

COMITÉ DE DISTRIBUCIÓN REUNIÓN No. 267	Bogotá, octubre 26 de 2021
---	-----------------------------------

1. Informe del Secretario Técnico.

El secretario técnico del Consejo Nacional de Operación - CNO le presentó al Comité de Distribución las actividades que se han venido desarrollando por parte del consejo, los temas más relevantes del informe fueron:

Administrativos:

- Del 30 de septiembre al 01 de octubre de 2021 se llevó a cabo la Jornada de Supervisión y Ciberseguridad del Consejo.
- El 7 de septiembre del 2021 se realizó la Jornada Académica del Subcomité de Plantas.
- En el Comité Legal se avanza en la identificación de los criterios y condiciones de elección de los nuevos miembros del Consejo, en cumplimiento de la Ley 2099 del 2021.
- Se entrega el presupuesto preliminar de funcionamiento CNO 2022 considerando la participación de 17 miembros según la Ley 2099.

Técnicos:

- El Comité de Distribución-CD del Consejo continúa con el seguimiento a la implementación de los Planes de los Operadores de Red, derivados de las acciones pendientes de los análisis de eventos del Sistema Interconectado Nacional-SIN. En la pasada reunión DISPAC, CELSIA, EMSA, EBSA, CEDENAR y ELECTROHUILA mostraron sus avances e indicaron las fechas estimadas para cumplir con sus planes.
- En el marco de las actividades encomendadas al grupo de trabajo conformado por el CND y los Subcomités de Controles y Análisis y Planeación Eléctrica, se culminaron los análisis acerca del impacto sistémico de implementar una curva VQ para el control de tensión por parte de los generadores basados en inversores. Los análisis del CND evidencian que, si bien hay una reducción de las reservas de potencia reactiva para el control de voltaje, bajo los supuestos considerados no se evidencian situaciones que puedan comprometer al SIN. Se envió comunicación por parte del grupo de trabajo para informar a la CREG los resultados obtenidos.
- En el marco del grupo de trabajo creado para cumplir con las tareas asignadas por la CREG en sus Artículos 19 y 34 de la Resolución 075 de 2021, el CND propuso una redacción para el Acuerdo del Consejo que instrumenta dichos artículos. El documento en este momento está siendo revisado y se espera próximamente convocar al grupo para tener la propuesta final del mismo.
- Se sugirió al CND considerar en sus estudios de Resiliencia y Flexibilidad el aporte de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER, para lo cual es necesario consolidar la información de

estos en el Comité de Distribución, priorizar y construir la formulación matemática de los indicadores (grupo de trabajo flexibilidad), y realizar las simulaciones para generar la información necesaria para su cálculo (CND).

- Próximamente se convocará a los Comités de Transmisión y Distribución para construir las minutas de los contratos estandarizados, que darían cumplimiento a la tarea asignada al CNO y CAC por el artículo 33 de la Resolución CREG 075 de 2021.
- El 16 de septiembre de 2021 se llevó a cabo la reunión de operación del área Caribe. Se acordó seguir haciendo seguimiento a la situación del área.
- Se envió a MINENERGÍA la comunicación relacionada con el seguimiento del radar de proyectos, y una comunicación a la CREG reiterando la solicitud del CNO de septiembre del 2019, sobre regular las situaciones operativas en las que se presenta demanda no atendida por agotamiento de red. También se reenvió la propuesta de abril de 2020 sobre las responsabilidades por la afectación de la demanda debido a la aplicación de la excepción prevista en la Resolución CREG 153.

2. Manejo riesgos infraestructura eléctrica – invierno.

Los operadores de Red le informaron al Comité de Distribución los siguientes planes de contingencia que tienen implementados para el manejo de los riesgos de la infraestructura eléctrica durante la época de invierno:

EBSA

- Debido a la entrada de proyectos de expansión se tiene una red mucho más enmallada, lo que permite más flexibilidad y tener tiempo suficiente para actuar ante los eventos que puedan ocurrir.

AFINIA

- Las zonas que se tienen identificadas que podrían estar más impactadas son la mojana y el sur de Bolívar.
- Se tiene un plan de renovación y refuerzo de estructuras en el STR asociados a los proyectos de inversión (Trabajo lento porque se tienen dificultades para el ingreso a las zonas debido a las inundaciones).
- Se tiene implementada toda la logística para el reporte de información de alerta en cada una de las zonas.
- Se reforzó el personal del centro de control para las zonas identificadas más afectadas con el invierno.
- Se tienen las brigadas (contratistas) para la atención oportuna de los daños.

CHEC

- Se reforzó el personal de campo y el centro de control.

- Se tienen identificados los comportamientos del servicio y el tiempo de desplazamiento para la asignación de los recursos, con el fin de tener una oportuna atención de los usuarios en cada zona.
- Se ha tenido una adecuada planeación de la infraestructura de la Red del STR y SDL (Nuevos proyectos de expansión en la Esmeralda, Enea y La Hermosa, lo que ha permitido tener una mayor suplencia a nivel de 33 kV).

EPM:

- Para el SDL se realizó la solicitud de presupuesto con el objetivo de tener más recursos para reforzar la atención de las contingencias.
- Basados en mapas de calor de los activos del SDL se identifican daños y se refuerza la atención.
- Se incrementaron las podas y la limpieza de los cárcamos en todas las subestaciones.
- Se cuenta con inventarios suficientes de transformadores, torres y equipos móviles para atender las contingencias.
- Se realizaron los estudios eléctricos de los planes de restablecimiento de la Red posibles.

CODENSA

- Se tiene coordinación con las entidades distritales (caso de Bogotá, Red de emergencias para realizar la coordinación de los recursos) y poder evitar inundaciones que ocasionen cortos circuitos.
- Se realizó alistamiento de equipos especiales para atender contingencias en la Red de Transmisión y Subtransmisión, reforzado con canastas para intervenciones en línea viva.
- Entrega de KIT a las cuadrillas para trabajo bajo lluvia en media tensión.
- Cancelación de vacaciones al personal de la sala de control.

CODENSA informó que las fallas identificadas en los equipos de telecomunicaciones de las empresas de celulares se deben a que estas estaciones no cuentan con equipos electrógenos de respaldo.

El Comité de Distribución le solicitó a CODENSA compartir en próximas reuniones las lecciones aprendidas de los trabajos bajo lluvia en media tensión.

DISPAC

- La operación en invierno es bastante crítica debido a que la Red se encuentra en zona selvática.
- El acceso a las zonas de las fallas es bastante crítico.
- Actualmente se tiene un paro minero, se tienen vías cerradas y no permiten el ingreso de las cuadrillas para atender los daños.
- Se cuenta con recursos para atender las fallas.

- La Red de DISPAC es muy afectada por las tormentas.
- Se realizó manejo de drenajes en las estructuras con riesgo de deslizamiento de la línea Quibdó El Siete T10 kV.
- La utilización de helicópteros para atender fallas no es posible porque la Red está en zona roja y adicionalmente no se cuenta con presupuesto.

AIR-E

- Fortalecimiento de las brigadas de atención de daños y el centro de control para afrontar la época de lluvia y vendavales.
- Reemplazo de líneas y cables de guarda en el SDL y STR asociados a la ejecución de los proyectos de inversión, lo que ha mejorado el servicio.

ELECTROHUILA

- Implementación de cables semiaislados.
- Contratación de termografía para los sectores de mayor impacto por alta vegetación.
- Disponibilidad de contratación para realizar podas de vegetación en los sectores críticos.
- Disponibilidad de grúas de línea viva.
- Aumento de un turno en el centro de control.

CEDENAR

- Refuerzo de los grupos de mantenimiento de la zona pacífico.
- Ejecución de podas de vegetación en sectores críticos.
- Disponibilidad de grupos de línea viva para las zonas Centro, Sur y Pacífico.
- Se tiene dificultad en vías de acceso a los sitios de las fallas.
- Aumento de los canales de comunicación en las zonas rurales.

EMCALI

- Se tiene un plan de contingencia con alistamiento de los grupos de mantenimiento.
- Coordinación con los bomberos y con la DATMA para realizar la poda de árboles.
- Contratación permanente de poda de árboles.
- Implementación de cables semiaislados y energización de proyectos a nivel de T15 kV asociados al plan de inversión.

TRANSELCA

- Se tienen planes para el manejo de contingencias en los equipos de las subestaciones y las líneas de transmisión durante la época de invierno.

3. Presentación estandarización contratos de conexión proyectos clase 1 – Resolución CREG 075 de 2021.

El consultor designado por el CNO y el CAC le presentó al Comité de Distribución la estandarización que realizó de las minutas entregadas por los transportadores nacionales y regionales correspondiente a los contratos de conexión que utilizan para los proyectos clase 1, en cumplimiento de lo establecido en el parágrafo 3 del artículo 31 de la Resolución CREG 075 de 2021, se resalta lo siguiente:

- Se estandarizaron 6 minutas de contratos de conexión para proyectos clase 1 (minuta_str_mayor_capacidad_de_generacion_mc, minuta_str, minuta_transmision_mayor_capacidad_de_generacion_mc, minuta_transmision_temporal_mc, minuta_transmision y str_temporal).

Las minutas estandarizadas (6) se publicarán en la página web del CNO en revisión de documentos del Comité de Distribución para comentarios de los Operadores de Red hasta el mediodía del 9 de noviembre de 2021.

El plazo máximo para el envío de las minutas estandarizadas de los contratos de conexión para los proyectos clase 1 por parte del CNO y el CAC a la CREG es el día 21 de Noviembre de 2021.

4. Informe XM.

Se realizó por parte de XM la presentación del informe de la operación del SIN en el cual se incluyeron los siguientes temas:

- Variables energéticas (Evolución aportes, embalses, generación, comportamiento de la demanda de energía, importaciones y exportaciones de energía, generación térmica y evolución de las FERNC en lo que va corrido del año 2021).
- Indicadores de calidad de la Operación del SIN (Eventos transitorios de frecuencia, eventos de tensión fuera de rango, porcentaje de DNA programada, porcentaje de DNA no programada, Demanda No Atendida, calidad del pronóstico oficial de demanda de energía y Cantidad de desviaciones por MC mayores al 5% por periodo).

El indicador de calidad de la demanda de energía cumplió con el valor establecido para el mes de Septiembre de 2021.

El indicador de cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo por mercado de comercialización solo lo cumplieron los MC CODENSA, ANTIOQUIA, NARIÑO, PEREIRA, QUINDIO y CAUCA.

De acuerdo al criterio definido por el Comité de Distribución para realizarle seguimiento a este indicador, para la reunión del mes de noviembre los responsables de los pronósticos de la demanda de energía de los MC que deben presentar las dificultades que han tenido para su cumplimiento son: Drummond, Intercor, Emec, Arauca y Bajo Putumayo.

- Informe de calidad de los pronósticos de la demanda del SIN según lo establecido en el Acuerdo CNO 1303 (comparación de cálculos realizados con DR y DA).
- Informe Situación Eléctrica actual subáreas G.C.M. y Córdoba - Sucre

XM le presentó al Comité de Distribución la situación eléctrica actual de las Subáreas G.C.M. y Córdoba Sucre, se resalta lo siguiente:

Subárea G.C.M.

Se controla un límite máximo de 580 MW por los elementos de conexión de la subárea y se programa un número mínimo de unidades equivalentes para el soporte de las tensiones en el estado sin contingencias y ante la contingencia de uno de los circuitos del corredor Ocaña – La Loma – Copey 500 kV (Generación interna: Guajiras 1-2 y Termonorte).

La operación de la subárea es cada vez es más crítica debido a los consumos mayores de los usuarios regulados y no regulados, las altas temperaturas (Demanda en P21 ha estado en 744 MWh), la indisponibilidad por lo general de una de las unidades de Guajira por falla o por mantenimiento y la compleja operación de las unidades de Guajira y Termonorte debido al cumplimiento de sus parámetros técnicos, esto ha ocasionado que en algunos periodos del día no se pueda cumplir con el 10% de la reserva en la generación (El día 18 de Septiembre no fue posible programar Reserva), criterio establecido para mitigar los riesgos operativos de la subárea, información que se le ha estado reportando al CNO, AIR-E – Operador de Red de la Subárea y a la SSPD.

La situación mencionada ocasiona restricciones para la coordinación y programación de los mantenimientos en los activos de la Red de la Subárea G.C.M.

Subárea Córdoba Sucre

Actualmente se están presentando sobrecargas en estado normal de operación y ante contingencia N-1 de la línea Chinú – Boston 110 kV, lo que ha ocasionado alta programación de generación de seguridad en la subárea Bolívar con altos costos y durante la programación de mantenimientos cambios topológicos en la subestación Toluviejo 110 kV que dejan cargas radiales.

AFINIA ha realizado ajustes a los factores de distribución y potencia de las barras, pero esto no es suficiente porque la demanda de energía de la subárea continua aumentando.

Las soluciones estructurales a las sobrecargas de la línea Chinu Boston 1 110 kV en el Corto Plazo es la puesta en operación de la línea Chinu Boston 2 110 kV y en el mediano plazo la puesta en operación de la subestación Toluviejo 220 kV en Octubre del año 2023.

XM le solicitó al Comité de Distribución y al CNO revisar las alternativas viables para la entrada en operación de la línea Chinu Boston 2 110 kV, con el fin de aliviar las sobrecargas en estado estacionario y ante contingencias de la línea Chinu Boston 1 110 kV.

AFINIA manifestó que estaban estudiando alternativas de reubicación y tamaño de las estructuras de la línea Chinu Boston 2 110 kV, con el objetivo de optimizar espacio para que no se requieran los predios que no se han podido negociar.

El Comité de Distribución y el CNO acordaron programar una reunión extraordinaria el día 3 de noviembre de las 14:30 a las 15:30 horas para que AFINIA presente la situación actual y el cronograma de la entrada en operación de la línea Chinu Boston 2 110 kV.

- Seguimiento a los pronósticos de la demanda de energía del SIN y Acuerdo CNO 1303.
- Reporte DNA por actuación de ESPs
- Reporte a la SSPD por posibles incumplimientos regulatorios.

El Comité decidió tomar las siguientes acciones:

Enviarle comunicación al administrador del MC Emec debido a las desviaciones identificadas en los pronósticos de la demanda de energía durante los meses de Julio, Agosto y Septiembre de 2021.

Enviarle comunicación a los MC de las cargas conectadas al STN: TubosCaribe, Intercor, Cerromatoso, Cira Infanta y Drummond, debido a las desviaciones identificadas en los pronósticos de la demanda de energía durante los meses de Julio, Agosto y Septiembre de 2021.

Durante el mes de Septiembre de 2021, los mercados de comercialización que no cumplieron con la entrega del pronóstico oficial de demanda de energía semanalmente según lo establecido en el Acuerdo CNO 1303 fueron los siguientes: Guaviare y Emec, el CNO le enviará comunicación por incumplimiento del Acuerdo mencionado.

De acuerdo al criterio definido por el Comité de Distribución, los Mercados de Comercialización que no cumplieron con lo establecido en el Anexo 3, literal a del Acuerdo CNO 1303 durante los meses de Julio, Agosto y Septiembre fueron: Bajo Putumayo, Casanare, Cerromatoso, Emec, Guaviare, Putumayo y Tuluá.

El CNO les enviará comunicación por incumplimiento del Acuerdo.

"...a. Hacer un análisis detallado de las desviaciones presentadas y las acciones de mejora que emprenderán para evitar a futuro la situación que las originó, lo cual debe ser reportado al CND a más tardar el segundo día hábil siguiente a la publicación de las desviaciones, en el formato que éste defina..."

De acuerdo al criterio definido por el Comité de Distribución, los Mercados de Comercialización que no cumplieron con lo establecido en el Anexo 3, literal b del Acuerdo CNO 1303 durante los meses de Julio, Agosto y Septiembre fueron: Arauca, Cartago, Casanare, Cauca, Cerromatoso, Emec, Guaviare, Putumayo y Tuluá.

El CNO les enviará comunicación por incumplimiento del Acuerdo.

"... b. Modificar diariamente el pronóstico de demanda de energía para los próximos 7 días, contados a partir del día siguiente al reporte de desviación realizado por parte del CND, con la mejor estimación actualizada que posea y considerando los tiempos de publicación establecidos en el presente Acuerdo..."

De acuerdo al criterio definido por el Comité para evaluar el cumplimiento del literal C del Anexo 3 del Acuerdo CNO 1303, para el mes de Septiembre de 2021 los mercados de comercialización que cumplieron con este criterio y que deben presentar al Comité de Distribución la efectividad de los planes de acción reportados al CND son los siguientes: Emec, Drummond, CiraInfanta, Intercor, CórdobaSucre y TubosCaribe.

"...c. Informar al Comité de Distribución y al CNO la evaluación de la efectividad de las acciones de mejora reportadas al CND, mediante formato que defina el Comité de Distribución, dentro de los primeros 10 días calendario del mes siguiente al mes en el que se presentaron las desviaciones..."

XM le presentó al Comité de Distribución el estado del reporte de la demanda de potencia para los 24 periodos del día, a más tardar al tercer día calendario posterior a la operación correspondiente al mes de Septiembre de 2021, según lo establecido en los numerales 3.1 y 3.2 del Acuerdo CNO 1303.

De acuerdo al criterio definido por el Comité de Distribución, los Mercados de Comercialización que no cumplieron con el reporte de la demanda de potencia para los 24 periodos del día según lo establecido en los numerales 3.1 y 3.2 del Acuerdo CNO 1303 para los meses de Julio, Agosto y Septiembre fueron: Arauca, Cali, Casanare, Cerromatoso, Emec, Guaviare, Intercor, Meta, Putumayo y Rubiales.

El CNO les enviará comunicación por incumplimiento del Acuerdo.

"...Reportar al CND la demanda de potencia de todos los periodos del día registrada a más tardar al tercer día calendario posterior a la operación..."