

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:

A la fecha han aceptado ser invitados a las reuniones del CNO las empresas TERMONORTE, EBSA y PRIME.

Técnicos:

Se continúan realizando las reuniones del CACSSE semanalmente, con el fin de monitorear la situación actual de fenómeno niño.

Se viene anticipando la fase neutral (probabilidad del 79 %), para luego rápidamente entrar a un fenómeno de la Niña en el segundo semestre de 2024, cuya probabilidad de ocurrencia es del 55 % (IDEAM).

La planta Portón del Sol de 102 MW está en operación comercial, constituyéndose en el primer parque fotovoltaico despachado centralmente que cumpliría la totalidad de los requisitos de la Resolución CREG 060 de 2019.

Los intercambios con Ecuador se están dando según el mecanismo TIES. Inclusive en algunos momentos Colombia ha importado energía desde el vecino país.

Se expidió la Resolución CREG 101 034 de 2024, la cual establece las condiciones y disposiciones temporales para la entrega de excedentes de generación al SIN. La SSPD indicó que seguirá vigilando los planes de inversión de cada Operador de Red y Transportador.

Se expidió la Resolución CREG 101 035, la cual estableció que el factor de potencia capacitivo o en adelanto (coseno phi capacitivo) de un usuario deberá ser igual o superior a 0.90 para usuarios de los niveles de tensión I y II, igual o superior a 0.95 para usuarios en el nivel de tensión III, e igual o superior a 0.98 para usuarios en el nivel de tensión IV.

Se envió comunicación a la CREG solicitando concepto sobre las facultades del CND para hacer seguimiento al factor de potencia en el STR. Adicionalmente, se preguntó al regulador si las barras del STR se pueden entender como “instalaciones”. La carta está disponible en la página web del Consejo.

Se publicó por parte de la CREG la Circular 014 de 2024. En ella se definen los pasos a considerar por parte de los Operadores de Red y los Usuarios Autogeneradores a Gran Escala-AGGE en aplicación de la Resolución CREG 101 034 de 2024.

2. Seguimiento indicador cantidad desviaciones de demanda mayores al 5% por periodo y por Mercado de Comercialización y evaluación efectividad acciones de mejora - enero de 2024.

Seguimiento cumplimiento indicador cantidad de desviaciones de demanda mayores al 5% por periodo y por mercado de comercialización – enero 2024 – TubosCaribe, Intercor, Drummond, Emec y Bajo Putumayo.

Los responsables de los MCs TubosCaribe, Intercor, Drummond 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 enero de 2024, lo más relevante fue lo siguiente:

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 TUBO CARIBE, se está trabajando en la macro que utilizan ajustando los porcentajes de demanda por tonelada despachada, actualizaran la información con los datos del último año para recalcular los porcentajes de desviación.

ISAGEN informó al Comité de Distribución que ellos son los representantes de la carga Ternium.

MC INTERCOR

Causa

- Se presentaron cambios en la producción.

Acción de mejora

- Se 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 esta, 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

- Durante el periodo del 1 al 31 de enero, se registraron un total de 21 eventos donde se generaron desviaciones mayores al 5% con respecto al pronóstico.
- Durante este periodo de tiempo, tuvimos que realizar diferentes ajustes y pruebas tanto en la conexión física, como al proceso de reportes. Encontramos que la ecuación que estaba cargada en el aplicativo GID-MORE no estaba ajusta y tuvimos que trabajar de la mano con el CND para realizar los ajustes necesarios.

Acción de mejora

- Revisamos con el CND los cálculos de los errores, se corrigió la ecuación, se implementó un software de proyección de demanda, para ser más precisos.

MC EMEC

Causa

- Desviaciones de la demanda de las cargas de la universidad del cauca y la empresa empaques del cauca.

Acción de mejora

- Incorporación de datos externos: Utiliza información adicional, como datos meteorológicos, feriados, eventos especiales, comportamiento de la producción, para mejorar la precisión del pronóstico.

- Seguimiento a reportes del CGM: Ajuste al proceso de seguimiento de reportes realizado por CGM.

Evaluación efectividad acciones de mejora desviaciones pronósticos de demanda – enero de 2024 – MCs Inercor, Drummond, DrummondLoma, San Fernando, Boyacá y Putumayo, 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 Inercor, Drummond, DrummondLoma, San Fernando y Boyacá 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 enero de 2024, según lo establecido en el numeral 1.1 literal c del anexo 3 del Acuerdo CNO 1303. lo más relevante fue lo siguiente:

MC INTERCOR

Causa

- Se presentaron cambios en la producción.

Acción de mejora

- Se 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 esta, 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 SAN FERNANDO

Justificaciones

- Mantenimientos programados Unidad Termosuria 2.
- Interrupciones no programadas en línea Reforma San Fernando 230 kV.
- Mayor demanda de energía importada por aumento en la demanda de los campos de producción de petróleo.

Acciones de mejora

- Se ajustó proyección de demanda de energía y se modificó el pronóstico.

- 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 MC San Fernando.

Conclusión

- GECELCA se encuentra realizando revisiones de los modelos para la predicción de la demanda de San Fernando para tratar de reflejar, en la medida de lo posible, el comportamiento de la demanda. El proceso de producción de San Fernando involucra variables exógenas como lo son variables climáticas e imprevistos en la operación.

MC DRUMMOND

Causa

- Durante el periodo del 1 al 31 de enero, se registraron un total de 21 eventos donde se generaron desviaciones mayores al 5% con respecto al pronóstico.
- Durante este periodo de tiempo, tuvimos que realizar diferentes ajustes y pruebas tanto en la conexión física, como al proceso de reportes. Encontramos que la ecuación que estaba cargada en el aplicativo GID-MORE no estaba ajusta y tuvimos que trabajar de la mano con el CND para realizar los ajustes necesarios.

Acción de mejora

- Se revisaron con el CND los cálculos de los errores, se corrigió la ecuación, se implementó un software de proyección de demanda, para ser más precisos.

MC DRUMMODLOMA

Causa

- Durante el periodo del 1 al 31 de enero, se registraron un total de 21 eventos donde se generaron desviaciones mayores al 5% con respecto al pronóstico.
- Durante este periodo, la estrategia de procura de energía consistió en la compra de Gas, para la autogeneración a gran escala, alterando considerablemente nuestra demanda del STN todos los días.

Acción de mejora

- Analizamos detalladamente la operación durante el mes, ya que fue la primera vez que la demanda era atendida mayoritariamente por auto generadores y en menor medida por el STN. Al finalizar el mes logramos una mejoría considerable en los pronósticos de demanda.

MC BOYACÁ

Causa

- Desviación de las cargas industriales Diaco y Sidenal.

Acciones de mejora

- seguimiento diario a las desviaciones de la proyección de la demanda para el MC-Boyacá y ajuste diario al pronóstico de la demanda.

Los responsables de los Mercados de Comercialización Bajo Putumayo y Putumayo no asistieron a la reunión.

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

De las 40 acciones pendientes de cierre, incluidas recomendaciones procedimentales, durante el período febrero – marzo se cerraron efectivamente 12 acciones, quedando pendientes 28 acciones.

DISPAC manifiesta al Comité el compromiso de continuar con el plan de acción para lograr el cierre de las mismas.

Las solicitudes de cierre correspondieron a los números 709, 710, 711, 712 y 713, para 13 eventos de 12 acciones pendientes de cierre.

XM confirmó un cierre importante de acciones por parte de DISPAC, sin embargo, llama la atención la identificación de nuevos hallazgos (direccionalidades, tele protección) en eventos recientes, lo que deja al descubierto deficiencias en las pruebas en sitio con la implementación de los nuevos ajustes. DISPAC informó que está realizando nuevas pruebas en campo, dado que han tenido dificultades, por lo que han solicitado apoyo del fabricante.

Respecto al suministro de información para eventos, XM reportó suministro de información técnica (SOE y RDF) con retrasos de hasta 15 días calendario, según los plazos establecidos en el acuerdo CNO 1617, y el no suministro de los informes de eventos por parte del agente.

A este respecto, DISPAC reportó que están haciendo nuevas contrataciones para evitar que esta situación reiterada se repita y se comprometen a ponerse al día con la información. En ese orden de ideas se solicitó que CNO envié un comunicado al agente por incumplimiento del Acuerdo CNO 1617.

CEO

Con corte al 18/mar/2024, fueron ejecutadas 5/6 consignaciones programadas en febrero. De las 11 acciones pendientes (en GAO se tiene 15 registradas), se tenía programado finalizar 8 en marzo, de las cuales ya 6 han sido realizadas. En GAO se tiene solicitud de cierre de 4 acciones.

ELECTROHUILA

Continúan con las 5 acciones pendientes que traían en el CD anterior.

Tienen contrato con tercero para pruebas en Sur y Seburuco. Para el cierre de la acción de Hobo siguen en consulta con el fabricante, están pendientes de renovación del contrato. En el Bote está pendiente la instalación de DPS. XM llama la atención de la antigüedad de estas acciones. ELECTROHUILA informa que las acciones más próximas a cerrar son las de Sur, Hobo y Seburuco, las cuales esperan tener finalizadas en mayo/2024; seguido las de El Bote, cuya fecha será definida en el próximo CD.

EMCALI (No asistió a la reunión).

XM informó que tienen 3 acciones vencidas que se materializaron el año pasado y tiene 1 vigente. Adicionalmente, XM informó que este agente también viene entregando la información de forma extemporánea o no entregándola (se ve reflejado en el informe trimestral de eventos), para lo cual se requiere la asistencia del agente en abril, mes en el que será presentado este informe.

Se le enviará un correo a EMCALI, solicitándole el cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo CNO 1617, en lo que respecta a la entrega de información al CND para realizar los análisis de la causa raíz de los eventos ocurridos en el SIN.

EBSA

En total tiene 11 acciones pendientes, 4 de ellas próximas a cerrar.

Para Paipa y San Antonio EBSA está revisando internamente para definir el cronograma. Los equipos ya están comprados, se está definiendo el tipo de obra civil. En próximo CD informará avances.

CEDENAR

XM informó que actualmente tiene 4 acciones pendientes, de las cuales se solicitó cierre de 3, una de ellas que se encontraba en seguimiento, otra de

protección mecánica en Buchely y otra está asociada con una operación accidental en consignación. XM confirmó cierre de acción muy añeja (10 años) relacionada con la 87B de Jamondino y otras acciones de la generación de Río Mayo.

4. Elaboración agenda plenaria operadores de Red.

El Comité de distribución definió la agenda para la plenaria de Operadores de Red que se realizará el día 30 de abril de 2024 de forma virtual, los temas planteados a tratar serán:

- Limitación de suministro (XM).
- Racionamiento Programado (XM).
- Restablecimiento (Revisión XM).
- 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).
- *Retos y requerimientos en las Protecciones eléctricas de la red en Colombia para administrar el riesgo de inestabilidad de tensión (XM).*

CELSIA, CNO y XM terminan de ajustar la agenda de la plenaria de operadores de red y realizan la socialización requerida

5. Elaboración agenda jornadas técnicas de distribución.

El Comité de Distribución inició la planeación de las jornadas técnicas a realizarse los días 23 y 24 de julio de 2024, lo más relevante fue lo siguiente:

Se conformaron los siguientes grupos de trabajo:

Grupo Académico: CELSIA, ENEL COLOMBIA, EPM, UPME, CNO y XM.

Grupo Logístico: CELSIA, CNO y XM.

La primera reunión de estos grupos de trabajo se programará de la siguiente forma:

Grupo Académico: abril 8 de las 08:00 a las 09:00 horas.

Grupo Logístico: abril 8 de las 09:00 a las 10:00 horas (citar a operador logístico).

6. Análisis de detalle desviación indicador de demandas enero Antioquia, Celsia, Atlántico, Boyacá, Bolívar, GM, Caldas y Huila.

Los responsables de los MCs: Antioquia, Celsia, Atlántico, Boyacá, Bolívar, GM, Caldas y Huila 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 8, 9 y 10 de enero de 2024, lo más relevante fue lo siguiente:

MC CELSIA

CAUSA

- Cambios bruscos de temperatura.

PLAN DE ACCIÓN

- Ajuste bandas de tolerancias para las variables meteorológicas – Reducción de rezagos de tiempo en los datos de la serie.

MC ANTIOQUIA

CAUSA

- Los procesos productivos iniciaron antes de lo pronosticado.

PLAN DE ACCIÓN

- Considerar esta situación para realizar los pronósticos de la demanda de los próximos años.

MC ATLÁNTICO Y GM

Causa

- Se presentaron desviaciones en el mercado Atlántico durante el mes de enero de 2024, estas desviaciones obedecen a las fuertes brisas presentadas en el caribe y altas temperaturas, afectando la demanda de energía.
- Se presentó una desviación en el mercado GM durante el mes de enero de 2024, esta desviación obedece a altas temperaturas y fuerte calor en Magdalena y La Guajira, afectando la demanda de energía.

PLAN DE ACCIÓN

- Se está realizando las actualizaciones y/o modificaciones al pronóstico diariamente, para mitigar el porcentaje de desviación mayor al 5%.
- Se realiza seguimiento diario de la demanda para identificar el comportamiento de la demanda real, teniendo en cuenta el comportamiento del clima.
- Se está realizando los ajustes del pronóstico de acuerdo con las diferentes eventos o fiestas del caribe, por ejemplo, en el mes de enero de 2024 se realizó el ajuste el 01 de enero fin de año y el primer fin de semana

de enero, puente de reyes con base a los años anteriores, asimismo, en el mes de febrero de 2024 los 4 días de carnavales 10, 11, 12 y 13 de febrero.

MC BOLÍVAR

Causa

- No se identificó causa asociada la disminución de la demanda para los días 9 de enero y 10 de enero. El comportamiento de la demanda pudo verse afectado por el lunes festivo 8 de enero.

PLAN DE ACCIÓN

- Seguimiento diario de la demanda y modificación de los pronósticos teniendo en cuenta el comportamiento climático del MC.

MC BOYACÁ

Causa

- Disminución de la demanda de energía de las cargas Sidenal y Diaco.

PLAN DE ACCIÓN

- Iteración con los clientes y actualización de los pronósticos de la demanda de energía para Sidenal y Diaco.

MC CALDAS

Causa

- Desviación cliente industrial los días 10 y 18 de enero de 2024 (cliente subestación La Enea - Aserias de Caldas).

PLAN DE ACCIÓN

- Socialización de la desviación con el cliente.
- Actualizar los pronósticos de la demanda de energía.

MC HUILA

CAUSA

- Frontera en falla (se está declarando curva típica).

PLAN DE ACCIÓN

- No se ha podido acordar el plan de normalización de la medida
7. Presentación planes de acción Indicador recurrencia desconexiones activos STR por los O.R. Emsa, Dispac, Ebsa, Essa, Enelar, Energuaviare y Cedenar.

Los operadores de red Emsa, Dispac, Ebsa, Essa y Cedenar 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).

EMSA

- Línea Ocoa Granada 1 115 kV, se identificó un sobre alcance de la zona 1 de la protección distancia, se temporizo a 250 milisegundos.
- Línea Puerto López - Campo Bonito - Puerto Gaitán 115 kV, se identificó alta vegetación, se realizó poda por todo el recorrido de la línea.

DISPAC

- Líneas Certeguí Istmina 1 115 kV, El Siete Quibdó 1 110 kV, La Virginia Certeguí 1 115 kV y Quibdo Certeguí 1 115 kV (Recuperación bancos de capacitores en subestación Quibdó (10 MVARs), en proceso de contratación bancos de capacitores por 7 MVARs en las subestaciones de Quibdó y Certeguí, activación de podas, recuperación de estructuras en la línea El Siete Quibdó 1 110 kV e implementación de un esquema suplementario de bajo voltaje en las líneas Quibdó Certeguí - Istmina 110 kV), adicionalmente se espera la aprobación del plan de expansión presentado en diciembre de 2023 a la UPME.

EBSA

- Línea Chiquinquirá San Pablo 1 115 kV, Se presentaron condiciones atmosféricas de alto impacto.

ESSA

- Línea Barbosa (Santander) - TSanta Rosa 115 kV, las desconexiones del último trimestre del año 2023 fueron ocasionadas por descargas atmosféricas, el plan de acción que se adelantará será: modificación del diseño de la ruta de la línea, estudio del apantallamiento y aislamiento de la línea y adicionalmente se tiene el proyecto PTO OLAYA en el SDL.

CEDENAR

Redes objetivo

1. Línea 115 kV Junín – Buchely.
2. Línea 115 kV San Bernardino – Guapi.
3. Línea 115 kV Guapi – Olaya Herrera.

Causas

- Caída de árboles sobre el corredor de la línea originada por terceros.
- Caída de vegetación sobre la red a causa de la erosión originada por las lluvias.

Acciones

- Contratación de Poda y Apeo de vegetación del corredor Junín – Buchely, San Bernardino – Guapi, Guapi – Olaya Herrera.
- Disponibilidad de grupos de mantenimiento en la Zona, Barbacoas, Tumaco, Guapi, Olaya Herrera.
- Ante la N-1 de la línea 115 kV Guapi – Olaya Herrera, se habilita el corredor 34,5 kV Guapi – Iscuande – El Charco – La Tola – Olaya Herrera.

Los Operadores de Red Energaviare y Enelar no asistieron a la reunión.

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

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 febrero de 2024, lo más relevante fue lo siguiente:

Para el mes de febrero se presentó una disminución de 21 (4.5%) barras identificadas con un $FP < 0.9$ con respecto al mes de enero.

XM le recomendó a los Operadores de Red que tienen barras identificadas con un $FP < 0.9$, dar cumplimiento a la regulación vigente (parágrafo 1 del artículo 3 de la Resolución CREG 047 de 2004).

Adicionalmente, el Comité de Distribución revisó la respuesta que entregó la CREG a la solicitud de concepto que el CNO había solicitado sobre las facultades del CND para hacer seguimiento al factor de potencia en el STR y si las barras del STR se pueden entender como “instalaciones”, al respecto se realizaron los siguientes comentarios:

El concepto es claro y faculta al CND para realizar estos seguimientos y otros más que considere que requiere en el ejercicio de su función como operador del SIN (XM - CNO).

La respuesta a la solicitud de concepto no satisface el objetivo de lo que se pretendía y se recomienda retomar las reuniones con la CREG, con el objetivo de contextualizar los temas (EPM, CELSIA, ENEL COLOMBIA).

Se programará reunión con la CREG para el mes de mayo de 2024, con el objetivo de revisar este tema.

El grupo de trabajo que elaboró la comunicación se reunirá el día 2 de abril de 2024 de 09:00 a las 11:00 horas, con el fin de revisar la respuesta de la CREG y realizar comentarios (ENEL COLOMBIA, EPM y CELSIA) y presentarlos en la reunión de abril del Comité de Distribución.

9. Cuantificación de la contribución de los DER a la flexibilidad del SIN.

EL CNO le presentó al Comité de Distribución la contextualización de la importancia de cuantificar la contribución de los DER a la flexibilidad del SIN, con el fin de iniciar las actividades del grupo de trabajo integrado por: CELSIA, ESSA, AIR-E, ENEL COLOMBIA, EPM, CHEC, CNO y XM, el cual será el encargado de interactuar con la Universidad de Antioquia quien será la que adelantará el estudio.

El grupo de trabajo se reunirá el día 3 de abril de las 09:00 a las 11:00 horas.

10. Acercamiento circular 063.

Este punto no se desarrolló por falta de tiempo, se agendará para la reunión de abril del Comité de Distribución.

11. 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, generación, comportamiento de la demanda de energía, importaciones y exportaciones de energía y generación térmica en lo que va corrido del año 2024).
- 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 febrero de 2024, XM presentó el análisis de detalle para los días 11, 13, 14 y 17 de febrero y el Comité de Distribución acordó que los responsables de los MCs: Santander, Atlántico, Córdoba Sucre, Cesar, GM, Antioquia, Celsia y Bolívar, deben presentar sus análisis en la reunión del mes de abril 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 abril 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, Intercor, Drummond, Emec y Cesar.

- 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.
- Situaciones Operativas del SIN (estados de emergencia y alerta del SIN, consignaciones de emergencia, seguimiento aplicación Acuerdo CNO 1803, proyecto de modernización del centro de control de XM y encuentro de operadores del SIN)

Para el encuentro de operadores del SIN, las empresas CELSIA, EMSA y EBISA participarán por parte del Comité de Distribución en la planeación de la agenda académica.

El Comité decidió tomar las siguientes acciones:

- Enviarles comunicación a los administradores de los mercados de comercialización Huila, Bolívar, Cesar y Bajo Putumayo, debido las desviaciones identificadas en los pronósticos de la demanda de energía durante los meses de diciembre de 2023, enero y febrero de 2024.
- Enviarles comunicación a los MC de las cargas conectadas al STN: TubosCaribe, Drummond, intercor y drummonLoma, debido a las desviaciones identificadas en los pronósticos de la demanda de energía durante los meses de diciembre de 2023, enero y febrero de 2024.
- Durante el mes de febrero de 2024, el siguiente mercado de comercialización no cumplió con la entrega del pronóstico oficial de demanda de energía semanalmente, según lo establecido en el Acuerdo CNO 1303: Drummond.
- 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 diciembre de 2023, enero y febrero de 2024 fueron: Bajo Putumayo, Putumayo, Drummond Loma y Guaviare.

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 diciembre de 2023, enero y febrero de 2024 fueron: Huila, Cesar, Drummond, TubosCaribe, Guaviare, Caquetá, Putumayo, Atlántico, GM y DrummondLoma.

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 febrero de 2024 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: Drummond Loma, Intercor, Ternium, Drummond, Bolívar, César y Santander.

"...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 febrero de 2024, 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 diciembre de 2023, enero y febrero de 2024 fueron: Guaviare, Putumayo y Meta.

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..."

12. Varios.

Fecha reunión Comité de Distribución abril de 2024.

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