

INFORME CNO 808

Fecha: septiembre 4 de 2025

Temas administrativos

1. En la semana comprendida entre el 8 y 14 de septiembre del 2025 se citará a los miembros del Consejo, con el fin de presentar el plan de acción de alineación estratégica para su aprobación.
2. Se llevó a cabo la Jornada de Transmisión los días 28 y 29 de agosto del año en curso en formato presencial, la cual contó con la participación de más de 130 funcionarios. Las presentaciones están disponibles en la página web del CNO.
3. La Universidad Tecnológica de Bolívar-UTB manifestó su interés en celebrar un Convenio Marco de Cooperación Institucional con el CNO, cuyo objeto es aunar esfuerzos para adelantar acciones conjuntas en temas de interés recíproco para cada una de las partes en las áreas de docencia, investigación, extensión, consultorías y en todas las demás formas de acción que pueden ser de mutuo interés con miras al logro de sus fines. Se solicita la autorización del Consejo para dar la instrucción a Alianza Fiduciaria para celebrar dicho convenio.
4. La Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Segunda, Subsección A, notificó al Consejo su decisión sobre la tutela interpuesta por terceros interesados contra la Presidencia de la República y otros, en la que intervino el CNO solicitando su desvinculación, y que tenía como objetivo obtener el amparo constitucional de los derechos fundamentales a la energía, la educación, la salud, la vivienda digna, la libertad de expresión e información y la libertad económica y de empresa, y los de todas las personas naturales y jurídicas que se encuentran en una situación similar.

Esta acción de tutela perseguía enervar las vulneraciones y amenazas de los derechos fundamentales, provenientes de un riesgo estructural en el sistema de energía; A continuación, los principales argumentos:

- Las solicitudes de desvinculación, incluida la del CNO, fueron negadas, (...) *"comoquiera que aquellas sociedades y autoridades fueron vinculadas en calidad de terceros y el objeto de la presente tutela puede tener incidencia en el sector al que pertenecen o sobre el marco de sus competencias, razón por la cual se estima que cuentan con interés en las resultas del proceso (...)"*.
- La Sala se abstuvo de pronunciarse sobre la declaratoria de "cosas constitucionales" y las medidas de organización y/o reorganización para

conjugarlo, comoquiera que la Corte Constitucional, en virtud de sus competencias constitucionales y legales, es la única que puede hacerlo.

- Asimismo, declaró la improcedencia de los reparos relacionados contra los actos administrativos expedidos por el Gobierno Nacional y las demás autoridades que integran el sector minero-energético por falta del requisito de subsidiariedad, y negó lo relativo a las presuntas afectaciones derivadas de la falta de nombramiento en propiedad en las vacantes actuales para los cargos de expertos comisionados de la CREG.
- Indicó que, para controvertir los actos administrativos, la parte actora disponía de los medios de control previstos en la Ley 1437 de 2011-CPACA (nulidad, nulidad por inconstitucionalidad y nulidad y restablecimiento del derecho, según sea el caso), los cuales resultan idóneos y eficaces, de cara a los reclamos que se plantean el escrito de tutela. En otras palabras, los accionantes podrían acudir ante la jurisdicción de lo contencioso administrativo para discutir las irregularidades que alegan.
- Destacó que el CPACA contempla la posibilidad de que la parte demandante solicite medidas cautelares, las cuales se encuentran previstas en los artículos 229 y siguientes, a través de las cuales podría igualmente solicitar la suspensión temporal de los efectos de los actos enjuiciados, con el fin de evitar la ocurrencia de un menoscabo que resulte irreparable.
- Así las cosas, ante la existencia de otro medio de defensa judicial, mediante el cual la parte actora puede ventilar las inconformidades que expuso en esta sede, la acción de tutela se torna improcedente en virtud del carácter residual que tiene este tipo de trámite, el cual le impide al juez constitucional pronunciarse sobre el fondo del asunto, ya que al emitir un juicio sobre la legalidad de dichos actos administrativos estaría invadiendo las competencias que le fueron conferidas al juez natural de la causa.
- Advirtió que los accionantes no demostraron la existencia de un perjuicio irremediable, comoquiera que, si bien se aportaron datos técnicos sobre la situación financiera del sector, no se demostró la incidencia directa de aquellas decisiones administrativas en el caso particular de cada uno de los accionantes frente a sus garantías fundamentales.
- Se negó la solicitud de amparo en lo relativo a las presuntas afectaciones derivadas de la falta de nombramiento en propiedad de los expertos comisionados de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
- No se evidenció que el Comité de Expertos de la CREG no cuente con el quorum para sesionar y adoptar las decisiones, (2) si lo que pretende

cuestionarse es la calidad técnica de quienes hoy desempeñan los cargos de expertos comisionados, podría acudir al medio de control de nulidad electoral, y (3) no se probó, siquiera de forma sumaria, que la configuración actual del mencionado comité, así como sus decisiones y omisiones, hayan causado una afectación concreta sobre los derechos de los accionantes.

Por lo anterior, en caso de no ser impugnada la decisión del Consejo de Estado, este remitirá el expediente a la Corte Constitucional para su eventual revisión.

Temas técnicos

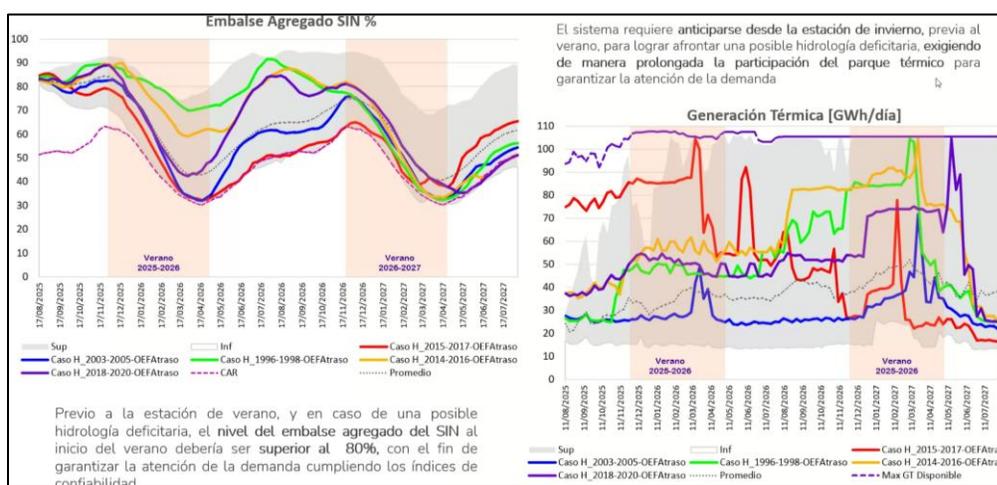
5. A continuación, se presentan los temas más relevantes abordados en los grupos de trabajo, subcomités y Comités, para conocimiento del Consejo Nacional de Operación-CNO:

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de 7.83 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, y sin tener en cuenta desbalances promedio negativos.

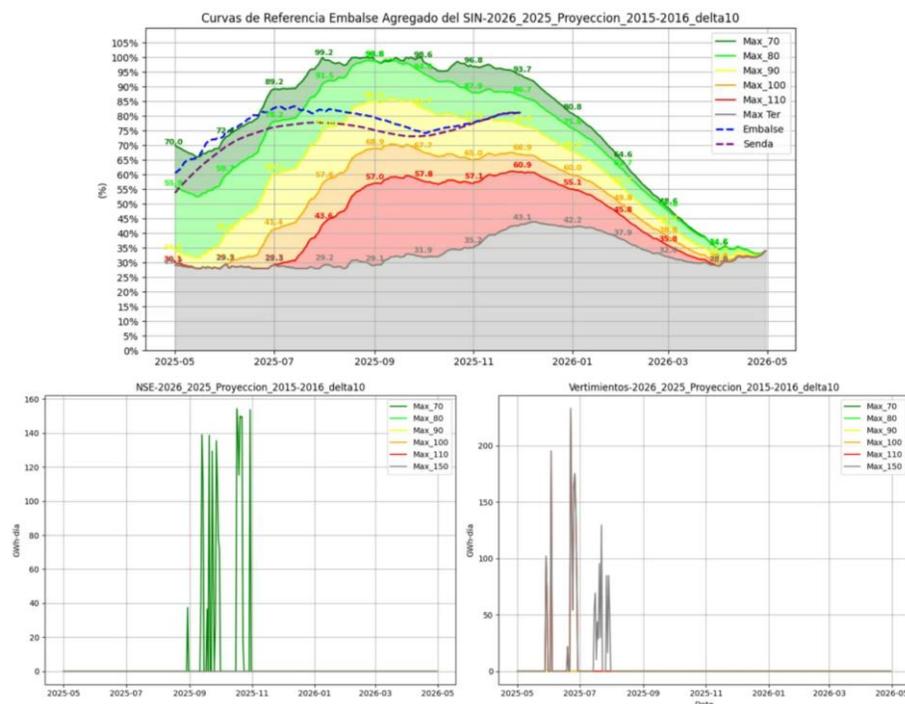
Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- Las simulaciones energéticas del CND evidencian para varios casos de aportes hídricos deficitarios, que el embalse agregado del SIN al inicio de la estación de verano debe ser superior al 80 %, lo cual implica para algunos momentos de la estación de invierno una producción térmica cercana a 80 GWh-día.



- El Subcomité continúa estructurando las propuestas de modificación al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD,

específicamente la construcción de las curvas de embalsamiento del Sistema; a continuación, se presenta un segundo ejercicio realizado por TEBSA, donde se aplicó la metodología de la ONS modificando la restricción de desigualdad de máxima generación térmica por una condición de igualdad, y reduciendo los pasos/deltas de variación de la generación térmica.



Al respecto, se acordó consultar a la ONS si para conservar los ciclos hidrológicos, las curvas deben mantener el mismo valor de seguridad, es decir, si el nivel de embalse al principio y al final de la simulación debe ser el mismo; adicionalmente conocer cuál es la resolución temporal del modelo DECOMP, e indagar por qué al modificar la restricción de generación térmica de desigualdad a igualdad, las curvas obtenidas siguen siendo similares.

Por último, se llevará a cabo una reunión extraordinaria el 5 de septiembre del año en curso, donde se formulará una propuesta de carta dirigida a la CREG, ello para contextualizar sobre los ejercicios realizados y posibles propuestas de modificación al ESRD.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

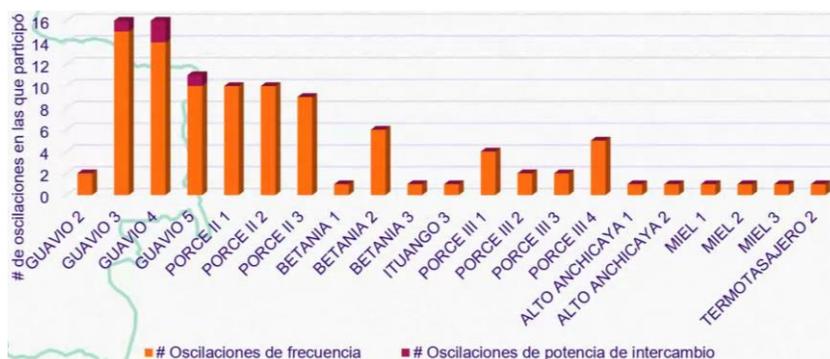
- La planta de generación basadas en inversores Guayepo estuvo operando en modo de control de tensión con “set point” fijo, y por fuera de la curva de cargabilidad, ello por problemas de comunicación entre sus inversores y el

punto de conexión. Esta situación si bien no compromete la seguridad del Sistema, implica un incumplimiento del marco normativo vigente.

- Se acordó un cuestionario para diligenciamiento de todos los agentes que operan plantas de generación basada en inversores, en operación comercial y pruebas. El objetivo es establecer los motivos y circunstancias que han ocasionado que algunas de estas unidades tengan comportamientos no deseados e incumpliendo la reglamentación actual.

En este sentido, el CND compartirá la versión definitiva de la encuesta revisando si es posible tipificar algunas de las respuestas.

- Respecto al seguimiento a las oscilaciones del Sistema, a continuación, se presenta el listado de plantas objeto de ajuste de sus Estabilizadores del Sistema de Potencia-PSS y su plan de trabajo:



Subcomité de Plantas-SP:

- El CND presentó el resultado exitoso de las pruebas de arranque autónomo de las unidades 3 y 4 de la planta San Carlos, y la unidad 4 de la central Urra.
- Se acuerda que el grupo de trabajo conformado por los generadores térmicos preparen una reunión con el CNOg, para abordar un protocolo de intercambio de información operativa entre los sectores de gas y electricidad. La reunión preparatoria se llevará a cabo el lunes 8 de septiembre del año en curso.

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- El CND presentó el listado de las plantas que cuentan con capacidad de arranque autónomo en el SIN, tal como se evidencia en las siguientes tablas:

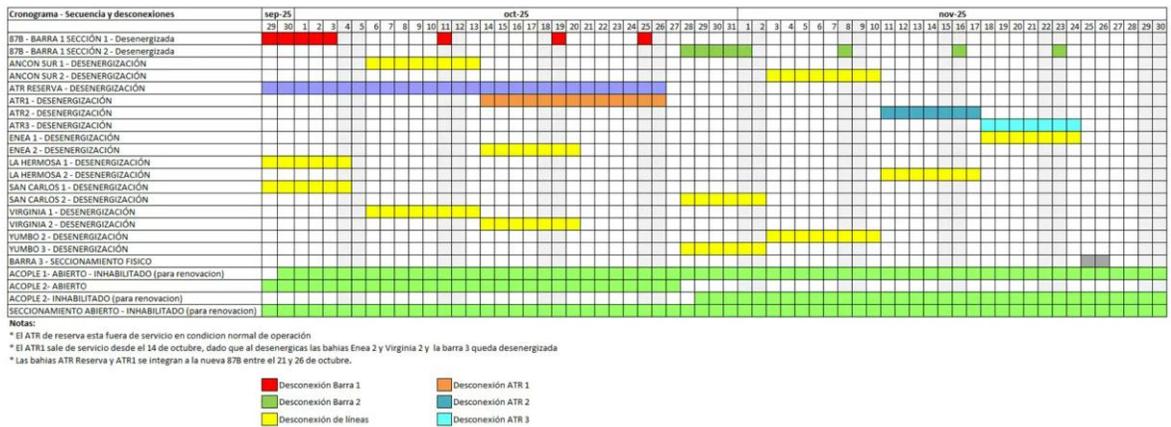
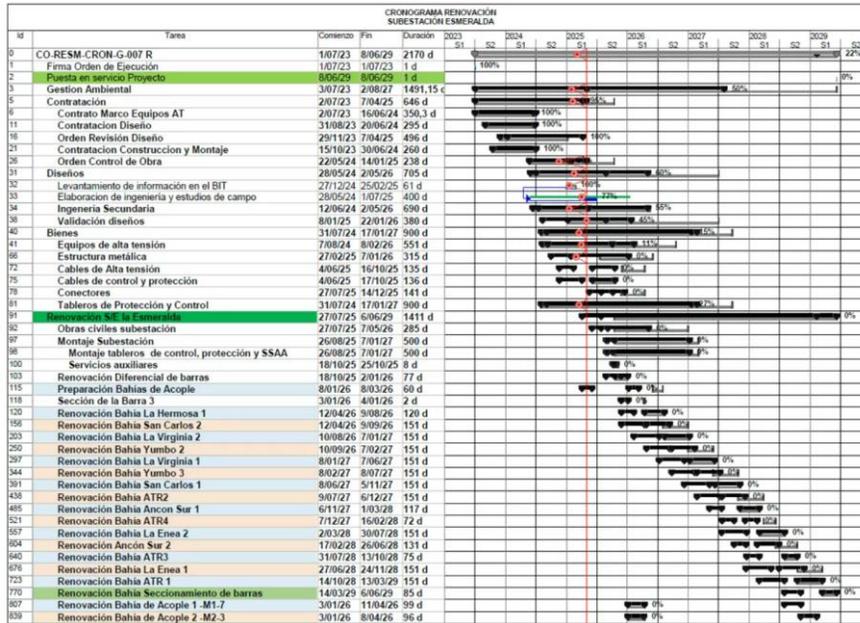
Nombre	Capacidad efectiva neta [MW]	Mínimo obligatorio [Si/No]	Arranque autónomo [Si/No]	Mínimo técnico [MW]
ALTO ANCHICAYA	355	No	Si	30
AMOYA LA ESPERANZA	80	No	No	6,6
BAJO ANCHICAYA	72	No	No	1
BETANIA	540	Si	Si	3
CALIMA	132	No	Si	60
CARLOS LLERAS	78	No	No	16
CHIVOR	1000	No	Si	15,6
CUCUANA	56	No	No	10
DARIO VALENCIA	150	No	No	3
SAMPER	400	Si	No	5
EL QUIMBO	400	Si	Si	0
ESCUELA DE MINAS	55	No	No	8
ESMERALDA	30	No	No	0
GUADALUPE III	270	No	Si	0
GUADALUPE IV	202	No	No	35

Nombre	Capacidad efectiva neta [MW]	Mínimo obligatorio [Si/No]	Arranque autónomo [Si/No]	Mínimo técnico [MW]
GUATAPE	560	No	Si	0
GUAVIO	1250	No	No	60
ITUANGO	1200	Si	No	154
JAGUAS	170	No	Si	15
LA GUACA	324	No	Si	40
LA TASAJERA	306	No	Si	0
MIEL I	396	Si	Si	20
PARAISO	276	No	No	34
PLAYAS	207	No	Si	55
PORCE II	405	No	Si	75
PORCE III	700	No	Si	125
PRADO	51	No	No	1
SALTO II	35	No	No	5
SALVAJINA	315	Si	Si	30
SAN CARLOS	1240	No	Si	22
SAN FRANCISCO	135	No	No	12
SAN MIGUEL	50	No	No	9,45
SOGAMOSO	819	Si	No	120
TRONERAS	40	No	Si	1
URRA	338	Si	Si	30

Se aclara que PROELECTRICA es la única planta térmica del SIN con capacidad de “black start”; asimismo, se resalta que el área operativa Nordeste no cuenta con recursos que puedan proveer este servicio.

El siguiente paso es establecer la metodología para identificar, por áreas operativas, la capacidad de arranque autónomo que necesita el Sistema, al igual que los criterios para priorizar los recursos de generación que tendrían un mejor desempeño en un proceso de restablecimiento parcial o total.

- A continuación, se presentan los cronogramas de modernización y renovación de la protección diferencial de barras de la subestación Esmeralda 230 kV:



El CND e ISA-INTERCOLOMBIA aclararon que, debido a la indisponibilidad de los autotransformadores STN/STR en esta subestación, podría ser necesaria la programación de generación de seguridad a nivel de 115 kV en Ínsula y San Francisco.

- Con relación a la propuesta de modificación del Acuerdo 1019 sobre Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS, para viabilizar los mantenimientos críticos del SIN, se conformó un grupo de trabajo integrado por ENLAZA, ISA-INTERCOLOMBIA, TRANSELCA, EPM, CELSIA, AFINIA, CND y CNO, para ajustar la propuesta y articularla con el Acuerdo 1803.

- Se conformó un grupo de trabajo integrado por CELSIA, EPM, ENEL, ENLAZA, TRANSELCA, ISA-INTERCOLOMBIA, CND y CNO, para formular una propuesta de Acuerdo que permita la gestión de información para el planeamiento y el seguimiento a las principales restricciones del SIN. Dicho grupo se reunirá el 11 de septiembre del año en curso.

Subcomité de Protecciones-SProtec:

- Se indicó por parte del CND que el modelo tradicional de carga en el SIN no representa adecuadamente el Fenómeno de Recuperación Lenta e Inducida de Tensión ante Falla, motivo por el cual es necesario un nuevo enfoque, tipo WECC, para replicarlo adecuadamente.

En este sentido, el Subcomité concluyó que el ajuste al modelo de carga requiere de mecanismos regulatorios y un esfuerzo colectivo para la obtención de información, previo a su caracterización, validación y ajuste.

- Debido a las modernizaciones y mantenimientos que se están llevando a cabo sobre varias subestaciones del STN y STR, que operativamente implicarían la definición de esquemas especiales de coordinación por la indisponibilidad de la protección diferencial de barras-87B, se propone al Comité de Operación revisar las responsabilidades normativas de los agentes, el CND y el mismo CNO, si no se implementan dichos esquemas, que son fundamentales para la operación segura y confiable del SIN.

El Subcomité de Protecciones viene estudiando el entendimiento regulatorio de dichas responsabilidades, sobre los requerimientos de información y la realización de los análisis de indisponibilidad de la protección 87B por mantenimiento, el cual no es coincidente; por ejemplo, se comentó por un transportador que la regulación actual no es aplicable para condiciones de mantenimiento, y que actualmente sólo se remunera una protección 87B, motivo por el cual no se deben cumplir los tiempos máximos de despeje de fallas establecidos en la normatividad, ni con los criterios de seguridad y confiabilidad si esta protección se encuentra indisponible, aspectos que no comparte el Operador del Sistema.

Finalmente, se acordó que el CND también presente en el Comité de Transmisión el soporte normativo y regulatorio para solicitar a los agentes la coordinación especial de esquemas ante indisponibilidades de la protección 87B.

Comité de Ciberseguridad-CC:

- Se socializaron por parte del CND las recientes amenazas cibernéticas que podrían afectar a las empresas del sector eléctrico. A continuación, se listan las más relevantes:
 - Nuevo grupo de “*Ransomware*” que ofrece este tipo de amenazas como servicio.
 - Vulnerabilidad del día cero explotada en “*SharePoint*”.
- Se está llevando a cabo el día de hoy en el edificio de EPM, el ejercicio de simulación presencial de capacidades de respuesta ante incidentes cibernéticos con participación de más de 70 funcionarios.

Comité de Supervisión-CS:

- En cumplimiento de las tareas definidas en la actividad de Gestión de *Apagones y Restablecimiento* del Plan Operativo del Comité de Supervisión, se envió la encuesta de Comunicación de voz y datos a los agentes generadores, transmisores y distribuidores. Se obtuvieron 44 respuestas con corte final al 2 de septiembre del año en curso.

Comité de Distribución-CD:

- En el marco de las actividades definidas por el grupo de trabajo *Gestión de Apagones y Restablecimiento*, se acordó por parte de los Comités de Operación, Transmisión y Distribución el contenido del cuestionario dirigido a los ingenieros de centro de control de los Operadores de Red-OR, generadores y transportadores, para establecer su nivel de preparación y capacitación frente a la operación del Sistema.
- Se presentó el reporte de información del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC por parte del CND, tal como se presenta en la siguiente gráfica:



El plazo se venció el pasado 31 de agosto para enviar la información al CND.

- Se presentó por parte del CND la propuesta de modificación del Acuerdo 1059, “*por el cual se modifica el procedimiento para el reporte de información y la definición de la realización de las pruebas del Esquema de Deslastre Automático de Carga*”, sugiriendo para su diseño la inclusión de contingencias críticas, la clasificación de circuitos en función de su demanda neta, es decir, la diferencia entre la demanda y generación de un alimentador, y la supervisión de la potencia neta de las cargas que harían parte del Esquema.

En este sentido, se acordó citar al grupo de trabajo *EDAC-DER* para revisar la propuesta de ajuste y el proyecto normativo CREG 701 099.

- Se acordó habilitar en la página web del Consejo, sección del Comité de Distribución, el formato para reportar situaciones de flujos en tránsito entre operadores de red en subestaciones frontera, que ocasionen un elevado nivel de pérdidas en alguno de los involucrados.

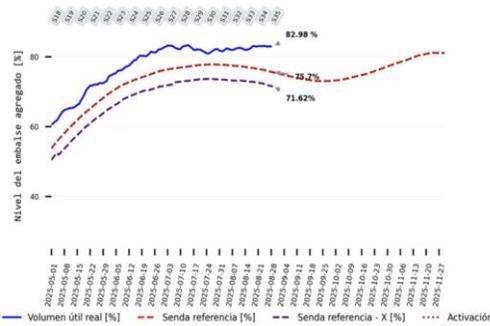
En este sentido, se estableció diligenciar y enviar la información al Comité de Distribución antes del 9 de septiembre del año en curso.

Comité de Transmisión-CT:

- Se acordó por parte del Comité de Transmisión no avanzar en la tarea relacionada con la formalización de *pruebas en todos los niveles de tensión de interruptores que no operan frecuentemente* a juicio de los transportadores, está incluido en las horas definidas para llevar a cabo los mantenimientos y en la responsabilidad de los agentes.
- Se analizaron por parte de los transportadores las dificultades de estudiar propuestas para gestionar la operación en multipropiedad en el marco de un potencial restablecimiento ante un colapso parcial o total del SIN.

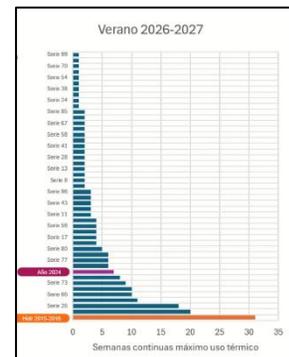
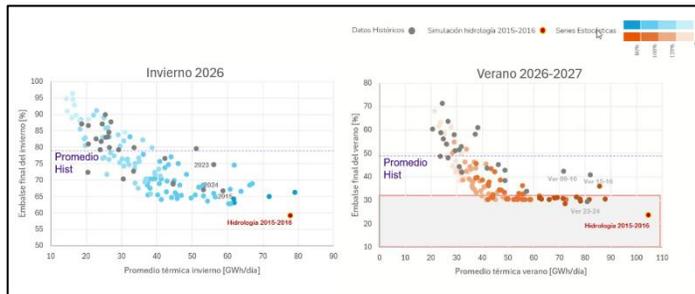
Comité de Operación-CO:

- El 28 de agosto el nivel del embalse se ubicó en el 82.98 %, 7.28 puntos porcentuales por encima de la senda de referencia de la estación de invierno 2025.



Fecha	Senda [%]	Vol Util [%]	Vol Util - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Util [%]
2025-08-13	77.15	82.24	5.09	-0.07	-0.21
2025-08-14	77.08	81.97	4.89	-0.07	-0.27
2025-08-15	77.02	81.95	4.93	-0.06	-0.02
2025-08-16	76.95	82.22	5.27	-0.07	0.27
2025-08-17	76.88	82.42	5.54	-0.07	0.2
2025-08-18	76.79	82.99	6.2	-0.09	0.57
2025-08-19	76.69	83.07	6.38	-0.1	0.08
2025-08-20	76.6	82.92	6.32	-0.09	-0.15
2025-08-21	76.51	83.04	6.53	-0.09	0.12
2025-08-22	76.41	83.05	6.64	-0.1	0
2025-08-23	76.32	83.03	6.71	-0.09	-0.01
2025-08-24	76.23	83.1	6.87	-0.09	0.06
2025-08-25	76.1	83.06	6.96	-0.13	-0.04
2025-08-26	75.96	82.91	6.95	-0.14	-0.15
2025-08-27	75.83	83.02	7.19	-0.13	0.11
2025-08-28	75.7	82.98	7.28	-0.13	-0.03
2025-08-29	75.56			-0.14	0
2025-08-30	75.43			-0.13	0
2025-08-31	75.3			-0.13	0

- El CND espera mayores exigencias del parque térmico ante la incertidumbre climática del verano 2026-2027, el atraso en la entrada de nuevos proyectos de generación y el crecimiento de la demanda. Se debe resaltar que inclusive en condiciones de neutralidad, aún con el aumento de la participación térmica, se observan niveles de embalse al final de la estación de invierno inferiores al promedio histórico.



En este punto se solicitaron al CND los detalles de las simulaciones de flexibilidad por potencia para el verano 2026 y 2027, y un análisis de verificación de cumplimiento de ENFICC, de forma agregada, para las plantas solares fotovoltaicas sincronizadas con el Sistema.

- Se presentaron por parte del CND los análisis eléctricos y energéticos asociados al mantenimiento de la Terminal de Regasificación durante el periodo del 10 al 14 de octubre del año en curso; es evidente, con la información declarada por los generadores térmicos, la necesidad de racionar demanda en el área Caribe 2 por la falta de gas natural desde el interior y la indisponibilidad de la generación de seguridad de la zona.

Probable DNA y racionamiento para el área Caribe 2

Riesgos: **Afectaciones para la demanda Eléctrica del área Caribe**

Para cumplir los criterios de confiabilidad y seguridad sería necesario programar DNA en Caribe 2, tratando de programarla en los nodos más susceptibles a la recuperación lenta de tensión, con el fin de minimizar la DNA

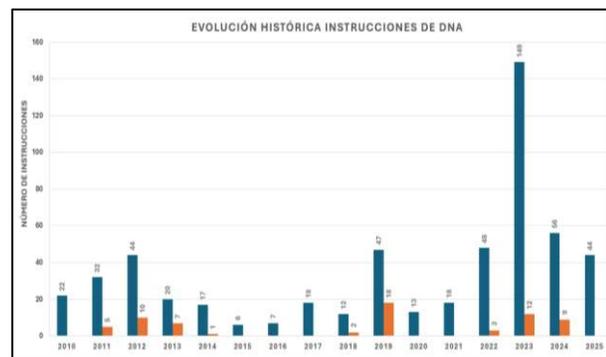
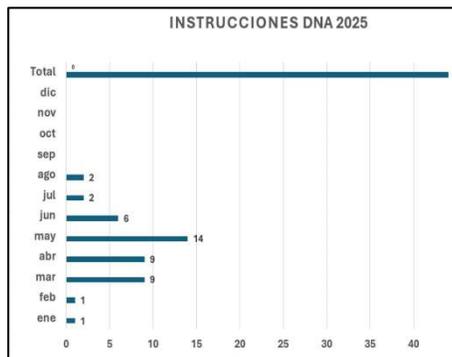


XM realizará declaración de estado de alerta o emergencia de la operación de las áreas Caribe o Caribe 2, de acuerdo con la disponibilidad de las plantas de generación de las áreas Caribe y Caribe 2 y los balances diarios que se realizarán desde el Despacho Económico durante los días del mantenimiento.

Los valores que se muestran, son valores indicativos, que, dependerán del refinamiento de los supuestos, de acuerdo con los ejercicios posteriores de validación con los agentes.

Al respecto, se aclaró que si queda en firme el proyecto de Resolución de MINENERGÍA “por la cual se dan los lineamientos para la priorización en la atención de la demanda de gas natural con ocasión del mantenimiento programado de la infraestructura de regasificación en el año 2025”, se dará prioridad a la atención de la demanda de energía eléctrica.

- En la siguiente gráfica se presenta, con corte al 31 de agosto del 2025, el número de instrucciones de racionamiento en el área Caribe que se han impartido por parte del CND debido al agotamiento de su infraestructura del STR.



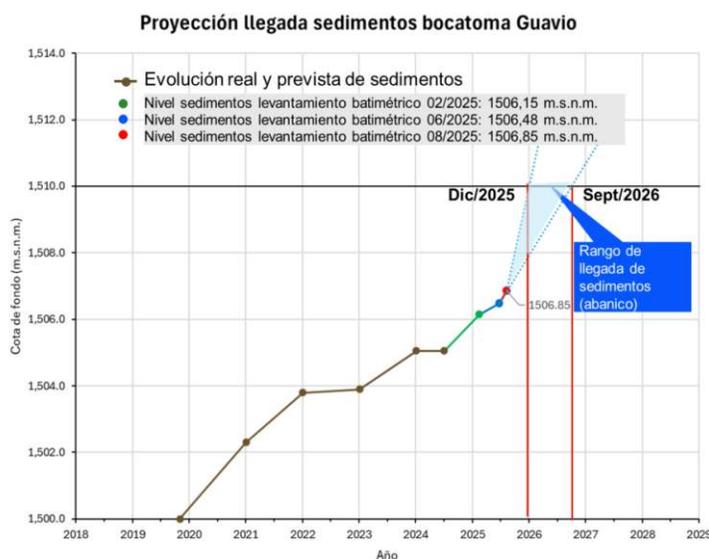
- ISA-INTERCOLOMBIA informó, en el marco de la Circular 133 del CNO, acerca del derribo de una torre de transmisión de energía en jurisdicción de San José del Nus en el departamento de Antioquia, motivo por el cual posterior a la inspección correspondiente, se coordinó con CND la desenergización del circuito debido a la afectación sobre otros tres (3) soportes de retención; se debe resaltar que en el mismo sobrevuelo se identificaron daños sobre una de las torres del

circuito Cerromatoso-Primavera I 500 kV y posibles artefactos explosivos sin detonar.

Fue en este sentido que el 21 de agosto de 2025 MINENERGÍA convocó a una reunión técnica con el fin de revisar el estado actual de los activos comprometidos, las medidas de mitigación necesarias, la necesidad de articulación con otros ministerios, y las acciones de recuperación de la infraestructura, que inicialmente demorarían hasta el mes de septiembre del presente año.

Asimismo, ENEL indicó sobre bloqueos en la central hidroeléctrica El Quimbo, que, si bien ya fueron “levantados” gracias a un acuerdo con la comunidad pesquera de la región, pudieron comprometer la generación de la planta. En línea con lo anterior, desde comienzos de agosto se presentan limitaciones sobre la libre movilidad en el corredor vial que da acceso a la central El Guavio, situación que ha impedido el tránsito normal de maquinaria y equipos, indispensables para la ejecución de los mantenimientos y obras asociadas a su bocatoma. Esta situación puede comprometer la seguridad y confiabilidad del área Oriental, y a la misma planta.

Respecto a este último punto, ENEL recalcó la crítica situación que afronta El Guavio en estos momentos respecto a la gestión de sedimentos, donde luego de un riguroso análisis, advierte que, en caso de no ejecutarse las acciones previstas en los tiempos estipulados, se comprometería la funcionalidad de la bocatoma y, por ende, la disponibilidad indefinida de dicho activo de generación.



- MINENERGÍA publicó para comentarios hasta el 30 de agosto del año en curso, el proyecto de resolución "Por la cual se dan los lineamientos para la priorización

en la atención de la demanda de gas natural con ocasión del mantenimiento programado de la infraestructura de regasificación en el año 2025". Cabe mencionar que el parágrafo 1 del artículo 3, orden de prioridad de atención de la demanda, excluye las cantidades de gas natural destinadas a cubrir las necesidades de generación de energía eléctrica, ello para asegurar la atención de la demanda de energía eléctrica del área Caribe 2.

8. La CREG a través de su Circular 182 de 2025 extendió hasta el 1 de octubre del año en curso, el plazo para comentarios al proyecto normativo 701 090 de 2025, asociado con el diagnóstico y bases tarifarias para la actualización de la metodología de remuneración de la actividad de distribución en el Sistema Interconectado Nacional-SIN.
9. La CREG publicó los proyectos normativos 701 098, *"por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones"* y 701 099, *"por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional"*. En estas propuestas, por rangos de capacidad y tecnología, se establece, entre otros:
 - Nuevos requisitos operativos para la generación Basada en Inversores-IBR.
 - Incorporación de modelos Electromagnetic Transient-EMT.
 - Nuevos criterios para el diseño del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC.
 - Nuevas pruebas para validación de requisitos.
 - Tratamiento para las plantas de generación bajo la connotación de pruebas.
 - Habilitación de las conexiones tipo "T" para gestión de mantenimientos.
 - Criterios de fortaleza eléctrica de red y para mitigar el Fenómeno de Recuperación Lenta e Inducción de Tensión ante Falla.
 - Activación de la regulación primaria de frecuencia para la generación IBR.
 - Formulación de un modelo dinámico de carga.

Se debe resaltar que los tiempos para recepción de comentarios son 11 y 18 de septiembre del año 2025, respectivamente; asimismo, se asignan tareas al Consejo para instrumentar los proyectos normativos, y se solicita en los términos del artículo 23 de la Ley 143 de 1994, concepto del Consejo Nacional de Operación a las dos (2) Resoluciones en consulta.

10. La CREG publicó el proyecto de Resolución 701 100 de 2025, *“por el cual se modifica la Resolución CREG 101 024 de 2022 y se dictan otras disposiciones”*, que plantea modificar la determinación del precio de cierre de las subastas del Cargo por Confiabilidad y la asignación de las Obligaciones de Energía en Firme. Asimismo, se sugiere ajustar la determinación del precio del Cargo para plantas existentes. El plazo para recepción de comentarios vence el 16 de septiembre del año en curso.
11. La CREG expidió la Resolución CREG 101 079 de 2025, *“por la cual se fija la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2029 y el 30 de noviembre de 2030 y se modifican otras disposiciones”*. En ella se establecen los siguientes requisitos adicionales para participación en la subasta:
- Presentación al momento de la declaración de parámetros, de un certificado del registro ante la UPME, en donde conste que el proyecto se encuentra registrado en fase II, y que su fecha establecida de puesta en operación en dicho registro, como máximo, corresponde al inicio del período de vigencia de las Obligaciones de Energía en Firme-OEF que se asignarán en la subasta. Se debe resaltar que lo anterior no implica que el proyecto tenga aprobada su conexión al Sistema.
 - Para plantas o unidades de generación hidráulicas que se encuentren en operación comercial a la fecha de entrada en vigor de la Resolución CREG 103 de 2018, se podrá declarar una ENFICC superior a la ENFICC Base y hasta la ENFICC 98 % PSS.
 - Los participantes que representen plantas y/o unidades de generación nuevas, especiales, o existentes con obras, deberán realizar el registro del que trata el artículo 8 de la Resolución CREG 101 024 de 2022 en cualquier momento y a más tardar hasta el día D más sesenta (60) días hábiles.

Asimismo, en el artículo 6 de la Resolución se indica que para efectos de esta subasta, a los participantes que representen plantas y/o unidades de generación nuevas, especiales, o existentes con obras, sin capacidad de transporte asignada y que entreguen la garantía para amparar la participación en la subasta en los tiempos previstos para ello, la UPME les entregará individualmente un informe técnico de las restricciones técnicas en el SIN que genera el proyecto que representan, antes del plazo definido para la presentación de la oferta en el proceso de la subasta.

Adicionalmente, el artículo 9 permite que un agente interesado en realizar obras de infraestructura para renovar las instalaciones de una planta y/o unidad de

generación existente, ya sea para utilizar un recurso primario más eficiente o para mejorar o cambiar la tecnología utilizada, pueda participar por asignación de OEF hasta por 20 años, sin que ello implique mantener o incrementar su ENFICC.

12. Se expidió la Circular 184 de 2025, donde la CREG evaluó la necesidad de convocar o no una nueva subasta de reconfiguración de Obligaciones de Energía en Firme-OEF para la vigencia 2025-2026, decidiendo no adelantarla; en consecuencia, según lo dispuesto en los artículos 2 y 6 de la Resolución CREG 114 de 2014, los agentes podrán realizar la cesión de OEF para el período 2025-2026 en los términos allí establecidos.
13. La empresa NITRO ENERGY COLOMBIA, con fundamento en el Artículo 12 de la Resolución CREG 085 de 2007, optó por cambio de combustible para cumplir las Obligaciones de Energía Firme-OEF del Cargo por Confiabilidad respaldadas con las plantas CARTAGENA 1 y CARTAGENA 2, asignadas para los períodos: 1 de diciembre de 2025 - 30 de noviembre de 2026 y 1 de diciembre de 2026 - 30 de noviembre de 2027.

En este sentido y conforme a lo establecido en la mencionada norma, el agente remitió a la Comisión los formatos de reporte de la información para el cálculo de la ENFICC, los cuales fueron aportados con la respectiva verificación realizada por una firma auditora independiente.

14. Con relación a la segunda reunión del Grupo de Medida, se acordó que sus integrantes recopilen los resultados de las pruebas de rutina, desde los datos de fábrica hasta las pruebas realizadas en campo, con el fin de evaluar el comportamiento de los transformadores de medida en el tiempo y, con base en ello, proponer la ampliación del plazo de ejecución actual de doce (12) años. Adicionalmente, se evaluarán los impactos asociados a las intervenciones para la ejecución de las pruebas de rutina de los transformadores, incluyendo su valoración económica para la Operación del SIN, el riesgo de afectación de equipos, el riesgo humano y, en general, la continuidad del servicio.

Asimismo, se remitirán los comentarios al Acuerdo 981, se evaluará una propuesta de formato homologado para consignar los resultados de las pruebas y la inclusión de consideraciones orientadas a evitar subjetividades en las verificaciones, para dar mayor claridad sobre los cumplimientos exigibles.

Finalmente, el 2 de septiembre del año en curso, se envió a los integrantes del Grupo, para prueba, el enlace con el aplicativo para incluir los resultados de las pruebas de rutina de que trata la Resolución CREG 038 de 2014 y el Acuerdo 981 de 2017.

15. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS presentó los avances de la nueva metodología de Cálculo del Caudal Ambiental, que, según lo manifestado por ellos, se diferencia del enfoque del año 2017 por aglutinar a todos los usuarios del recurso hídrico en su aplicación, y tener diferentes enfoques en función de los tipos de cuerpos de agua. El MADS aclaró que el caudal ambiental no puede ser constante, ni estar asociado a un porcentaje de aprovechamiento en función del caudal medio; asimismo, indicó que podría aplicar a proyectos hidroeléctricos en operación.

Finalmente se indicó el objetivo de la propuesta normativa, que es *“plantear una guía metodológica que permita estimar el caudal ambiental en el territorio nacional acorde a los servicios ecosistémicos-SSEE, la cual establezca una forma de estimación diferencial entre los SSEE regulación y soporte (cuerpos de agua con mayor conservación) y SSEE de aprovechamiento y usos culturales (cuerpos de agua con actual intervención antrópica), donde refleje la heterogeneidad en términos de escala hidrográfica, sea acorde a la disponibilidad de información, fomente la medición fisicoquímica e hidrobiológica por parte de las Autoridades Ambientales e impulse la reducción/transformación de conflictos socioambientales”*.