

COMITÉ DE DISTRIBUCIÓN REUNIÓN No. 307	Bogotá, diciembre 18 de 2023
---	-------------------------------------

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:

Se enviarán las comunicaciones a los miembros del CNO en el 2024, de designación de sus representantes principal y suplente ante el CNO, los Comités y Subcomités.

Técnicos:

El pasado 22 de noviembre del 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 172, 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.

CEO envió comunicación al Consejo informando sobre las pérdidas a nivel del STR que están experimentando debido a los niveles actuales de transferencias hacia el Ecuador.

El Consejo se reunió con el contratista asesor de la UPME, Andrei Romero Grass, para analizar y suministrar la información disponible de cara a la formulación de los términos de referencia y especificaciones de los Compensadores Síncronos que se instalarán a nivel de STR en el área Caribe.

CELSIA comunicó al CNO sobre los bloqueos y “tomas” de la infraestructura eléctrica y energética, específicamente la subestación Pailón 115 kV y la central Salvajina. Por lo anterior, se sugiere al CNO enviar una comunicación sobre los riesgos para la operación del SIN que esta situación representa, incluyendo la condición de las áreas y subáreas críticas, y la incertidumbre asociada a la materialización de los planes de acción enviados el 4 de septiembre del año en curso a MINENERGÍA.

Se llevó a cabo la primera reunión del grupo EDAC-DER, donde se definieron los objetivos del mismo.

Se recibieron 49 respuestas de los agentes generadores, transmisores, distribuidores y el operador del Sistema a la Encuesta CNO “Avances implementación-guía de ciberseguridad 1º semestre 2023”, con corte al 24 de noviembre del año en curso. Los resultados se presentarán en la reunión del Comité de Ciberseguridad del mes de diciembre.

Durante el 2023 se han dado 133 instrucciones de racionamiento en el área Caribe por agotamiento de su red del STR. La entrada completa del proyecto La Loma 110 kV, disminuirá las solicitudes de eventos de Demanda No Atendida-DNA por parte del CND en el corto plazo.

Se expidió el proyecto normativo de MINENERGÍA “por la cual se modifica la Resolución número 40619 del 14 de octubre de 2023”, que permite las exportaciones hacia el Ecuador con plantas térmicas despachadas centralmente que no se requieran para cubrir la demanda nacional.

2. Seguimiento cumplimiento indicador cantidad de desviaciones de demanda mayores al 5% por periodo y por mercado de comercialización octubre Drummond, Intercor, TubosCaribe, Bajo Putumayo y Emec.

Los responsables de los MCs Drummond, Intercor, TuboCaribe y Emec 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 octubre de 2023, lo más relevante fue lo siguiente:

MC INTERCOR

Causa: Se presentaron cambios en la producción.

Acción de mejora: presentaron cambios en la producción y por ende las desviaciones superan el límite establecido, sin embargo, GECELCA se encuentra evaluando las condiciones operativas, para determinar la dinámica de la misma, así como la metodología más adecuada para pronosticar la demanda del área en cuestión.

Conclusión: GECELCA se encuentra realizando revisiones de los modelos para la predicción de la demanda del CERREJÓN, para tratar de reflejar, en la medida de lo posible, el comportamiento de la demanda de CERREJÓN El proceso de producción de Cerrejón involucra variables exógenas como lo son variables climáticas, condiciones socio políticas e imprevistos en la operación.

MC DRUMMOND

Causa: Se presentó una desviación en el pronóstico debido a una disminución en el flujo de trenes que aumentaron el descargue de los trenes y la operación en Puerto.

Acciones de mejora a implementar: Se está trabajando en conjunto para validar la metodología de pronósticos que utiliza DRUMMOND, se está trabajando en la macro que utilizan ajustando a los porcentajes de demanda por tonelada despachada, actualizaran la información con los datos del último año para recalculan los porcentajes de desviación, la desviación promedio horario de los últimos seis meses, este será el input para el cálculo de porcentajes de la matriz de DRUMMONDMY.

Evaluación Efectividad Acciones de Mejora Implementada.

ISAGEN informó al Comité de Distribución que, a partir del 15 de diciembre de 2023, los pronósticos de la demanda de drummond los seguirá realizando Drummond Energy.

MC TUBOSCARIBE

Causa: Se presentó una diferencia en la producción de la planta sobre la cantidad de toneladas planeadas y la cantidad de toneladas producidas.

Acción por implementar: Se está trabajando en conjunto validando la metodología de pronósticos que utiliza DRUMMOND, se está trabajando en la macro que utilizan ajustando a los porcentajes de demanda por tonelada despachada, actualizaran la información con los datos del último año para recalculan los porcentajes de desviación, la desviación promedio horario de los últimos seis meses, este será el input para el cálculo de porcentajes de la matriz de DRUMMONDMY.

MC EMEC

Causa: Se presentó falla en una de las fronteras.

Acción Por Implementar: Corrección de la medida en la frontera.

3. 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, lo más relevante fue lo siguiente:

DISPAC

Reportó 40 acciones pendientes de cierre, se tiene información ya consolidada para el cierre masivo de 20 acciones que serán gestionadas hoy 18 de diciembre de 2023 en GAO, manifestaron dificultades con el internet para gestionar las mismas este fin de semana. Para el cierre de las otras 20 acciones notificaron que cuentan con un nuevo contrato de gestión, están en el empalme entre contratistas, por lo tanto, esperan para la segunda semana de enero de 2024 adelantar el trámite para el cierre de 10 acciones más. Y para el mes de enero gestionar las solicitudes de cierre de las demás acciones restantes.

Además, presentaron el plan acción y expansión para mejorar la confiabilidad de la red de DISPAC del 2023-2030, el cual fue socializado con las autoridades competentes, y que incluye entre otros elementos, la instalación de una compensación dinámica tipo SVC.

Así mismo, se compartió el esquema suplementario por bajas tensión que se presentó a XM, el cual ya cuenta con el visto bueno y que se espera socializar en el SAPE de enero del 2024.

En cuanto a trabajos por expansión de red del STR indicaron las diferentes actividades que se vienen realizando de inversiones en servidumbre de redes y adecuaciones de instalaciones.

DISPAC presentó el 7 de diciembre al sector el plan de expansión y las obras de mitigación en el marco del Plan que se viene trabajando. Por parte de XM se indicó que se quedaba a la espera de la gestión del cierre de acciones con su adecuado soporte en la plataforma GAO.

ELECTROHUILA

El agente reportó que se sigue con las mismas 7 acciones pendientes, como novedad reportaron que ya cuentan con contrato de gestión (192/2023). El proveedor del contrato manifiesta dificultad para el cierre de las acciones de la subestación El Bote 115 kV para el mes de diciembre, por lo que el proveedor propone fecha de enero de 2024.

Para las subestaciones Sur y Seboruco se está gestionando con el proveedor del contrato la validación de las protecciones con fecha propuesta enero de 2024.

Para la subestación HOBOS se solicitó garantía con el proveedor SEL, adjuntando soportes realizados con ayuda de HITACHI.

XM espera que la gestión de cierre de las acciones se puede realizar en los tiempos indicados ya que las mismas llevan bastante tiempo vencidas, y es importante el cierre, ELECTROHUILA indica ser consciente y está en las gestiones para el cierre.

EMCALI

Cuenta con 5 acciones vencidas, notificó que gestionó la solicitud de finalización de 2 acciones y reprogramación de 3 acciones. Manifiestan problemas con GAO ya que no le permite ver el motivo del rechazo de la solicitud de cierre, esto para las acciones con ID 132 y ID130. Para las 3 acciones restantes, notifica la necesidad de compra de equipos el cual tienen contemplado ejecutar para 2024.

XM manifestó que las solicitudes de cierre deben estar acompañado con el adjunto correspondiente que soporten la ejecución de las actividades que permitan cerrar las acciones. XM recalco que se tienen 6 acciones en GAO, manifiesta discrepancia con la información (5 acciones según EMCALI) y se solicita reunión con personal encargado de EMCALI, el Ing. Alexander Labrador e Iván Moran. Reunión para el jueves 21 de diciembre a las 10:00 de la mañana.

XM también informó que en los análisis de los eventos EMCALI no está suministrando la información en los tiempos establecidos del acuerdo. EMCALI está al tanto con los incumplimientos, reportó inconvenientes para cargarlos a tiempo. En este tema desde la SSPD se solicitó compartir estos incumplimientos, XM manifestó que se carga un archivo mensual consolidando con los posibles incumplimientos de los agentes, identificados en los análisis de los eventos en el portal de intercambio de información con la SSPD.

EBSA

Cuentan con 11 acciones pendientes, notificó que tiene planeado una reunión con el proveedor para las acciones sobre la 87B de Belencito 115 kV. Además, se comprometió para la próxima semana con el cierre de tres acciones (ID ACCIÓN 728, 702 y 771).

Para el cierre de las acciones ID 729 y 795 (BL Belencito a Suamox), están a la espera de una nueva versión de firmware de los relés para llevar a cabo pruebas de polarización por parte de Siemens. Esperan cerrar cinco acciones adicionales basándonos en estos resultados. En enero de 2024, planean finalizar las acciones relacionadas con la Subestación San Antonio de 115 kV.

Para el próximo CD esperan tener 6 acciones pendientes. Cuatro acciones asociadas Subestación Paipa las cuales esperan cerrar con la modernización que adelantarán. Para las dos restantes en San Antonio, tienen previsto cerrar la acción 612 mediante la implementación del esquema 50 BF en una instalación de una 87B en San Antonio. En cuanto a la acción 390, están programando una reunión con XM para obtener claridad, dado que la BL ha demostrado un correcto desempeño en eventos similares.

CEDENAR y CEO

No asistieron. De parte de XM, se indicó que para el primero se vienen adelantando EACP que espera resuelvan algunos temas de acciones pendientes,

aunque se espera la solicitud formal del cierre de acciones por parte del agente con su respectivo soporte. En el caso de CEO no se tienen solicitud de cierre de acciones a la fecha.

4. Supuestos informe planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo y largo plazo IPOEMPMIV 2023 e IPOELP I 2024.

XM le presento al Comité de Distribución los siguientes supuestos para la elaboración de los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo y Largo Plazo IPOEMP IV 2023 e IPOELP I 2024.

Supuestos IPOEMP IV 2023:

- Condición de red (topología) a 01 de noviembre 2023.
- Proyectos de transmisión: con FPO hasta 31 de diciembre 2024.
- Proyectos de generación: con FPO hasta 31 de diciembre 2024 y que cumplan al menos una de estas características:
 - Iniciaron tramites bajo el acuerdo CNO 1460.
 - Tienen garantías bancarias.
 - Tienen obligaciones tanto OEF como CLPE.

Demanda: a partir de la proyección de la UPME, con factores de distribución de pronósticos actuales de los agentes o actualizados oficialmente al CND. Estimación de demanda Max, Med y Min para todo el 2024.

Supuestos IPOELP I 2024:

- Proyectos transmisión: con FPO entre 01/01/2025 hasta 31/12/2027
- Proyectos generación: con FPO entre 01/01/2025 hasta 31/12/2032 y cumplan al menos una de estas características:
 - Iniciaron tramites bajo el acuerdo CNO 1460.
 - Tienen garantías bancarias.
 - Tienen obligaciones tanto OEF como CLPE.

Demanda: a partir de la proyección de la UPME, con factores de distribución de pronósticos actuales de los agentes o actualizados oficialmente al CND. Estimación de demanda Max, Med y Min entre los años 2025-2034.

5. Evaluación efectividad acciones de mejora desviaciones pronósticos de demanda octubre de 2023 MCs – MCs TubosCaribe, Drummond, DrummondLoma, Intercor, Bolívar, Celsia y Rubiales, 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 TubosCaribe, Drummond, Intercor, Bolívar, Celsia y Rubiales, 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 octubre de 2023, según lo establecido en el numeral 1.1 literal c del anexo 3 del Acuerdo CNO 1303.

MC INTERCOR

Causa: Se presentaron cambios en la producción.

Acción de mejora: presentaron cambios en la producción y por ende las desviaciones superan el límite establecido, sin embargo, GECELCA se encuentra evaluando las condiciones operativas, para determinar la dinámica de la misma, así como la metodología más adecuada para pronosticar la demanda del área en cuestión.

Conclusión: GECELCA se encuentra realizando revisiones de los modelos para la predicción de la demanda del CERREJÓN, para tratar de reflejar, en la medida de lo posible, el comportamiento de la demanda de CERREJÓN. El proceso de producción de Cerrejón involucra variables exógenas como lo son variables climáticas, condiciones socio políticas e imprevistos en la operación.

MC DRUMMOND

Causa: Se presentó una desviación en el pronóstico debido a una disminución en el flujo de trenes que aumentaron el descargue de los trenes y la operación en Puerto.

Acciones de mejora a implementar: Se está trabajando en conjunto para validar la metodología de pronósticos que utiliza DRUMMOND, se está trabajando en la macro que utilizan ajustando a los porcentajes de demanda por tonelada despachada, actualizaran la información con los datos del último año para recalcular los porcentajes de desviación, la desviación promedio horario de los últimos seis meses, este será el input para el cálculo de porcentajes de la matriz de DRUMMONDMY.

Evaluación Efectividad Acciones de Mejora Implementada.

ISAGEN informó al Comité de Distribución que, a partir del 15 de diciembre de 2023, los pronósticos de la demanda de drummond los seguirá realizando Drummond Energy.

MC TUBOSCARIBE

Causa: Se presentó una diferencia en la producción de la planta sobre la cantidad de toneladas planeadas y la cantidad de toneladas producidas.

Acción por implementar: Se está trabajando en conjunto validando la metodología de pronósticos que utiliza DRUMMOND, se está trabajando en la macro que utilizan ajustando a los porcentajes de demanda por tonelada despachada, actualizaran la información con los datos del último año para

recalcular los porcentajes de desviación, la desviación promedio horario de los últimos seis meses, este será el input para el cálculo de porcentajes de la matriz de DRUMMONDMY.

MC BOLÍVAR

CAUSA: Variaciones climáticas.

Acción por implementar: Realización de actualizaciones diarias de los pronósticos de la demanda de energía.

MC CELSIA

Causas: El servicio de meteorología presentó resultados muy bajos para el mes de octubre.

El mes de octubre presento mucha variabilidad en la temperatura, situación que afecto los procesos de la autogeneración y cogeneración.

Plan de acción: Se hablo con el proveedor del servicio para que revisará la incongruencia presentada.

MC RUBIALES

Causas:

- No se presentó generación en TermoEBR y termo Rubiales, los consumos desde las bahías de Chivor Aumentaron.
- Se presento generación en TermoEBR y Termo Rubiales.
- Cambios en la generación en TermoEBR y Termo Rubiales.

Acción de mejora: Se realizó el cargue de la renominación del pronóstico y reuniones periódicas donde el cliente nos comparte la planeación de proceso productivo, así como posibles contingencias en la producción que nos ayudan a pronosticar de forma más acertada.

Conclusión: Se presentaron novedades no programadas generando cambios en los consumos y por ende las desviaciones superan el límite establecido. El representante del MC DrummondLoma no realizó la presentación de evaluación de la efectividad de los planes de mejora enviados al CND.

6. Informe verificación de la información del EDAC reportada 2023 – Acuerdo CNO 1059.

XM le presentó al Comité de Distribución los resultados de la verificación de la información y las pruebas del EDAC reportada por los Operadores de Red para el año 2023, según lo establecido en el Acuerdo CNO 1059.

El Comité de Distribución acordó enviar las siguientes comunicaciones:

- Enviarle comunicación a: EMPRESA DE ENERGIA ELÉCTRICA DPTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P., EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. y EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A. E.S.P., por no haber enviado la información en cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo CNO 1059.
- Enviarle comunicación a: EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P. y EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P., por haber enviado la información incompleta para los mercados de comercialización Casanare y Pereira, de acuerdo con lo establecido en el Acuerdo CNO 1059.
- Enviarle comunicación a: EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P., y EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P., por error identificado en la implementación del df/dt para los mercados de comercialización Antioquia y Choco, de acuerdo con lo establecido en el Acuerdo CNO 1059.
- Enviarle comunicación a: CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. y EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P., por no tener implementada la etapa 7 del EDAC para los mercados de comercialización planeta y Bajo Putumayo, de acuerdo con lo establecido en el Acuerdo CNO 1059.
- Enviarle comunicación a: ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P. y EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P., por no tener implementada la etapa 8 del EDAC para los mercados de comercialización Caquetá y Putumayo, de acuerdo con lo establecido en el Acuerdo CNO 1059.

7. Plan de acción desviación indicador de demandas para el mes de octubre.

Considerando el análisis de detalle que presentó XM en la reunión ordinaria 306 del Comité de Distribución realizada el 28 de noviembre sobre la desviación del indicador de demandas para el mes de octubre, se acordó que los responsables de los pronósticos de la demanda de energía de los MCs Atlántico, GM, Bolívar y Celsia, deben presentar en la reunión de enero de 2024 los análisis de detalle de las causas de las desviaciones más altas identificadas para los días octubre 4, octubre 25 y octubre 26.

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

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 noviembre de 2023, lo más relevante fue lo siguiente:

- Para el mes de noviembre, disminuyeron las barras con FP < 0.9 con respecto a octubre.
- Desde el mes de agosto, no se presentan barras con comportamientos inferiores a 0.7 en su F.P.

Con respecto a la disminución que ha tenido este indicador en el tiempo, XM informó que el éxito de este han sido las actualizaciones del Factor de Potencia que han realizado los Operadores de Red.

El Comité de Distribución conformó un grupo de trabajo integrado por: CELSIA, EPM, ENEL COLOMBIA, XM y CNO, con el fin de analizar la metodología, implicaciones y acciones esperadas de este seguimiento.

El grupo de trabajo se reunirá el 15 de enero de 2024 de las 14:00 a las 16:00 horas.

El Comité de distribución acordó que EPM, CELSIA y ENEL COLOMBIA elaborarán una propuesta de solicitud de concepto para la CREG, sobre cómo se interpreta la responsabilidad que tienen los Operadores de Red en la medición del Factor de Potencia, como usuarios finales o como usuarios de servicios públicos domiciliarios, la comunicación se presentará al Comité en la reunión de enero de 2024.

9. Seguimiento indicador recurrencia desconexiones activos STR.

XM le presentó al Comité de Distribución los resultados del indicador en prueba de recurrencia de desconexiones de los activos del STR con corte a noviembre de 2023, los Operadores de Red que presentan activos con mayores desconexiones en el periodo de análisis deben presentar en las reuniones de enero, febrero y marzo un plan de acción que mitigue los eventos en estos activos y con el cual se logre disminuir la ocurrencia de demanda no atendida-DNA.

Los operadores de red que presentan activos con mayores desconexiones en el periodo de análisis con DNA y que deben presentar en las reuniones de enero, febrero y marzo de 2024 del Comité de Distribución un plan de acción que mitigue la ocurrencia de estos eventos son: Energuaviare, Air-e, Cedenar, Enerca, Caribemar, Emsa, Dispac, Ebsa, Essa y Enelar.

Este será un indicador del CNO para el año 2024, y tendrá una periodicidad de seguimiento trimestral.

10. Informe XM.

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

- Variables energéticas (Evolución aportes, embalses, comportamiento de la demanda de energía, importaciones y exportaciones de energía y generación térmica en lo que va corrido del año 2023).
- 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 de la oferta de disponibilidad de las plantas NDC, Participación PNDC en la generación total del SIN, Indicador de calidad del pronóstico

oficial de demanda de energía, Cantidad de desviaciones por MC mayores al 5% por periodo e indicador de calidad de la supervisión).

El indicador de calidad de la demanda de energía superó el valor establecido para el mes de noviembre de 2023, XM presentó el análisis de detalle y el Comité de Distribución acordó que los responsables de los MCs: CordobaSucre, Atlántico, Bolívar, Cesar, Cali, GM, Huila y Tolima, deben presentar sus análisis en la reunión del mes de enero de 2024.

El indicador de cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo por mercado de comercialización solo lo cumplieron los MCs Codensa, oxy y Nariño.

De acuerdo con el criterio definido por el Comité de Distribución para realizarle seguimiento a este indicador, para la reunión del mes de enero de 2024 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: TubosCaribe, Drummond, Intercor, Emec y 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).
- Seguimiento a los pronósticos de la demanda de energía del SIN y Acuerdo CNO 1303.
- Reporte a la SSPD por posibles incumplimientos regulatorios.
- Reporte DNA por actuación de ESPs.
- Actualización Factores de Distribución y Potencia - Acuerdo CNO 1303.

El Comité decidió tomar las siguientes acciones:

- Enviarles comunicación a los administradores de los mercados de comercialización Boyacá, Bolívar, Planeta, Cesar y Putumayo, debido las desviaciones identificadas en los pronósticos de la demanda de energía durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2023.
- Enviarles comunicación a los MC de las cargas conectadas al STN: San Fernando, Rubiales, TubosCaribe, Drummond, Intercor y DrummondLoma, debido a las desviaciones identificadas en los pronósticos de la demanda de energía durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2023.
- Durante el mes de noviembre el siguiente mercado de comercialización no cumplió la entrega del pronóstico de demanda de energía semanalmente, según lo establecido en el Acuerdo CNO1303: Guaviare.
- De acuerdo con el 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 septiembre, octubre y noviembre de 2023 fueron: Bajo Putumayo, Casanare, Drummond, TubosCaribe, Intercor y Putumayo.

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 con el 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 septiembre, octubre y noviembre de 2023 fueron: Drummond, Huila, Cesar, Intercor, DrummondLoma, Boyacá, Rubiales, San Fernando, Atlántico, Casanare, Cartago y Putumayo.

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 con el criterio definido por el Comité para evaluar el cumplimiento del literal C del Anexo 3 del Acuerdo CNO 1303, para el mes de noviembre de 2023 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: Putumayo, Intercor, Drummond, DrummondLoma, Cesar y Rubiales.

"...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 noviembre de 2023, según lo establecido en los numerales 3.1 y 3.2 del Acuerdo CNO 1303.

De acuerdo con el 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 septiembre, octubre y noviembre de 2023 fueron: Guaviare, Oxy, CiralInfanta, Meta y Putumayo.

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..."

- Enviarle comunicación a los agentes representantes de los Mercados de Comercialización que no cumplieron con la actualización de los factores de Distribución y Potencia para el mes de noviembre, según lo establecido en el Acuerdo CNO 1303, los cuales fueron: Arauca, Bajo Putumayo, Bolívar, Caldas (CHEC), Cartago, Casanare, Celsia, Cesar, CordobaSucre, Emec, GM, Guaviare, Meta, Nariño, Pereira, Planeta, Putumayo, Quindío, Tolima y Tuluá.

"...Las empresas responsables del pronóstico de la demanda reportarán al CND los valores característicos de los parámetros evaluados como mínimo cada 2 meses (a más tardar el último día hábil de los meses: enero, marzo, mayo, julio, septiembre y noviembre), o con mayor periodicidad si lo consideran necesario..."

II. Varios.

Definición fecha reunión Comité de Distribución enero 2024

La próxima reunión ordinaria del Comité de Distribución se realizará el día 23 de enero de 2024.