



Acta de reunión
Acta N° 788
3 Abril, 2025 Gotomeeting

Reunión CNO 788

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
MINENERGÍA	Carlos Eduardo Martinez	SI	NO
XM	Carlos Arturo Vanegas Vesga	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
PORTÓN DEL SOL	César Augusto Palacio	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Dario Obando	SI	NO
Termoyopal Generación 2	David Rincon	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Diego Medina	SI	NO
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
ENEL Colombia	Marcela Quijano	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
UPME	Hector Rosero	SI	NO
ENLAZA	Jairo Pedraza	NO	SI
XM	Javier Antonio Tapia	NO	SI
TERMONORTE	Javier Alejandro Marín	SI	NO

XM	Juan Camilo González Vélez	NO	SI
GECELCA	Juan Manuel Salas	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
GTCN	Jairo Arboleda	SI	NO
UPME	Enrique Cifuentes	SI	NO
AES COLOMBIA	María Pareja	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
ENLAZA	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
Energía del Suroeste	Salomé Monroy	NO	SI
TERMONORTE	Sebastian Rodriguez	SI	NO
XM	Leonel Marin	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Julian Gonzalez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
UPME	José Morillo	SI	NO
UPME	Carlos Adrián Correa	SI	NO
AES COLOMBIA	Caio Chaves Vilas Boas	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Andrea Rojas	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Diego Castillo	SI	NO
CNOGas	Fredi López	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
IDEAM	Leidy Rodríguez	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	1. Informe IDEAM.

2	09:15 - 10:00	Misión Transmisión UPME.
3	10:00 - 10:45	Aprobación: • Actas pendientes. • Acuerdos.
4	10:45 - 11:45	Informe Secretario Técnico.
5	11:45 - 12:45	Presentación XM – Situación eléctrica y energética.
6	12:45 - 01:30	Informe UPME.
7	1:30 - 01:40	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar la actualización de las principales variables que inciden en el clima del país y los pronósticos para el corto y mediano plazo.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Según el IDEAM las condiciones del fenómeno de “La Niña” están presentes y se espera que continúen hasta el trimestre febrero-abril del 2025, con posible transición a ENSO-neutral para el trimestre marzo-mayo del 2025. Por lo anterior y a pesar de dichas condiciones, nuevamente no se declararía un fenómeno de “La Niña” aun porque no se cumple el protocolo para su declaración.

Para el mes de abril del año en curso se prevén precipitaciones por encima de lo normal sobre los departamentos de la región andina; se estiman lluvias en el norte y sur de La Guajira, centro del Cesar, gran parte de los departamentos de Magdalena, Atlántico, Sucre y Córdoba sobre la región Caribe; Antioquia, Caldas, Risaralda, Quindío, gran parte del Tolima, altiplano cundiboyacense y amplios sectores de Huila en la región Andina.

En los últimos meses, las anomalías negativas de temperatura subsuperficial se han debilitado en el Pacífico ecuatorial central y oriental. Las temperaturas subsuperficiales por debajo del promedio continúan predominando en el Pacífico central, mientras que las temperaturas por encima del promedio persisten en el Pacífico occidental, en profundidad cerca de la Línea Internacional de Cambio de Fecha y en una capa superficial poco profunda en el Pacífico oriental.

Conclusiones

>De acuerdo con los reportes del 13 marzo emitido por la Administración Nacional de Océano y Atmósfera (NOAA, por sus siglas en inglés) y del 19 de marzo de 2025 emitido por Instituto Internacional de Investigación para Clima y Sociedad (IRI, por sus siglas en inglés), las condiciones atmosféricas en el Pacífico tropical continuaron indicando condiciones de La Niña puesto que:

- ✓ Las anomalías de los vientos en los niveles bajos estuvieron del este sobre el oeste y centro del Pacífico,
- ✓ La convección suprimida alrededor de la línea de cambio de fecha estuvo resaltada cerca de Indonesia,
- ✓ Los índices tradicionales y ecuatoriales de la Oscilación del Sur fueron positivos.

> No obstante, el sistema acoplado océano-atmósfera reflejó una condición La Niña debilitándose con tendencia al ENOS-neutral; a tal punto que la predicción indica que se favorece el desarrollo de esta fase del ENOS para el próximo mes (abril) y se espera que persista hasta el verano del hemisferio norte con una probabilidad del 62% en junio-agosto y superior al 50% hasta junio-septiembre de 2025. Finalmente, resaltan que, como es típico para pronósticos hechos en la época de primavera del hemisferio norte, hay mucha incertidumbre frente a la predicción de largo plazo.

> Por lo tanto, las condiciones climatológicas del país para el próximo semestre no solo dependerán del ciclo estacional propio de la época del año y de las fluctuaciones asociadas a la oscilación Madden & Julián y otras ondas ecuatoriales, sino también de la transición de las condiciones actuales de La Niña débil hacia la fase Neutral del ENOS.

> Tanto el último consenso oficial del IRI como la predicción dada por la pluma de modelos predicen que, la fase Neutral del ENOS será la condición más probable desde el trimestre marzo-mayo de 2025 (superior al 80%) y persistiría al menos hasta el trimestre septiembre-noviembre de 2025 (probabilidades entre 45% a 46%).

> Por ahora, el modelo probabilístico del Ideam prevé como lo más probable para el mes de abril/25, precipitaciones por encima de lo normal en gran parte de las regiones Caribe, Andina y Orinoquía; debajo de lo normal en gran parte de la Amazonía; y cercano a lo normal en gran parte de la región Pacífica. El modelo determinístico estima que dichos incrementos podrían oscilar entre 10% y 40% con respecto a la climatología de referencia 1991-2020 en las regiones Caribe, Andina y Orinoquía; mientras que, los déficits entre 10% y 30% en la Amazonia.

> Para el trimestre consolidado abril-junio/25 se estiman precipitaciones por encima de lo normal como lo más probable, en gran parte de las regiones Andina y Caribe. El modelo determinístico predice que los incrementos de lluvia podrían presentarse entre el 10% y 40% en dichos sectores. Para el resto del país lo más probable son precipitaciones con valores cercanos a lo normal; no obstante, el modelo determinístico predice para la Amazonía disminuciones entre 10% y 30% en áreas de oriente de Caquetá y noreste de Amazonas.

> A más largo plazo; es decir, para el período comprendido entre julio-septiembre/25, lo más probable son precipitaciones cercano a lo normal; excepto en el norte de la región Caribe (La Guajira, Cesar, Magdalena y Atlántico), donde se esperan lluvias por encima de lo normal. El modelo determinístico sugiere que dichos aumentos serían superiores al 20% con respecto al promedio histórico 1991-2020. Adicional a lo anterior, no descarta disminuciones de lluvias entre 10% y 30% en la Orinoquía y Amazonía.

2. APROBACION ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar al Consejo las actas pendientes y los acuerdos recomendados para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO
--------------------------------	----	---	------------	----	----

Desarrollo

- ACTAS:

Acta 784: Publicada para comentarios el 26 de marzo. Comentarios de ISAGEN.

Acta 785: Publicada para comentarios el 26 de marzo. Comentarios de ISAGEN, XM, TEBSA y PROELECTRICA.

El Consejo da una semana más para comentarios y su aprobación de daría en la próxima reunión ordinaria de mayo.

- ACUERDOS: Los siguientes acuerdos se recomiendan para su aprobación:
1. Por el cual se aprueba la incorporación de la actualización del factor de conversión mediano de la central hidroeléctrica Porce II.
 2. Por el cual se aprueba la incorporación de la actualización del factor de conversión mediano de las centrales hidroeléctricas Alto Anchicayá y Salvajina.
 3. Por el cual se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades TYG3 y TYG5 de la planta Termoyopal
 4. Por el cual se aprueba la actualización del Tiempo de Unidades en Línea para Transición (TULT) y rampas de la planta TEBSAB CC.
 5. Por el cual se actualiza el "Procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de capacidad de las plantas de generación eólicos y solares fotovoltaicas conectados al STN y STR y de los autogeneradores conectados al STN y al STR sin entrega de excedentes".
 6. Por el cual se aprueba la actualización de la Guía de Ciberseguridad y se modifican algunos plazos

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

Conclusiones

- Las actas 784 y 785 se someterán a aprobación en la reunión ordinaria de mayo.
- Los acuerdos recomendados fueron aprobados.

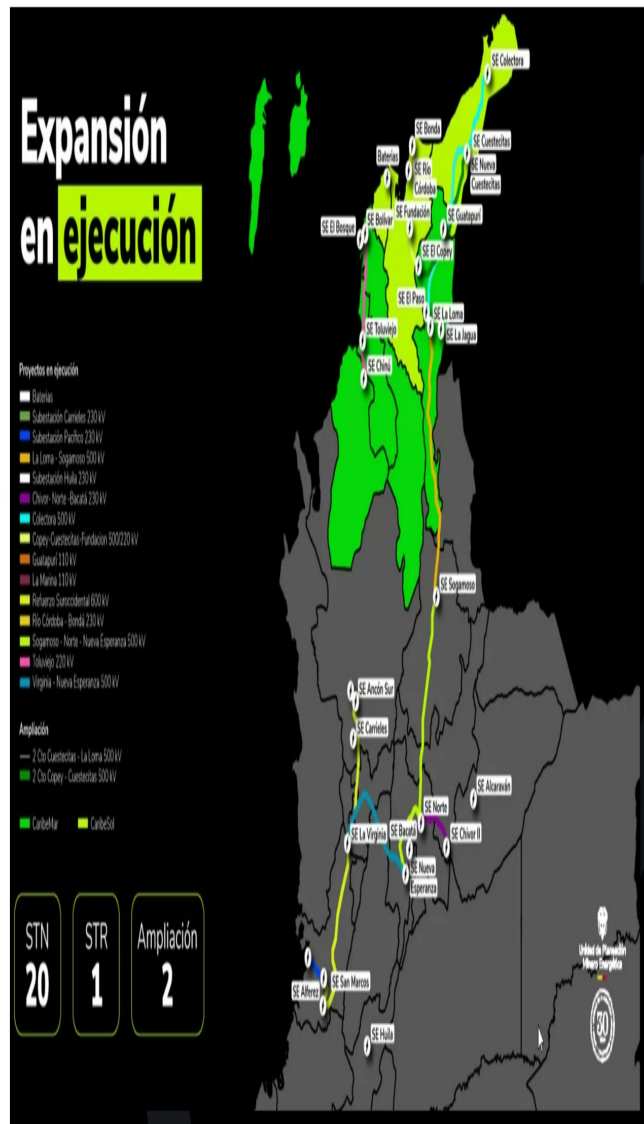
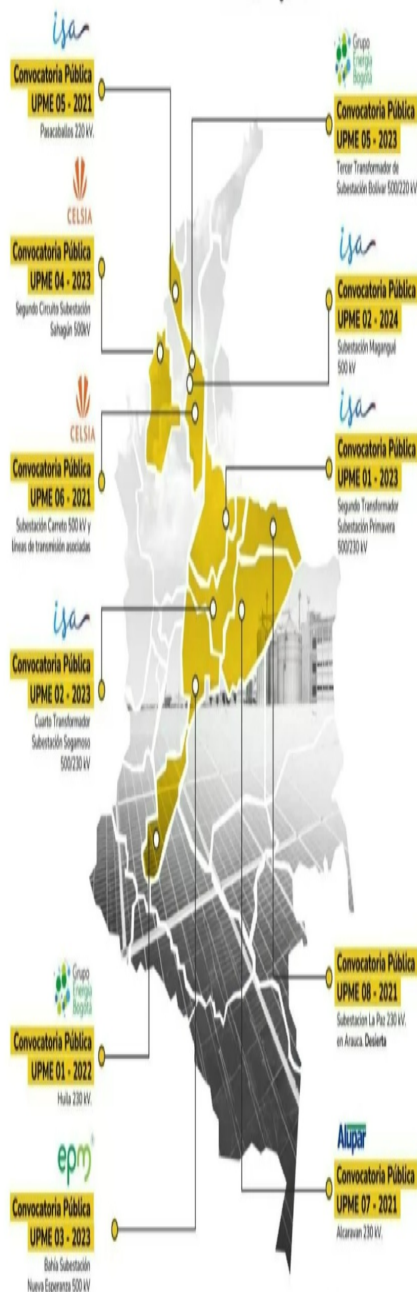
3. MISION TRANSMISION E INFORME UPME	NO	Presentar los avances y objetivos principales de la misión transmisión desarrollada por la UPME y el informe respectivo de avances de las convocatorias.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- A continuación, se presenta el estado de las convocatorias asociadas a los proyectos de expansión a los cuales les hace seguimiento a la UPME:

Adjudicaciones

2024



Próxima Expansión - Ampliaciones

PROYECTO	TRANSMISOR INTERESADO	FPO PLAN DE EXPANSIÓN - RES. MM 40477 DE 2023	FPO ACTUAL
Instalación coste centro del diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A	Nov - 2024	31/12/2025
Ampliación en la Subestación San marcos 115 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A	Dic - 2024	30/09/2026
Reconfiguración SE Sabanalarga 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A		31/07/2027
Segundo circuito Montería - Urabá 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A		31/07/2027

Próxima Expansión

Área	OBRA	FPO	Estado
Santander	4to transformador Sogamoso 500/230 kV	2024	En ejecución
Santander	2do transformador Primavera 500/230 kV	2024	En ejecución
Huila	Subestación Huila 230 kV y dos líneas de transmisión a interceptar línea Mirofino – Betania	2026	En ejecución
Cundinamarca	Bahía trafo Nueva Esperanza 500 kV	2026	En ejecución
Casanare	Subestación Alcaraván y línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 kV	2027	En ejecución
Córdoba	2do Circuito Sahagún 500 kV	2026	En ejecución
Bolívar	3er Transformador Bolívar 500/230 kV	2026	En ejecución
Arauca	Subestación La Paz y línea de transmisión Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV	2028	Declarada desierto
Bolívar	Subestación Carreto 500 kV y línea de transmisión a interceptar Bolívar – Sabanalarga	2027	En ejecución
Casanare	Alcaraván STR 115 kV	2027	Estructurada
Bolívar	Subestación Pasacaballos 220 kV	2027	En ejecución
Chocó	Compensación capacitiva SVC SE Certequí	2027	Declarada desierto
Santander	Subestación Trinitaria (Cabrera) 230 kV	31/03/2028	Publicada oficialmente
Antioquia	Subestación Corrientes (San Lorenzo) 230 kV	31/10/2028	Prepublicada
Bolívar	Subestación Magangué 500 kV	2028	Adjudicada
Cundinamarca	Subestación Sopó 230 kV	31/12/2028	Prepublicada
GCM	Compensadores síncronos 50 MVar	31/12/2028	Publicada oficialmente
Norte de Santander	Subestación Tonchalá 230 kV	31/12/2028	Estructurada

Uno de los enfoques principales de la MT para el año 2025 es la apertura de convocatorias. Como parte de este plan, tenemos previsto realizar alrededor de 24 obras.



Conclusiones					
4. INFORME CNO 788	NO	Presentar los temas administrativos y avances en los diferentes temas gestionados por los comités y subcomités del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Temas Administrativos:

1. El consultor del proyecto de alineación estratégica, GOVERNANCE, está avanzando en el desarrollo de las fases posteriores a la realización de entrevistas, encuestas y el ejercicio de simulación de crisis. En este momento se está formulando el documento de resultados y recomendaciones, que será presentado de manera presencial durante el mes de abril del año en curso.

Temas técnicos:

2. 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 7.52 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, sin tener en cuenta desbalances promedio negativos.

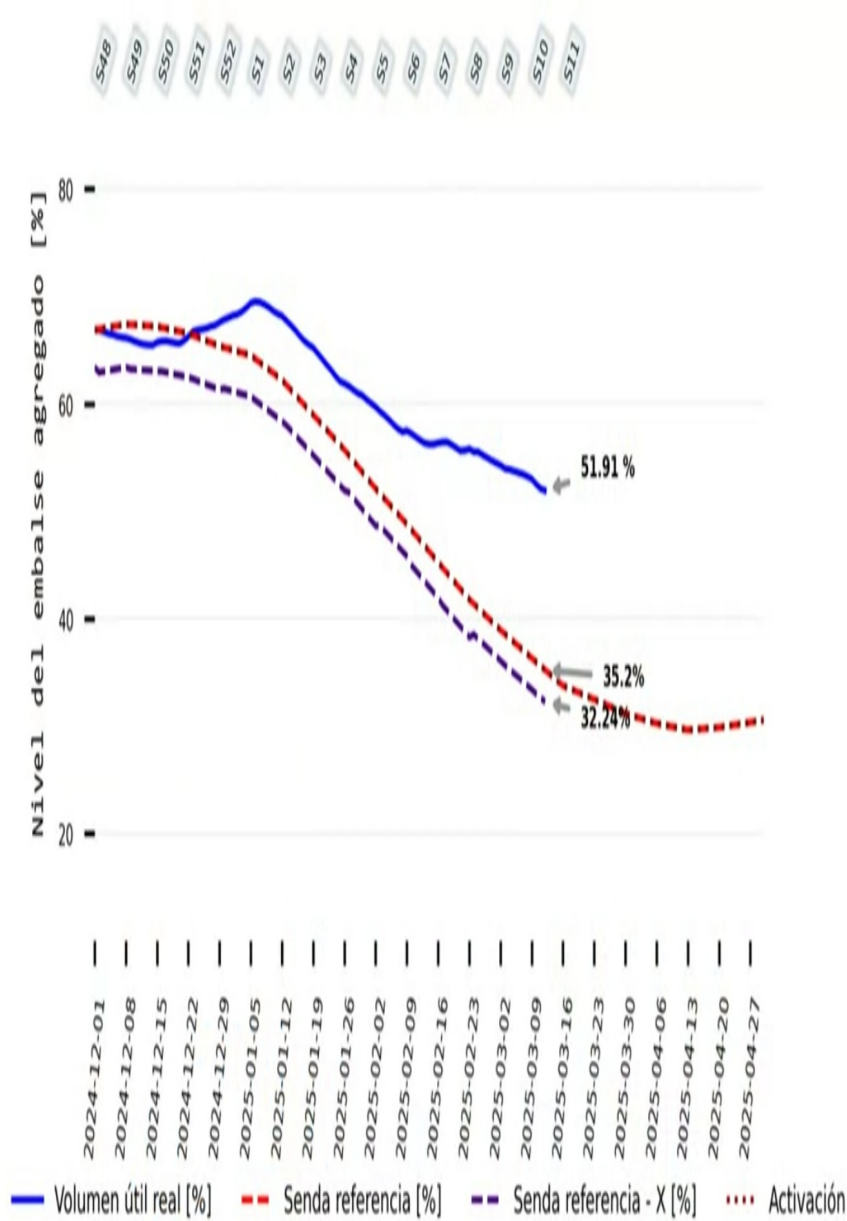
- Respecto a la actualización de los Acuerdos que instrumentan las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023, se acordó que el CND y los funcionarios del Consejo formulen una propuesta de ajuste, considerando el concepto emitido por la CREG en diciembre del 2024, sobre la necesidad de evaluar constantemente la calidad de las series reconstruidas de velocidad de viento e irradiación global horizontal.
- El SURER tuvo plazo hasta el 2 de abril, para entregar sus expectativas de aportes hídricos para las últimas semanas del mes de abril del año en curso, para la propuesta de Senda de Referencia para la estación de invierno.
- Con relación a los tiempos de viaje entre las centrales en cadena, EPM identificó un tránsito entre Salvajina e Ituango de 5 días aproximadamente; ISAGEN y CELSIA comentaron que no tienen centrales con tiempos superiores a 48 horas. Por su parte, ENEL manifestó que, si bien autoridades ambientales han establecido tiempos de viaje que oscilan entre 5 y 7 días desde el SISGA hasta ALICACHÍN, comentaron que los mismos podrían variar en función de las condiciones hidrológicas, y la determinación de un valor específico puede ameritar de un estudio detallado.

Finalmente, se acordó llevar esta información al Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO y en función de su análisis, esperar si se requiere otro tipo de ejercicio.

- Se acordó para la próxima reunión de los Subcomités de Recursos Energéticos Renovables y Planeamiento Operativo, socializar la presentación del estudio de Resiliencia sobre los efectos de la variabilidad y cambio climático en los aportes hidrológicos, y por tanto en la operación del SIN.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- El nivel agregado del embalse se encontraba al 12 de marzo del año en curso 16.7 puntos porcentuales por encima de la senda de referencia de la estación de verano, debido a los aportes hídricos que se presentaron durante enero, febrero y parte de marzo del año 2025, superiores a la media climatológica, y a la producción agregada de la generación térmica.



Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]
2025-02-22	42.26	55.65	13.39
2025-02-23	41.77	55.79	14.03
2025-02-24	41.36	55.53	14.17
2025-02-25	40.95	55.51	14.56
2025-02-26	40.55	55.23	14.68
2025-02-27	40.14	54.97	14.83
2025-02-28	39.73	54.72	14.98
2025-03-01	39.33	54.5	15.17
2025-03-02	38.92	54.26	15.35
2025-03-03	38.55	53.96	15.41
2025-03-04	38.17	53.88	15.71
2025-03-05	37.8	53.74	15.94
2025-03-06	37.42	53.6	16.18
2025-03-07	37.05	53.45	16.4
2025-03-08	36.68	53.23	16.56
2025-03-09	36.3	52.99	16.69
2025-03-10	35.93	52.5	16.57
2025-03-11	35.57	52.08	16.51
2025-03-12	35.2	51.91	16.71

- El CND presentó su análisis sobre la actualización de las proyecciones de demanda de energía eléctrica de la UPME, indicando para el periodo 2024-2038 tasas de crecimiento entre el 1.44 y 2.77 %, las cuales se reducirían marginalmente considerando la integración de vehículos eléctricos y la generación distribuida.

Asimismo, es claro que, respecto a la proyección anterior, los pronósticos vigentes redujeron la demanda para todos los meses cerca del 2.1 %.

- Se hizo la revisión de posibles expositores y temas para ser tratados en la jornada académica del subcomité. Dentro los ejes temáticos se destacan: interdependencia de sectores, generación de series sintéticas acopladas espacial y temporalmente, resiliencia en sistemas eléctricos de potencia, nuevas metodologías de

planeamiento operativo y nuevas técnicas de optimización en sistemas energéticos.

En la próxima reunión del SPO se hará un avance de los contactos realizados y la confirmación de ponencias.

- Con relación a los tiempos de viaje de las cadenas, el CND indicó que, con la información suministrada, iniciarán sus primeros ejercicios y en función de los resultados se retroalimenta al SURER.

Subcomité de Controles-SC:

- Se identificó un mal desempeño en las plantas de generación basadas en inversores Planeta Rica, La Unión y Guayepo; en algunos casos se presentó un cambio en el modo de control de tensión sin instrucción operativa del CND (en el peor de los casos la desactivación del modo), la no participación en el control primario de frecuencia y el incumplimiento de las curvas de cargabilidad, contrario a lo que está establecido en la reglamentación y comprometiendo la seguridad del SIN.

Subcomité de Plantas-SP:

- El Subcomité solicitó al SPO analizar el supuesto de disponibilidad plena de gas natural en sus ejercicios de planificación operativa; adicionalmente, gestionar una reunión conjunta entre el Comité de Operación-CO, SP y SPEC para conocer las fechas del mantenimiento de la terminal de regasificación del caribe.
- Con relación al ajuste del procedimiento para calcular la Capacidad Efectiva Neta-CEN y el consumo específico de las plantas de generación a partir de la biomasa, que complementará los anexos técnicos del Acuerdo 1850, solamente la empresa USAENE presentó oferta técnica y económica, por un valor de COL\$ 65'450.000.

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- El CND realizó una presentación sobre el funcionamiento de los compensadores síncronos, destacando su contribución a la estabilidad de tensión vía suministro de potencia reactiva, a la estabilidad de frecuencia por su aporte inercial, y al fortalecimiento del Sistema en nodos débiles por el incremento de las corrientes de cortocircuito; adicionalmente, se indicó que este tipo de tecnología representan una solución efectiva a los fenómenos de recuperación lenta e inducida de tensión ante falla. En este punto el Consejo recomendó analizar otro tipo de alternativas, como la nueva generación de elementos de compensación dinámica y estáticos, con inversores formadores de red, e inclusive, la reconversión de plantas térmicas con costos variables altos, todo lo anterior por el número elevado de dispositivos que se recomienda instalar por parte de la UPME; finalmente, se sugirió analizar los ajustes normativos relacionados a esta tecnología. Por último, el CND recomendó conformar un grupo de trabajo transversal para analizar los requerimientos operativos que se necesitan para la entrada en operación de estos elementos; por parte del SAPE los integrantes serían ENLAZA, ENEL, TERMOCENTRO, CND, UPME y CNO. TERMONORTE solicitó su inclusión en este grupo de trabajo.
- Se acordó formular una comunicación a la CREG, sobre la posibilidad de permitir conexiones provisionales tipo "T" para habilitar mantenimientos de activos en el STN, sin comprometer la continuidad del servicio a cargas importantes, como capitales de departamento. La propuesta inicial de comunicación estará a cargo de ENLAZA.
- Respecto al proyecto ENELFLEX, como medida de mitigación para la sabana de Bogotá, se indicó por ENEL que varios usuarios se han involucrado en el mecanismo y se espera que más consumidores se incorporen. En este punto se preguntó si se requiere alguna medida regulatoria para su puesta en servicio, a lo cual ENEL aclaró que se necesita la instalación de unidades constructivas especiales, que a la fecha no han sido aprobadas por la Comisión.

Subcomité de Protecciones-SProtec:

- Teniendo en cuenta que desde el mes de febrero del año en curso SIEMENS compartió un informe con los resultados de las pruebas realizadas con los Firmware V07.63 y V09.80 para los relés CP200 y CP300, respectivamente, al igual que socializó las recomendaciones a todos los operadores de red, transportadores y generadores, se formulará una circular desde el Consejo para compartir dicha información con todos los agentes del sector.

Comité de Supervisión-CS:

- Se presentó por parte de los operadores de red y desarrolladores de proyectos las problemáticas asociadas a los requisitos de supervisión de la generación basada en inversores en el marco de la Resolución CREG 148 de 2021. Se indicó que, en algunas ocasiones, se están exigiendo requerimientos no contemplados en la reglamentación y acuerdos vigentes, y en otros casos, es evidente el incumplimiento de requisitos normativos por parte de algunas plantas.

Teniendo en cuenta lo anterior, se acordó que CELSIA formule antes del 4 de abril del año en curso, una propuesta de documento de requisitos y plazos mínimos de supervisión, que serían exigibles para la entrada en operación de las plantas enmarcadas en la citada Resolución. Dicho documento será presentado para observaciones del Comité de Distribución-CD y demás Operadores de Red, para posteriormente socializarlo con el público en general.

Asimismo, se sugirió nuevamente enviar una comunicación dirigida a la CREG, alertando sobre los riesgos de los periodos de transición para la operación segura y confiable del SIN, y la importancia de estudiar la habilitación de la información meteorológica de este tipo de plantas a los operadores de red.

Finalmente, se recomendó construir una estrategia para capacitar a los promotores de proyectos en temas operativos y regulatorios.

Comité de Distribución-CD:

- Se acordó por parte de los miembros del Comité, por solicitud de la SSPD, actualizar y reenviar la circular CNO 85, respecto al procedimiento para el reporte de la Demanda No Atendida-DNA en el Sistema de Información Operativa-SIO del CND, cuando se presentan eventos en el STN y los STR's. El Operador del Sistema formuló el "cuerpo" de dicha Circular y la compartió con el Comité de Distribución. Teniendo en cuenta que se recibieron algunas observaciones por parte de los miembros del Comité, el CND ajustó la propuesta y la compartió nuevamente para su aprobación el pasado 1 de abril del año en curso.
- En la primera reunión del grupo "Demandas Operativas" se presentó por parte del CND el seguimiento que se hace a la gestión de la demanda, abordando los elementos más relevantes del Acuerdo 1303, destacando los procesos de pronósticos horarios por Mercado de Comercialización-MC, factores de distribución y potencia, desviaciones diarias de pronóstico, y reporte de potencia máxima y Demanda No Atendida-DNA.

Al respecto, se hizo un listado de las dudas para resolver en el marco del grupo, se concertó abordar para la próxima reunión del 8 de abril del año en curso las experiencias de los agentes en sus procesos internos de pronóstico, y se acordó construir una Circular del Consejo donde se explique cada una de las etapas de los procesos asociados a los seguimientos de la gestión de la demanda.

- Se presentaron los transformadores de conexión al STN y activos del STR que tienen un nivel de carga superior al 95 % de su capacidad nominal, a saber: Transformadores Valledupar 60 MVA 220/34.5 kV, Chinú 150 MVA 500/110 kV, Páez 90 MVA 220/115 kV, y las líneas Caracolí-Cordialidad 110 kV, Ternera-Zaragocilla 66 kV y Chinú-Since 110 kV. Se debe resaltar que la mayoría de estas situaciones se presentaron por desviaciones de los pronósticos de la demanda respecto al consumo real, y eventos sencillos de contingencia, denotando lo anterior agotamiento de red.
- Se presentó por parte del CND la aplicación del anexo 6 del Acuerdo 1937, sobre los requisitos de implementación de los ajustes de protecciones, resaltando la importancia de cumplir los procedimientos, plazos, consignaciones, reportes, y conciencia situacional.

Comité de Transmisión-CT:

- Se referenció por parte del CND el reciente evento de la subestación TEBSA 220 kV, que si bien implicó la salida de uno de sus dos (2) barrajes, no ocasionó desconexiones adicionales y Demanda No Atendida-DNA.
- El CND indicó que solicitará a la CREG su concepto sobre la forma en que se dan las instrucciones de los movimientos de “taps” de los transformadores de conexión al STN. Al respecto, ISA-ITCO y TRANSELCA hicieron un llamado a XM sobre los posibles riesgos operacionales asociados a instrucciones por tensiones objetivos, particularmente en transformadores tridevanados,

Finalmente se acuerda formular una comunicación desde el Consejo, solicitando su concepto. La propuesta inicial fue redactada por ENLAZA y TRANSELCA.

Comité de Ciberseguridad-CC:

- Se socializaron por el CND ataques cibernéticos en empresas del sector energético en Ecuador, Brasil y Chile. ELECGALAPAGOS reportó afectación sobre su sistema de telecomunicaciones y filtración de información sensible, que por suerte no interrumpió la continuidad del servicio. Por su parte, PETROBRAS sufrió un ataque bajo la modalidad “phishing” que impactó sus repositorios Gitlab. Finalmente, si bien el colapso total del sistema eléctrico de Chile no fue ocasionado por un ciberataque, se informó por parte del COORDINADOR campañas tipo “phishing”, que buscaban propagar el pánico producto del “apagón” y de esta manera facilitar la descargar de archivos maliciosos.
- Continúa la preparación de una simulación de incidentes tipo ransomware, que implique la desconexión de activos de transmisión y la interrupción del suministro en todo el Sistema Interconectado Nacional-SIN.
- Se envió a los representantes de ciberseguridad y a los integrantes del Comité de Ciberseguridad la encuesta de cumplimiento de la Guía de Ciberseguridad del segundo semestre del 2024. El plazo para dar respuesta es el **28 de abril de 2025**.

Comité de Operación-CO:

- Se acuerda citar al grupo de seguimiento al área Oriental para establecer las medidas de mitigación que se necesitan durante “La Cumbre de la Comunidad de los Estados Latinoamericanos y Caribeños”, CELAC, que se realizará el mes de noviembre del año en curso.
- EPM presentó los trabajos que se llevarán a cabo sobre el vertedero de Ituango, los cuales no afectan la disponibilidad de las unidades de generación o la programación de nuevas restricciones. El cronograma de las actividades es el siguiente, desplazando todas ellas un mes:

Plan de Intervención Compuertas de verdadero CHI		2025												2026											
		M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D		
1	Instalar Stoplogs																								
2	Pruebas en seco																								
3	Intervención de servos de repuesto																								
4	Adquisición de rótulas																								
5	Cambio de servos y rótulas																								
6	Pruebas de verificación																								

Asimismo, el generador indicó que iniciará el retiro de la capa vegetal, lo cual implicaría que el embalse pueda almacenar más energía e incrementar su energía en Firme. Dichas condiciones y el reporte de los nuevos parámetros se podrán materializar durante los próximos ocho (8) meses.

- El CO aprobó la siguiente hoja de ruta para trabajar en los resultados del estudio de resiliencia presentados por XM al CNO el año pasado:
- Resultados variabilidad y cambio climático: se organiza un grupo integrado por los Subcomités de Planeamiento Operativo y Recursos Energéticos Renovables, SPO y SURER.
 - Cruces de líneas del STN y STR: se organiza un grupo de trabajo integrado por el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE y los Comités de Transmisión y Distribución, CT y CD respectivamente.
 - Subestaciones de alto impacto: se trabajará con un grupo integrado por los agentes que indique el CND.

A las primeras reuniones de los grupos se invita a todos los integrantes de los comités y subcomités y para las siguientes reuniones participarán los agentes interesados. Se incluye a la UPME en todos los grupos.

Para avanzar en el análisis de las invasiones de servidumbre, el CO propuso conformar un grupo de trabajo SAPE-CT-CD.

3. Continúan las discusiones del grupo de trabajo mSSSC con relación a la estructuración de una propuesta de acuerdo que reglaría los procedimientos para solicitar pruebas de estos dispositivos DFACTS. Está pendiente la definición de los tipos de prueba, anexo técnico, y la concertación del texto que permita la validación de múltiples puntos operativos en un periodo específico durante la operación en tiempo real. El grupo sesionará nuevamente hoy 3 de

abril.

4. Se publicó por parte de la CREG el proyecto normativo 701 085, *“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”*. Vale la pena destacar que en esta oportunidad el Regulador no plantea como requisito, la aprobación del estudio de conexión del proyecto de generación, ni la radicación de este ante la UPME; adicionalmente, tampoco se convocaría el procedimiento para la asignación de Obligaciones de Energía en Firme-OEF a quienes representen nuevas plantas o unidades de generación GPPS, y no se estarían subastando Obligaciones para la vigencia 2028-2029.

El plazo para envío de comentarios a la CREG vence el 10 de abril del año 2025.

5. La primera reunión del Grupo de Trabajo *“Código de Medida”* se llevó a cabo el 28 de marzo del año en curso para tratar los siguientes temas:

- Revisión y ajuste del Acuerdo CNO 981-Plazos pruebas de rutina y aplicativo CNO, propuesta respecto a unificación de plantillas y requisitos de cargas de compensación.
- Revisión de las medidas presentadas por MINENERGÍA, respecto a permitir que se puedan presentar *“test report”*, pruebas del fabricante y pruebas de rutina como reemplazo de los certificados de calibración para equipos nuevos de forma permanente. Así mismo, extender dichas medidas a equipos existentes que requieran certificado de conformidad.
- Fronteras comerciales con dificultades de acceso por orden público.

Al respecto, se acordó presentar esta situación en la próxima reunión del CACSSE, particularmente las dificultades que se están presentando en varias zonas del país para la verificación de fronteras. Asimismo, habilitar nuevamente el aplicativo que permitía el registro de las pruebas de rutina, y construir una propuesta de ajuste a la Resolución CREG 038 de 2014, Código de Medida.

6. El proyecto normativo CREG 701 084 plantea que los proyectos de generación que resulten con Obligaciones de Energía Firme en las subastas del Cargo por Confiabilidad puedan solicitar su conexión a la UPME en cualquier momento. Adicionalmente, habilitaría la evaluación trimestral de las solicitudes que cuenten con licencias y/o permisos, una vez finalice el proceso de conexión que se encuentre vigente.

Vale la pena mencionar que la Comisión en el parágrafo del Artículo 5 plantea:

“(…)

Las condiciones técnicas requeridas para la operación de la respectiva planta deberán ser incluidas en un acuerdo del CNO.

(…)”

Se envió comunicación con comentarios la cual puede ser consultada en la página web.

7. Se expidió la Resolución CREG 101 071, *“por el cual se suspende de manera transitoria el plazo de radicación de nuevas solicitudes de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1”*.
8. Se socializó por parte de la CREG el documento publicado a través de la Circular CREG 136 de 2025, sobre autogeneración remota y productor marginal remoto, lo anterior en el marco del Decreto 1403 de 2024. En el canal

de YOUTUBE de la Comisión se pueden ver los tres talleres.

9. La Comisión a través de la Circular 138 de 2025 indicó que se encuentra adelantando los análisis sobre la implementación del hidrógeno, identificando las actividades regulatorias de corto, mediano y largo plazo que se necesitan para su integración como vector energético. En tal contexto, publicó para comentarios hasta el 10 de junio del año en curso el documento de trabajo *"Perspectivas regulatorias para la integración del hidrógeno en la matriz energética"*.
10. Adjunto a este informe se presentan las notas de la reunión de seguimiento al área Oriental, la cual se llevó a cabo el pasado 14 de marzo del año 2025.
11. El grupo de pronósticos de plantas solares fotovoltaicas sesionó el pasado 31 de marzo del año, para establecer sus objetivos y actividades futuras, al respecto se acordó:
 - Definir los niveles de desviación de los pronósticos de irradiación y producción respecto a la generación real de este tipo de tecnologías en el corto y muy corto plazo. Los análisis se podrían realizar de manera agregada por subáreas operativas teniendo cuenta plantas con capacidad mayor a 5 MW.
 - La periodicidad de las reuniones será mensual.
 - Analizar metodologías alternativas de pronóstico, que se desliguen hasta cierto punto de los modelos globales.

Finalmente, se recomendó a los Comités de Supervisión y Distribución abordar los aspectos tecnológicos asociados al reporte de información meteorológica, y el impacto de los pronósticos de producción solar fotovoltaica en el seguimiento operativo de corto y muy corto plazo a la demanda de energía eléctrica.

12. Teniendo en cuenta que AFINIA ya inició los Períodos de Continuidad Concertada-PCC, racionamientos de energía acordados con comunidades ubicadas en barrios subnormales y con elevado nivel de pérdidas, se solicita al Operador de Red informar la magnitud de estas desconexiones y el intervalo de tiempo que permanecerán vigentes.
13. Se llevó a cabo la reunión 207 del CACSSE, a continuación, los principales temas tratados:
 - Según el IDEAM las condiciones del fenómeno de "La Niña" están presentes y se espera que persistan hasta el trimestre febrero-abril del 2025, con posible transición a ENSO-neutral para el trimestre marzo-mayo del 2025.

Para los meses de marzo y abril del año en curso se prevén precipitaciones por encima de lo normal sobre varios sectores de la región andina y la costa caribe.
 - El nivel agregado del embalse se encontraba al 18 de marzo del año en curso 17.6 puntos porcentuales por encima de la senda de referencia de la estación de verano, debido a los aportes hídricos que se presentaron durante enero, febrero y parte de marzo del año 2025, superiores a la media climatológica, y a la producción agregada de la generación térmica.
 - Respecto al panorama energético, el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda de electricidad durante los próximos dos (2) años, considerando solamente los proyectos con compromisos de energía en firme atrasados un año en su fecha de puesta en operación, y sin contemplar eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia. No obstante, las exigencias de generación térmica durante parte de la estación de invierno del año 2025 serían ligeramente superiores a 80 GWh-día en escenarios de aportes hídricos deficitarios.
 - El CND presentó nuevamente el balance ENFICC-Demanda considerando la actualización de las proyecciones de demanda de energía eléctrica de la UPME. Vale la pena resaltar que, para todas las

vigencias, hay déficit de Energía en Firme respecto al escenario medio de la Unidad.

- El CND y CNO alertaron sobre los problemas de agotamiento de red, específicamente las declaraciones de alerta y emergencia en gran parte del territorio nacional, y el elevado nivel de corto circuito en varias subestaciones del STN y STR, que limita la conexión de proyectos de generación.

Asimismo, se socializó por parte del Consejo el seguimiento a las áreas críticas, particularmente Oriental.

- El CNOg informó que está analizando la posibilidad de incorporar nuevas moléculas de gas de campos no interconectados al Sistema Nacional de Transporte-SNT, que inicialmente no cumplirían con el Reglamento Único de Transporte-RUT; adicionalmente, informó que está analizando la mezcla óptima de gas/hidrogeno que se podría incorporar al SNT.
- ECOPETROL informó que ya iniciaron los procesos contractuales asociados a la puesta en servicio de dos terminales de regasificación, una en Ballenas y otra en el pacífico colombiano; asimismo, comentó que están analizando los problemas identificados recientemente en el campo de Gibraltar.

Se confirmó que el mantenimiento de la terminal de regasificación del Caribe se llevará a cabo del 10 al 14 de octubre del año 2025.

El CNO sugirió establecer propuestas para resolver los serios problemas de energía en firme y nivel de cortocircuito, que técnicamente junto con el actual marco normativo (precio de escasez) no permitirían incorporar nuevos proyectos de generación.

Al respecto, TEBSA sugirió habilitar la capacidad de transporte que ya está comprometida a través de la emisión de conceptos positivos de la UPME, que en teoría no se ejecutarían por su estado incipiente de desarrollo. También comentó que el no pago de las deudas a los generadores térmicos compromete el suministro de energía.

El CND manifestó su preocupación respecto a que hemos llegado a un punto de degradación de la suficiencia, confiabilidad y seguridad del Sistema, que de todas formas no deberían ser la justificación para proponer alternativas como las contenidas en la Resolución CREG 701 084, donde básicamente se permitiría conectar cualquier proyecto y después en la operación real tomar acciones remediales, si existen.

CNO comentó que soluciones pragmáticas, por fuera del marco normativo, son necesarias para resolver los problemas referenciados.

Se acuerda enviar nuevamente comunicación sectorial advirtiendo los riesgos identificados. Asimismo, solicitar urgentemente una reunión de alto nivel y socializar las preocupaciones y propuestas del Consejo en el CACSSE.

Conclusiones

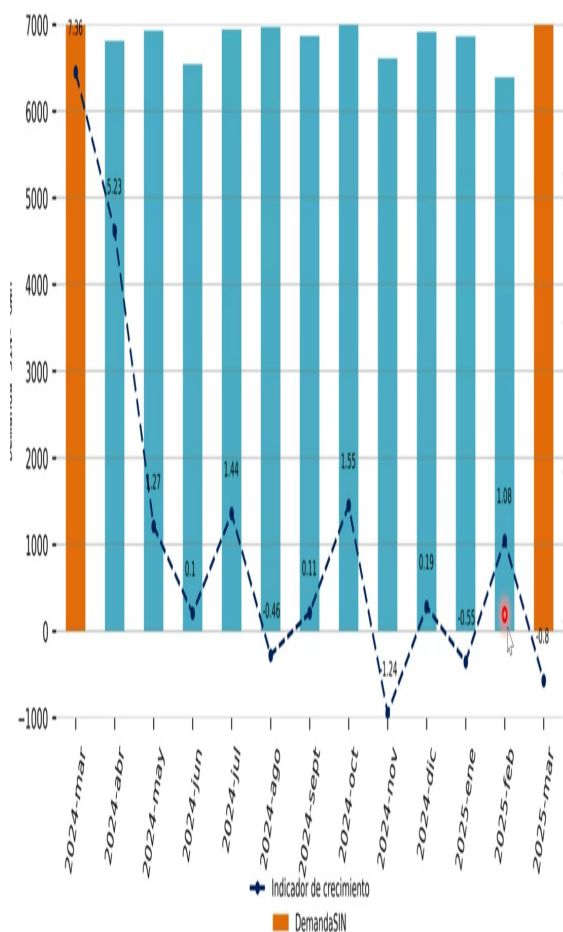
- Enviar nuevamente comunicación sectorial advirtiéndolo los riesgos identificados.
- Solicitar urgentemente una reunión de alto nivel con las autoridades.

5. PRESENTACION XM SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar la actualización de las variables operativas, los escenarios energéticos y riesgos para la operación.	INFORMATIVO	SI	NO

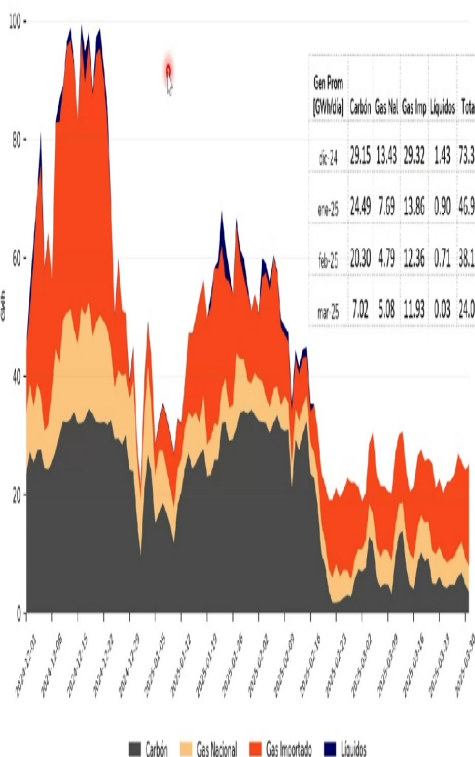
Desarrollo

A continuación, se presenta el comportamiento de las principales variables energéticas del SIN:

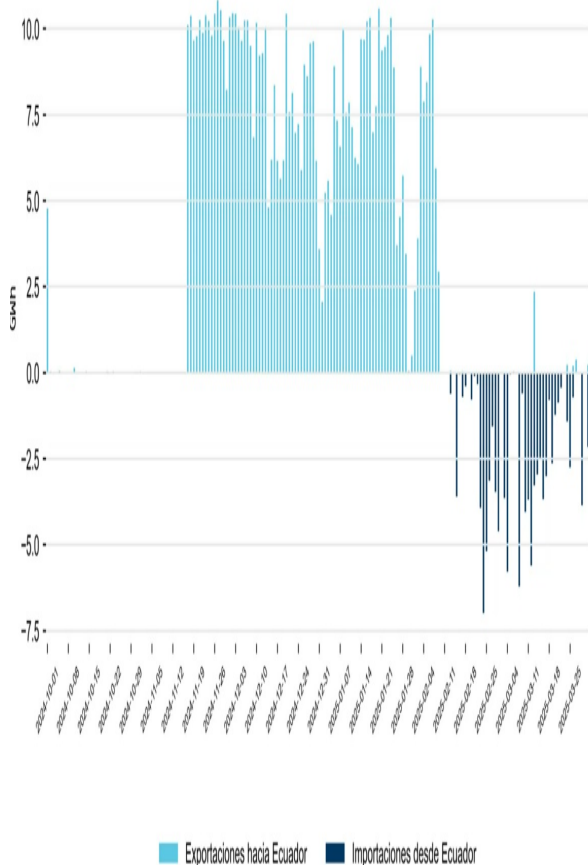
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



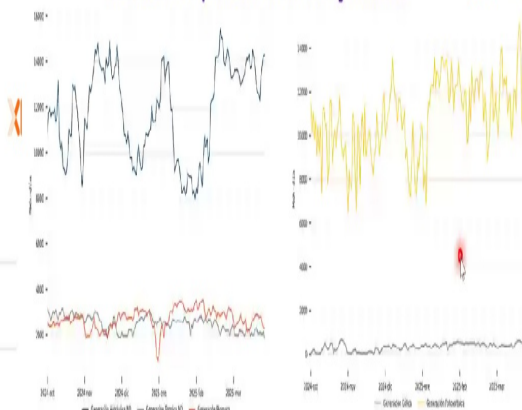
Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Importaciones y exportaciones de energía



Generación plantas menores y FERNC

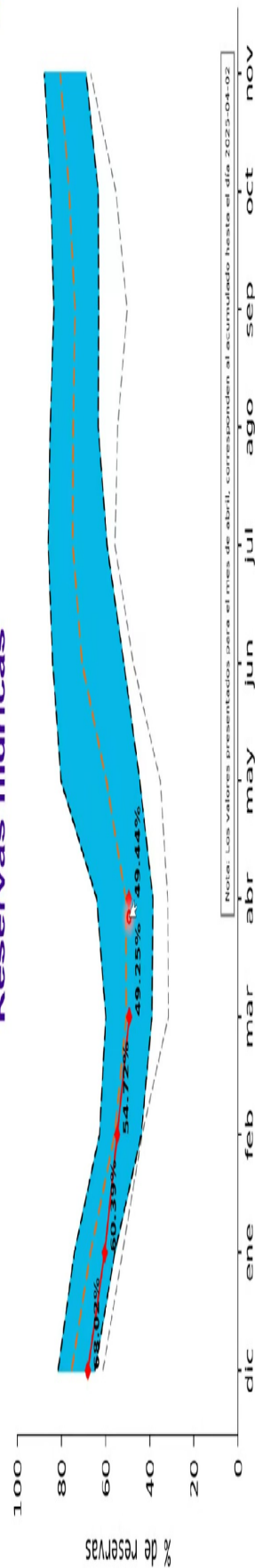


Gen Prom (GWh/día)	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
oct-24	10.95	2.88	2.62	16.45
nov-24	13.43	2.50	2.26	18.19
dic-24	10.57	2.44	2.77	15.78
ene-25	10.65	2.50	2.80	16.01
feb-25	11.79	2.50	3.08	17.37
mar-25	13.57	2.11	2.62	18.30

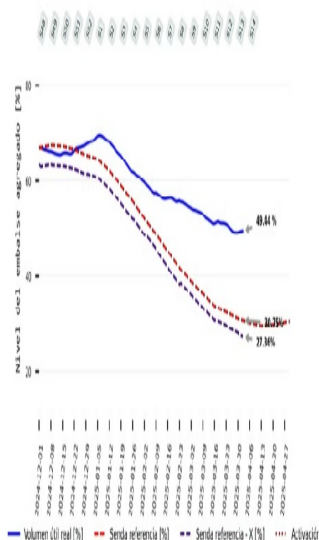
Gen Prom (GWh/día)	Solar	Eólica	Total
oct-24	9.98	0.27	10.25
nov-24	9.40	0.09	9.49
dic-24	10.21	0.31	10.52
ene-25	11.84	0.40	12.24
feb-25	11.61	0.46	12.07
mar-25	11.96	0.42	12.38

Al 31 de marzo del 2025 se tienen 1,347.53 MW de plantas solares en operación comercial y 699.43 MW en etapa de pruebas y 32MW de plantas eólicas en pruebas.

Reservas hídricas



Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Fecha	Senda (%)	Vol. (M ³ /s)	Vol. (M ³ /s) - Senda (%)	Senda Senda (%)	Senda Vol. (M ³ /s)
2024-12-15	34.1	50.99	16.99	-1.37	-0.34
2024-12-16	33.74	50.98	17.24	-1.37	-0.02
2024-12-17	33.56	51.19	17.63	-1.18	0.21
2024-12-18	33.38	51.45	18.07	-1.18	0.28
2024-12-19	33.19	51.26	18.06	-1.18	-0.19
2024-12-20	33.01	51.08	18.07	-1.18	-0.18
2024-12-21	32.83	51.1	18.28	-1.18	0.02
2024-12-22	32.65	51.02	18.37	-1.18	-0.07
2024-12-23	32.47	50.84	18.38	-1.18	-0.14
2024-12-24	32.28	50.61	18.33	-1.18	-0.25
2024-12-25	32.09	50.16	18.07	-1.18	-0.45
2024-12-26	31.9	49.7	17.8	-1.18	-0.48
2024-12-27	31.71	49.33	17.52	-1.18	-0.37
2024-12-28	31.52	49.11	17.59	-1.18	-0.22
2024-12-29	31.33	49.06	17.73	-1.18	-0.05
2024-12-30	31.14	49.09	17.95	-1.18	0.03
2024-12-31	31.01	49.25	18.24	-1.13	0.16
2025-01-01	30.88	49.41	18.53	-1.13	0.16
2025-01-02	30.75	49.44	18.88	-1.13	0.04

Se presentan, en resolución semanal, las fechas para las cuales se calcula el valor de la X según la Resolución CREG 209 de 2020 y su equivalente al número de semana del año cargo.

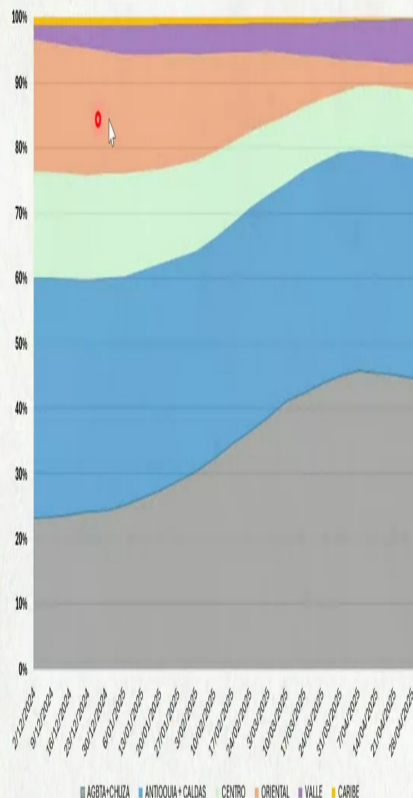
Análisis de la senda de verano 24/25

xm 20 años
Hechos por Colombia

Región	Embalse	Capacidad Util Embalse (GWh)	Capacidad Util Region (GWh)
ANTIOQUIA + CALDAS	ITUANGO	65.9	6321.4
	MIRAFLORES	458.3	
	PENOL	4139.9	
	PLAYAS	94.6	
	PORCE II	122.5	
	PORCE III	112.1	
	PUNCHINA	65.5	
	RIOGRADEZ	541.0	
	SAN LORENZO	424.5	
	TRONERAS	64.2	
	AMANI	233.1	
CARIBE	URRAI	162.4	162.4
CENTRO	BETANIA	120.6	2382.4
	EL QUIMBO	1080.7	
	MUNA	54.9	
	PRADO	89.2	
	TOPOCOCO	1037.0	
ORIENTAL	ESMERALDA	1124.7	2574.0
	GUAYO	1449.3	
VALLE	ALTOANCHICAYA	37.1	785.4
	CALMAI	219.0	
	SALVAINA	529.4	
AGBTA+CHUZA	NEUSA	510.7	4863.3
	SISGA	410.9	
	TOMINE	3070.5	
	CHUZA	971.2	

Total SIN 17188.9

Participación regional de la energía de la senda



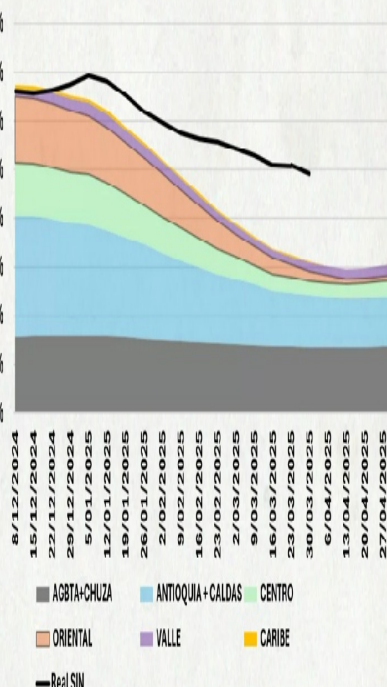
Análisis de la senda de verano 24/25

xm 20 años
Hechos por Colombia

Composición regional en la senda de verano [% de la capacidad util del SIN]

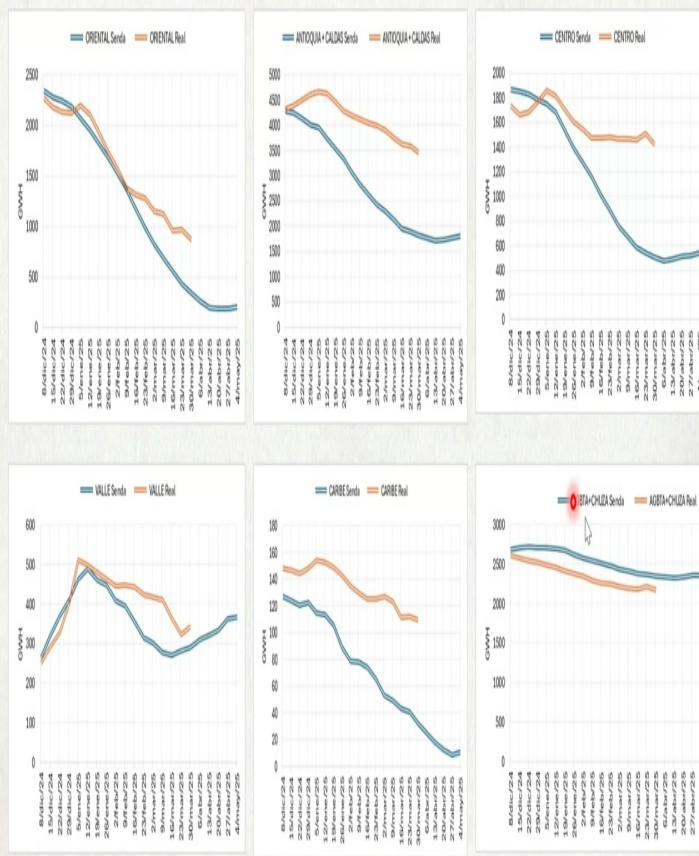
Región	Embalse	Capacidad Util Embalse (GWh)	Capacidad Util Region (GWh)
ANTIOQUIA + CALDAS	ITUANGO	65.9	6321.4
	MIRAFLORES	458.3	
	PENOL	4139.9	
	PLAYAS	94.6	
	PORCE II	122.5	
	PORCE III	112.1	
	PUNCHINA	65.5	
	RIOGRADEZ	541.0	
	SAN LORENZO	424.5	
	TRONERAS	64.2	
	AMANI	233.1	
CARIBE	URRAI	162.4	162.4
CENTRO	BETANIA	120.6	2382.4
	EL QUIMBO	1080.7	
	MUNA	54.9	
	PRADO	89.2	
	TOPOCOCO	1037.0	
ORIENTAL	ESMERALDA	1124.7	2574.0
	GUAYO	1449.3	
VALLE	ALTOANCHICAYA	37.1	785.4
	CALMAI	219.0	
	SALVAINA	529.4	
AGBTA+CHUZA	NEUSA	510.7	4863.3
	SISGA	410.9	
	TOMINE	3070.5	
	CHUZA	971.2	

Total SIN 17188.9



Análisis de la senda de verano 24/25

xm 20 años
Hechos por Colombia



- A continuación, se presenta el balance ENFICC/Demanda y el panorama energético del Sistema:

Balance ENFICC-Demanda

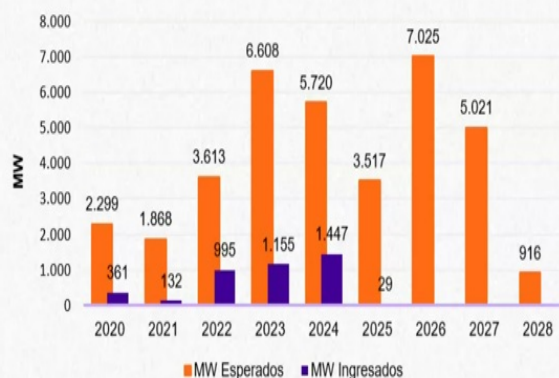
ENFICC vs Demanda [GWh/año]



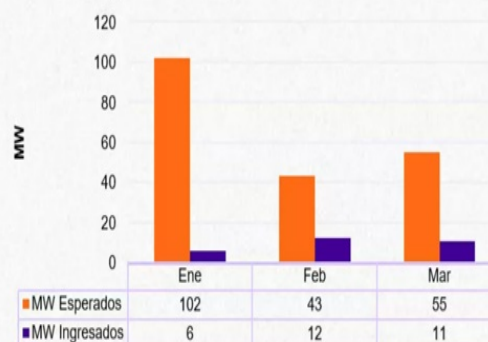
Vigencia	Diferencia Demanda-ENFICC [GWh/año] Actual
2024-2025	1,224
2025-2026	1,835
2026-2027	4,250
2027-2028	2,508
2028-2029	4,694

¿Cómo ha sido el balance de entrada de Proyectos de generación?

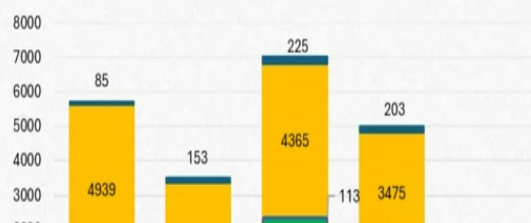
Capacidad esperada vs. Capacidad Ingresada anual



Capacidad Esperada vs Capacidad Ingresada primer trimestre 2025



CAPACIDAD ESPERADA



En el primer trimestre del 2025 han ingresado 29,3 MW correspondiente al 15% de la que se esperaba que ingresara en este



Se sugirió al CND, revisar que proyectos y plantas existentes están acaparando la capacidad de transporte. El CND indicó que no puede afirmar que las plantas existentes estén acaparando capacidad de transporte,

Balance ENFICC – Demanda 2025

- ❖ Se observa que, aún con el nuevo escenario de demanda medio proyectado por la UPME, para la actual y futuras vigencias del cargo por confiabilidad, a la fecha el sistema no cuenta con la ENFICC suficiente para cubrir la demanda de energía proyectada, de acuerdo con los siguientes valores:

Vigencia	Diferencia Demanda- ENFICC (GWh/año)
2024-2025	1,224
2025-2026	1,706
2026-2027	3,762
2027-2028	2,508

- ❖ La entrada de los proyectos de generación considerados para las vigencias futuras, son fundamentales para que la diferencia Demanda – ENFICC no aumente, por lo tanto, se recomienda un seguimiento detallado a estos proyectos.

- ❖ A la fecha, para la vigencia 2028-2029 aún no ha sido asignada las Obligaciones de Energía Firme – OEF. El proyecto de Resolución CREG 701 085 convoca subasta para la vigencia 2029-2030 justificando que el tiempo de ejecución de nuevos proyectos para la vigencia anterior ya no se ven factibles.

Restricciones operativas plantas hidráulicas

- ❖ **Central CHIVOR:** Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción, reportado por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2023.

Mantenimiento	Fecha Inicio	Fecha Fin
Vaciado de conducción Chivor II (salida de Unidades 5,6,7 y 8)	24/10/2024	31/05/2025
Vaciado de conducción Chivor II (salida de Unidades 5,6,7 y 8)	24/10/2025	31/05/2026
Vaciado de conducción Chivor II (salida de Unidades 5,6,7 y 8)	24/10/2026	31/05/2027

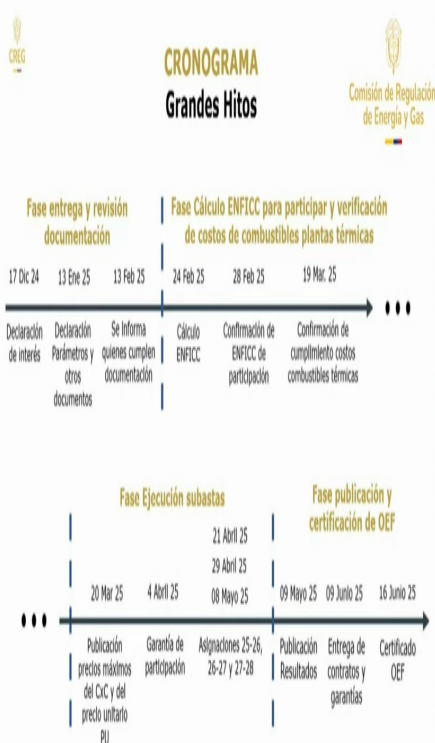
- ❖ **Restricción del embalse y unidades de GUAIVIO:** debido a mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo con información reportada por ENEL en comunicación del 11 de septiembre de 2024.

Adicionalmente las siguientes indisponibilidades durante el mes de junio 2025, donde sale toda la planta desde el 02 hasta el 17 de junio:

Mantenimiento	Fecha Inicio	Fecha Fin
Guavio 1 y Guavio 5	02/06/2025 7:00	17/06/2025 17:00
Guavio 2 y Guavio 3	02/06/2025 7:00	24/06/2025 23:59
Guavio 4	02/06/2025 7:00	01/07/2025 17:00

***Reunión área Oriental:** Mantenimiento Chivor durante el proceso de vaciado identificaron inconvenientes que pueden ocasionar un retraso, pendiente conocer cual es el impacto de este retraso, para realizar el análisis de detalle durante la posible simultaneidad.

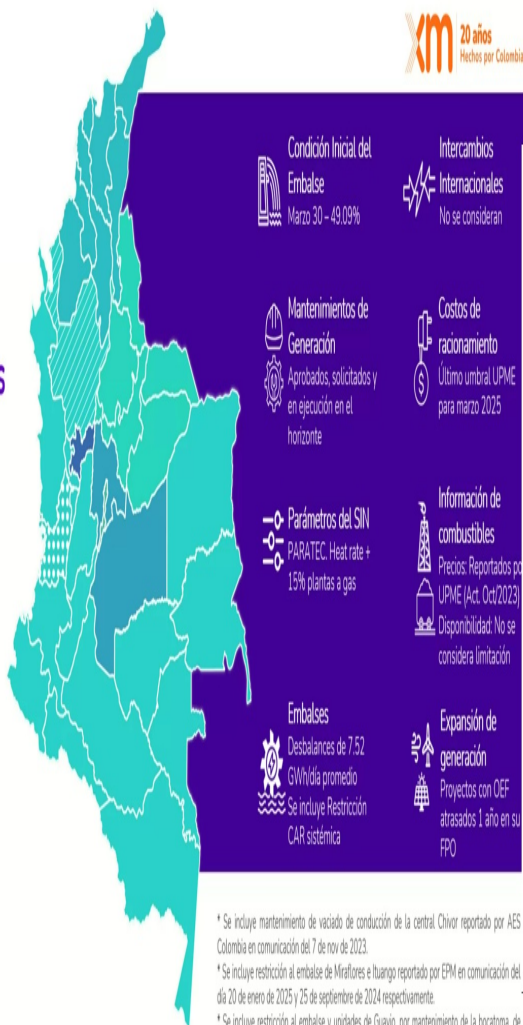
Hitos principales Res CREG 101 062 de 2024



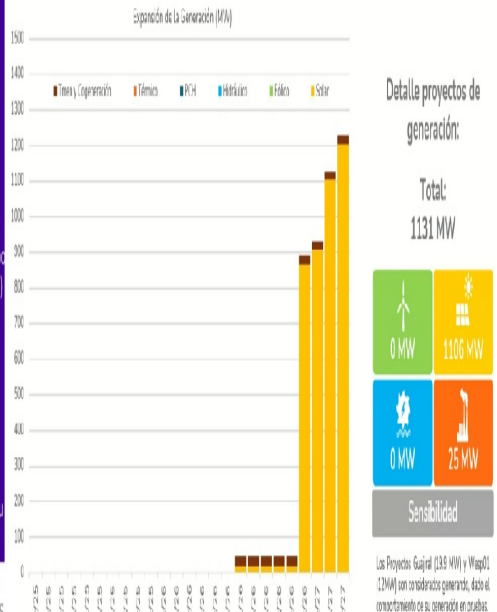
Chivor informó que sus unidades 8 y 9 tendrán un retraso en el mantenimiento, que posiblemente se traslapará con la intervención de Guavio.

Datos de entrada y supuestos considerados

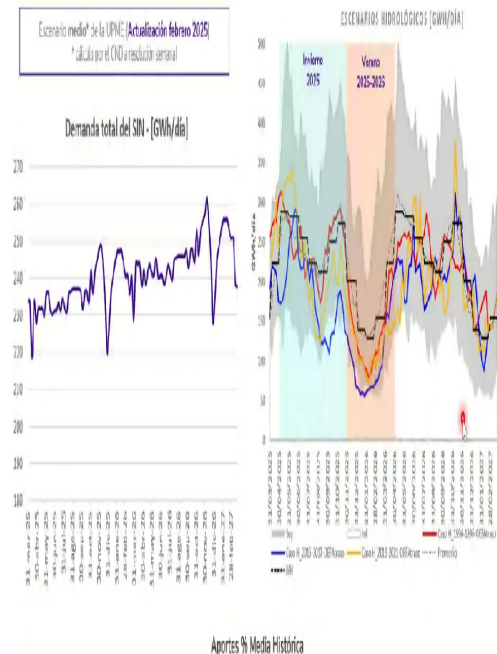
Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.



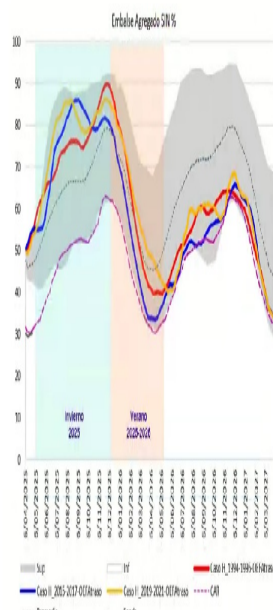
Datos de entrada y supuestos considerados



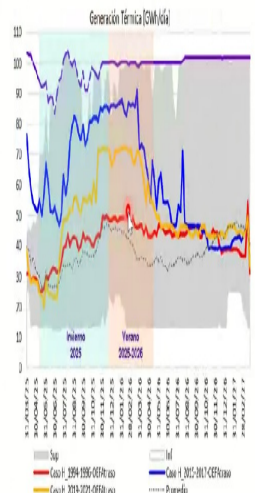
Datos de entrada y supuestos considerados



Resultados



El sistema requiere anticiparse desde la estación de invierno, previa al verano, para lograr afrontar una posible hidrología deficitaria, exigiendo de manera prolongada la participación del parque térmico para garantizar la atención de la demanda



Previo a la estación de verano, y en caso de una posible hidrología deficitaria, el nivel del embalse agregado del SIN al inicio del verano debería ser superior al 80%, con el fin de garantizar la atención de la demanda cumpliendo los índices de confiabilidad.

Hidrología	Térmica Pico Invierno (GWh)	Térmica Pico Verano (GWh)
2015-2017	67.1	82.4
1994-1996	37.1	47.9
2019-2021	44.1	68.9

Conclusiones y Recomendaciones

- Bajo los supuestos considerados y sin considerar eventos de baja probabilidad y gran impacto, la demanda es atendida en los diferentes escenarios cumpliendo los criterios definidos en la reglamentación vigente.
- Dada la incertidumbre climática, con los resultados obtenidos, se observa que el sistema requiere anticiparse desde la estación de invierno, previa al verano, para lograr afrontar una posible hidrología deficitaria, exigiendo de manera prolongada la participación del parque térmico para garantizar la atención de la demanda cumpliendo los índices de confiabilidad establecidos. Para ello, es necesario garantizar la disponibilidad y flexibilidad de los recursos térmicos, considerando la posibilidad de abastecimiento seguro y confiable de la demanda, térmica como carbón, gas y líquidos para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda.
- La entrada oportuna en operación de los proyectos de generación y transmisión, es relevante según los análisis realizados y es un factor determinante para mantener la confiabilidad en la atención de la demanda del sistema; de presentarse atrasos en la puesta en operación de la expansión considerada, los usuarios podrían enfrentar riesgos para la atención de la demanda con los índices de confiabilidad establecidos.

En este punto EPM comentó que Termosierra ya no podrá operar con gas natural, dado la escasez de dicho combustible; solo operará con combustibles líquidos.

Respecto al panorama energético, el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda de electricidad durante los próximos dos (2) años, considerando solamente los proyectos con compromisos de energía en firme atrasados un año en su fecha de puesta en operación, y sin contemplar eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia. No obstante, las exigencias de generación térmica durante parte de la estación de invierno del año 2025 serían ligeramente superiores a 80 GWh-día en escenarios de aportes hídricos deficitarios, ello para gestionar el embalse para la próxima estación de verano 2025-2026.

- El CND presentó el panorama energético para los próximos veranos actualizando presentación que ya se había hecho al Consejo en el año 2024.

Operación esperada durante los próximos veranos

Se tiene que hacer mayor uso de las reservas de los embalses

Para atender el crecimiento de la demanda, se requiere hacer mayor uso de la energía almacenable en embalses del SIN para todos los escenarios de aportes.

Lo anterior hace necesario que, para evitar que el embalse del SIN esté por debajo de los niveles de seguridad establecidos (CAR, senda de referencia, etc.), se deban gestionar los embalses del SIN de tal manera que se almacene más energía durante las temporadas de invierno.

La generación térmica debe respaldar el embalsamiento necesario

El parque de generación termoeléctrico es llamado, no solo a atender la demanda en las temporadas de bajos aportes (verano).

Teniendo en cuenta que...

El análisis de los escenarios de próximos veranos busca reflejar el impacto del atraso de la entrada de proyectos vs. el crecimiento de la demanda esperada.

Mantener los criterios de confiabilidad y suficiencia del SIN en el planeamiento operativo, ante la ausencia de una participación significativa de nuevos recursos en los próximos años, aumentan la exigencia de uso de los recursos térmicos e hidro existentes en niveles superiores a los presentados históricamente.

Las hidrologías consideradas en este análisis de veranos futuros están basadas en hidrologías históricas, no se espera nuevas hidrologías más críticas para enfrentar en el horizonte, ni eventos de baja probabilidad.

Durante los próximos veranos Para hidrologías deficitarias se espera

Comparando el percentil 95 de los últimos 20 años con el percentil 95 de la simulación estocástica de los próximos veranos:

	Histórico	25-26	26-27	27-28
Prom. desembalse	44%	56%	52%	56%

	Histórico	25-26	26-27	27-28	Sensibilidad 15-16
Invierno	57.5	65.2	68.5	82.8	75.4
Verano	81.4	75.6	83.2	66.5	88.2

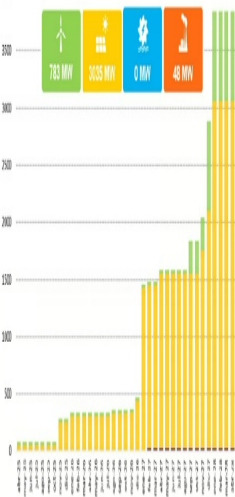
xm 20 años
Hechos por Colombia

Descripción del Análisis

Expansión de la generación del SIN

Verano	Verano	Verano
2025-2026	2026-2027	2027-2028
Inicio	Inicio	Inicio
Fin	Fin	Fin
2025	2026	2027
339 MW	1657 MW	3866 MW

Expansión de la Generación (MW)



Capacidad instalada vs. Demanda en potencia



Descripción del Análisis

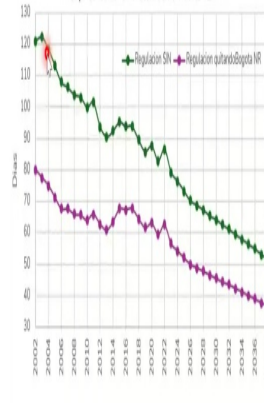
Alcance del ejercicio de Veranos Futuros

xm 20 años
Hechos por Colombia

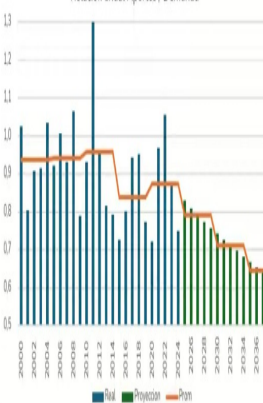
Descripción del Análisis

Hidrología del SIN

Capacidad del Embalse SIN / Demanda



Relación anual Aportes / Demanda



Resultados Confiabilidad Veranos Futuros

Evaluación de requisitos de generación térmica frente a los niveles de embalses alcanzados en los escenarios de los tres veranos

Los escenarios de veranos futuros se basan en la simulación estocástica de los próximos veranos, considerando la expansión de la capacidad instalada y la demanda eléctrica.

Los escenarios de veranos futuros se basan en la simulación estocástica de los próximos veranos, considerando la expansión de la capacidad instalada y la demanda eléctrica.

Los escenarios de veranos futuros se basan en la simulación estocástica de los próximos veranos, considerando la expansión de la capacidad instalada y la demanda eléctrica.

Los escenarios de veranos futuros se basan en la simulación estocástica de los próximos veranos, considerando la expansión de la capacidad instalada y la demanda eléctrica.

Los escenarios de veranos futuros se basan en la simulación estocástica de los próximos veranos, considerando la expansión de la capacidad instalada y la demanda eléctrica.

Los escenarios de veranos futuros se basan en la simulación estocástica de los próximos veranos, considerando la expansión de la capacidad instalada y la demanda eléctrica.

Los escenarios de veranos futuros se basan en la simulación estocástica de los próximos veranos, considerando la expansión de la capacidad instalada y la demanda eléctrica.

Los escenarios de veranos futuros se basan en la simulación estocástica de los próximos veranos, considerando la expansión de la capacidad instalada y la demanda eléctrica.

Los escenarios de veranos futuros se basan en la simulación estocástica de los próximos veranos, considerando la expansión de la capacidad instalada y la demanda eléctrica.

Los escenarios de veranos futuros se basan en la simulación estocástica de los próximos veranos, considerando la expansión de la capacidad instalada y la demanda eléctrica.

Los escenarios de veranos futuros se basan en la simulación estocástica de los próximos veranos, considerando la expansión de la capacidad instalada y la demanda eléctrica.

Los escenarios de veranos futuros se basan en la simulación estocástica de los próximos veranos, considerando la expansión de la capacidad instalada y la demanda eléctrica.

Objetivo

Analizar la suficiencia energética de los recursos del SIN para afrontar posibles veranos durante los años 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 ante múltiples escenarios hidrológicos, incluyendo condiciones de El Niño.

Hidrología

Escenario estocástico con 100 series sintéticas 2025-2028 basados en la hidrología histórica del SIN + simulaciones con hidrología 2015-2016 en cada verano.

Horizonte

Política estocástica de 4 años a partir de febrero, cubriendo los tres periodos de verano a evaluar.

Expansión

Se consideran los proyectos que cuentan con OEF, atrasando un año su FPO.

Para los próximos veranos el parque de generación hidroeléctrico del SIN no cuenta con expansiones de la capacidad instalada de generación o de su capacidad de almacenamiento.

Ante el continuo crecimiento de la demanda eléctrica, el parque hidroeléctrico va disminuyendo su participación en la atención de la demanda y sus aportes a la suficiencia energética del SIN.

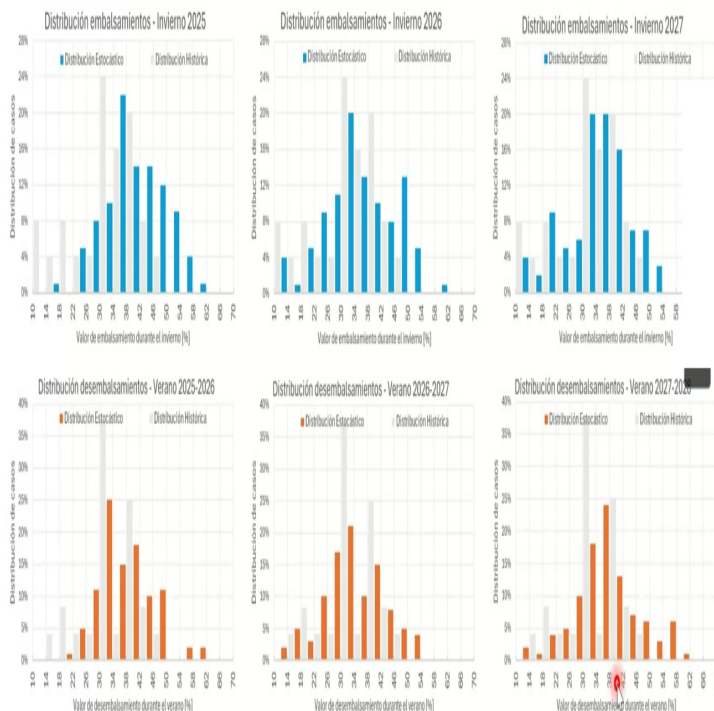
Mantener los criterios de confiabilidad y suficiencia del SIN en el planeamiento operativo, ante la ausencia de una participación significativa de nuevos recursos en los próximos años, aumentan la exigencia de uso de los recursos térmicos e hidro existentes.

Distribución Operativa Embalsamientos y Desembalsamientos

20 años
Hechos por Colombia



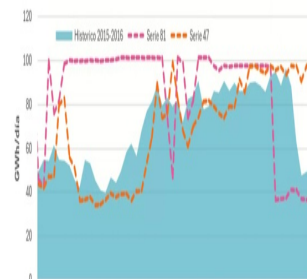
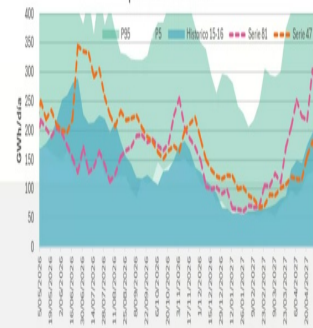
Los veranos futuros requieren una mayor preparación del embalse desde los inviernos, el promedio de embalsamiento tiende a aumentar para mantener la suficiencia energética del sistema.



Análisis Series Críticas de las corridas estocásticas

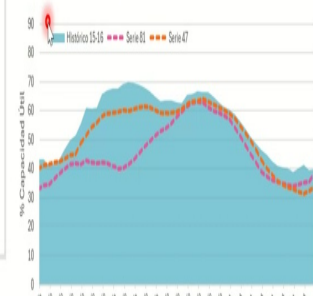
Verano 2026-2027 Caudales respecto a la historia 2015-2016

Serie 81	96% Invierno 2026	134% Verano 26-27
Serie 47	122% Invierno 2026	120% Verano 26-27



Aún teniendo mayores aportes y mayor uso de recursos térmicos, el incremento de la demanda hace que la evolución de los embalses para estas series sea menor al registrado en el periodo 2015-2016.

Evolución del embalse



Generación térmica

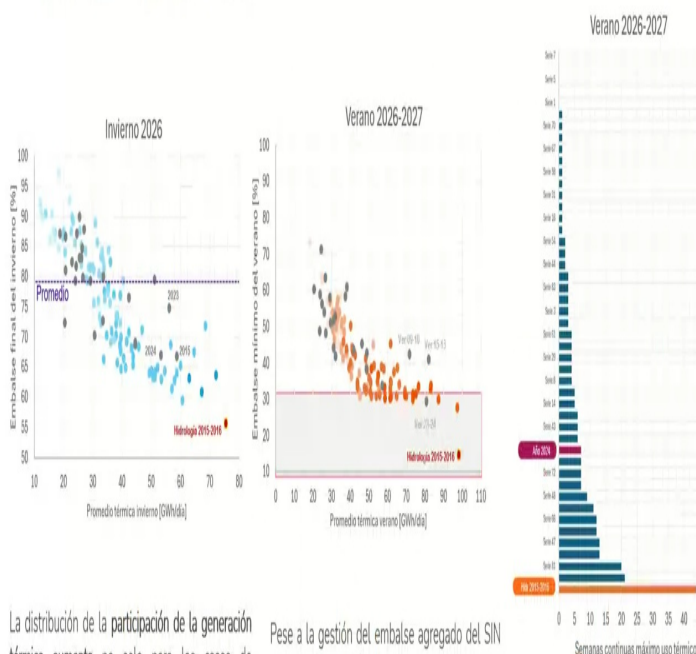
Estas series tienen hidrologías cercanas a las presentadas en el 2015-2016 y se observa que se requiere aumentar la duración del uso de la disponibilidad térmica para compensar el incremento de la demanda.

Distribución Operativa Generación Térmica



Se observan mayores exigencias para el verano 2026-2027.

20 años
Hechos por Colombia



La distribución de la participación de la generación térmica aumenta no solo para los casos de hidrologías bajas. En condiciones de normalidad, aún con el aumento de la participación térmica, se obtienen niveles de embalse al final de la estación del invierno inferiores al normal histórico.

Pese a la gestión del embalse agregado del SIN previa a la estación de verano, se observa un aumento significativo de las series que llevan al embalse a valores cercanos a la CAR al final del verano.

Para afrontar la hidrología histórica 2015-2016 se requieren más de 40 semanas operando con 90 GWh/día promedio.

Conclusiones

20 años
Hechos por Colombia

Retos operativos

Para la operación de próximos veranos

Crecimiento de la demanda vs. expansión generación

El parque de generación existente tiene cada vez menor capacidad de atención de la demanda ante el atasco en la expansión de generación. La participación del recurso hídrico en el balance generación/demanda tendrá una disminución y los recursos complementarios, especialmente térmicos, son los llamados a cubrir esta atención.

Este sistema con una demanda creciente se expone, ante condiciones deficitarias similares a las históricas, a un mayor riesgo de insuficiencia. Las mismas condiciones de aportes deficitarios requerirán medidas más exigentes de los recursos disponibles del SIN para evitar riesgos en la atención de la demanda.

Mayor uso de reservas de embalses

La disminución en la relación de la capacidad de almacenamiento energético de los embalses frente al crecimiento de demanda, requiere garantizar niveles de embalse al inicio de verano superiores a los valores históricos para garantizar la atención de la demanda del SIN.

Pese a la gestión del embalse agregado durante la estación de invierno, se observa un aumento significativo de los casos que incursionan en valores mínimos históricos al final de la estación de verano.

Mayor participación de la generación térmica

Se exige contar con la mayor capacidad del parque de generación térmica, y con la disponibilidad y flexibilidad de combustibles para cumplir nuevos retos operativos del SIN para asegurar una operación confiable.

Durante periodos de veranos deficitarios, se requiere disponibilidad del parque térmico para mantener un uso prolongado de la mayor capacidad disponible del recurso y evitar riesgos en la atención de la demanda.

En los periodos de invierno, el recurso térmico es llamado a regular la operación hídrica para garantizar niveles requeridos de embalsamiento mayores a los históricos.

Sistema más vulnerable ante hidrologías deficitarias

Se observa un sistema vulnerable para afrontar hidrologías deficitarias, exigiendo una mayor anticipación en la gestión del embalse, con uso alto y prolongado del parque térmico y aun así alcanzando niveles por debajo de valores mínimos históricos. El retraso en la toma de decisiones operativas, junto a la incertidumbre de disponibilidad de recursos primarios, exponen el SIN a riesgos en la atención de la demanda.

Las decisiones reflejadas en este estudio simulan una operación del SIN bajo un esquema de despacho centralizado basado en costos de operación, sin embargo, tal y como está establecido en la regulación vigente, el manejo operativo de los embalses para la generación es responsabilidad de los agentes generadores, lo cual depende entre otras cosas, de su percepción de riesgo y obligaciones en el mercado.

Las tasas de desembalsamiento aumentaron y ya son superiores al 50 %.

El CNO llamó la atención respecto a que las simulaciones más críticas son inclusive conservadoras, dado que se contempló plena disponibilidad del agregado Bogotá y gas natural, al igual que la no ocurrencia de eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia.

- El CND presentó las recientes situaciones operativas:

Resolución CREG 101 053 de 2024

Objetivos*

- Facilitar la entrega de excedentes de generación al SIN (registro de excedentes de plantas conectadas no registradas en XM e incremento de capacidad efectiva o potencia máxima declarada)
- Flexibilizar la declaración de plantas al estado de pruebas para la entrega de energía adicional al sistema

Ventana de aplicación

Abril

3

2025

6 meses contados a partir de la entrada en vigencia de la resolución.
Publicación Diario Oficial No. 52898: 3 de octubre de 2024

*Ante el comportamiento atípico de los aportes hídricos y la disminución del nivel de los embalses durante los meses de julio, agosto y septiembre de 2024, y para contribuir a la recuperación de los mismos

Principales riesgos operativos

xm 20 años
Hechos por Colombia

Atlántico

Agotamiento de la capacidad de transformación 220/115 derivado del crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión (El Río 220/110 KV).
Riesgo de DNA en la sub área atlántico (Barranquilla).
Dependencia de la generación de Tebsa, Baranquillas, Flores I y Flores IV.

Córdoba - Sucre

Agotamiento de red derivado del crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión (Tolúviejo 220/110 KV).
Riesgo de DNA en Magangué 110 KV, Mompox 110 KV, San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 KV, El Carmen 110 KV, Plato 34.5 KV.

Red DISPAC - Chocó.

Baja tensión en los nodos a 115 KV, ante contingencia sencilla o indisponibilidad de un circuito Virginia - Cértegui - Huapango.
Riesgo de DNA en el departamento de Chocó.

Cauca - Nariño.

Baja tensión en los nodos a 115 KV del corredor Panamericana - Jardinería - Junín - Buchelli 115 KV (Normalización Jamondino - Renacer 230 KV).
Limita la capacidad de exportación a Ecuador.
Riesgos de DNA en Junín, Buchelli y Panamericana

Subárea GCM

Agotamiento de red y susceptibilidad a ocurrencia del fenómeno de Recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR).
Riesgo de DNA en todo GCM
Dependencia de la generación de Guajira y Termonorte.

Subárea Bolívar.

Agotamiento de red debido al crecimiento de la demanda y agotamiento de la red de transmisión (red de Cartagena 66 KV), en condición normal y ante indisponibilidad o mantenimiento de la infraestructura.
Riesgo de DNA en Cartagena, generación de seguridad en proelectrica y candelaria

Sub área norte de Santander

Máxima a capacidad de importación por el crecimiento de la demanda, limitación a la capacidad de exportación a Venezuela por el enlace San Mateo - Corozo 230 KV.
Dependencia de la generación de Paipa y Tasajero.

Sub área Meta

Sobrecarga en red completa de Ocoá - Santa Helena 1 115 Sobrecarga en red completa de Santa Helena - Suria 1 115 KV, bajas tensiones en Puerto Gaitán ante contingencias N-1 derivado del crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión (ATR de Santa Elena 220/110 KV, en pruebas desde 01/04).
Riesgo de DNA

Bogotá

Máxima capacidad de importación por el crecimiento de la demanda en la sabana norte de Bogotá y la no entrada de proyectos de expansión (Norte 230/115 KV).
Riesgo de DNA en la Sabana Norte de Bogotá
Dependencia de la generación de Zipas.

Resolución 101 053 de 2024 xm 20 años Hechos por Colombia

1) Entrega de Excedentes

2) Pruebas Iniciales

Registro de excedentes con registro de frontera

10,08 MW

Registro de excedentes por ampliación de CEN o potencia máx.

35,65 MW

59,60 MW

NOMBRE DE LA PLANTA	TECNOLOGÍA	CEN ANTERIOR	CEN NUEVA
ECOPARQUE SOLAR	Solar	0	4
BRISAS			
AUTOG ENKA 1	Térmica	0	4
PCH JULIO BRAVO	Hidráulica	0	2,08

Requisitos:

- Concepto de incremento de capacidad por la UPME o el OR (depende de quien corresponda)
- Frontiera comercial
- Concepto favorable sobre la coordinación de protecciones emitido por el transportador

NOMBRE DE LA PLANTA	TECNOLOGÍA	CEN ANTERIOR	CEN NUEVA
CERRITOS	Solar	9,9	11,5
LA MEDINA	Solar	9,9	11,5
LOS CABALLEROS	Solar	9,9	11,5
AUTOG CELSA SOLAR PALMIRA 3	Solar	4,99	7,4
AUTOG BUGA I SOLLA	Solar	4,9	6,4
CELSA SOLAR FLUJUMA	Solar	19,9	21,9
GRANUA SOLAR DANDUMA	Solar	19,9	21,9
CELSA SOLAR LA VICTORIA I	Solar	19,9	21,9
CELSA SOLAR LA VICTORIA II	Solar	19,9	21,9
AUTOG UNIBOL	Térmica	4,9	6,5
AUTOG ARGOS EL CARRO	Hidráulica	6,5	7,5
PETALO DEL MAGDALENA	Solar	9,9	11,5
BAJO TULLIA	Hidráulica	19,9	21
ALTO TULLIA	Hidráulica	19,9	21
HIROMONTANITAS	Hidráulica	19,9	24,5
AMAINÉ	Hidráulica	19,17	19,8
SAN ANDRÉS DE CUERQUIA	Hidráulica	19,9	22,4
AUTOG SOLAR PALMIRA II BERRY	Solar	4,99	9,8

Requisitos:

- Concepto de incremento de capacidad por la UPME o el OR (depende de quien corresponda)
- Concepto favorable sobre la coordinación de protecciones emitido por el

NOMBRE DE LA PLANTA	TECNOLOGÍA	CEN ANTERIOR	CEN NUEVA
Rovira*	Solar	0	3,2
BUENAVISTA	Solar	0	6,8
PARQUE SOLAR BARANDIA*	Solar	0	19,9
LA MARTINA	Solar	0	9,9
Parque Solar Rikira Sol del Mar II	Solar	0	9,9

*Las plantas continúan en pruebas iniciales al finalizar la vigencia de la Resolución debido al cumplimiento de requisitos del Acuerdo CNO 1937.

Requisitos mínimos:

- Frontiera comercial
- Concepto favorable sobre la coordinación de protecciones emitido por el transportador

Total general: 105,33 MW

Restricciones en Alerta y/o Emergencia

xm 20 años
Hechos por Colombia

Ante el crecimiento de la demanda, la no entrada a tiempo de proyectos, o la falta de estos, se presentan restricciones dependientes de la demanda, es decir no son controlables con balances de generación, y de activarse se haría necesario programar desatención de demanda para su control.

Suroccidental:

Subárea Cauca-Nariño

Jamondino - Jardinería 115 KV / Bajas tensiones en Tamapo 115 KV y Junín 115 KV

Nordeste:

Subárea Norte de Santander:

San Mateo - Ocoá 230 KV / Baja tensión nodos Norte de Santander
Cúcuta 220/115 KV / Baja tensión nodos Norte de Santander

Caribe

Subárea Atlántico

El Río 110/34.5 KV / Unión Magdalena 34.5 KV / Unión - El Río 134.5 KV
Las Flores 110/34.5 KV / Las Flores 2 110/34.5 KV
Silencio 58 110/34.5 KV / Las Flores 1 110/34.5 KV
Silencio 49 110/34.5 KV / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5
Tobas - Córdoba / Cúcuta - Córdoba

Subárea Bolívar:

Tomasa 3 66/13.86.9 KV / Tomasa 5 66/13.86.9 KV
Sobrecarga en red completa de Tomasa - Gamboa 66 KV
La Marina - Chantaco - 1 66 KV / Bosque - Chantaco - 1 66 KV
Bosque - Chantaco - 1 66 KV / La Marina - Chantaco - 1 66 KV
Tomasa - Zangacocha 66 KV / Cartagena - Zangacocha 66 KV
Cartagena - Zangacocha 66 KV / Tomasa - Zangacocha 66 KV
Sobrecarga en red completa de Bolívar - Villa Estrella 66 KV

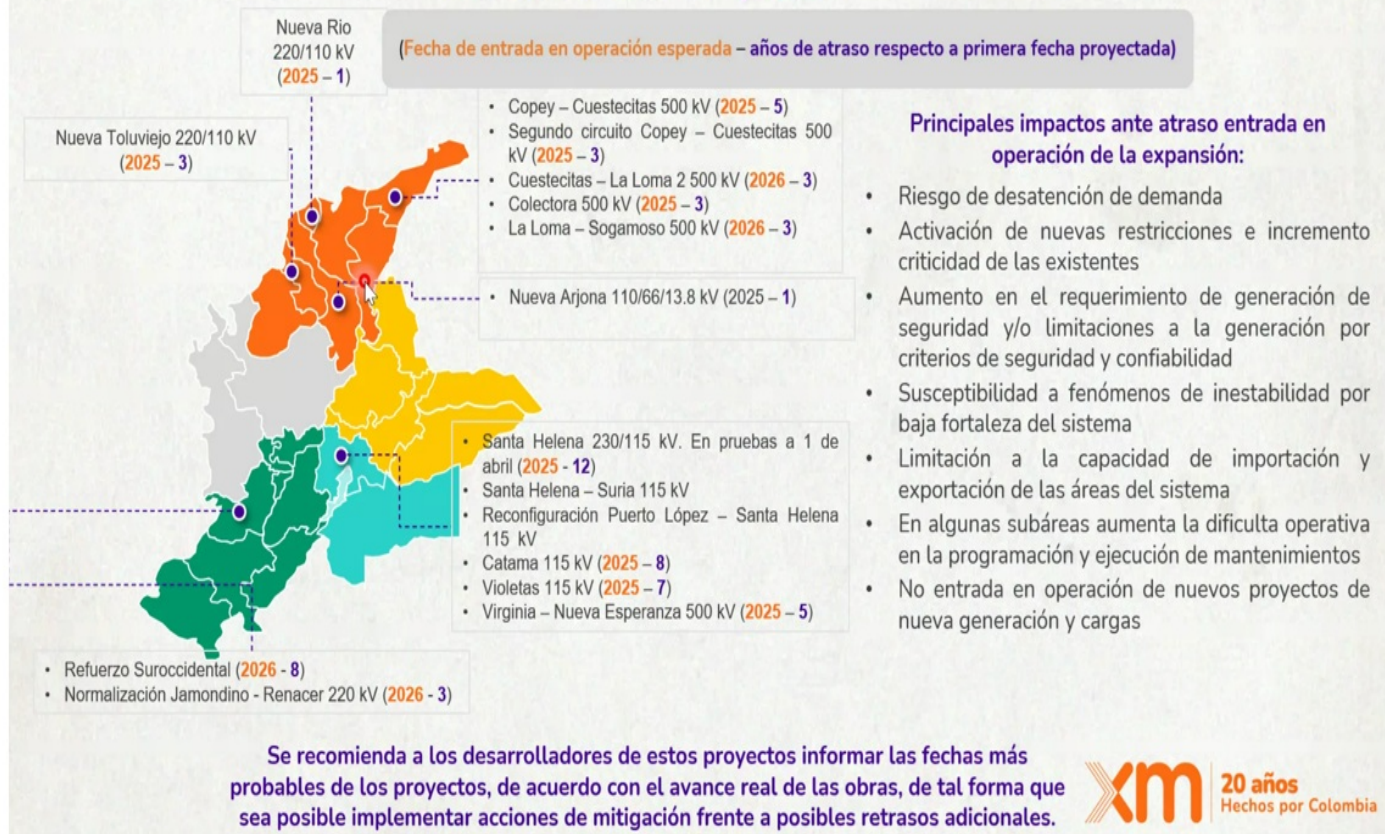
Subárea Córdoba-Sucre:

Nueva Montaña - Río Sini 110 KV / Baja tensión en Río Sini 110 KV
Nueva Montaña - Río Sini 110 KV / Unió - Tama Alta 1 110 KV
Chirí - Bostón 1 110 KV / Chirí - Bostón 2 110 KV
Chirí 3 500/110 KV / Chirí 1 500/110 KV + Chirí 2 500/110 KV
Sobrecarga en red completa de Chirí - Sini 110 KV
Chirí - Covales 110 KV / Bostón - Sini 110 KV
Chirí - Covales 110 KV / Chirí - Bostón 1 110 KV
Sobrecarga en red completa de Chirí - San Marcos 110 KV
Interceptor 7000 S.E. Chirí 110 KV / Chirí 1 500/110 KV
Unio - Unioh 220 KV / Unio - Tierra Alta 110 KV
Sobrecarga Transformador Chirí 1 500/110 KV
Sobrecarga Transformador Chirí 2 500/110 KV
Sobrecarga Transformador Chirí 3 500/110 KV

GCM:

Valledupar 12 220/34.5/13.8 KV / Valledupar 12 220/34.5/13.8 KV
Valledupar 1 220/34.5/13.8 KV / Valledupar 12 220/34.5/13.8 KV
Valledupar - Guatapuz 34.5 KV/66KV / Valledupar - Guatapuz 34.5 KV LN 513
Sobrecarga en red completa de El Banco - El Paso 110 KV
Sobrecarga en red completa de Valledupar 5 220/110 KV
Santa Marta 1 220/110/34.5 KV / Santa Marta 6 220/110/34.5 KV

Impacto entrada de proyectos de expansión considerados en el mediano plazo



Desarrollo de infraestructura de transporte y entrada de proyectos de generación

xm 20 años Hechos por Colombia

Colectora 500 kV – Nueva generación a conectar inicialmente 1050 MW de los cuales a la fecha 259 MW poseen obligaciones

Planta	Promotor	FPO Oficial	CEN	Tipo de obligación
JK3	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	2026/12/01	45	
Parque Eólico Tumawind	ENEL COLOMBIA SA ESP	2026/12/31	200	Perdieron OEF
E0200i (Ipapure)	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	2026/05/22	201	
JK2	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	2026/08/18	79	CxC y CLPE
Parque Eólico Chemesky	ENEL COLOMBIA SA ESP	2026/12/31	100	Perdieron OEF
JK1	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	2026/08/18	180	CxC y CLPE
JK4	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	2026/12/01	245	

Cuestecitas 500 kV– Nueva generación a conectar inicialmente 942 MW de los cuales a la fecha 742 MW poseen obligaciones

Planta	Promotor	FPO Oficial	CEN	Tipo de obligación
Camelias	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	2026/12/10	250	CLPE
Alpha	VIENTOS DEL NORTE S.A.S. E.S.P.	2026/11/30	212	CxC y CLPE
Beta	EOLOS ENERGIA S.A.S. E.S.P.	2026/11/30	280	CxC y CLPE
Elipse	ELIPSE ENERGIA S.A.S. E.S.P.	2026/12/31	200	

La incertidumbre en la FPO de los proyectos, genera incertidumbre en la operación del SIN, considerando además que existe el riesgo de desarrollar infraestructura con usos diferentes a los planeados.

Dado que varios de los proyectos aún cuentan con punto de conexión aprobado se siguen considerando en los ejercicios de planeamiento. Se solicita a los promotores informar si deben o no considerarse en los ejercicios de planeamiento

Es indispensable preguntarle a la UPME si estos proyectos a los que se les ejecutó la garantía pierden o no el punto de conexión. Asimismo, saber si las obras continúan o no para lo cual se debe enviar una comunicación a la Upme pero

también se solicitó a los agentes responsables de dichos proyectos informar si los mismos deben o no ser considerados en los ejercicios de planeamiento operativo energético.

Subárea Bolívar (área Caribe)

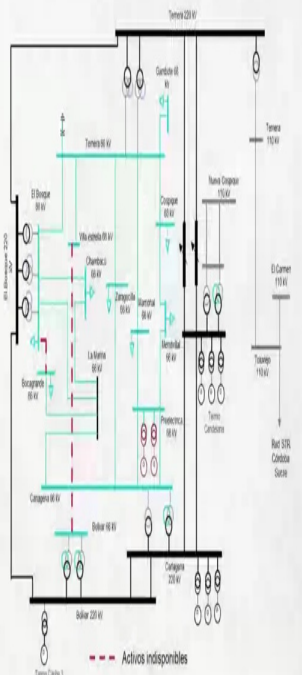
A marzo de 2025, se presentan restricciones por sobrecarga ante contingencia sencilla, de bajo control con balances de generación,

Ante la baja capacidad de la red y la alta concentración de la demanda, es difícil gestionar la indisponibilidad de activos, lo que causa alta dependencia de los recursos de generación Proeléctrica, Candelaria y Cartagena, y en algunos casos, la programación de demanda no atendida.

En el LP, no existen proyectos de expansión estructurales para la red a 66 kV de Bolívar (Cartagena), se debe priorizar de forma urgente el desarrollo de obras para garantizar el abastecimiento seguro y confiable de la ciudad, como lo son:

- Aumento de capacidad de la red de 66 kV con conductores de alta temperatura
- Nuevos circuitos que refuercen la red 66 kV
- Nuevos proyectos de conexión del STR al STN
- Aumentar el nivel de tensión de la red de 66 kV a 110 kV.

Bajo la condición actual de indisponibilidad de recursos de generación y transmisión, y aumentos de demanda existe mayor riesgo de DNA en la subárea.



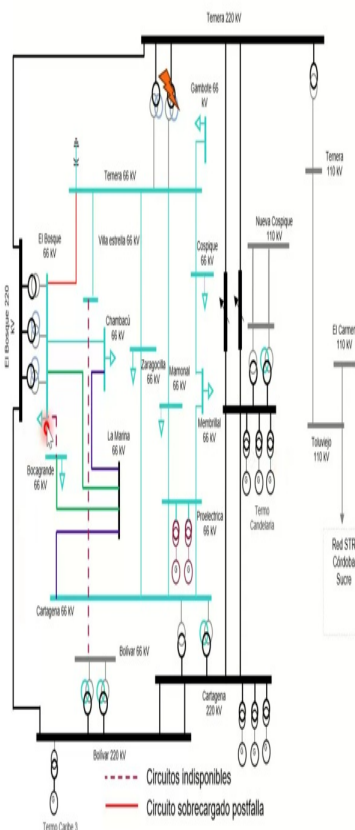
Indisponibilidad de infraestructura (actual)

- Indisponible el circuito Bolívar - Villa Estrella 66 kV
- Indisponible por falla Bosque - Bocagrande 66 kV
- Indisponible por mantenimiento las unidades 1 y 2 de Proeléctrica

xm 20 años
Hechos por Colombia

Bolívar - Situación 01/04/2025

xm 20 años
Hechos por Colombia



Se encuentra indisponible circuito Bocagrande - El Bosque 66 kV y las unidades Proeléctrica 1 y 2.

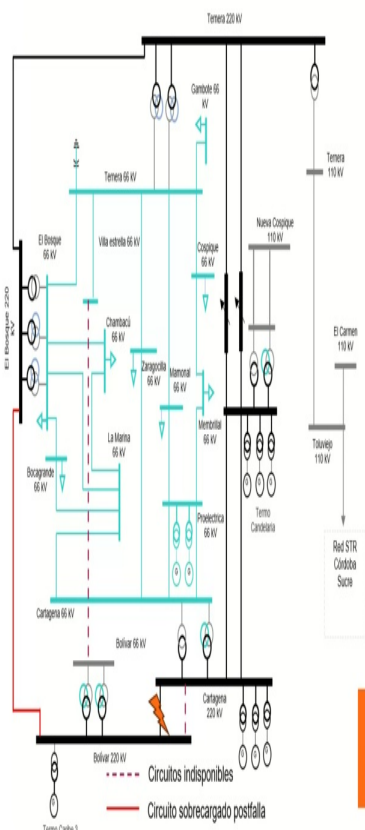
Esta indisponibilidad aumenta la cargabilidad del circuito El Bosque - Temera 66 kV ante la falla de uno de los transformadores en Temera 220/66/13.8 kV.

Para minimizar el impacto en la demanda, se realizan maniobras en la subestación La Marina 66 kV, quedando dos corredores a 66 kV: Cartagena - La Marina - Chantaco, El Bosque - La Marina - Bocagrande.

La restricción anterior ya viene cercana a los límites en la condición normal, es urgente la implementación por parte de los agentes involucrados del esquema planteado en los tratos de Temera y el circuito El Bosque - Temera 66 kV (aprobado en reunión SAPE 373 de octubre de 2024).

Bolívar - Situación 20/03/2025

xm 20 años
Hechos por Colombia



Estando indisponible Bolívar - Cartagena 2 220 kV, la contingencia del circuito Bolívar - El Bosque 220 kV sobrecarga el activo Bolívar - El Bosque 220 kV. La cascada de eventos podría desentender aprox. el 90% de la subárea Bolívar, por lo anterior fue necesario la programación de demanda no atendida (Res CREG 224 de 2016)

Periodo	Dem. Conchica	Dem. Subárea	Carga Subárea (%)	Dem. Preventiva	Frecuencia Faltas	Perd. Conchica (%)
12	414.15	472.24	87.70	50	0	9.66
13	415.07	472.46	87.92	50	0	9.63
14	441.93	498.75	88.81	50	0	9.05
15	485.15	528.04	88.40	50	0	8.60
16	485.18	528.33	88.38	50	0	8.60
17	439.8	498.53	88.27	50	0	9.19
18	411.91	485.88	84.42	50	0	9.1

Si no se controla la contingencia con aplicación de DNA preventiva, este es el porcentaje de la demanda de Bolívar que se apagará ante la ocurrencia del evento

% demanda preventiva

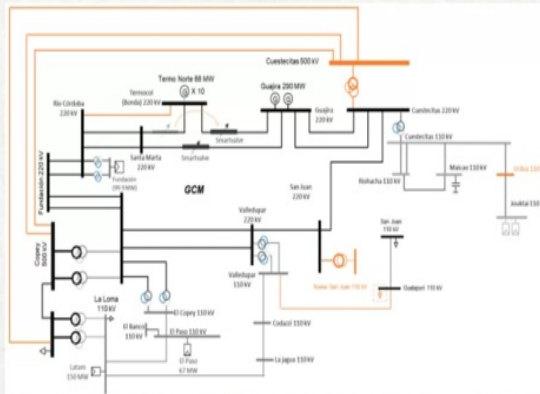
Se llamará la atención al Operador de Red y el Transportador para que expliquen en el grupo de seguimiento del área Caribe, porque no se ha instalado el Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS. En este punto la SSPD solicitó el acta donde se aprobó dicho esquema.

Subárea GCM (área Caribe)

- Requiere generación al interior para cubrir restricciones asociadas a la importación y Fortaleza de Red (FIDVR). En emergencia desde 2022.
- Presenta Dificultad para realizar mantenimientos, sobre todo en el corredor Copey – Valledupar – San Juan 220 kV.
- Agotamiento en la transformación de Valledupar 220/34,5 kV y Valledupar 9 110/34,5 kV
- Agotamiento en la transformación de Santa Marta 220/110/34,5 kV.
- Agotamiento transformación de Copey 34.4 kV (En revisión de posible esquema por parte de Transelca)
- 6 Restricciones en condición de alerta/emergencia por ser dependientes de la demanda.

Proyectos de impacto

- El Copey – Cuestecitas 500 kV y su transformación 500/220 kV (2025)
- San Juan 220/110 kV (2026)
- compensadores síncronos (2028).



Bajo la condición actual, la red de GCM presenta una situación en la cual, los mantenimientos en infraestructura de transporte requieren una amplia coordinación de todos los involucrados, incluida la gestión de demanda no atendida y esquemas especiales de protección



Situación actual mantenimientos GCM



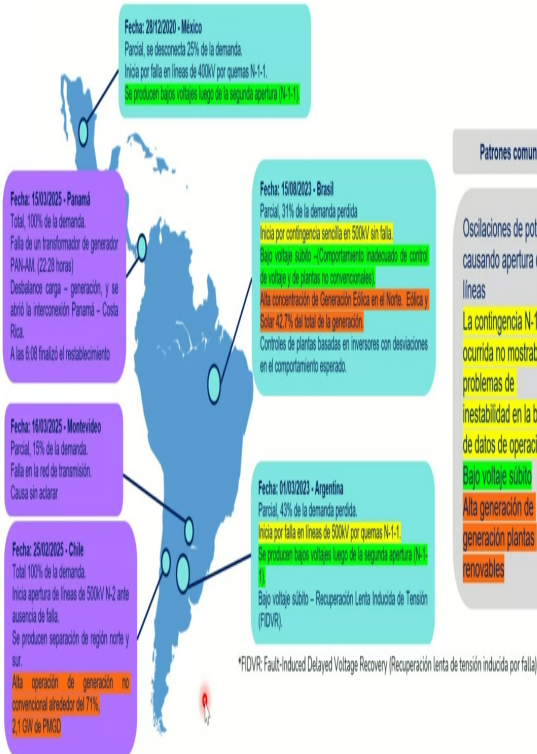
C2037256 – Riesgo de Disparo Barra 1 de Copey 230 kV

Se requieren realizar trabajos en SE Copey 220 kV (barra principal más transferencia), con riesgo de disparo de los elementos de la SE. Bajo las condiciones actuales de demanda, generación y topología de red, la salida simultanea de los Circuitos Copey - Valledupar 1 y 2 a 230 kV, ocasiona colapso de las subestaciones San Juan, Valledupar y Copey.

Para programar el mantenimiento se requiere evaluar:

- Programar los trabajos en periodos de baja demanda
- Disponibilidad de la generación de seguridad en Guajiras y/o Termonorte
- Reconfiguraciones topológicas en 220 kV y 110 kV y los riesgos derivados
- Que los OR's evalúen la posibilidad de reconfiguraciones a nivel del SDL
- Necesidad de programar demanda no atendida en algunos periodos
- La necesidad de implementar esquemas de protección – ESP que mitiguen los riesgos de fallas múltiples derivadas de riesgos de disparo durante las intervenciones.

Por los riesgos operativos que generan estas intervenciones en la subárea, se propone realizar reunión con todos los agentes involucrados para definir las mejores alternativas que preserven la seguridad del SIN

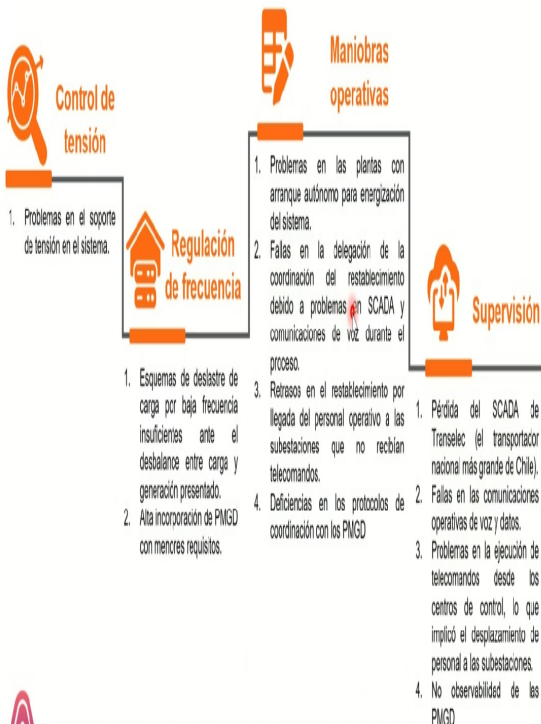


Patrones comunes

Oscilaciones de potencia causando apertura de líneas.
La contingencia N-1 ocurrida no mostraba problemas de inestabilidad en la base de datos de operación.
Bajo voltaje súbito.
Alta generación de generación plantas renovables.

PMGD: Pequeños Medios de Generación Distribuida (Autodispachados hasta 9 MW en los sistemas de distribución)

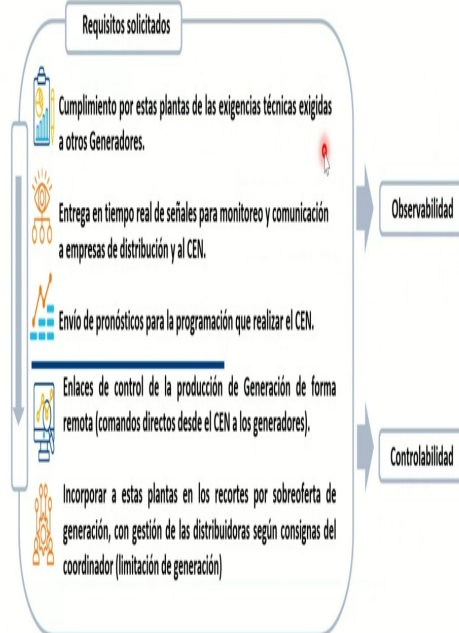
Caso Chile - Resumen



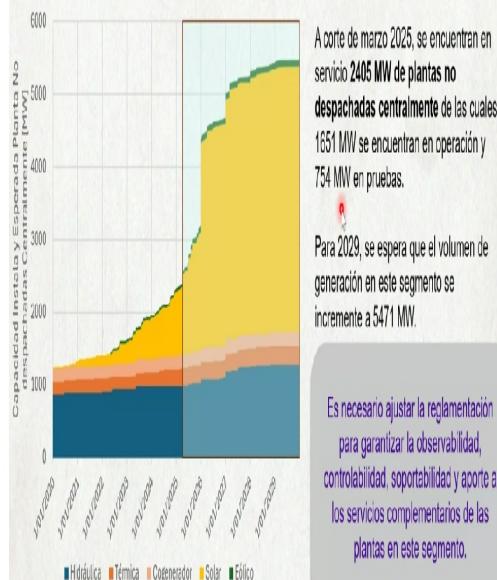
La mayoría de estas situaciones también se evidenciaron en el apagón de Caribe – 2020, y en los apagones de Brasil y Argentina en el año 2023.

Caso Chile – Acción tomada sobre PMGD

El Coordinador del Sistema Eléctrico Chileno (CEN) envió comunicación al Ministro de Energía de dicho país realizando "una propuesta de modificación normativa destinada a mejorar la eficiencia, competencia y seguridad de servicio en el mercado eléctrico, en relación con los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)". Dicha propuesta se basa en exigir a las PMGD lo siguiente:



Evolución actual y esperada en el SIN de plantas No Despachados Centralmente (Autodispachable)



*Se contabilizan plantas: miniceros, autogeneradores y generación distribuida

Contexto trabajo en Restablecimiento



Plan de acción

1. Realizar este tipo de ejercicios de simulación con todos los agentes al menos 1 vez al año.
2. Promover competencias en Factores Humanos para los operadores de todos los agentes.
3. Incorporar lecciones aprendidas de apagones recientes en la región.
4. Revisar sistemas de comunicación entre los agentes y el CND.
5. Programar pruebas de autonomía de servicios auxiliares en centros de control, subestaciones y plantas.
6. Revisar integración de señales desde los control de respaldo de los agentes al SCADA del CND.
7. Realizar pruebas de arranque autónomo en generadores.
8. Evaluar sistemas de protecciones del sistema para identificar oportunidades de mejora (redundancia en protecciones y comunicaciones, eliminación de puntos de falla común –si existen-, entre otros).
9. Revisar tiempos de respuesta de operadores para realizar maniobras en las subestaciones desatendidas.
10. Asegurar que los operadores de las empresas encargadas de la demandas estén preparados para gestionar adecuadamente la toma de carga en un proceso de restablecimiento.
11. Realizar pruebas en todos los niveles de tensión de interruptores que no operen frecuentemente.
12. Analizar riesgos asociados a la operación de activos operados por múltiples agentes.
13. Realizar pruebas del impacto de avalancha de alarmas en los sistemas SCADA de los agentes.
14. Desarrollar esquemas de apoyo al personal de turnos para atender restablecimientos.
15. Promover entrenamientos de restablecimiento en simuladores.
16. Realizar ejercicios de la simulación por áreas que permita más especificidad.
17. Mantener guías de restablecimiento actualizadas e interiorizadas.
18. Incluir ejercicios de manejo de información hacia nuestros clientes (equipo de comunicadores).



EN COMITÉS Y SUBCOMITÉS DE CNO SE PLANEARÁN ACTIVIDADES Y SE ASIGNARÁN RESPONSABLES

Energía del Suroeste expresó lo siguiente:

- Señaló la necesidad de contar con una matriz energética bien definida para el país, a fin de garantizar la confiabilidad del sistema.
- Las plantas no despachadas centralmente enfrentan un problema no previsto con su declaración de energía firme, debido al cambio en el Precio de Escasez definido en las resoluciones CREG 101 066 del 2024 y CREG 101 069 del 2025. Este ajuste se hizo sin permitirles modificar su declaración de ENFICC. El impacto es financiero, y podría afectar la viabilidad de un número importante de plantas no despachadas centralmente.
- Para el periodo comprendido entre los años de 2020-2024 y en lo corrido del año 2025 la entrada de nuevos proyectos es muy baja en relación con los proyectos que pagaron garantías de conexión. Energía del Suroeste ante esta preocupación la cual comparte plenamente, y expresada por XM, le propone al CNO unirse a las recomendaciones presentadas sobre este asunto.

6. VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO
Desarrollo - Se informa que la próxima reunión ordinaria de mayo se realizará el 8 de dicho mes debido a que el primer jueves es día festivo 1 de mayo. - Se citara a reunión extraordinaria antes del 15 de abril para presentar la recomendación sobre la senda de referencia invierno 2025					
Conclusiones					

Presidente - German Caicedo

Secretario Técnico - Alberto Olarte