

COMITÉ DE DISTRIBUCIÓN REUNIÓN No. 322	Bogotá, febrero 25 de 2025
---	-----------------------------------

1. Informe del secretario técnico.

El secretario técnico del Consejo Nacional de Operación - CNO le presentó al Comité de Distribución - CD el resumen de los principales aspectos del informe. Se recuerda al CD que las Jornadas técnicas del CD serán virtuales y se programarán el 22 y 23 de Julio de 2025.

2. Resumen reunión presidentes y coordinadores técnicos CNO.

Se informó que el Acuerdo 1935 establece la integración del Comité de Distribución para el año 2025. El Comité de Distribución del Consejo Nacional de Operación para el año 2025 estará integrado por siguientes empresas: TERMOBARRANQUILA S.A. E.S.P., ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., AIR-E S.A. E.S.P., INTERVENIDO, ENERTOTAL S.A. E.S.P., CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., XM S.A. E.S.P., EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P., GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P., RUITOQUE S.A. E.S.P., DISPAC S.A. E.S.P., ENERCA S.A. E.S.P., ELECTRICADORA DE CAQUETÁ S.A. E.S.P. AFINIA S.A. E.S.P.

Además, se informó que fueron definidos los siguientes grupos de trabajo en el CNO:

1. GRUPO DE FLEXIBILIDAD: CO+CD+SP+SAPE+SPO.
2. GRUPO FACTOR DE CONVERSIÓN: SP+SURER+SPO.
3. GRUPO ACUERDO ENTRADA NUEVOS PROYECTOS: CO+CT+CD+CSUP+CCIB.
4. GRUPO REVISIÓN ACUERDO 1803: CT+CD+CO+SProt.
5. GRUPO REVISIÓN ACUERDO RADAR DE PROYECTOS: CO+CT+CD+UPME.
6. GRUPO NIVEL DE CORTO CIRCUITO: SAPE+XM+UPME.
7. GRUPO CÓDIGO DE MEDIDA: CO+CT+CD.
8. GRUPO RIESGOS OFERTA DE GAS: SP+SPO+BMC+CNO GAS.

Según se muestra en los grupos de trabajo, el Comité de Distribución participará en varios de los grupos de trabajo.

Adicionalmente, Se informó que:

Se reactiva este año el GRUPO DEL TRABAJO DE RESIDENCIA. En la reunión realizada el 24/02/2025 con XM se revisaron que aspectos se van a trabajar en los diferentes comités y subcomités y se concluyó que este grupo se va a reactivar y en este participará el CD.

Este año No se va a llevar a cabo la plenaria de los operadores de RED en el CD.

Las reuniones del CD serán de forma virtual.

3. Presentación supuestos IPOEMP – IPOELP I 2025.

Se resaltan los siguientes aspectos:

- Se informó por parte del CND que la versión de la base de Datos de Power Factory que se va a emplear en los análisis corresponde a PF SP3.
- Se van a considerar los proyectos de transmisión hasta el 31 de marzo de 2026 en los análisis. Para el caso de proyectos de generación se consideran hasta la misma fecha los proyectos de generación que tengan garantías constituidas u obligaciones firmes o contratos de energía hasta la fecha indicada.
- Las proyecciones de demanda se publican en formato *.DCS, se invita a las empresas a realizar comentarios, por ejemplo, traslados de carga que estén pensados, nuevas demandas o crecimientos de demanda o cualquier comentario que ayude a mantener la calidad de la información para los análisis eléctricos que se hacen en Power Factory.

4. Cargabilidades en Transformadores y Líneas de la red del STR.

Se adjunta al acta presentación resaltando los activos de mayor cargabilidades en la operación y las causas de estas. En este punto se resaltan los siguientes aspectos:

- La presentación representa solo los activos con altas cargabilidades del mes de enero de 2025.
- Las cargabilidades en los activos del área caribe se debieron principalmente a desviaciones en los pronósticos que han generado altas cargabilidades. Se reitero que las altas cargabilidades recurrentes en los Transformadores de Tebsa podrían mitigarse con la entrada en operación del proyecto PTR05299: Nueva Rio 220/110 kV. Desde la gestión del CND, ya se ha enviado un comunicado al agente resaltando la urgente de la puesta en marcha de este proyecto.

En Valledupar se presenta una situación reiterativa por la carga de Guatapurí, mientras en el caso de San Marcos se observó que es una situación puntual por la generación y la demanda. Otras, como el caso en Zaragocilla se identificó que ha sido por degradación de la red.

Al respecto, Afinia comentó que para las líneas Cartagena - Zaragocilla 1 66 kV y Chinú – Sincé 1 110 kV, la desviación se está viendo contra el pronóstico de demanda del día, sin embargo, lo que están viendo desde la operación real es la necesidad de tomar acciones operativas por alta cargabilidad de las líneas debido a la desviación de la demanda en tiempo real. Proponen que en los informes presentados no se afirme que la sobrecarga se debe a un mal pronóstico de demanda porque se entiende que ante una desviación del pronóstico de demanda es donde puede haber DNA, altas cargabilidades o sobrecargas.

El CND hace un llamado a los ORs de ver cómo desde los pronósticos de demanda se pueden hacer ajustes para que llegue a la operación los valores ajustados y lo más cercanos posibles a la realidad. Hacer los ajustes para que estas posibles cargabilidades puedan ser vistas desde el despacho del CND.

El CND recomendó a los agentes del CD monitorear y estar pendiente de las sobrecargas de sus activos que estén con altas cargabilidades, con especial interés en los activos incluidos en la presentación.

5. Resultado estudio EDAC SIN y propuesta pruebas 2025 - XM.

XM le presentó al Comité de Distribución los resultados del estudio de la revisión del EDAC por baja frecuencia del SIN y la propuesta de pruebas para el año 2025, las principales conclusiones y recomendaciones realizadas fueron las siguientes:

- La pérdida de la unidad de generación más grande (Ituango 300 MW o Guayepo 370 MW) no hace actuar la primera etapa del EDAC en periodos mínima, media o máxima demanda proyectada en el horizonte estudiado.
- El EDAC responde adecuadamente ante eventos de gran magnitud evitando la pérdida de fuentes de generación adicionales en eventos de excursión de la frecuencia a bajos valores. Sin embargo, ante eventos que ocasionen la actuación del Esquema de Separación de Áreas (ESA) con Ecuador puede causar activaciones de etapas del EDAC adicionales.
- De acuerdo con los análisis de los eventos considerados, la actuación del esquema es confiable para cubrir los desbalances de generación en el SIN, por lo cual, se recomienda la continuidad del esquema actual para el año 2025.
- En el año 2024 se hicieron pruebas a las etapas 1 y 2 del EDAC, por tanto, se recomienda: Probar etapas 3 y 4 en el 2025.
- Según el Anexo del Acuerdo CNO 1059 se debe tomar de referencia para la implementación de los cálculos del EDAC en el 2025, la demanda real horaria de un día ordinario, el cual corresponde al día de máxima demanda de energía del año 2024 (Se toma como referencia la demanda real horaria del día 14 de marzo de 2024).
- Se debe garantizar que los circuitos de distribución elegidos para la intervención del EDAC no desconecten generación distribuida, ya que esto resultaría en la desconexión de una cantidad de demanda mayor a la necesaria para el control de frecuencia.

El Comité de Distribución conceptuó favorablemente los resultados del estudio de la revisión del EDAC y la recomendación realizada por parte de XM de probar las etapas 3 y 4 del para el año 2025 y le recomendó a la plenaria del CNO su aprobación.

Durante la socialización, los miembros del Comité de Distribución acordaron seguir abordando este tema en futuros espacios, ya que los valores altos de cargabilidades pueden arrojar signos de agotamiento y degradación de la red. Se propuso al CND traer una tabla del consolidado de los hallazgos para facilitar la visualización.

6. Reporte de la DNA estimada para el IDO de los ORs.

En este punto la SSPD preguntó por qué algunos ORs reportan en el IDO la información de DNA por eventos y otros agentes no reportan esta información.

Se comenta en la reunión por parte de los ORs que el reporte que hacen de la DNA estimada por eventos en el SDL para el IDO no corresponde a un cumplimiento de un tema regulatorio sino a una solicitud realizada por XM hace unos años atrás en un grupo de trabajo donde se discutió cual era la mejor información disponible de los ORs que requería el CND para el IDO. En ese momento se definió que se haría con la mejor información disponible, aclarando que el dato es una aproximación porque no hay una metodología general de los ORs para su cálculo y no se tiene una metodología porque no hay nada en la regulación que lo exija.

La SSPD entiende que actualmente el reporte en el IDO de la DNA por eventos en el DSL no es obligatorio y consideran que ahora hay más claridad de porque se encuentra información reportada de algunos ORs y no de todos, sin embargo, aclaran que se requiere es el reporte de la DNA con calidad para los eventos del STR y proponen un grupo de trabajo para revisar este tema y ver si es posible llegar a un acuerdo que permita tener este reporte de DNA por parte de todos los ORs en el IDO.

Se acordó que el CNO citará a esta reunión para el lunes 10 de marzo a las 2 pm.

7. Revisión estatuto de racionamiento.

Se dio contexto en la reunión de la información compartida a los miembros del CD respecto a las solicitudes enviadas a la CREG con el objetivo que modificaran el estatuto de racionamiento. La primera comunicación enviada a la CREG fue en el año 2016, en respuesta a esta la CREG solicitó un análisis técnico más detallado que soportará lo solicitado. En el año 2019 Renato Céspedes realizó una presentación sobre el estatuto de racionamiento en el CNO y desde el CNO se remitió nuevamente a la CREG la solicitud de modificar el estatuto de racionamiento y se incluyó la información actualizada adicionando lo solicitado por la CREG. Esta última comunicación del 2019 no tuvo respuesta por parte de la CREG.

Se informó que este año no está incluida en la agenda regulatoria de la CREG una actualización a este estatuto.

Se acordó:

- Revisar nuevamente si hay una respuesta a la comunicación de la CREG del año 2019.
- Los miembros del CD tendrán la tarea de revisar si tienen algún comentario adicional a los que fueron remitidos previamente a la CREG

para modificar el estatuto de racionamiento. También, revisar si las propuestas de cambios enviadas a la CREG continúan vigentes.

- Se incluirá en la agenda de la próxima reunión un espacio para revisar los comentarios de los ORs respecto a la revisión realizada al estatuto de racionamiento y a la información compartida por el CNO de las propuestas enviada a la CREG.

8. Revisar propuesta: Plantear un mecanismo que permita formular, con recursos externos, una metodología de cuantificación de la contribución de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER a la flexibilidad del Sistema.

Se resaltó que modelando las redes de distribución y caracterizando estas redes se puede determinar con mayor precisión la distribución de los aportes de los recursos distribuidos. La idea con estos estudios es buscar administrar mejor las cargabilidades y tener mejor información para otros estudios del Sistema.

El Consejo presentó las alternativas de financiación para llevar a cabo el estudio que permita cuantificar la contribución de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER a la flexibilidad del Sistema Interconectado Nacional-SIN. Las opciones fueron las siguientes:

- Conformación convenio UPME-CND-CNO.
- Conformación convenio Colombia Inteligente (CI)-CND-CNO.
- Aportes individuales de los miembros del Comité de Distribución-CD.
- Explorar alternativas de financiación con COLCIENCIAS.
- Buscar opciones con otras Universidad, firmas consultoras y entidades de la banca multilateral.

Se concluyó por parte del Comité recomendar al Consejo interactuar con la UPME para presentarle el estudio completo y buscar alternativas de financiamiento.

9. Desviaciones de los pronósticos de demanda por cargas industriales.

En este punto se informó que en Boyacá- Casanare se han presentado desviaciones en los pronósticos de demanda de las cargas industriales que podrían poner en riesgo la operación, se consulta a los comercializadoras que problemas han identificado para reportar estos pronósticos ajustados a la realidad.

ISAGEN manifiesta que deben cargar el pronóstico con los valores que reciben de los industriales que representan, sin embargo, por lo general no se ajustan a la realidad porque han detectado grandes desviaciones de estas cargas. Al ver estas desviaciones, se han reunido con los industriales para ver cómo podrían ajustar el pronóstico según el consumo real, no obstante, las desviaciones continúan por encima del 5%. Se adjunta al acta presentación de ISAGEN.

EBSA mencionó que considera se debe vincular más a los comercializadores para que trabajen de la mano con los ORs de las subáreas, se responsabilicen de la demanda y sean corresponsables. Al respecto, indican que el 25 de febrero de 2020 se envió a la CREG comunicación explicando este tema.

Se propuso compartir la comunicación enviada a la CREG para que esta sea analizada por parte del CD y ver si continua vigente o se debe actualizar.

Se adjunta al acta comunicación "CARTA A CREG PRONOSTICOS DE DEMANDA FEB 2020" para revisión de los asistentes.

10. Propuestas para abordar los seguimientos en cumplimiento de acuerdo CNO 1303.

Se informó que en la agenda de la reunión No.322 del comité de distribución no se incluyeron los seguimientos a las desviaciones de demanda porque en el CD este año vamos a hacer una reestructuración en algunos puntos de las agendas y en la forma de hacer los seguimientos en las reuniones. Se aclaró que se revisó lo establecido en el acuerdo CNO1303 y en este no se indica la obligación de incluir estos puntos en las agendas de cada reunión.

Para abordar los seguimientos en cumplimiento del acuerdo CNO 1303, se acordó por el comité de Distribución:

- Se crea Grupo de Trabajo -GT- Demandas Operativas. Este GT se encargará de abordar los seguimientos a los pronósticos de demandas y factores de distribución y reportará al CD las conclusiones y resultados del trabajo realizado. Sin embargo, en la primera reunión de este GT será importante priorizar temas y definir cuál va a ser el alcance del GT y cómo se va a cumplir con los seguimientos con el objetivo de mejorar los pronósticos de demandas.
- CELSIA, EBSA, EPM y CHEC manifiestan su interés de participar en este GT.
- Se define la primera reunión de este GT para el 11 de marzo de 2 a 4 pm. El CNO citará a los ORs y los agentes comercializadores responsables de los pronósticos a participar de estas reuniones de trabajo.

11. Informe XM.

Se presentó por parte de XM el informe de la operación de la operación del SIN, se informaron Los indicadores de la operación del SIN, los Indicadores de calidad de los pronósticos de Demanda de Energía según Acuerdo CNO 1303, el seguimiento a las desviaciones de los pronósticos de la demanda del SIN, el Seguimiento Anexo 3, Acuerdo CNO 1303, los Factores de distribución y potencia. Adicionalmente, se presentó el seguimiento a los Factores de Potencia de las Barras del SIN, el recalcule al Indicador de indisponibilidades de activos del STR con impacto en la DNA, según los cambios al indicador aprobados, el seguimiento a los indicadores mantenimientos. Finalmente se presentó la

información general de hidrología y se dejó para consulta de los asistentes la Hidrología, reservas, aportes, generación e Importaciones Demanda del SIN.

Se resalta que los seguimientos a las desviaciones de pronósticos de demanda y factores de distribución serán abordados por el GT conformado en el Comité de Distribución acorde a lo definido en esta reunión.

Respecto al indicador por frecuencia de indisponibilidades, se comentó que es necesario evaluar en el CD los mecanismos de seguimiento y planes de acción que se abordaran con los ORs que presentan mayor recurrencia de desconexión de sus activos.

12. Varios.

Se presentaron los siguientes temas varios para concepto de los asistentes de la reunión:

- Resultados evaluación perfil Training Corporation equipo verificadores planes de inversión de los ORs.
- No hay comentarios por parte del CD.
- Solicitud integración lista de interventores de los proyectos de expansión de los STRs del Consorcio Interconexión Colombia. No hay comentarios por parte del CD a la solicitud.
- Solicitud inclusión de 1 profesional equipo de verificadores de la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local. No hay comentarios por parte del CD a la solicitud.