

COMITÉ DE DISTRIBUCIÓN
REUNIÓN No. 310

Bogotá, febrero 27 de 2024

1. Seguimiento cumplimiento indicador cantidad de desviaciones de demanda mayores al 5% por periodo y por mercado de comercialización – Diciembre – TubosCaribe, Intercor, Drummond, Emec y GM.

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:

- El 9 de enero de 2024 se expidió la Circular 126, cuyo objeto es dar un plazo hasta el 30 de enero para que los agentes generadores, generadores exclusivos con FNCER, transmisores, distribuidores, demanda regulada y demanda no regulada soliciten ser invitados a las reuniones del CNO en el año 2024.

Técnicos:

- El pasado 27 de diciembre del 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 174, 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 Consejo envió comentarios a la Agenda Regulatoria de la CREG del 2024.

Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P. SPEC, informó que siendo las 4:30 pm del 10 de enero se presentó un evento técnico en la terminal de regasificación, lo que llevó a las entregas de gas a cero (0). Durante los primeros 30 minutos del evento y con el apoyo del transportador para el sostenimiento de las presiones en el gasoducto, el personal técnico de la terminal realizó unas maniobras con el fin de restablecer el servicio, sin embargo, las mismas no fueron satisfactorias. Calamarí informó que desde las 07:43 pm. de este día la terminal de regasificación retomó la entrega de gas, alcanzando el flujo máximo de 400 MPCD a partir de las 08:08 p.m. Esta información se reportó por parte del CNOGAS. Los responsables de los MCs Intercor, Emec y GM le presentaron al Comité de Distribución las causas por las cuales no cumplieron con el indicador cantidad de desviaciones de la demanda mayores al 5% por periodo y por mercado de comercialización para el mes de diciembre de 2023.

Se le solicitó al CNO enviarles comunicado a los representantes de los Mercados de Comercialización TubosCaribe (ISAGEN) y Drummond (Drummond Energy), indicándoles la importancia de su asistencia a las reuniones del Comité de Distribución a presentar los resultados del seguimiento de este indicador.

Evaluación efectividad acciones de mejora desviaciones pronósticos de demanda – diciembre de 2023 – MCs DrummondLoma, Intercor, Drummond, Boyacá y Bolívar Anexo 3 Literal C del Acuerdo CNO 1303.

Los agentes responsables de la elaboración de los pronósticos de la demanda de energía de los MCs Intercor³, Boyacá y Bolívar le presentaron al Comité de Distribución la evaluación de la efectividad de los planes de mejora enviados al CND, debido a las desviaciones presentadas durante el mes de diciembre de 2023, según lo establecido en el numeral 1.1 literal c del anexo 3 del Acuerdo CNO 1303.

2. Seguimiento implementación planes de acción definidos por los Operadores de Red Acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN - Acuerdo CNO 1617- DISPAC, CEO, ELECTROHUILA, EMCALI, EBSA y CEDENAR.

El Comité de Distribución realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN, según lo establecido en el Acuerdo CNO 1617.

3. Supuestos IPOEMPI –2024.

XM le presentó al Comité de Distribución los supuestos para la elaboración del Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo I 2024, no hubo comentarios.

4. Elaboración agenda plenaria operadores de Red.

El Comité de distribución inició la planeación de la plenaria de Operadores de Red que se realizará el día 30 de abril de 2024, los temas a tratar planteados preliminarmente son los siguientes:

- Limitación de suministro (XM - DPrO).
- Racionamiento Programado (XM-DPrO).
- Restablecimiento (Revisión XM)-DAO
- Acercamiento modelo de red en Digsilent (CELSIA).
- Proceso inserción DER en las redes de distribución del SDL (CELSIA).
- Asignación automática de brigadas para la atención de daños (CELSIA).

Se enviará una circular a todos los Operadores de Red desde el CNO solicitándoles temas para la plenaria de operadores de red que se realizará el 30

de abril y para las jornadas técnicas que se llevarán a cabo los días 23 y 24 de julio de 2024.

5. Seguimiento grupo de trabajo revisión meta indicador Demanda No Atendida No Programada 2024.

El grupo de trabajo conformado por las empresas EPM, CELSIA COLOMBIA y AIR-E le presentó al Comité de Distribución el análisis realizado y la propuesta de la meta para el indicador de Demanda No Atendida No Programada para el año 2024, lo más relevante fue lo siguiente:

- Se tomó la información estadística de una ventana móvil de 3 años (2021-2022-2023), la cual representa la evolución de la Demanda No Atendida por eventos no programados en el mediano y corto plazo.
- Con la ventana de información definida se revisaron los percentiles 50, 85 y 90 y un promedio de promedios, y se concluyó que la meta del indicador de Demanda No Atendida No Programada para el año 2024 podría ser la arrojada por el percentil 85 que fue de 0.042%, el indicador actual está en 0.05%.

El Comité de Distribución conceptualizó favorablemente la propuesta realizada por el grupo de trabajo conformado por las empresas EPM, CELSIA COLOMBIA y AIR-E de modificar la meta del indicador de Demanda No Atendida No Programada para el año 2024 a 0.042% y le recomendó al Comité de Operación y la plenaria del CNO su aprobación.

La propuesta de la meta del indicador se llevará informativa a los comités de Transmisión y Distribución.

6. Análisis de detalle desviación indicador de demandas noviembre - MCs CórdobaSucre, Atlántico, Bolívar, Cesar, Cali, GM, Huila y Tolima.

Los responsables de los MCs: CórdobaSucre, Atlántico, Bolívar, Cesar, GM, Huila y Tolima le presentaron al Comité de Distribución los análisis de detalle realizados a las desviaciones de los pronósticos de la demanda de energía ocurridos durante los días 9 y 10 de noviembre de 2023.

El representante del MC CALI (EMCALI) no realizó la presentación del análisis de la desviación del indicador de demandas para el mes de noviembre de 2023.

7. Presentación planes de acción Indicador recurrencia desconexiones activos STR por los O.R. Energaviare, Air-e, Cedenar, Enerca y Caribemar.

Los operadores de red AIR-E, ENERCA y CARIBEMAR le presentaron al Comité de Distribución los planes de acción a implementar con el objetivo de minimizar las recurrencias de las desconexiones de los activos de la red del STR (Indicador en prueba).

Los operadores de red Energuaviare y Cedenar no presentaron los planes de acción planeados con los que esperan mitigar las desconexiones recurrentes de circuitos en sus redes.

8. Seguimiento factores de potencia barras del SIN –enero.

XM le presentó al Comité de Distribución el seguimiento a las desviaciones del Factor de Potencia de las barras del SIN para el mes de enero de 2024, lo más relevante fue lo siguiente:

- Para el mes de enero se presenta una disminución de 1.7% en la cantidad de barras identificadas con un $FP < 0.9$ con respecto al mes de diciembre.
- Para el cierre del año 2023, se finalizó con una disminución de 13.1% (60) en las barras del SIN con el comportamiento del Factor de Potencia (FP) inferior a 0.9 con respecto a Marzo (mes inicio seguimiento).

XM le recomendó a los Operadores de Red que incrementaron la cantidad de barras identificadas con un $FP < 0.9$ revisar y establecer planes de acción efectivos de ajuste para dar cumplimiento a la regulación vigente (parágrafo 1 del artículo 3 de la Resolución CREG 047 de 2004).

9. Conclusiones jornada de restricciones del SIN.

El coordinador técnico del Consejo Nacional de Operación – CNO le presentó al Comité de Distribución las siguientes conclusiones de la jornada de restricciones del SIN realizada el día 21 de febrero de 2024:

- Algunas restricciones no son visualizadas por los Operadores de Red debido a las condiciones operativas que se gestionan a nivel del SDL. El modelaje de las redes de distribución reflejadas en el STR, junto con la conexión de los recursos distribuidos y las dinámicas asociadas a consignas operativas, son esenciales para la correcta identificación de las limitaciones del SIN.
- Varios Operadores de Red manifestaron que han solicitado a la UPME la aprobación de proyectos de expansión, los cuales deben ser priorizados y gestionados por la Unidad.
- La conexión de nuevos proyectos de generación basados en inversores ocasiona congestión a nivel del STR en varias áreas y subáreas del SIN (TOLIMA y ENERCA, por ejemplo). En este sentido, y considerando la reciente subasta del cargo por confiabilidad, se sugiere analizar prioritariamente potenciales escenarios de “atrapamiento” de la generación bajo el nuevo escenario de oferta de energía en firme.
- La situación que se proyecta en el corto/mediano plazo para la subárea Caquetá es crítica. Se visualizan eventos de Demanda No Atendida-DNA por el agotamiento de su red. Asimismo, el proyecto originalmente destinado para resolver esta problemática y que fue subastado por la UPME, fue declarado desierto. Por lo anterior y lo manifestado por el

Operador, en el sentido que la obra convocada no representa una verdadera solución, se sugirió a la Unidad y ELECTROCAQUETA reunirse lo más pronto posible.

- El operador de Red EBSA descartó riesgos en su red del STR por una eventual indisponibilidad de la generación de Termopaipa I, II y III.
- Se deben priorizar los cambios de los transformadores de corriente para incrementar la capacidad de transferencia en activos del STR.
- Respecto a las medidas de mitigación de las áreas críticas se resalta:
 - ✓ El Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS para la subárea Chocó-DISPAC ya fue avalado por el CND y se espera, después del concepto del SAPE, que el Operador de Red lo implemente lo más pronto posible. Con relación a la recuperación de las compensaciones capacitivas a nivel del SDL, imprevistos financieros de la compañía imposibilitaron cumplir con dicha medida el año inmediatamente anterior.
 - ✓ El grupo de seguimiento del área Oriental se citará la próxima semana, ya que al parecer la Unidad junto con MINENERGÍA ya definieron las medidas de mitigación de corto plazo (2024-2026) para esta fracción del Sistema.

ENEL COLOMBIA le solicitó al CNO enviar una comunicación con el resumen de la jornada realizada, indicando las obras que se requieren para mitigar las restricciones identificadas y su prioridad y adicionalmente solicitó que se revisará la metodología de cálculo de los niveles de corto circuito de las subestaciones del SIN.

Al respecto de la metodología utilizada para realizar el cálculo de los niveles de corto circuito de las subestaciones del SIN, el CNO manifestó que esta ya había sido definida hace varios años por el SAPE y revisarla nuevamente implicaría un retraso en las medidas concretas que se requieren llevar a cabo en las subestaciones identificadas.

10. Informe XM.

XM le presentó al Comité de Distribución los siguientes temas: Variables energéticas, Indicadores Operación del SIN, Indicadores de Calidad de los pronósticos de la Demanda de Energía del SIN, según lo establecido en el Acuerdo CNO 1303 durante el mes de enero (comparación de cálculos realizados con DR y DA), seguimiento al comportamiento de los pronósticos de la demanda de energía del SIN, agentes que no realizaron el reporte semanal del pronóstico de la demanda de energía los días viernes, seguimiento a las desviaciones diarias por mercado de comercialización para el mes de enero, seguimiento de las actualizaciones realizadas por los agentes diariamente durante el mes de enero, evaluación de la aplicación del Acuerdo CNO 1303, cumplimiento literal C Anexo 3 Acuerdo CNO 1303, el reporte de la demanda de potencia para los 24 periodos del día a más tardar al tercer día calendario posterior a la operación, reporte DNA

ocasionada por la actuación de los ESPs y la actualización de los factores de Distribución y Potencia – Acuerdo CNO 1303.

11. Seguimiento comunicación concepto CREG -factor de potencia.

Todavía no se tiene respuesta de la CREG a la solicitud de concepto realizada.

12. Cuantificación de la contribución de los DER a la flexibilidad del SIN y modelos equivalentes en redes de distribución (temas complementarios).

Se creó grupo de trabajo del CD integrado por: CELSIA, ESSA, AIR-E, ENEL COLOMBIA, EPM, CHEC, CNO y XM, con el objetivo de revisar el tema con el subcomité de controles, quedo pendiente la coordinación de la primera reunión.

Con respecto a este tema se tendrá un estudio de la Universidad de Antioquia.