esquemas de protección de las bahías de línea bajo el principio de redundancia, pero con diferentes fabricantes para cada protección de línea principal.

Subcomité de Plantas-SP:

- Se expidió por parte de la CREG el proyecto normativo de la Resolución CREG 701 020, *“por la cual se habilita transitoriamente la comercialización de energía excedentaria de plantas menores, cogeneradores y autogeneradores a gran escala y se dictan otras disposiciones”*. El plazo máximo para recepción de comentarios fue el 3 de octubre del año en curso.
- Se llevará a cabo una reunión extraordinaria del Subcomité de Plantas-SP para la presentación de XM con los resultados de la revisión del modelamiento de rampas plantas de generación - modelo 1 Acuerdo CNO No. 1670 (XM)
- El SP sugirió al Comité de Operación-CO definir el curso de acción respecto al concepto CREG sobre las pruebas de Capacidad Efectiva

Neta-CEN. Vale la pena mencionar que la Comisión facultó al CNO definir si dichas pruebas son o no auditadas. En este sentido, se programará reunión conjunta CO-SP para que los miembros de este subcomité presenten sus planteamientos sobre la necesidad o no de llevar a cabo dichas pruebas de manera auditada.

- Algunos agentes térmicos alertaron sobre la interpretación que un auditor está teniendo sobre los contratos de suministro de combustibles y su efecto en el precio de escasez de activación. Se acordó que TEBSA y PROELECTRICA interactúen con dicho auditor para aclarar conceptualmente su rol.

Grupo Flexibilidad:

- El Grupo se reunió para analizar la forma de incorporar la regla operativa de Ituango en los estudios de flexibilidad del CND. Al respecto se concluyó: **i)** Dada la falta de información y complejidades matemáticas asociadas a la modelación de la ZNO en el SC-OPF, esta no se considerará (enfoque verificación); **ii)** El MO no se tendrá en cuenta debido a la baja probabilidad de ocurrencia de tener caudales aportantes inferiores a 450 m³/s; **iii)** Las variaciones porcentuales diarias de las descargas no se modelarán como restricción, pero se verificará el cumplimiento de ellas una vez, producto del SC-OPF, se tenga un perfil de generación de la central Ituango.

Finalmente, el grupo sugiere al Comité de Operación-CO y CNO recomendar a la CREG retomar el Código de medición de variables hidrométricas, dadas las limitaciones de información para modelar este tipo de reglas operativas.

10. La Dirección de Energía Eléctrica de MINENERGIA solicitó al Consejo la definición de acciones operativas en el marco de la preparación del SIN para el proceso electoral del próximo 29 de octubre del año en curso. Al respecto, el CND en el Comité de Distribución-CD y Comité de operación CO listó algunas de ellas, las cuales con anterioridad han sido formuladas y aplicadas en procesos similares. Entre las más importantes destacan: **i)** Declaración de CAOP; **ii)** cubrimiento de contingencias dobles N-2 de ser necesario; **iii)** Limitar los mantenimientos sobre la red a 500 kV y de alto impacto; **iv)** El día de las elecciones evitar lavado de activos y pruebas autorizadas; **v)** reforzar medidas para evitar ciberataques.
11. El CND envió observaciones a los planes de choque estructurados por el Consejo. Al respecto, el pasado 3 de octubre se llevó a cabo una reunión con el Asesor de MINENERGIA.

12. Se envió solicitud de concepto a la CREG consultando si la Zona No Operativa-ZNO de Ituango es un parámetro o variable de despacho, y si el Consejo la puede crear vía Acuerdo.
13. Se envió a la CREG el concepto CNO sobre el proyecto normativo 701 017, el cual modifica el numeral 4.2.4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998. En respuesta, la Comisión solicitó al Consejo las simulaciones que soportan su recomendación, sobre: **i)** no permitir la inyección de potencia capacitiva a la red de nivel de tensión 4 por parte de los usuarios, sin la autorización y aprobación de los Operadores de Red y el CND; **ii)** tener un factor de potencia capacitivo mínimo de 0.9 en el STR. Los análisis que soportan el concepto ya fueron enviados a la Comisión gracias a la colaboración de ENEL y EPM.
14. Se corroboró en el Comité de Distribución-CD que sí hubo una mala implementación de los sistemas de protecciones por parte de DISPAC, lo cual ocasionó Demanda No Atendida-DNA. Dado que después de los ajustes de rigor aún no se han llevado a cabo las pruebas por parte del Operador de Red, persiste el riesgo de materialización de DNA. Se recomienda al CNO enviar comunicación a DISPAC con copia a la SSPD en dos sentidos: **i)** Resaltar la importancia de cumplir con los Acuerdos del Consejo; **ii)** Hacer las pruebas de verificación de los sistemas de protecciones lo más pronto posible.
15. El Comité de Distribución-CD recomendó al Comité de Operación-CO adoptar como indicador oficial, el listado de los activos del STN y STR que presentan mayor indisponibilidad en el SIN y que tienen afectación en la Demanda.
16. El CND presentó los impactos que afrontará el SIN debido al eclipse solar del 14 de octubre del año en curso. Dentro de los aspectos más importantes se detectan las rampas que podría tener el sistema (hasta 10 MW/min), y una reducción para el caso más crítico del 9 % de la generación durante la ocurrencia de dicho fenómeno. En este sentido, se expidió la Circular CNO 122, que busca sensibilizar a los Operadores de Red y Agentes generadores sobre la importancia de interiorizar este evento en sus pronósticos de demanda y declaraciones de disponibilidad.
17. El pasado 2 de octubre del año 2023 se llevó a cabo la 3° jornada de restricciones del Comité de Distribución y el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE. En ella los Operadores de Red y la UPME presentaron las obras propuestas para eliminar 173 restricciones eléctricas y operativas. De este evento vale la pena destacar:
 - La UPME indicó que en el mes de febrero del año 2024 se tendría la versión para comentarios del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión.

- Se definió por parte de la Unidad una nueva expansión para el área Oriental, la subestación Sopó 230 kV y redes asociadas. Su fecha de puesta en servicio es el mes de diciembre del 2027.
- El CNO recomendó nuevamente a la UPME analizar energéticamente las propuestas HVDC para incorporar plantas eólicas y solares fotovoltaicas en la subárea Guajira-Cesar-Magdalena. Asimismo, sugirió tener en cuenta la comunicación enviada recientemente a la Unidad sobre las restricciones de corriente mínima de los dispositivos mSSSC. El fabricante SMARTWIRES contestó la carta enviada por el Consejo.
- AFINIA y ESSA comentaron que sus subáreas tienen una tasa de crecimiento de la demanda muy superior al promedio nacional. Es por ello por lo que las necesidades de expansión en estas zonas del SIN son mayores.
- Se sugirió a los Operadores de Red-OR del área Caribe analizar la posible instalación de conductores de alta temperatura para aquellas alternativas de expansión que consideran el incremento de la capacidad de transporte de activos existentes.
- El CND solicitó a todos los Operadores de Red reportar a XM y la UPME los proyectos de expansión socializados en la jornada.
- Fue evidente en varias intervenciones que la red planeada por parte de la UPME es muy diferente a la operada por el CND y los OR's. En este sentido, se recomendó nuevamente al Consejo solicitarle a la CREG la actualización del Código de Redes.
- A pesar de la implementación de medidas de mitigación por parte de AFINIA en la subestación El Banco 110 kV, el CND sigue instruyendo racionamientos por agotamiento de la red.
- Se llevarán a cabo reuniones de coordinación entre el CND y los Operadores de Red, ya que persisten las diferencias en algunos parámetros de la red. Esto ocasiona que algunas de las restricciones visualizadas por XM no las identifiquen los OR's.
- El CND alertó sobre posibles instrucciones de racionamiento en el departamento del Caquetá a partir del año 2024, ello por el agotamiento del corredor Altamira-Florencia-Doncello 115 kV. ELECTROCAQUETA comentó que solicitó a la Unidad subastar nuevamente este proyecto, ya que ellos no tienen el músculo financiero para ejecutarlo.

- Algunas de las alternativas planteadas por los Operadores de Red para reducir el nivel de cortocircuito implican el fraccionamiento de red. En este punto el CND y CNO llamaron la atención sobre el impacto de este tipo de acciones en la confiabilidad del SIN.
- Se sugirió a la UPME priorizar todos los proyectos propuestos para evitar Demanda No Atendida-DNA ante contingencias sencillas en circuitos radiales.
- Se advirtió por parte de ENEL que ya no se fabrican interruptores con capacidad de corto circuito mayor a 50 kA, en un nivel de tensión a 115 kV y frecuencia de 60 Hz.
- EMSA comentó que es urgente la definición, como criterio de conexión, el Short Circuit Ratio-SCR. Informó que la incorporación de varias plantas de generación basada en inversores en “colas” de su sistema están afectando la calidad de la potencia.
- El CND alertó sobre posibles atrapamientos de generación en la subárea Nordeste-Casanare, ya que se aprobó la conexión de varias plantas de generación sin supeditar las mismas a la futura subestación Alcaraván 230 kV y redes asociadas.
- DISPAC informó que recomendó a la UPME un nuevo punto de conexión a nivel de 230 kV en Quibdó, junto con una compensación capacitiva en Certegui 115 kV. Al respecto, la Unidad comentó que está evaluando esta alternativa de expansión.
- Se evidenció que varias de las restricciones identificadas por parte del CND se podrían eliminar con el cambio de Transformadores de Corriente-CT's.
- Finalmente, durante la jornada se identificó que existen dos (2) bases de datos del Sistema Interconectado Nacional-SIN; la que considera el CND en el marco de la Resolución CREG 083 de 1999, y la utilizada por la UPME según la Resolución CREG 075 de 2021. Por lo anterior, se recomienda al Consejo enviar comunicación a la CREG informando sobre esta situación.

18. MINENERGIA envió comunicación con observaciones a la metodología CNO para calcular la capacidad de regulación de las plantas hidroeléctricas. Se sugirió por parte del Ministerio una mesa de trabajo para analizar cada uno de sus comentarios.

19. Se invita a todos los Operadores de Red a participar en el Taller XM sobre la Circular CREG 063 de 2023, modelo de red de los SDL y factibilidad del despacho, que se llevará a cabo el 11 de octubre del año 2023.