

|                                                   |                                 |
|---------------------------------------------------|---------------------------------|
| <b>COMITÉ DE DISTRIBUCIÓN<br/>REUNIÓN No. 293</b> | <b>Bogotá, marzo 28 de 2023</b> |
|---------------------------------------------------|---------------------------------|

## **1. Informe del Secretario Técnico.**

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

### Administrativos:

- Como resultado del procedimiento para solicitar ser invitados a las reuniones del CNO en el año 2023, las siguientes primeras seis (6) empresas fueron aceptadas y ya se les envió comunicación: TERMOYOPAL, TERMONORTE, CEO, AFINIA, ENERCA e ISA-INTERCOLOMBIA.
- Se propone al Consejo desarrollar el ejercicio de planeación estratégica 2023-2028 durante la primera quincena de junio, y se aprobó invitar a las firmas que puedan servir de facilitadores: Governance Consultants, Liderazgo y Gestión, Ecsim, Vrindra y Breakthrough.

### Técnicos:

- Se describieron por parte del CNO las tareas que plantea el proyecto normativo CREG 701 026 (Compartición infraestructura para la conexión de generadores al SIN), todos los Acuerdos asociados deberán ser formulados, aprobados y publicados en un plazo inferior a cuatro (4) meses.
- El Comité de Distribución realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red DISPAC, EMSA, ELECTROHUILA y ENERCA para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN, según lo establecido en el Acuerdo CNO 1617. El CND y el Comité de Distribución resaltaron la buena gestión y esfuerzo que ha venido realizando DISPAC, al pasar de 54 acciones pendientes a 14 acciones.
- Preocupa la situación que se está presentando en la subárea ENERCA-Casanare. El CND informó sobre la constante salida del corredor doble circuito Yopal-Toquilla-San Antonio 115 kV, el cual ha generado la activación frecuente del Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS tipo RAG, asociado a la generación de la zona. Si bien bajo algunos escenarios la demanda de la subárea no ha sido impactada, en

otros si se ha observado afectación. El CND hizo un llamado al Operador de Red para que actualice los esquemas de coordinación de protecciones, ya que los riesgos para la materialización de Demanda No Atendida se incrementan si dichos ajustes no se ejecutan en el corto plazo.

- El pasado 13 de febrero del año en curso se reunió el Grupo de Seguimiento del Área Caribe, para analizar la situación operativa actual y esperada de esta fracción del SIN. Participaron en la reunión los siguientes agentes: AIR-E, ISA-INTERCOLOMBIA, CND-XM, GECELCA, TERMONORTE, ENLAZAGEB, SSPD, MINENERGIA, UPME, AFINIA, TRANSELCA y CANADIAN SOLAR.
- El 2 de febrero del 2023 se reunió el grupo de seguimiento al área Oriental, el cual lidera la UPME. Al respecto, vale la pena mencionar que, según la información reportada de los pronósticos de demanda de los Operadores de Red y Usuarios Especiales, y las intervenciones ya conocidas a nivel de generación (Chivor), los 3500 MW de potencia, que son el valor de activación de los riesgos para el área, se adelantan en el tiempo del 2025 al 2024.
- Sesionó el grupo de seguimiento de la subárea Chocó-DISPAC el viernes 10 de marzo del año en curso. Lo anterior considerando lo manifestado en la pasada reunión del CNO, donde se informó que la máxima demanda atendible en la subárea es de 24 MW, y en la operación en tiempo real se han registrado consumos superiores a 30 MW; asimismo, el CND ha declarado dicha subárea en estado de alerta.

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

Los responsables de los MCs Drummond, Intercor, TubosCaribe 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 2023, lo más relevante fue lo siguiente:

### MC DRUMMOND:

#### Causas:

- Se presentaron desviaciones debido a condiciones climáticas que disminuyeron el flujo de los trenes que afectaron el descargue y la operación del puerto.
- Se presentó desviación en el pronóstico debido a un Incremento en el flujo de trenes procedentes de la mina, esto afectó el descargue y la operación en Puerto.

#### Acciones de mejora a implementar.

- Seguimiento Diario Pronostico.
- Debido a la forma de la metodología no se pueden reportar modificaciones que se causan por ajustes en programación un día antes del reporte.

#### Evaluación Efectividad Acciones de Mejora Implementadas.

- Se realizan ajustes de los pronósticos de acuerdo con las mejores proyecciones de consumo, las variables que impactan las desviaciones son las que no se pueden controlar como de orden público y el arribo de los buques por mal tiempo.

#### TUBOSCARIBE:

##### Causa:

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

#### Acciones de mejora a implementar.

- Seguimiento diario Pronostico.
- se realizarán ajustes a las diferencias en la producción para continuar adecuando su modelo de predicción. Se está trabajando en conjunto para validar la metodología de pronósticos que utiliza TUBOSCARIBE, 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 y TUBOSCARIBE.

#### Evaluación Efectividad Acciones de Mejora Implementadas

- Se realizan ajustes de los pronósticos de acuerdo con las mejores proyecciones de consumo, en pro de mejorar la efectividad.

#### MC INTERCOR:

##### Acciones 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 la

misma, así como la metodología más adecuada para pronosticar la demanda del área en cuestión.

Conclusiones:

- GECELCA se encuentra realizando revisiones de las ecuaciones, además 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.

MC EMEC:

EMEC le informó al Comité de Distribución que con el fin de mitigar las desviaciones en los pronósticos de la demanda de energía se iba a implementar el siguiente plan de mejora:

- Análisis de aplicación de métodos y algoritmos de programación con redes neuronales para poder obtener una herramienta de captura de información, análisis de histórico y aprendizaje, que facilite el reporte de los pronósticos de la demanda de energía del MC EMEC.

El responsable de los pronósticos de la demanda de energía del MC Bajo Putumayo no asistió al Comité de Distribución a presentar las causas de la desviación del indicador, situación por la cual se le solicitó al CNO enviarles una comunicación.

### **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, EMSA, ELECTROHUILA y ENERCA.**

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, los reportes realizados fueron los siguientes:

EMSA:

Se tienen 9 acciones pendientes. Se tiene una implementación del 98% del EACP, pero se tuvieron observaciones de STATION WARE por carga inadecuada, lo que implicó solicitar nuevas consignaciones para modificar ajustes. Se espera terminar la actualización entre la semana 15 y 16, para finalizar los pendientes. Además, se cambiaron TC de 400 A a 800 A. XM indicó que implementación conforme al EACP se deberían finalizar 8 acciones. EMSA espera finalizarlos en Mayo/2023.

### ELECTROHUILA:

Se tienen 14 acciones, 5 de ellas vencidas. Desde el Comité de Distribución pasado se finalizaron 3 acciones y hoy se solicitará el cierre de otras 2 en El Bote. Para las 5 acciones de Tenay se enviará informe a XM la próxima semana, para quedar con 7 pendientes. Se tienen otras 4 acciones pendientes en El Bote que requieren inversión (cambio DPS e instalación banco de baterías), cuyo proceso se está retomando porque salió desierto en el proceso anterior.

### Plan de acción:

- Marzo 2023: Se proyecta finalizar 2 acciones que corresponde al 14%, Bote (2).
- Mayo 2023: Se proyecta finalizar 8 acciones que corresponde al 57%, Sur (1), Tenay (5), Hobo (1) y Seboruco (1).
- En análisis 2023: Se proyecta finalizar 4 acciones que corresponde al 29 %, Bote (4).

XM recordó que el aplazamiento de fechas debe estar sujeto a lo establecido en el acuerdo CNO 1617 de 2022 (numeral 3.9).

### ENERCA:

Se tienen 18 acciones vencidas. Hoy se solicitó el cierre de 2, para quedar en 16 acciones, 8 de las cuales se deben gestionar con TMM, otras 5 están asociadas a saturación de CTs en Yopal a Paz de Ariporo y 2 por ajustes en la BL Yopal a San Antonio; para la acción de la 87B de Yopal 115 kV y 50BF se iniciará la elaboración de pliegos la próxima semana.

XM preguntó por las puestas a tierra y aisladores en las líneas de Yopal que presentan alta tasa de fallas (16 desconexiones en 2022). ENERCA respondió que se tiene un contrato para validar estructura por estructura sus condiciones técnicas y se incluye inspección termográfica (en un mes tienen el diagnóstico para luego hacer las intervenciones necesarias a las líneas), además están implementando un plan de podas cada 6 meses.

XM solicitó que se diera respuesta a los comunicados que ha enviado a ENERCA y que informen el plan de acción para todas las acciones vencidas, a lo cual el agente se comprometió.

### DISPAC:

- En la sesión anterior del 21 de febrero de 2023, se informó que se tenían acumuladas 14 acciones vencidas, y que se tenía previsto el cierre de 7 acciones, el 27 de marzo de 2023, se solicitó el cierre y finalización de 7 acciones generadas por la descoordinación de protecciones, como resultado de la implementación del más reciente EACP elaborado por DISPAC.

- Dentro de las acciones vencidas solicitadas para cierre se tenía una relacionada con un evento de septiembre de 2016 y otro de mayo de 2017.
- Se continúa trabajando en las subestaciones El Siete, Cértegüi y Quibdó principalmente, realizando pruebas y ajustes para la implementación del EACP, capacitación y reentrenamiento del personal operativo y la integración de señales en los diferentes niveles de operación.
- Simultáneamente se avanza en los procesos para el cambio de equipos de maniobras en patios, como son interruptores y seccionadores de potencia, se mejoran algunos enlaces de comunicación por fibra óptica, se renuevan equipos de respaldo como bancos de baterías en las subestaciones, acciones que integralmente nos permiten mejorar la eficiencia operativa del sistema.
- De los 7 eventos pendientes para cierre, se tienen 2 por descoordinación de protecciones, 3 por inversión de secuencia de fases y 2 por procedimiento y registros en el HEROPE y en el SOE. Se espera para la próxima sesión del Comité poder informar de la solicitud de cierre de las 4 acciones por descoordinación de protecciones y por procedimiento y registros.
- Con respecto a dos eventos Id Acción 696 y 697, ocurridos en la misma fecha y hora, febrero 12 de 2023 a las 22.12 horas, por operación de la protección de la Bahía de Línea QUIBDO A CERTEGUI 115 kV (función ANSI 67N) y Bahía de Línea CERTEGUI A LA VIRGINIA 115 kV (por falla externa vista en reversa), que causaron ausencia de tensión en las Barras a 115 kV de las subestaciones Cértegüi e Istmina; la mismas están en proceso de análisis y se espera solicitar el cierre, previo los ajustes correspondientes, antes de la fecha propuesta del próximo 14 de abril de 2023.

#### **4. Definición agenda plenaria operadores de red.**

El Comité de Distribución elaboró la agenda definitiva para la plenaria de Operadores de Red virtual a realizarse el 21 de abril de 2023.

Todavía hay espacio por si se quieren incluir otros temas de interés para los Operadores de Red.

Se terminará de ajustar la programación de la plenaria y se procederá a realizar la socialización del evento con todos los Operadores de Red del SIN, la propuesta es enviar una circular de invitación con la agenda respectiva.

#### **5. Evaluación efectividad acciones de mejora desviaciones pronósticos de demanda enero de 2023, Drummond, Intercor, Drummond Loma, TubosCaribe y San Fernando, Anexo 3, Literal C del Acuerdo CNO 1303.**

Los agentes responsables de la elaboración de los pronósticos de la demanda de energía de los MC Drummond, Intercor, Drummond Loma, TubosCaribe y San Fernando 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 2023, según lo establecido en el numeral 1.1 literal c del anexo 3 del Acuerdo CNO 1303, lo más relevante fue lo siguiente:

#### MC DRUMMOND:

##### Causas:

- Se presentaron desviaciones debido a condiciones climáticas que disminuyeron el flujo de los trenes que afectaron el descargue y la operación del puerto.
- Se presentó desviación en el pronóstico debido a un incremento en el flujo de trenes procedentes de la mina, esto afectó el descargue y la operación en puerto.

##### Acciones de mejora a implementar:

- Seguimiento Diario Pronóstico.
- Debido a la forma de la metodología no se pueden reportar modificaciones que se causen por ajustes en programación un día antes del reporte.

##### Evaluación Efectividad Acciones de Mejora Implementadas:

- Se realizan ajustes del pronóstico de acuerdo con las mejores proyecciones de consumo, las variables que impactan las desviaciones son las que no se pueden controlar como de orden público y el arribo de los buques por mal tiempo.

#### TUBOSCARIBE:

##### Causa:

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

##### Acciones de mejora a implementar:

- Seguimiento diario Pronóstico.
- Se realizarán ajustes a las diferencias en la producción para continuar adecuando su modelo de predicción.
- Se está trabajando en conjunto para validar la metodología de pronóstico que utiliza TUBOSCARIBE, se está trabajando en la macro que utilizan

ajustando a los porcentajes de demanda por tonelada despachada, actualizarán la información con los datos del último año para recalculer los últimos seis meses, este será el input para el cálculo de porcentajes de la matriz de TUBOSCARIBE.

#### Evaluación Efectividad Acciones de Mejora Implementadas:

- Se realizan ajustes de los pronósticos de acuerdo con las mejores proyecciones de consumo, en pro de mejorar la efectividad.

#### MC INTERCOR:

##### Acciones 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 la misma, así como la metodología más adecuada para pronosticar la demanda del área en cuestión.

#### Conclusiones:

- GECELCA se encuentra realizando revisiones de las ecuaciones, además 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.

#### MC SAN FERNANDO

##### Causa desviaciones:

- Salida y entrada en operación de las plantas de generación TERMOSURIA 1 y 2 y OCOA.

##### Acciones de Mejora:

- Se realizan consultas diarias al campo para llevar un monitoreo continuo de las dificultades, se evidencia que variaciones en el clima generan alta inestabilidad en los pronósticos.
- Mejorar la coordinación para reflejar los cambios en la autogeneración en los pronósticos de demanda.

#### Conclusiones:

- Las salidas de la autogeneración local ocasionan desvíos imprevistos en los pronósticos.

- Los fenómenos naturales que se han presentado generan una fuerte inestabilidad que interrumpe la operación y sus elementos de respaldo y protección.

MC DRUMMOND LOMA (Drummond Limited)

Acción de mejora:

- Se están realizando compras de gas para la autogeneración, con el fin de asumir las desviaciones ocasionadas por el proceso productivo y no incurrir en desviaciones en la demanda de energía, considerando los pronósticos realizados.

## **6. Procedimiento factores de potencia barras del SIN.**

XM presentó el procedimiento de seguimiento a los Factores de Potencia de las barras del SIN a implementar mensualmente en las reuniones del Comité de Distribución, con el objetivo que los agentes realicen los ajustes requeridos en cumplimiento de lo establecido en la regulación actual.

Los agentes realizaron los siguientes comentarios:

- Debido a la inserción de las FERNC en los STR y SDL se tienen flujos de potencia muy cambiantes.
- Publicar en algún sistema de información previamente a las reuniones del Comité de Distribución y él envió de comunicaciones la información del seguimiento para revisión de los agentes.
- Al realizar los seguimientos de los factores de potencia de las barras con los promedios podemos estar ocultando barras muy desviadas.
- Revaluar el porcentaje de desviación considerado del 5%, y considerar la caracterización de la demanda de cada una de las barras del SIN.
- Considerar en los seguimientos que hay subestaciones que no tienen carga.
- Se propone crear un grupo de trabajo para afinar los criterios para tener en cuenta en los seguimientos periódicos a los factores de potencia de las cargas del SIN.
- Considerar en los seguimientos del factor de potencia de las cargas del SIN, que hay áreas operativas con altos requerimientos de generación de seguridad y Potencia Reactiva.

XM manifestó lo siguiente:

- Se revisarán los comentarios de los agentes a ver cuáles se pueden tener en cuenta en la metodología a aplicar en los seguimientos a los factores de potencia de las cargas, con el fin de que estos contribuyan a la seguridad y confiabilidad del SIN.
- Con respecto a la creación de un grupo de trabajo para revisar los criterios definidos, XM manifestó que lo revisaría y si lo considera necesario se lo solicitaría al Comité de Distribución.
- Para la próxima reunión, se traerán seguimientos a las desviaciones del factor de potencia de las cargas del SIN con porcentajes del 5%, 10% y 15%.

## **7. Presentación Hosting Capacity – Celsia.**

CELSIA le presentó al Comité de Distribución una herramienta desarrollada para cuantificar la capacidad de alojamiento en la red de nuevas conexiones de: generación, carga, autogeneración, vehículos eléctricos, baterías, entre otros (Hosting Capacity), lo más relevante fue lo siguiente:

- El Hosting Capacity es ampliamente utilizado como término y metodología de analítica por los operadores de red y los reguladores de energía, para cuantificar el impacto en las redes de distribución y su capacidad para alojar nuevas conexiones de: generación, carga, autogeneración, vehículos eléctricos, baterías, entre otros.
- Es un análisis de estado estable que permite estimar la capacidad de poder realizar nuevas conexiones sin impactar el rendimiento de la red (tensiones, cargabilidad, etc.) y socializar los resultados mediante una plataforma gráfica con el fin de ser más transparentes en el proceso de conexión de los clientes.
- Los análisis de capacidad de alojamiento en la red de nuevas conexiones se realizan con Digsilent y analítica de datos para identificar los puntos con mayor o menor capacidad de alojamiento (Análisis de límites de tensión y capacidad).
- Factores de la red considerados para los análisis: Configuración del alimentador, impedancia de la fuente, Regulación de la tensión, Carga conectada, DER conectada, Control (autónomo o gestionado) y Tiempo (Largo, mediano y corto plazo).
- Factores de las DER considerados: Ubicación DER (única o múltiple), Intermittencia de la tecnología, Tiempo de operación de la tecnología, Interfaz de la tecnología y Combinación de varios tipos de DER.
- Ejecución del análisis: Model preparation, Simulation, Postdata Processing y Visualization.

### Brechas:

1. Alineación de la aplicación de la CREG 174/2021 y circular 076 de 2022 con el análisis de capacidad de alojamiento.

Propuesta: Posibilidad de implementar el análisis de capacidad de alojamiento para el proceso de conexión como lo menciona la resolución CREG 174 de 2021 con los límites (%) sugeridos, pero bajo un modelo de red detallado y no simplificado como se realiza actualmente. Dicho aplicativo serviría para el proceso de factibilidades (CIRCULAR No. 076 de 2022) y para el proceso de autogeneración actual (CREG 174 de 2021).

2. Modelo de red de MT y BT

Propuesta: Dentro de las necesidades de planeación, se tiene mejoras en el modelo de los alimentadores de distribución, así como la actualización en el ARCGIS de la red de baja tensión. Así mismo, la incorporación de los datos de equipos de protección para poder realizar el análisis con este criterio. También se requiere un modelo de la red unificado entre operación y planeación.

3. Automatización de la metodología.

Propuesta: Desarrollar algoritmos en Python o DPL que permitan automatizar el proceso de obtención de los resultados para que sea rápidamente graficados por el área de GIS dentro del mapeo en el ArcGIS.

4. Capacidad de procesamiento donde se va a realizar el análisis.

Propuesta: Se quiere definir la máquina donde se van a ejecutar los cálculos de capacidad de alojamiento con el método iterativo, debido a que con la información tan granular, el tiempo de cómputo tomado para realizar el análisis es mucho mayor.

### Algunas conclusiones:

- El análisis permite simplificar el proceso de las solicitudes de conexión de cargas como se tenía estructurado en la compañía y ayuda a dar respuesta más rápida al cliente externo evitando incumplimientos regulatorios.
- Valdría la pena revisar el alcance del estudio simplificado de la CREG 174 de 2021, ya que esto permitiría reducir/eliminar algunos requisitos del estudio de conexión simplificado y ayudaría a que los trámites sean más rápidos para el cliente.
- La visualización de la información mediante una plataforma georreferenciada permite a los clientes tener un proceso de conexión más simple.

#### Pasos por seguir:

- Proyecto de modelo de red desbalanceado para integrarlo al análisis actual.
- Actualizar los usuarios AGPE conectados inicialmente en la red.
- Realizar análisis estocástico para determinar la capacidad bajo diferentes escenarios.
- Estimación de la capacidad de alojamiento en redes de 34.5 kV.
- Mejoramiento del portal CREG 174 de 2021 integrando esta información.

El Comité de Distribución destacó la importancia del desarrollo de herramientas como la presentada por CELSIA y la utilidad que puede ser para los Operadores de Red cuando tengan que definirle a un cliente la conexión a su red.

El Comité de Distribución y el CNO acordaron con CELSIA llevar la presentación al SAPE e incluirla como tema para las jornadas técnicas del Comité de Distribución.

#### **8. Resolución CREG 101 032 de 2022.**

XM le presentó al Comité de Distribución las condiciones generales de la aplicación de la Resolución CREG 101 032 de 2022 (Por la cual se establecen los criterios y condiciones para la realización de las verificaciones de la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local), cuyo objeto es establecer los criterios y condiciones que deben seguirse para la realización de las verificaciones a la aplicación de las disposiciones de calidad del servicio en los SDL, de acuerdo con las disposiciones establecidas en el numeral 5.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 y sus modificaciones (cronograma de actividades generales, Objeto del proceso de contratación, alcance, requisitos de evaluación, preparación de la verificación, aspectos a verificar, entregables, aspectos a considerar, ejecución de las verificaciones, plazo para la entrega de los informes, resultado de la verificación, implementación en el LAC y escenarios de verificaciones).

#### **9. Resolución CREG 101 022 de 2022.**

Este tema no se presentó debido a que la CREG informó que va a cambiar el alcance de la Resolución.

#### **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, generación, 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 estuvo por debajo del valor establecido para el mes de febrero de 2023.

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

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 2023 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 Cartago.

- 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 DNA por actuación de ESPs.
- Actualización Factores de Distribución y Potencia – Acuerdo CNO 1303.
- Reporte a la SSPD por posibles incumplimientos regulatorios.

El Comité decidió tomar las siguientes acciones:

- Enviarles comunicación a los administradores de los MCs Emec y Boyacá, debido a las desviaciones identificadas en los pronósticos de la demanda de energía durante los meses de diciembre de 2022, enero y febrero de 2023.
- Enviarle comunicación a los MCs de las cargas conectadas al STN: Cerromatoso (SOUTH 32), San Fernando (GECELCA), TubosCaribe y Drummond (Isagen) e Intercor, debido a las desviaciones en los pronósticos de la demanda de energía durante los meses de diciembre de 2022, enero y febrero de 2023.

- Durante el mes de febrero de 2023, el mercado de comercialización que no cumplió con la entrega del pronóstico oficial de demanda de energía semanalmente según lo establecido en el Acuerdo CNO 1303 fue el siguiente: Intercor.
- 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 2022, enero y febrero de 2023 fueron: Bolívar, Cerromatoso, Cauca, Casanare, Nariño, Bajo Putumayo, Guaviare, Emec, TubosCaribe y Drummond.

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 2022, enero y febrero de 2023 fueron: Boyacá, Cerromatoso, Guaviare, Planeta, Drummond, Nariño, Bolívar, Choco, Cartago, TubosCaribe, Huila, Emec, Casanare, Cauca, Intercor y Pereira.

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 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: Drummond, TubosCaribe, Casanare, Cerromatoso y Emec.

*"...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 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 demanda de potencia para los 24 periodos del día según los establecido en los numerales 3.1 y 3.2 del Acuerdo CNO 1303 para los meses de diciembre de 2022, enero y febrero de 2023 fueron: Putumayo, Casanare, Antioquia, Guaviare, Emec, Drummond Loma, TubosCaribe, Choco, Santander y NorSantander.

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..."*