

	Acta de reunión Acta N° 806 14 Agosto, 2025 Oficina C.N.O.
Reunión CNO 806	

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
AES COLOMBIA	María Pareja	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
ENLAZA	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
GECELCA	Juan Manuel Salas	NO	SI
PORTÓN DEL SOL	César Augusto Palacio	SI	NO
Termoyopal Generación 2	David Rincon	SI	NO
TERMONORTE	Sebastian Rodriguez	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Andrea Rojas	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
AES COLOMBIA	Caio Chaves Vilas Boas	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
ENEL Colombia	Laura Osorio	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI

ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Jose Rodriguez	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Julian Gonzalez	NO	SI
ENEL Colombia	Leslie Gonzalez	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
Energía del Suroeste	Salomé Monroy	NO	SI
INTERCOLOMBIA	William Elias Padilla Almeida	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Luis Galvis	SI	NO
MINENERGIA	Farid Tovar	SI	NO
ENEL Colombia	Alberto Gómez	SI	NO
XM	Alexandra Gutiérrez	SI	NO
UPME	David Ricardo Murcia	SI	NO
CNOGas	Fredi Lopez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
UPME	Luis López	SI	NO
ORBETTER	Magda Triviño	SI	NO
UPME	Manuel Acevedo	SI	NO
XM	Mónica Mejía	SI	NO
ENEL Colombia	Victoria Bonilla	SI	NO
Consultor/Auditor	Camilo Quintero	SI	NO
Auditor	Cesar Córdoba	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Edgar Zuñiga	SI	NO

Agenda de reunión

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

2	09:15 - 10:00	Aprobación: • Actas pendientes. • Acuerdos.
3	10:00 - 10:30	Informe auditoría CND.
4	10:30 - 11:30	Informe Secretario Técnico.
5	11:30 - 12:15	Situación área Oriental - Presenta AES -Intercolombia - Enel- Enlaza.
6	12:15 -13:15	Presentación XM – Situación eléctrica y energética.
7	13:15 - 14:00	Informe UPME.
8	14:00 - 14:15	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 diferentes variables metereológicas y las predicciones del clima en el país.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo El IDEAM prevé que la condición de neutralidad continúe durante los próximos meses, e indicó que se presentó un incremento en la probabilidad de ocurrencia del fenómeno de "La Niña" durante el segundo semestre del año en curso, pero aún sigue siendo inferior al 50 %. Para agosto del año 2025 se esperan condiciones de precipitación “muy por encima de lo normal” respecto a la media climatológica en la Zona Andina.					
Conclusiones De acuerdo con el reporte del 10 julio emitido por la Administración Nacional de Océano y Atmósfera (NOAA, por sus siglas en inglés), las condiciones atmosféricas en el Pacífico tropical indican la presencia de condiciones ENOS-neutral en la cuenca del océano Pacífico tropical puesto que:					

- ✓ Las temperaturas de la superficie del mar se mantuvieron cercanas al promedio en la mayor parte del océano Pacífico ecuatorial.
- ✓ Todos los valores más recientes del índice de El Niño estuvieron cerca de cero, fluctuando desde 0.0°C a +0.4°C.
- ✓ Las temperaturas de la subsuperficie estuvieron ligeramente positivas y casi no cambiaron en comparación con el mes anterior, con temperaturas mayormente por encima del promedio establecidas a lo largo de la termoclina.
- ✓ Durante el mes anterior, los vientos en los niveles bajos se presentaron del este en el centro-este del Pacífico mientras que en niveles altos estuvieron del oeste. cerca del promedio a través del Pacífico ecuatorial.
- ✓ La convección permaneció resaltada sobre Indonesia. El sistema acoplado océano-atmósfera presenta actualmente condiciones ENOS-Neutral en el Pacífico ecuatorial. La predicción indica que esta fase se mantendría hasta bien avanzado el verano del hemisferio norte, con una probabilidad del 56 %.

Posteriormente, entre el otoño y el invierno, se prevé un aumento en la probabilidad de desarrollo de condiciones La Niña; sin embargo, estas probabilidades seguirían siendo comparables con las de una fase Neutral. Cabe resaltar que la incertidumbre del pronóstico aumenta a medida que se amplía el horizonte temporal. se favorece el desarrollo de condiciones ENOS-Neutral durante el verano boreal de 2025. La probabilidad de ocurrencia de esta fase para el trimestre agosto-octubre es del 57%, y se mantiene competitiva (50%) para septiembre-noviembre.

A partir de esta predicción, se espera que las condiciones climáticas del país durante el próximo semestre estén determinadas principalmente por el ciclo estacional, las fluctuaciones asociadas a la oscilación de Madden-Julian, y otras ondas ecuatoriales. También influirá la posible transición hacia condiciones características de La Niña, sin que esto implique necesariamente la presencia del fenómeno como tal.

Por ahora, el modelo probabilístico del IDEAM prevé que, para agosto de 2025, las lluvias estarán por encima de lo normal en la región Andina y el centro-norte de la región Caribe. El modelo determinístico estima incrementos entre el 10% y el 20% en estas zonas, así como en el litoral del departamento de Nariño (ver Fig. 2a). Sin embargo, no todos los ensambles globales (CPC-NOAA, C3S, OMM) coinciden con esta proyección, lo que introduce un grado de incertidumbre para este mes y los siguientes. Para el trimestre consolidado agosto-octubre de 2025, se estiman precipitaciones cercanas a lo normal en gran parte del país, excepto en el norte de la región Caribe, donde se prevén lluvias por encima de lo normal. No obstante, el modelo determinístico predice déficits de lluvia entre el 10 % y el 20% en sectores de Caquetá, Vaupés y Amazonas.

A más largo plazo; es decir, para el período noviembre de 2025 a enero de 2026, lo más probable es que se presenten precipitaciones por encima de lo normal en las regiones Caribe y Andina, y valores dentro de los promedios históricos en el resto del país. El modelo determinístico sugiere aumentos de lluvia entre el 10% y el 20% en las zonas mencionadas.

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

Desarrollo

- ACTAS:

Acta 795: Publicada para comentarios el 30 de junio. Comentarios de PROELECTRICA, TEBSA e ISAGEN.

Actas 799, 801 y 804: Publicadas para comentarios el 8 de agosto. Comentarios acta 799: XM, PROELECTRICA e ISAGEN. Acta 801: comentarios de ISAGEN. Acta 804: comentarios de ISAGEN.

Actas 800, 802, 803 y 805 : Corresponden a CNO no presenciales.

El Consejo aprueba el acta 795 y para las actas 799, 801 y 804 se da una semana más para presentar comentarios y su aprobación se daría en la reunión ordinaria de septiembre.
- ACUERDOS: Se presentaron los siguientes acuerdos para aprobación:

1. Por el cual se aprueba la modificación del documento de "Condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medidas y entre este último y el ASIC".

2. Por el cual se actualiza el procedimiento para la realización de las pruebas de potencia reactiva de unidades de generación sincrónicas despachadas

centralmente.

- 3. Por el cual se aprueba el documento "Criterios para la definición de estados operativos de los activos de la Red del Sistema Interconectado Nacional - SIN en la solicitud de consignaciones".
- 4. Por el cual se aprueban las actualizaciones de algunos parámetros y la curva de carga de la planta Paipa 4.
- 5. Por el cual se aprueba la actualización de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Amaní.
- 6. Por el cual se aprueba la integración de la lista de los auditores de las pruebas de puesta en operación de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1MW y menor a 5 MW.
- 7. Por el cual se aprueba la integración de la lista de los auditores de las pruebas de puesta en operación de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1MW y menor a 5 MW.
- 8. Por el cual se actualiza la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de expansión que se ejecuten en los Sistemas de Transmisión Regional STRs.

Conclusiones

- Se aprobó el acta 795. Para las actas 799, 801 y 804 se da una semana mas para comentarios y se someterá aprobación en la reunión ordinaria de septiembre.

- Se aprueban los acuerdos presentados.

3. INFORME AUDITORIA CND	NO	Presentar por parte del auditor los resultados generales y las recomendaciones de la auditoria del CND para las vigencias 2022 y 2023.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

Adjunto a este informe se encuentra la presentación de resultados de la auditoría años 2022 y 2023 al Centro Nacional de Despacho-CND por parte de la firma OR BETTER LTDA.

Si bien en términos generales los resultados fueron satisfactorios, se acordó enviar una comunicación a la CREG sobre las vigencias de las auditorias, sugiriendo que las mismas sean más frecuentes.

Conclusiones

- Enviar una comunicación a la CREG sobre las vigencias y las muestras de las auditorias, sugiriendo que las mismas sean más frecuentes y representativas.

4. INFORME CNO 806	NO	Presentar los avances y gestiones de los comités , subcomités y del CNO	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos:

1. El consultor del proyecto de alineación estratégica, GOVERNANCE CONSULTANTS, ha formulado un Plan de Acción para la revisión, aprobación y ejecución del Consejo Nacional de Operación-CNO, motivo por el cual se recomienda analizar la propuesta en una reunión.
2. Los días 28 y 29 de agosto del año en curso se desarrollará la Jornada Técnica del Comité de Transmisión en formato presencial, a la cual están invitados todos sus funcionarios.

Temas técnicos:

3. 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:

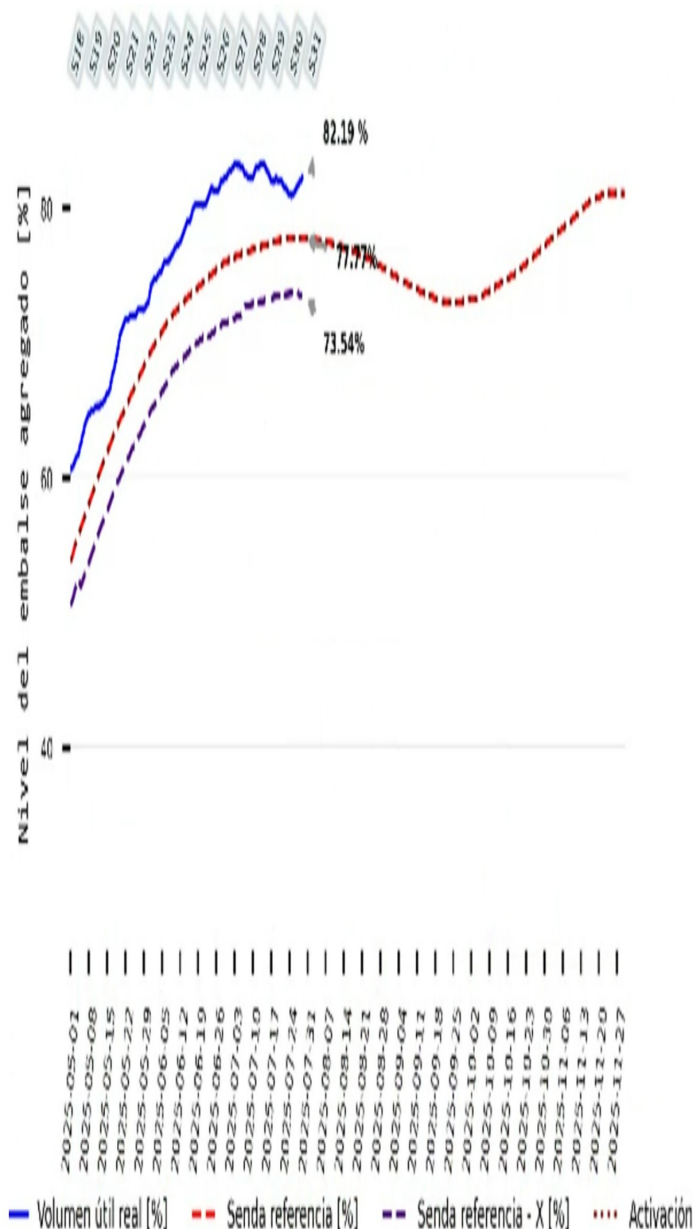
Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de 7.84 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, y sin tener en cuenta desbalances promedio negativos.
- Se indicó por parte de algunos miembros del Subcomité, que también hacen parte de ACOLGEN, que dicho gremio recibió la invitación de MINAMBIENTE para presentarles en una reunión del 12 de agosto, las nuevas metodologías asociadas a la Guía de Cálculo de Caudal Ambiental, propuesta que estaría para observaciones en el mes de diciembre del año en curso.

Según la información compartida la Guía sería retroactiva, aplicando a las plantas en operación y futuras. En este sentido, se recomendó por parte del SURER enviar una comunicación a MINAMBIENTE y MINENERGÍA sobre la reactivación del grupo de trabajo CND-CNO-UPME y evaluar de esta manera su impacto para el SIN.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

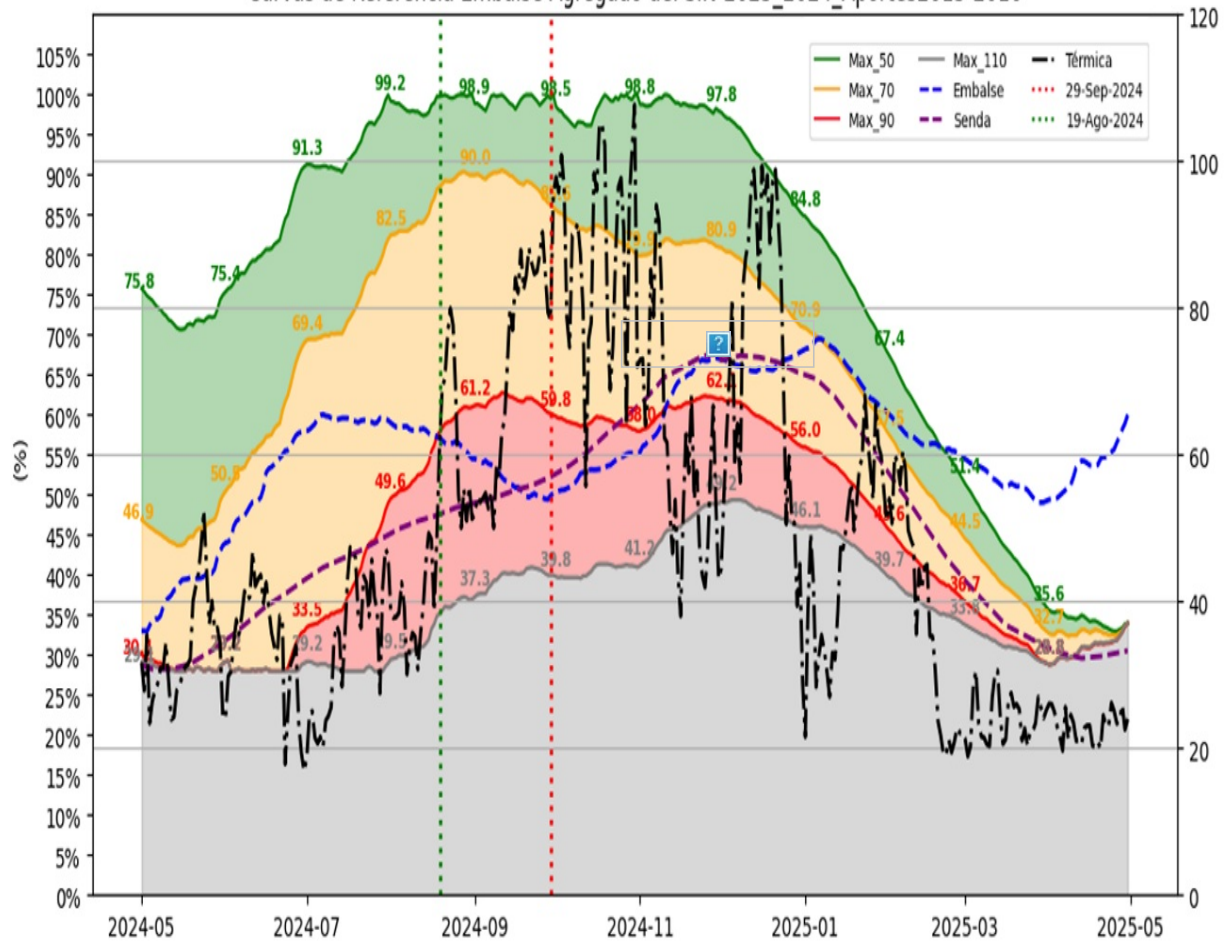
- El nivel del embalse al 29 de julio del año en curso se ubicaba en el 82.19 %, 4.42 puntos porcentuales por encima de la senda de referencia de la estación de invierno 2025.



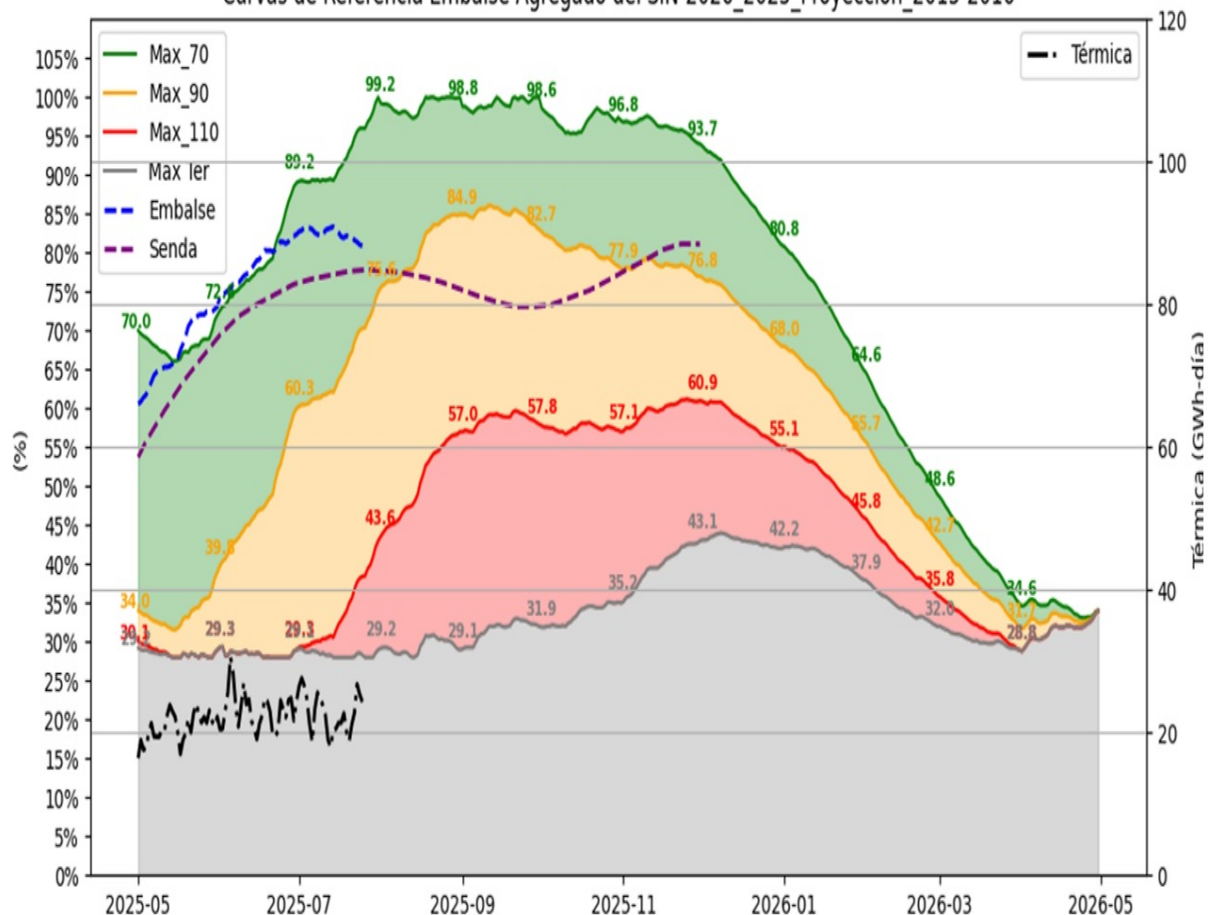
Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2025-07-11	76.98	82.89	5.91	0.07	0.67
2025-07-12	77.04	83.06	6.02	0.06	0.16
2025-07-13	77.11	83.2	6.09	0.07	0.15
2025-07-14	77.18	83.34	6.16	0.07	0.14
2025-07-15	77.26	83.02	5.76	0.08	-0.33
2025-07-16	77.33	82.57	5.24	0.07	-0.44
2025-07-17	77.4	82.03	4.63	0.07	-0.54
2025-07-18	77.47	81.91	4.44	0.07	-0.13
2025-07-19	77.55	82.2	4.65	0.08	0.3
2025-07-20	77.62	82.01	4.39	0.07	-0.19
2025-07-21	77.65	82	4.35	0.03	-0.01
2025-07-22	77.68	81.61	3.93	0.03	-0.38
2025-07-23	77.71	81.37	3.66	0.03	-0.24
2025-07-24	77.74	81.03	3.29	0.03	-0.35
2025-07-25	77.76	80.89	3.13	0.02	-0.14
2025-07-26	77.79	81.15	3.36	0.03	0.26
2025-07-27	77.82	81.54	3.72	0.03	0.39
2025-07-28	77.8	81.91	4.11	-0.02	0.37
2025-07-29	77.77	82.19	4.42	-0.03	0.28

- Las simulaciones energéticas presentadas por el 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 una producción térmica agregada durante algunos momentos de la estación de invierno superior a 80 GWh-día.
- Se mencionó por el director de la Corporación Autónoma de Cundinamarca-CAR que el embalse del NEUSA ya está comprometido, y en este sentido no puede abastecer a la sabana Occidente y la ciudad de Bogotá, ya que dicho recurso está destinado para los acueductos de Zipaquirá, Nemocón y Cogua. Esta limitación afectaría la forma como se distribuye el recurso hídrico en los diferentes embalses del agregado Bogotá. Se acordó que ENEL y el CND revisen conjuntamente esta situación.
- El Subcomité sigue trabajando en las propuestas de modificación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, específicamente la construcción de las curvas de embalsamiento del Sistema; en este sentido, a continuación se presenta un ejercicio preliminar realizado por TEBSA, donde se aplicó la metodología de la ONS al SIN (enfoque agregado):

Curvas de Referencia Embalse Agregado del SIN-2025_2024_Aportes2015-2016



Curvas de Referencia Embalse Agregado del SIN-2026_2025_Proyeccion_2015-2016



Las gráficas representan para diferentes cotas de generación térmica, dos escenarios de demanda y una misma hidrología crítica (serie histórica 2015-2016), las curvas de almacenamiento. La primera ilustración

también indica la evolución de la generación térmica durante el año 2024, antes y después de la activación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad.

Subcomité de Plantas-SP:

- Se resaltó por parte del CND y EPM el éxito de la prueba de arranque autónomo de la unidad número 3 de la central hidroeléctrica La Tasajera.
- A partir de los compromisos acordados en la reunión del Subcomité, se acordó hacer observaciones al documento *“Propuestas para la coordinación de los sectores gas & electricidad”* antes del 30 de julio del 2025.

Al respecto, el CND aclaró que las Resoluciones CREG 138 de 2012 y 154 de 2013 establecieron el mecanismo para hacer seguimiento a la disponibilidad del parque generador, y en virtud de dicho monitoreo, solicitar pruebas de disponibilidad si así se requiere.

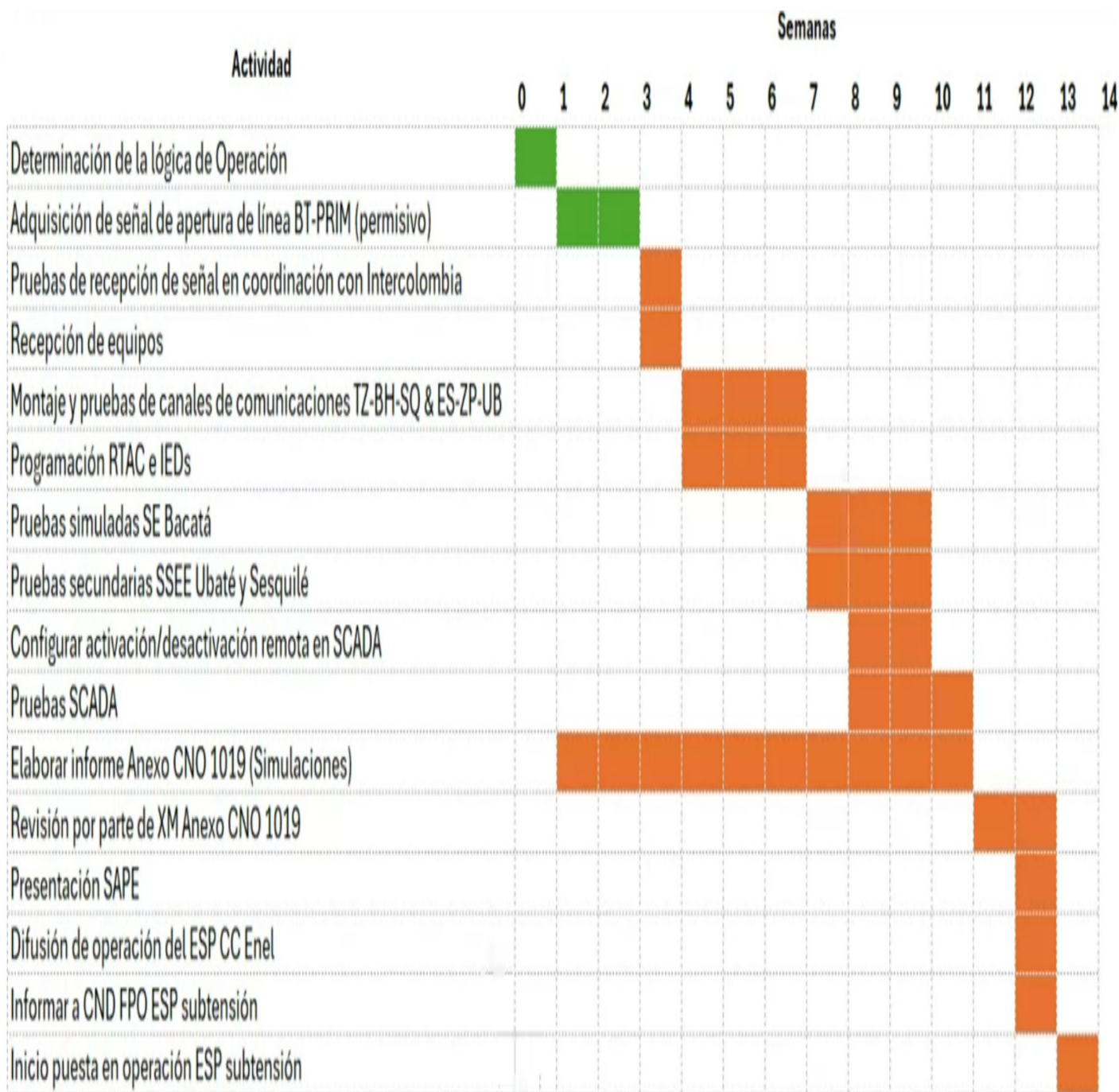
- La Bolsa Mercantil de Colombia-BMC se reunió con el CND y el CNO para establecer la metodología de cuantificación de la oferta y el *“espectro”* de demanda de gas natural desde el interior, lo anterior para la generación termoeléctrica. Se acordó llevar a cabo una reunión para visualizar la curva de oferta en una ventana de dos años y calcular el *“cono”* de escenarios de demanda, contemplando como caso base la exigencia de las Obligaciones de Energía en Firme-OEF del parque térmico.

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- Se presentará en la próxima reunión del Subcomité el inventario de plantas que cuentan con la capacidad de arranque autónomo; asimismo, se establecerá la metodología para ubicar y dimensionar la capacidad de *“Black Start”* que necesita el SIN.
- Se acordó enviar una comunicación a la UPME recomendando la instalación de compensación dinámica con inversores formadores de red en la subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), que permita el control de voltaje y la absorción de potencia reactiva ante el incremento del perfil de tensión por la entrada en operación de los nuevos circuitos a nivel de 500 kV.
- AFINIA presentó el estado de avance de la normalización del circuito Bosque-Bocagrande 66 kV, indicando que su fecha de puesta en operación sería el 10 de noviembre del año 2025. Adicionalmente, TRANSELCA comentó que la puesta en servicio del transformador TERNERA STN/STR se daría en cualquier momento de la semana comprendida entre el 21 y 27 de julio del año en curso. Respecto a Toluviejo, su fecha de entrada en operación se mantiene (junio del año 2026).
- Se conceptuó por parte del Subcomité la instalación de un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS en la línea Bosque-La Marina 66 kV, ello debido al nivel de sobrecarga que se está presentando ante contingencias N-1 a nivel de 66 kV y la indisponibilidad del circuito Bosque-Bocagrande 66 kV.

El ESPS es local tipo IV y estaría en servicio hasta el 10 de noviembre del año en curso.

- ENEL socializó el estado de avance del cronograma de instalación del Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS del norte de la sabana de Bogotá:



Vale la pena mencionar que el Consejo sugirió a ENEL y el CND validar la efectividad del ESPS si la indisponibilidad de las unidades 5, 6, 7 y 8 de Chivor, por la actual condición de precipitaciones, se prolonga más allá del 26 de agosto del año en curso y se traslapa con alguno de los mantenimientos de las plantas GUAPIO y PAGUA.

- Se presentó por parte de ENEL y AES el plan de mantenimientos sobre sus activos de generación, específicamente GUAPIO, PAGUA y CHIVOR; al respecto, si bien los trabajos para GUAPIO fueron desplazados hasta septiembre del año en curso, ello para minimizar los riesgos de simultaneidad con otras intervenciones, es probable que se traslapen los trabajos entre PAGUA y CHIVOR.

Adicionalmente, el CND hizo un llamado sobre los impactos para el área Oriental por la modernización de la subestación PARAÍSO 230 kV, y otros mantenimientos sobre activos a nivel de 115 kV. Por esta razón se acordó citar al grupo de seguimiento del área Oriental una vez el CND evalúe la condición del área con la información de todas las indisponibilidades.

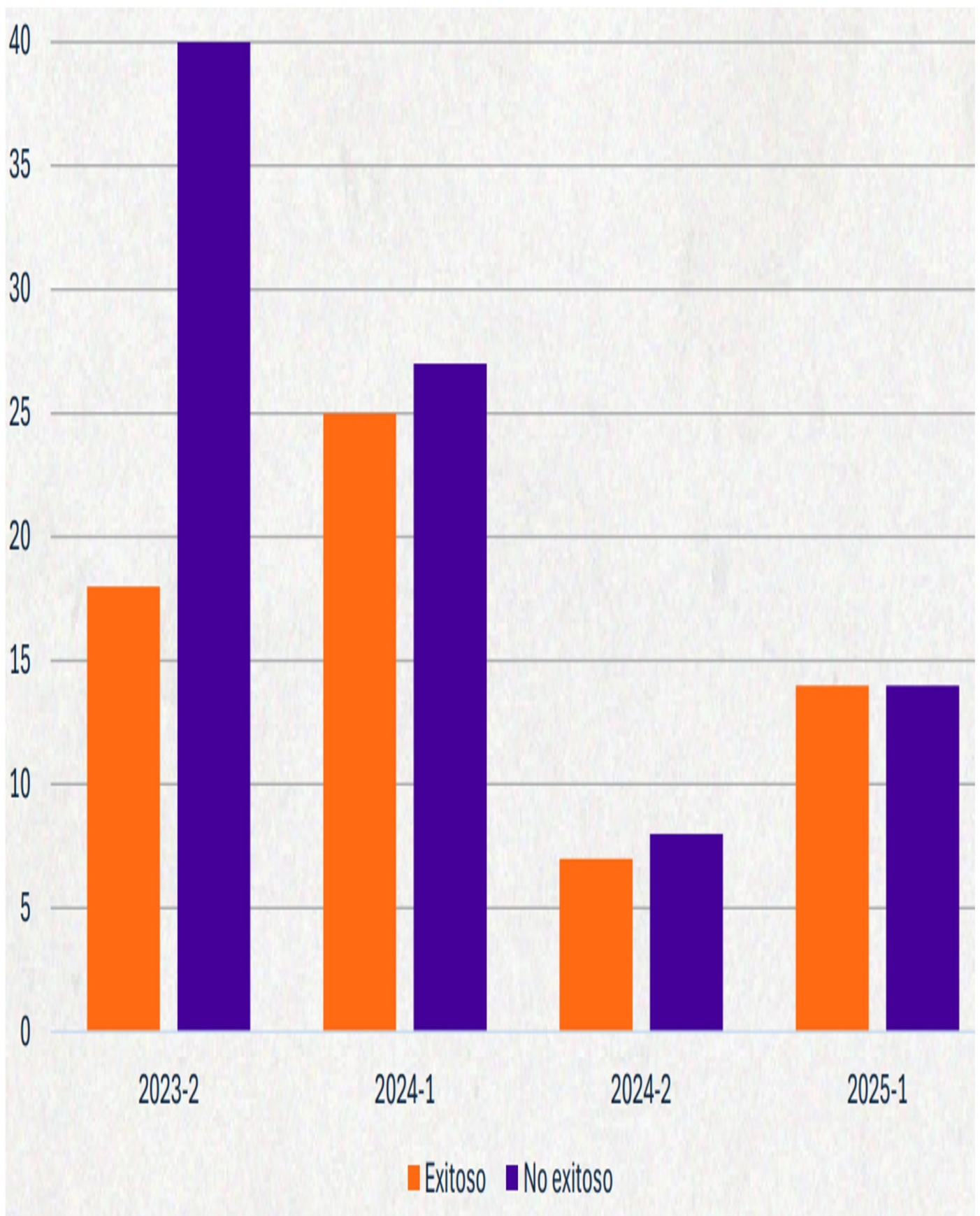
- Se realizó con éxito la jornada académica del subcomité, abordando con expertos nacionales e internacionales los siguientes temas: i) Importancia de los estudios Electromagnetic Transient-EMT en el contexto de una transición energética para Colombia; ii) procesos de conexión y simulaciones EMT en

Estados Unidos; iii) experiencias normativas y desarrollo del ecosistema EMT en Chile ; iv) pruebas EMT a inversores Grid Forming y Grid Following en plantas solares, plantas mixtas y baterías; v) metodología de evaluación del nivel de preparación y acondicionamiento para la incorporación de la generación basada inversores en sistemas eléctricos de potencia; vi) aplicación de estudios EMT en los análisis técnicos para el dimensionamiento y definición de equipos de potencia; vii) necesidades de ajuste de los Códigos de Red respecto a la incorporación de estudios EMT, y viii) necesidades y requerimientos EMT, caso australiano.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Producto del seguimiento a la calidad de los modelos del Sistema, se identifican algunas unidades de generación que deben repetir nuevamente el “*levantamiento*” de sus modelos; adicionalmente, se solicitará a los agentes cuyo plan de acción no ha sido efectivo, presentar uno que garantice la replicación del real desempeño de las plantas de generación.

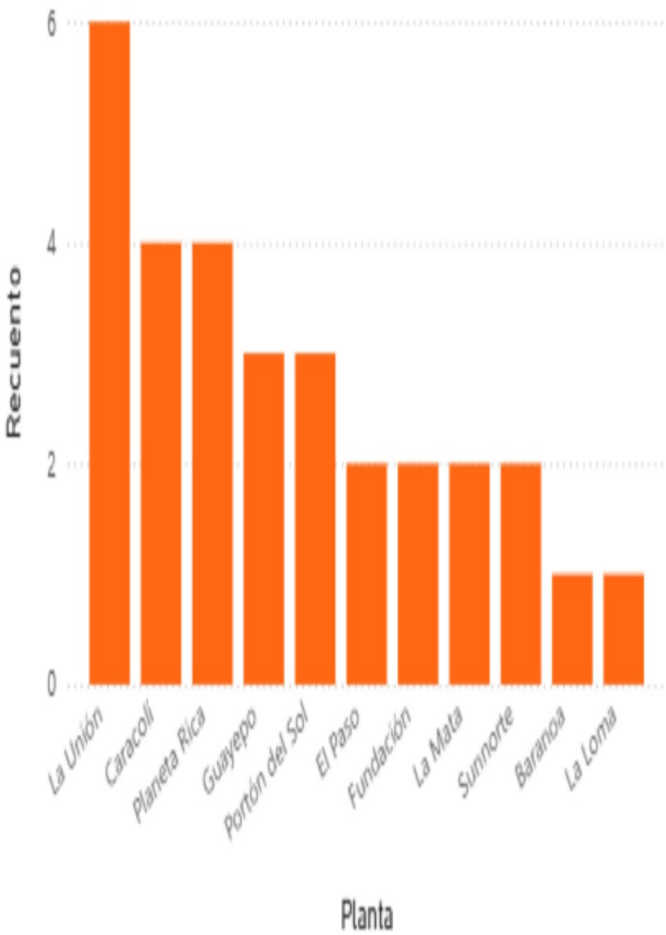
A continuación, se presenta el balance más reciente:



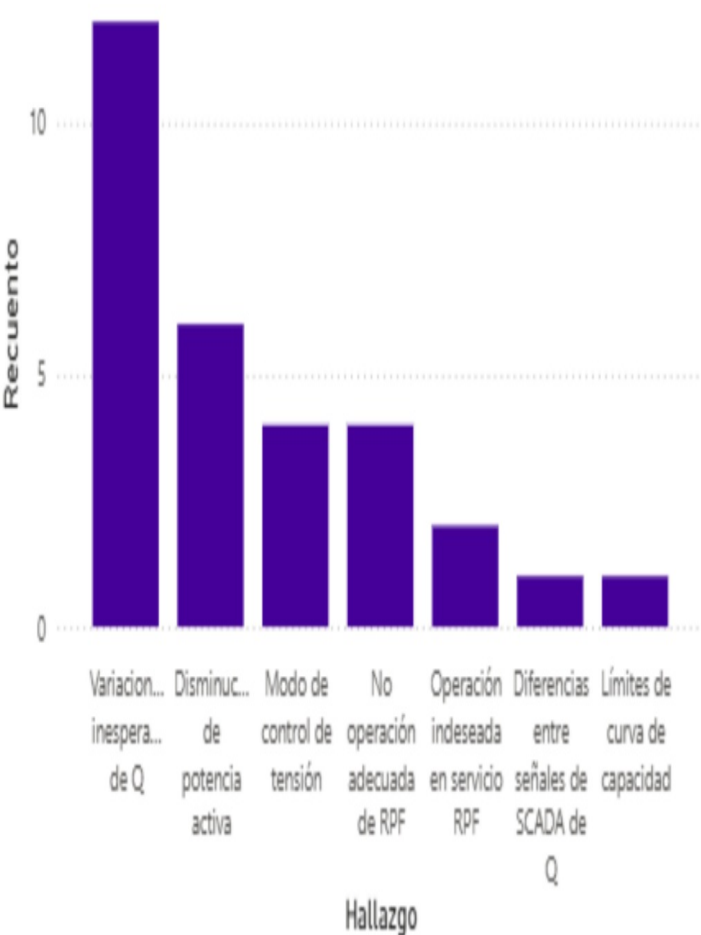
- Se identificó un mal desempeño en las plantas de generación basadas en inversores BARANOA, CARACOLÍ y PLANETA RICA, donde las dos primeras estuvieron operando en modo de control de potencia reactiva y factor de potencia, y la tercera operó por fuera de la curva de cargabilidad por problemas en su SCADA, incumpléndose el marco normativo y comprometiéndose la seguridad del Sistema Interconectado Nacional-SIN.

A continuación, se presenta el seguimiento al desempeño de la generación basada en inversores con corte al 30 de junio del año en curso.

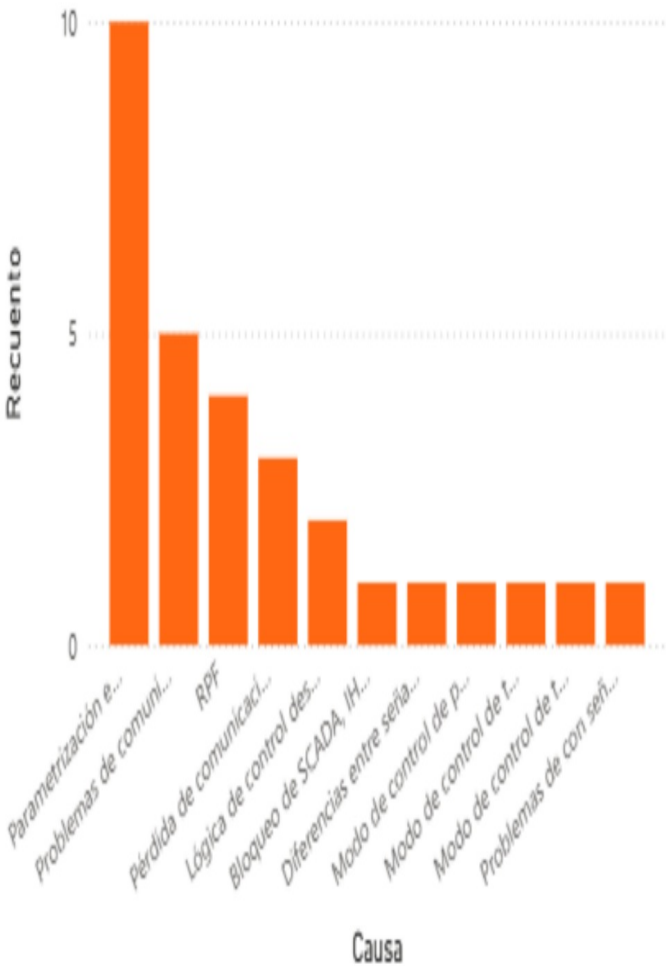
Recuento por Planta



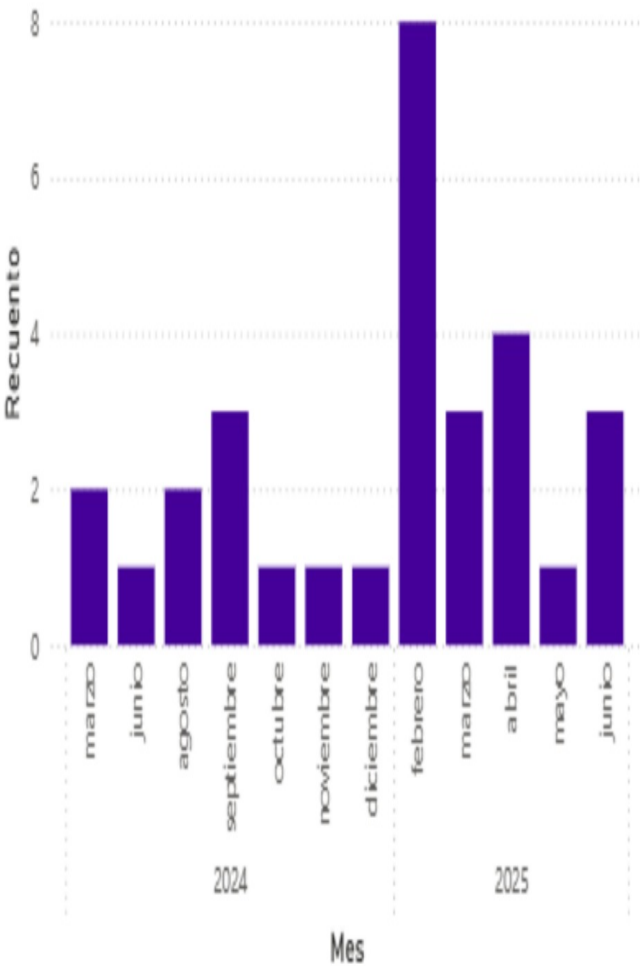
Recuento por Hallazgo



Recuento por Causa



Recuento por Año y Mes



Subcomité de Protecciones-SProtec:

- SIEMENS compartió el procedimiento de actualización del firmware para los equipos *SIPROTEC 5*. Teniendo en cuenta lo anterior, el subcomité sugirió previo y posterior a dicha actualización, realizar las pruebas mínimas de validación y tener en cuenta las recomendaciones de la Circular CNO 152.

Comité de Distribución-CD:

- Se realizará una encuesta para establecer el nivel de preparación de los ingenieros de centro de control de los Operadores de Red-OR, generadores y transportadores, lo anterior en el marco de las actividades definidas por el grupo de trabajo *Gestión de apagones y Restablecimiento*.
- Se llevó a cabo la jornada del Comité de Distribución, que abordó temas relevantes como la integración de la generación basada en inversores y los Recursos Energéticos Distribuidos-DER, Resiliencia, aplicación de herramientas de inteligencia artificial para los pronósticos de demanda, planeamiento y operación de los Sistemas de Distribución Local-SDL, gestión de activos y mantenimientos, entre otros.
- AFINIA presentó el nivel de riesgo que está experimentando su Sistema de Distribución Local-SDL por la integración de la generación distribuida y autogeneración, ello en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021. El Operador de Red indicó que 238 MW asociados a generación distribuida están aprobados para conectarse, que corresponden al 9 % del total de las solicitudes radicadas.

AFINIA indicó que alrededor del 60 % del total de solicitudes desisten por la no entrega del estudio de conexión simplificado, independientemente que durante cinco (5) meses se “reserve” dicha capacidad, tal como lo establece la normatividad vigente.

Finalmente, se acordó llevar el tema al Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE, y volver a revisar la presentación que se construyó en su momento para sensibilizar a la CREG sobre la importancia de exigir servicios estabilizadores a los autogeneradores.

Comité de Transmisión-CT:

- Se presentó por parte del CND el análisis del evento que ocasionó la pérdida de 375 MW en el Atlántico, es decir, el 45 % de toda la demanda de la subárea. Se resaltó que el restablecimiento se demoró, entre otras razones, por el incumplimiento de acciones regulatorias, específicamente la apertura de todos los seccionadores e interruptores en la zona afectada (barrido).

Comité de Supervisión-CS:

- El Comité construyó, en el marco de las actividades definidas por el grupo de trabajo *Gestión de Apagones y Restablecimiento*, una encuesta para establecer el estado de la infraestructura de voz y datos de los operadores de red, generadores y transportadores; se acordó ampliar el plazo para observaciones, teniendo en cuenta que a la fecha solo se han recibido quince (15) respuestas.

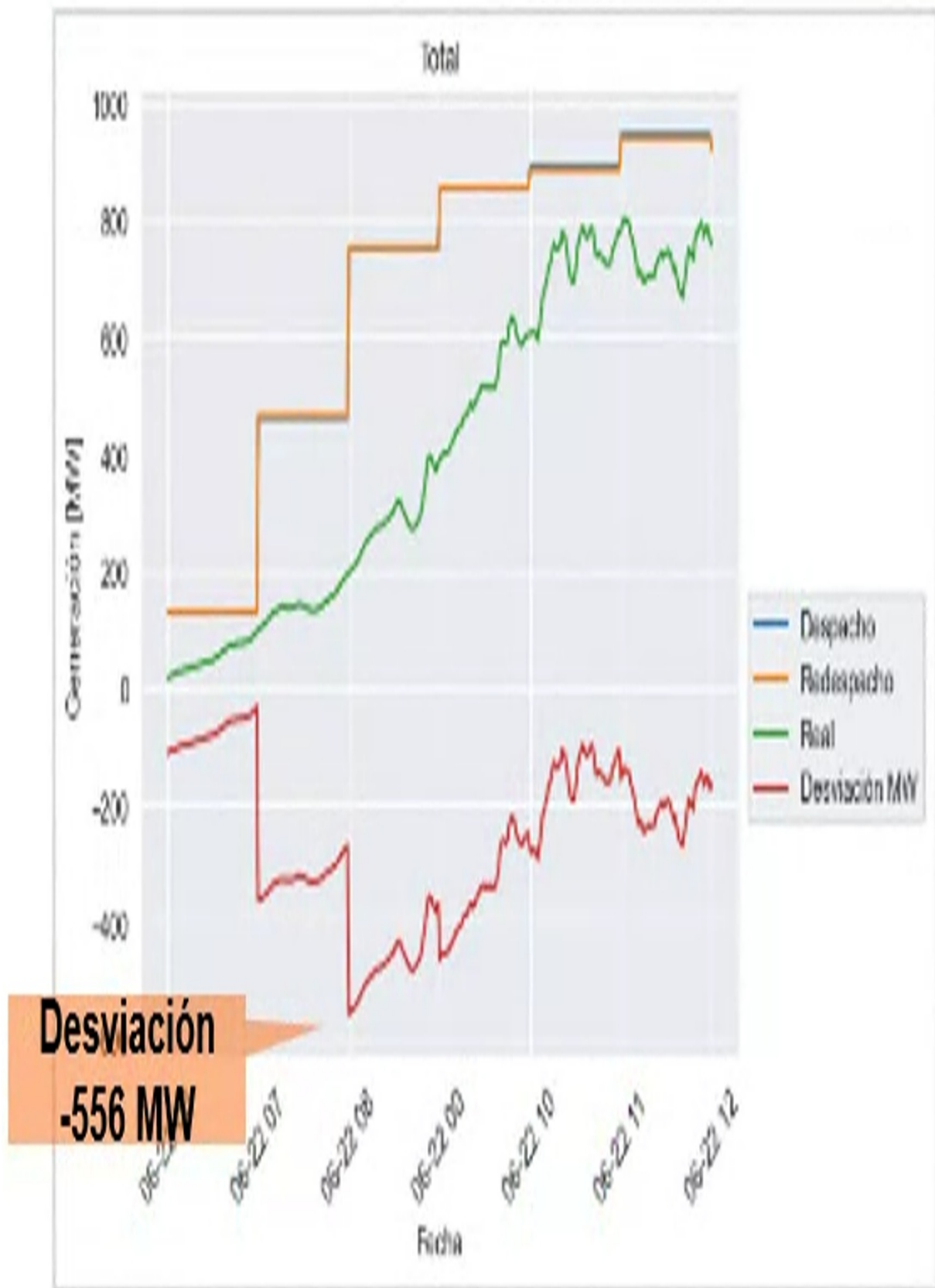
Adicionalmente, se está formulando junto con el CND un procedimiento de prueba de “*avalancha de datos*”.

Comité de Operación-CO:

- Respecto a la certificación de la terminal de regasificación, que implicó su indisponibilidad por doce (12) horas durante (2) dos días, SPEC indicó que las actividades realizadas fueron inspecciones rutinarias muy rápidas, lo cual les permitió a los agentes garantizar la disponibilidad de gas desde el interior para la generación térmica del área Caribe.

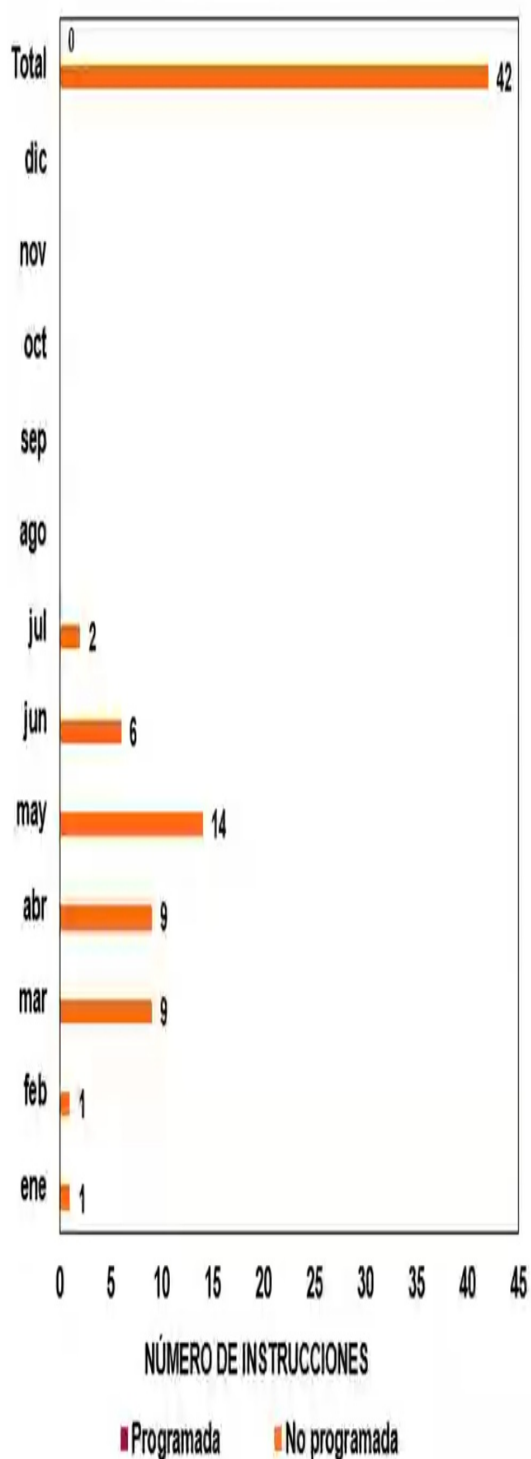
En este sentido, el CNO recomendó a las plantas de generación térmica replicar y, en la medida de lo posible, extender las acciones acometidas por ellos para disponer de este combustible durante el mantenimiento de la terminal del mes de octubre del año en curso.

- ISA-INTERCOLOMBIA indicó que adelantará obras de reforzamiento del talud donde se encuentra ubicada la subestación Chivor 230 kV, pero dada las condiciones de precipitación, los tiempos de implementación de estas se podrían prolongar debido a las actuales limitaciones de acceso en la zona.
- Bajo la condición actual del área Oriental, donde se encuentran indisponibles PAGUA y las unidades 5, 6, 7 y 8 de la central hidroeléctrica Chivor, se tiene una probabilidad cercana al 10 % para la materialización de Demanda No Atendida-DNA en el norte de la sabana de Bogotá y el departamento del Meta. En este sentido, se acordó citar nuevamente al grupo de seguimiento del área.
- Se aprobó la conexión de 72 MW asociados a la demanda del sistema eléctrico venezolano, lo cual implica la programación de las unidades de Termotasajero para el control de tensiones y soporte de potencia reactiva en el área Nordeste.
- La generación solar fotovoltaica del SIN se está desviando de sus pronósticos, donde en algunos instantes la producción real ha sido inferior hasta en 535 MW respecto a la inyección de potencia esperada, implicando lo anterior la posibilidad de reevaluar la holgura requerida para el control secundario de frecuencia. Asimismo, se solicitó por parte del Consejo estudiar si en algunos instantes la generación de energía fotovoltaica, de manera agregada, ha sido inferior a su ENFICC verificada.

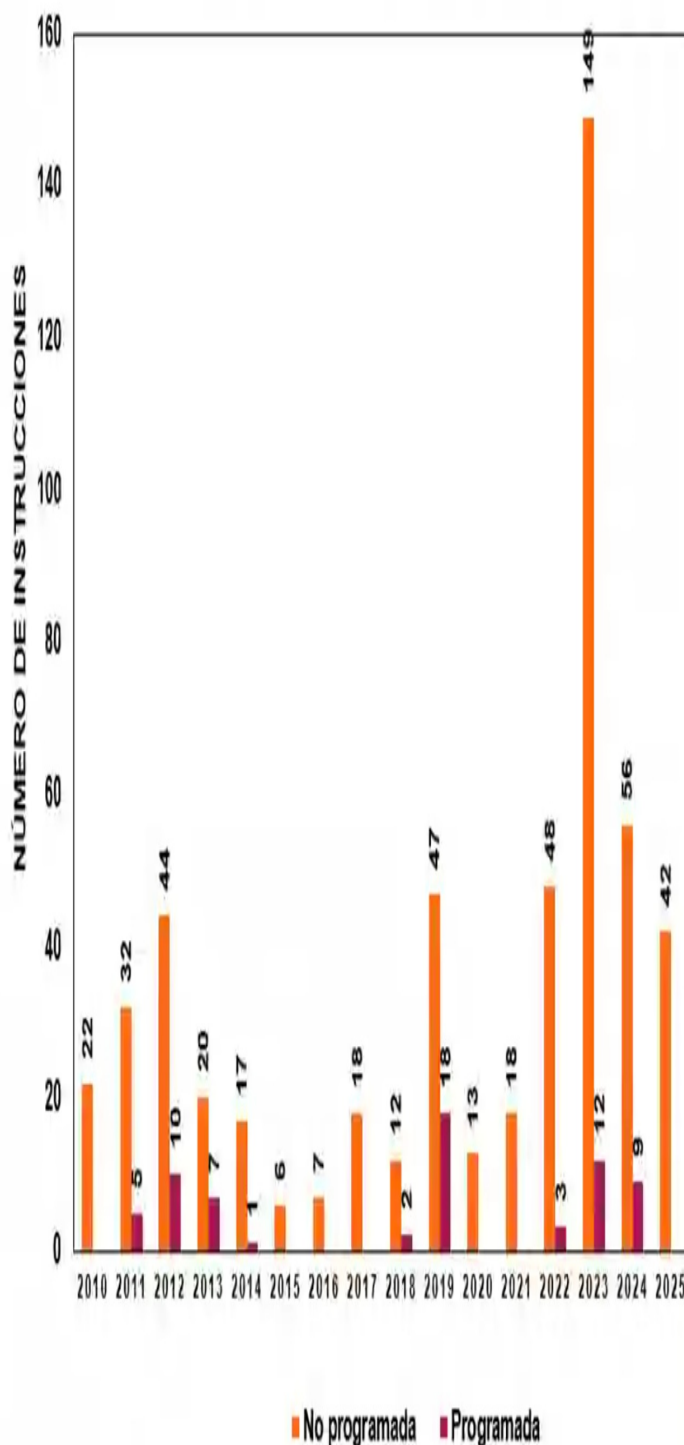


- Las condiciones cambiantes de los patrones climáticos representan un riesgo para la confiabilidad y seguridad del SIN debido a la incertidumbre en la disponibilidad de recursos; por lo anterior, el CND sugirió al Consejo retomar los estudios de resiliencia y buscar el apoyo de entidades expertas para estructurar un plan de trabajo.
- En la siguiente gráfica se presenta, con corte al 30 de junio del año en curso, 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.

INSTRUCCIONES DNA 2025



EVOLUCIÓN HISTÓRICA INSTRUCCIONES DE DNA



- Se realizó la primera reunión del grupo de medida para revisar el Acuerdo CNO 981 de 2017, considerando las experiencias de su aplicación en las pasadas verificaciones quincenales. Se acordó revisar las normas, el procedimiento de las pruebas en transformadores de medida, la medición del "burden" y la revisión del formato de resultados.

Se debe resaltar que el grupo identificará la necesidad de tener un apoyo externo, y se informará al Comité Asesor de la Comercialización-CAC el avance en la revisión del Acuerdo.

- Se compartió por MINENERGÍA la versión actualizada de la propuesta normativa "por la cual se define un plan de choque para la aplicación de criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica, y se dictan otras disposiciones". Al respecto, el CNO sugirió que todas las tareas asignadas al CND y al Consejo sean formuladas como propuestas, de tal forma que se minimice el riesgo de asumir funciones que no son de

sus competencias.

Al margen de lo anterior, el Consejo manifestó su apoyo al trabajo que está desarrollando el Ministerio con relación a la definición de un marco normativo para la implementación del concepto de resiliencia en el Sistema Interconectado Nacional-SIN, y la formulación de un Plan de Choque para establecer las acciones y obras requeridas frente a la crítica situación del Sistema.

5. El CND presentó el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP y el Informe Trimestral de Restricciones. De estos documentos vale la pena destacar:

- Los índices de fortaleza eléctrica de red muestran un límite para la integración de la Generación Basada en Inversores-IBR en cada una de las áreas eléctricas del SIN.
- Se estableció un listado de subestaciones críticas a nivel del STN por propagación de huecos de tensión. Asimismo, se indicaron los desafíos correspondientes a la operación de redes débiles por la conexión de la generación basada en inversores, dentro de los cuales destaca la inestabilidad dinámica en los controles de generación y la dificultad para cumplir con los requisitos de conexión.
- Ante la integración de la generación basada en inversores y las nuevas tecnologías, surgen desafíos en las áreas del planeamiento, operación, dimensionamiento de equipos, coordinación de protecciones, entre otros, que motivan la necesidad de llevar a cabo análisis más precisos sobre los fenómenos electromagnéticos y su interacción con el sistema eléctrico de potencia.
- Actualmente más de 70 subestaciones son abastecidas de forma radial, es decir, cualquier contingencia sencilla ocasionaría la desatención de la totalidad de la demanda que depende de dichas subestaciones.
- Actualmente el SIN cuenta con 26 subestaciones del STN y STR en configuración anillo, donde muchas de ellas tienen más de 6 campos. Asimismo, existen 15 y 235 subestaciones del STN y STR, respectivamente, en configuración barra sencilla.
- El SIN tiene 180 límites de transferencia (cortes), de los cuales 104 se presentan bajo condiciones normales de operación; asimismo, actualmente existen 25 restricciones de alerta, 21 de emergencia y 30 están asociadas al agotamiento de la capacidad de cortocircuito.
- Actualmente las subestaciones críticas por agotamiento de la capacidad de cortocircuito son Las Flores, Oasis, Cerromatoso y Silencio a nivel de 110 kV, Paipa 115 kV, y Guatapé y Flores a nivel de 220 kV. En este sentido, el CND ha tenido que recurrir al fraccionamiento de dichas subestaciones, que, si bien mitigan esta situación, deterioran la confiabilidad del Sistema.
- El promedio de años de atraso de los proyectos de expansión en el Sistema Interconectado Nacional-SIN es 4.11; adicionalmente, se identifican doce (12) proyectos que no tienen definido inversionista, tres (3) no cuentan con promotor debido al desistimiento para su ejecución y siete (7) no tienen certeza respecto a su construcción.

Las medidas de mitigación y proyectos de expansión de los Operadores de Red AIR-E y AFINIA, a la fecha, tampoco tienen certeza con relación a su desarrollo.

- El CND presentó el análisis de Máxima Demanda Atendible para varias subestaciones del STR. El estudio es claro en enfatizar que, bajo situaciones operativas donde el consumo sea superior a dichos valores, es posible que se soliciten racionamientos de carga desde la sala de control del Operador del Sistema.
- Persiste la criticidad de las Subáreas Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), Córdoba-Sucre, Bolívar, Atlántico, Chocó-DISPAC, Norte de Santander, Cauca-Nariño, Meta y Bogotá. En el caso del área Caribe, todos los

departamentos de esta zona del país tienen un agotamiento generalizado de la red a nivel del STR.

- A la fecha se han emitido 177 declaraciones de alerta y emergencia en el SIN, donde 68 son permanentes y 109 son temporales. De las declaraciones permanentes, la mayoría se encuentran localizadas en el área Caribe.
- Se presentan limitaciones de generación (techos) en las subáreas operativas GCM, Meta, Caldas-Quindío-Risaralda (CQR), Atlántico, Norte de Santander, Tolima-Huila-Caquetá (THC) y Antioquia, es decir, en todas las áreas eléctricas del Sistema; lo anterior por la conexión de múltiples plantas solares fotovoltaicas. Asimismo, se identifican más de 20 restricciones que actualmente, bajo escenarios de aportes hídricos deficitarios, podrían activarse y limitar la generación térmica y solar fotovoltaica.
- Considerando la totalidad de la expansión a nivel de 500 kV en la subárea GCM, se observan altas tensiones en esta fracción del SIN, ello debido al aporte capacitivo de la nueva red. En este sentido, sería necesaria la programación de unidades de generación para la absorción de potencia reactiva en periodos de baja demanda y bajo intercambio con otras zonas del SIN, e inclusive, operar normalmente abiertos algunos circuitos.

Vale la pena mencionar que esta situación implicó la modificación del Esquema de Disparo Coordinado por Sobretensiones de la subárea GCM.

- En el SIN siguen activos 42 Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS, de los cuales 29 se ubican en el área Caribe.
- Respecto a los proyectos recomendados a la UPME, destacan la ampliación de capacidad de transformación en la subestación Heliconia 500/230 kV, la nueva subestación San Carlos II 500/230 kV y los dispositivos de almacenamiento electroquímico con inversores formadores de red en las subestaciones a nivel de STR Mompo, Ubaté, Termozipa y Buchely.

Asimismo, se presentaron los principales "cortes" naturales y en condiciones de mantenimiento, donde estos últimos se activan casi nueve (9) veces más respecto a los primeros, evidenciando ello la necesidad de actualizar el Código de Redes (el Sistema se planea considerando solamente a los "cortes" naturales).

- Se presentaron simulaciones EMT que implicarían la desconexión de la generación IBR del área Caribe ante contingencias sencillas a nivel de 500 kV, lo cual podría representar la pérdida de más de 500 MW y su subsecuente efecto en la estabilidad de frecuencia del Sistema. El escenario analizado contempló una alta participación de este tipo de tecnologías de producción y la no instalación de los compensadores síncronos definidos por la UPME.
- Se recomendó al CND estudiar la viabilidad técnico-económica de la instalación de dispositivos de almacenamiento electroquímico en las zonas que son objeto de Compensación por Activos No Operativos-CANO; lo anterior teniendo en cuenta que un porcentaje representativo de la Demanda No Atendida-DNA en las diferentes subáreas operativas del SIN se debe a la indisponibilidad de activos que alimentan a subestaciones radiales.

6. TERMOYOPAL solicitó al Consejo incrementar de manera temporal la capacidad efectiva neta asignada al recurso de generación TERMOYOPAL 1, en virtud de los acontecimientos recientes que enfrenta la planta respecto a su unidad 5, que estaría indisponible hasta diciembre del año en curso.

Complementariamente, el generador solicitó, en caso de que dicho incremento no sea autorizado, se evalúe la posibilidad de que la unidad TERMOYOPAL 1 pueda ser declarada temporalmente en pruebas cuando se requiera operar por encima de su capacidad efectiva neta.

7. Se enviaron comentarios a los proyectos normativos de la Comisión CREG 701 091 y 701 095, "por la cual se regula

la actividad de autogeneración remota y el productor marginal con usuarios de forma remota y se dictan otras disposiciones” y “por la cual se establecen medidas transitorias para la asignación de capacidad de transporte de proyectos con obligaciones con el sistema o con trámites ambientales cumplidos”.

Al respecto, se solicitó un tiempo mayor para instrumentar todas las tareas asignadas al Consejo, establecer si la Resolución definitiva 701 091 es retroactiva y aplicaría para todos los autogeneradores sin entrega de excedentes que se conectaron al SIN en virtud del artículo primero del Decreto 1403 de 2024, y se advirtieron todos los riesgos operativos por la flexibilización de las condiciones de evaluación de las solicitudes de conexión.

8. Se expidió el proyecto normativo CREG 701 090 “por la cual se pone en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario”. El plazo para envío de observaciones vence el 9 de septiembre del año en curso.
 9. Se expidió el proyecto normativo CREG 701 094 “por el cual se define un esquema para vigilar el ejercicio de poder de mercado en los precios de oferta que se presentan en la bolsa de energía previo la operación del sistema, y se establece la implementación del Monitor de Mercado”. El plazo para envío de observaciones venció el 6 de agosto del año en curso.
 10. La Comisión publicó a través de su Circular 164 de 2025 el formulario de conexión simplificado, que deberá ser usado por los usuarios de las Comunidades Energéticas (CE) que realizan las actividades de Autogeneración Colectiva (AGRC) y Generación Distribuida Colectiva (GDC).
 11. Se publicó por parte de MINENERGÍA la Resolución 40337 del 31 de julio del año 2025, donde se “definieron los lineamientos generales para la implementación de un mecanismo bajo un esquema de pagos por diferencias, que promueva la contratación de energía a largo plazo a partir de Fuentes No Convencionales de Energía y se establecen las reglas mínimas para la primera ronda de adjudicaciones”.
 12. En el marco del debate de control político sobre el Cargo por Confiabilidad, MINENERGIA ha propuesto en la comisión V del Senado la modificación del actual esquema; los seis (6) ejes de ajuste giran en torno a:
 - Establecer criterios para priorizar la entrada de nuevas energías limpias.
 - Diferenciar la remuneración por tecnología y antigüedad.
 - Enfocar el Cargo a recursos que realmente puedan respaldar el Sistema en condiciones de escasez.
 - Limitar el Cargo con un tiempo máximo de participación.
 - Implementar los ajustes de forma progresiva para evitar desabastecimientos.
 - Separar la variable asociada a la confiabilidad de la fórmula tarifaria.
- Vale la pena resaltar que MINENERGÍA informó que pospuso la convocatoria de una subasta de expansión en el marco del Cargo por Confiabilidad, hasta que algunos de los cambios propuestos sean introducidos en el mecanismo.
13. Se informó por parte de ZELESTRA, en el marco de la Circular CNO 133 de 2024, el bloqueo de las instalaciones de la planta solar La Mata ubicada en el municipio de La Gloria del departamento del Cesar, que comprometió el normal desarrollo de su operación entre el 7 y 9 de julio del año en curso.

Esta misma situación se presentó en Guavio, poniendo en riesgo las actividades de operación y mantenimiento, con su consecuente impacto para el suministro eléctrico del área Oriental.

Asimismo, desde el 8 de agosto del año en curso la vía de acceso a la casa de máquinas de Chivor se encuentra bloqueada por un grupo de personas de la comunidad; esta situación podría implicar un potencial retraso del inicio de los trabajos de mantenimiento y estabilización de dicha central y el talud donde se encuentra ubicada la

subestación Chivor 230 kV, incrementándose la probabilidad de tener indisponibles a todas las plantas de generación Chivor, Paraíso y Guaca, estas dos (2) últimas en mantenimiento. Esta condición operativa representa una probabilidad del 75 % de no contar con las unidades equivalentes de generación que necesita el área Oriental, lo cual podría implicar la programación de un racionamiento en el norte de la sabana de Bogotá y el departamento del Meta.

Finalmente, ISA-INTERCOLOMBIA advirtió al Consejo sobre los riesgos de bloqueos y situaciones que podrían afectar la operación normal del corredor a 500 kV Antioquia-Cerromatoso por situaciones de orden público en el departamento de Córdoba.

14. Adjunto a este informe se encuentran las actas de las reuniones de mantenimientos del área Oriental, que se llevó a cabo el 25 de julio, y del grupo del área oriental del 4 y 5 de agosto del año en curso.
15. A continuación, se presentan los aspectos más relevantes de las reuniones 208 y 209 de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética-CACSSE:
 - Se resaltó que 950 MW asociados a plantas de generación renovable no convencional se encuentran en pruebas, de los cuales 658.66 MW obedecen a unidades con capacidad mayor a 5 MW (Resolución CREG 148 de 2021) y 78.68 MW a plantas en el rango de capacidad entre 1 y 5 MW (Resolución CREG 101 011 de 2022).
 - Se informó que se presentó un atentado, evento mal intencionado, sobre la línea San Carlos - Porce III 500 kV.
 - El CND resaltó la condición de emergencia que se viene presentando en la central hidroeléctrica CHIVOR, lo cual amerita la coordinación de los recursos del área para evitar mantenimientos simultáneos sobre las centrales GUAVIO, PARAÍSO y GUACA. Asimismo, se indicó el posible racionamiento que se podría materializar en el área Caribe 2 entre el 10 y 14 de octubre del año en curso durante el mantenimiento de la terminal de regasificación.
 - Se resaltó por el operador del Sistema el agotamiento generalizado del área Caribe a nivel del STR, donde se ubica el 64 % de la Demanda No Atendida-DNA y el 83 % de la generación fuera de mérito. Adicionalmente, se socializaron las principales limitaciones y restricciones de todo el SIN y las dificultades para llevar a cabo mantenimientos sobre el Sistema.
 - Se dejó para consulta de los miembros del CACSSE el estado y seguimiento a las pruebas de las plantas de generación enmarcadas en las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022.
 - Se socializó por el ASIC el riesgo financiero del Mercado de Energía Mayorista-MEM. Para los dos escenarios simulados del precio de escasez, sin tener en cuenta el pago de los subsidios del año 2025, se evidencia un impacto significativo para las compañías. Asimismo, se mostró los posibles efectos para el parque térmico si se exigen las Obligaciones de Energía en Firme por un mes, evidenciándose dificultades de liquidez para honrar el pago de los combustibles.
 - ENEL indicó que la Corporación Autónoma de Cundinamarca-CAR solicitó caracterizar las cenizas emitidas por TERMOZIPA, para autorizar dos patios adicionales de acumulación. A la fecha, la CAR no se ha pronunciado de manera definitiva, lo cual implica un riesgo por la posible limitación a la generación de la planta.

Complementariamente, el generador presentó el plan de mantenimientos de las centrales GUAVIO, PARAÍSO, GUACA y la misma TERMOZIPA.

- El CNOg presentó el estado de avance de las inversiones en los Proyectos Prioritarios del Plan de Abastecimiento en el Sistema de Transporte-IPAT's, y otras obras potenciales.

Respecto a la bidireccionalidad del gasoducto Mariquita-Yumbo, se indicó que debe analizarse su viabilidad, teniendo en cuenta las obras que adelantaría ECOPETROL respecto a las nuevas terminales de regasificación.

- Se resaltó el impacto que tendrá el mantenimiento del campo CANACOL ENERGY entre el 18 de julio y 6 de agosto del año en curso, restringiendo 20000 MPCD a la demanda no esencial de CERROMATOSO. Complementariamente, se llamó la atención sobre la afectación del ramal ACACÍAS-TGI por la ola invernal.
- Se presentó por parte del CND, ISA-INTERCOLOMBIA, AES y ENEL, la crítica situación que está afrontando el área Oriental dada su condición de red y las indisponibilidades a nivel de generación que se tienen proyectadas para el corto y mediano plazo. Al respecto, se ratificaron las preocupaciones de la reunión CNO 804 por parte del Operador del Sistema; adicionalmente, el Consejo recomendó nuevamente la revisión del Estatuto de Racionamiento, Resolución CREG 119 de 1998, teniendo en cuenta lo manifestado por ENEL y AES respecto a la imposibilidad de instalar en el muy corto plazo el Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESP del norte de la sabana de Bogotá, las dificultades para desplazar los mantenimientos de generación de PAGUA y GUAVIO, y una eventual indisponibilidad de las unidades 5, 6, 7 y 8 de Chivor más allá del 26 de agosto del año en curso. Finalmente, en virtud de la evolución de la condición del área Oriental, se solicitará ayuda a MINDEFENSA para instalar puentes militares y otras medidas para habilitar nuevas rutas para el transporte de material, y de esta manera, agilizar las obras de estabilización del talud de la subestación Chivor 230 kV.
- ENEL indicó que desde el 11 de agosto del año en curso se presentan bloqueos alrededor de la central El Quimbo, lo cual podría afectar su operación.

Conclusiones

- Se acuerda enviar comunicación a la Viceministra de energía con los antecedentes y los riesgos para el SIN por la aplicación de la Guía de Cálculo de Caudal Ambiental.
- Se acuerda enviar una comunicación a la UPME, alertando sobre la importancia de instalar elementos de compensación capacitiva en la subárea Guaira-Cesar-Magdalena, ello para gestionar las sobretensiones que se prevén en el corto plazo por la entrada en operación de nuevas líneas a nivel de 500 kV.

5. SITUACION AREA ORIENTAL.	NO	Presentar la situación del área oriental.	INFORMATIVO	NO	NO
-----------------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Según AES, el bloqueo que impedía el acceso a la casa de maquinas de Chivor fue “levantado”. Asimismo, resalto que el talud se encuentra estable y no se visualizan riesgos adicionales para la central.

Respecto a los trabajos de recuperación del talud de la subestación Chivor 230 kV, se informó que no es viable la instalación de un puente militar para facilitar el acceso de material y equipos; asimismo, ISA-INTERCOLOMBIA ratificó nuevamente que el nivel de alerta sobre el talud es “amarillo”.

ENEL indicó que el mantenimiento del realce de la bocatoma de Guavio se desplazó hasta el mes de noviembre de 2025, al igual que se informó al CND que sevan a adelantar las fechas de las intervenciones de TERMOZIPA, es decir, septiembre y octubre del año en curso.

Finalmente, se acuerda sugerir un CACSSE para evaluar la condición del área Oriental y los bloqueos y atentados que en este momento afronta el Sistema.

AES comentó que se están explorando opciones de adecuación de un helipuerto para el transporte de material, o por lo menos, habilitar descargas sin aterrizar.

ENEL y ENLAZA resaltaron que los trabajos sobre PAGUA y la subestación Paraíso 230 kV están en cronograma.

Conclusiones

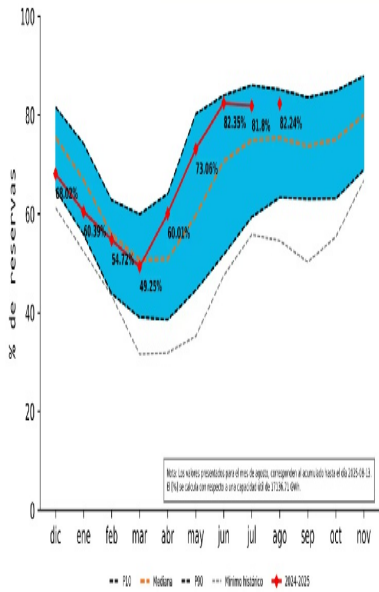
- Solicitar reunión del CACSSE para analizar los bloqueos y atentados al sistema eléctrico.

6. SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar la actualización de las variables operativas y el panorama energético .	INFORMATIVO	SI	NO
-------------------------------------	----	---	-------------	----	----

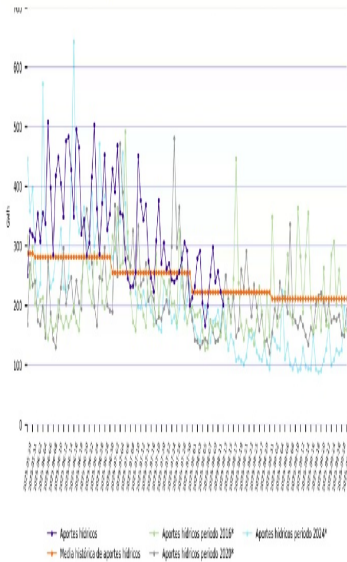
Desarrollo

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

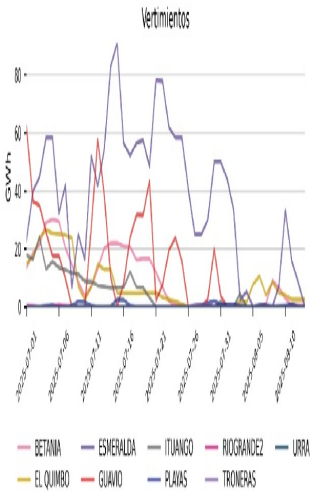
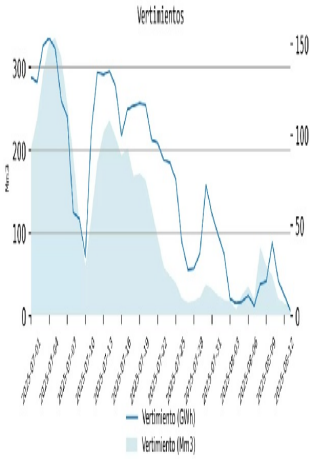
Reservas hídricas



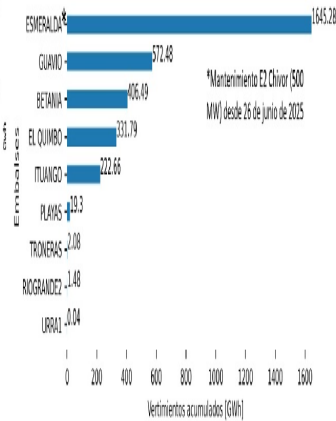
Aportes hídricos diarios



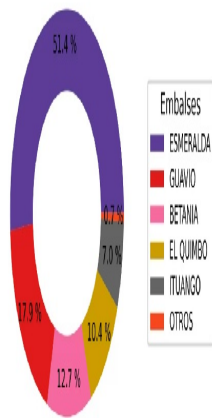
Para julio de 2025 los aportes acumulados respecto a la media histórica cerraron en **118.64 %** (302.10 GWh), y con corte al 13 de agosto del 2025 se encuentran en **105.84 %** (221.79 GWh)



Vertimientos acumulados por embalse



Participación vertimientos por embalse



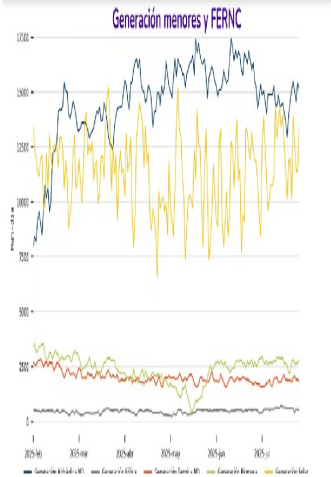
Los vertimientos acumulados se consideran desde 2025-07-01 hasta 2025-08-13.

Información hasta el 2025-08-13

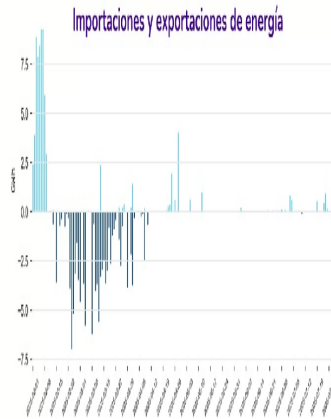
Información actualizada el 2025-08-14

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Generación y demanda SIN



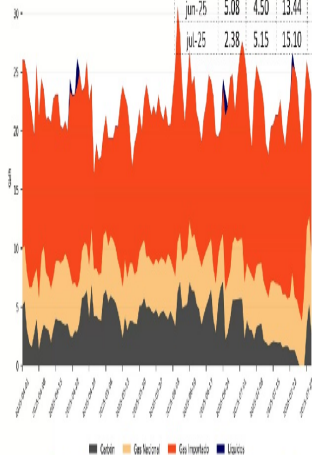
La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-jun-2025 hasta el 28-jun-2025



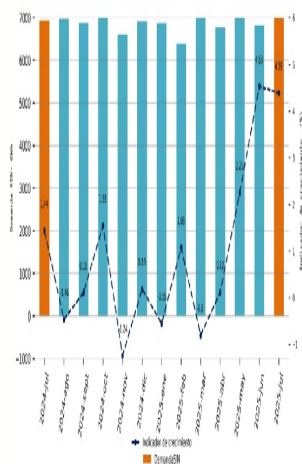
La conexión internacional con Venezuela estuvo vigente hasta el 03 de mayo de 2019

Generación térmica Despachada Centralmente

Gen Prom	Carbón	Gas Nat	Gas Imp	Líquidos	Total
may-25	4.59	4.52	11.59	0.03	20.7
jun-25	5.08	4.50	13.44	0.12	23.1
jul-25	2.38	5.15	15.10	0.07	22.7



Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información actualizada el 2025-08-14

Crecimiento regional de demanda



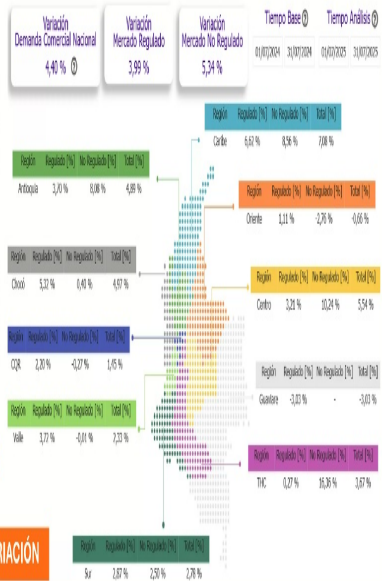
Julio (2025 vs 2024)*

En términos geográficos, la demanda nacional está distribuida en 10 regiones, de las cuales las siguientes tuvieron un crecimiento frente al 2024: Caribe 7,08% y Centro 5,54%.

La región que más creció en demanda regulada fue Caribe con 6,62%, mientras que el mayor crecimiento en demanda no regulada se tuvo en THC con un 16,36%.

Variación de la demanda por actividad comercial

SECTOR	PARTICIPACIÓN	VARIACIÓN
Industrias manufactureras	39.35%	3.16%
Explotación de minas y canteras	31.83%	12.58%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	3.81%	7.02%

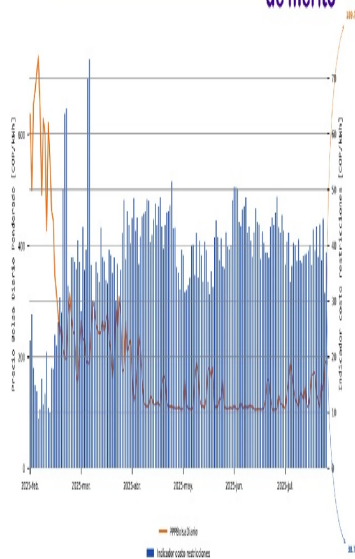


*Información disponible hasta el 31 de julio de 2025
*Crecimientos regionales según definiciones de Artículo 3 Res. CREG 015 de 2018
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingo-Festivos)

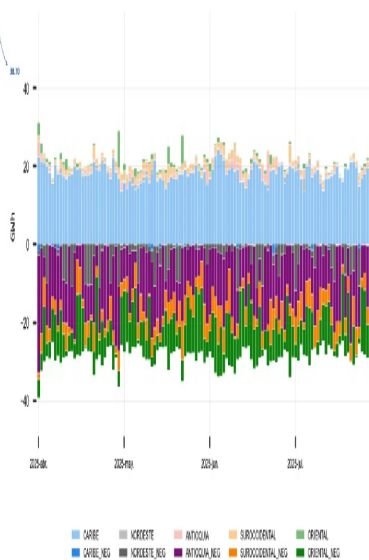
Indicador de seguimiento al costo de restricciones y generación fuera



de merito



Se observa un comportamiento estable alrededor de los 40 \$/KW del indicador del costo de restricciones entre los meses de febrero y julio de 2025, meses en que el precio de bolsa ha permanecido en valores inferiores a los 300\$/KW.

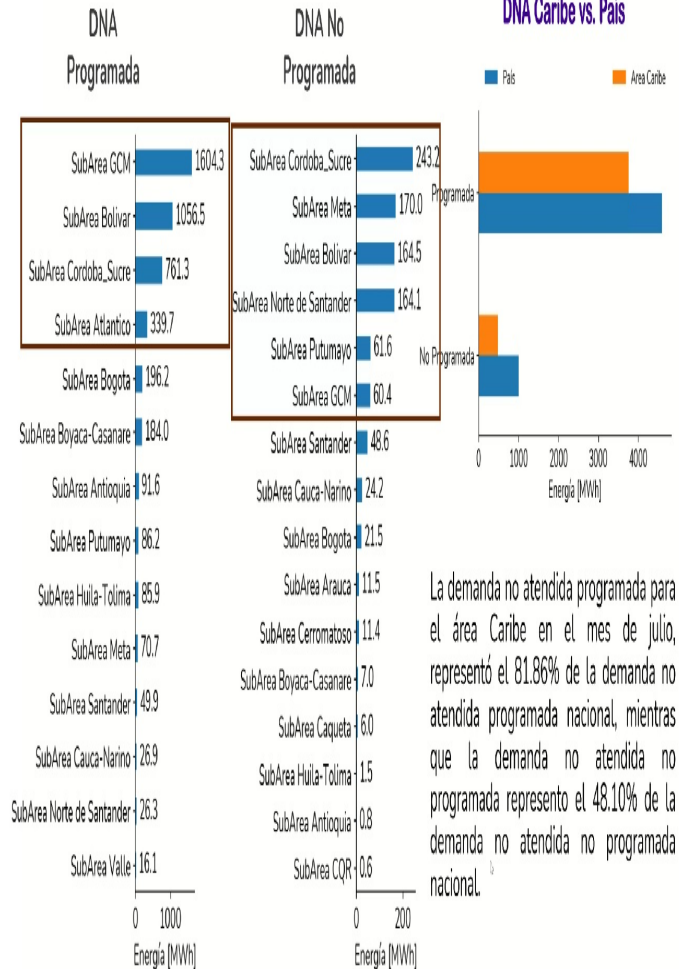


La generación que reconcilia positivo ha permanecido alrededor de los 20 GWh/día durante los meses de enero a julio de 2025, con una participación superior al 80% de la generación de la región Caribe.

Demanda No Atendida Región Caribe

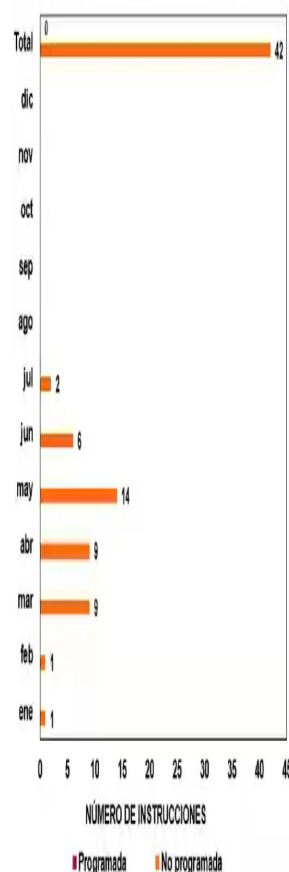


DNA Caribe vs. País

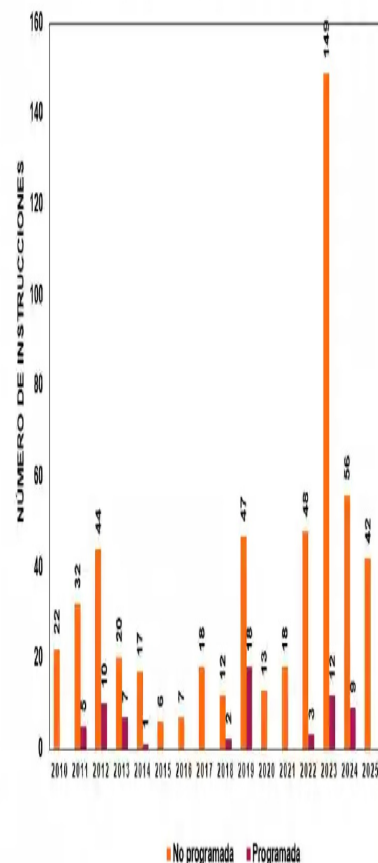


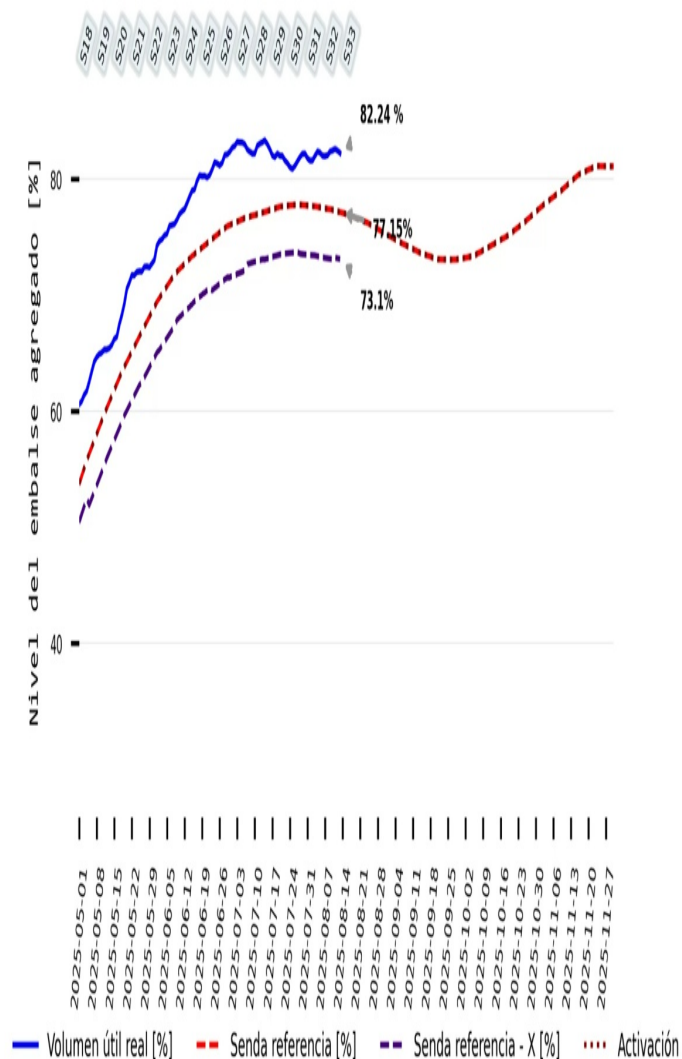
La demanda no atendida programada para el área Caribe en el mes de julio, representó el 81.86% de la demanda no atendida programada nacional, mientras que la demanda no atendida no programada representó el 48.10% de la demanda no atendida no programada nacional.

INSTRUCCIONES DNA 2025



EVOLUCIÓN HISTÓRICA INSTRUCCIONES DE DNA





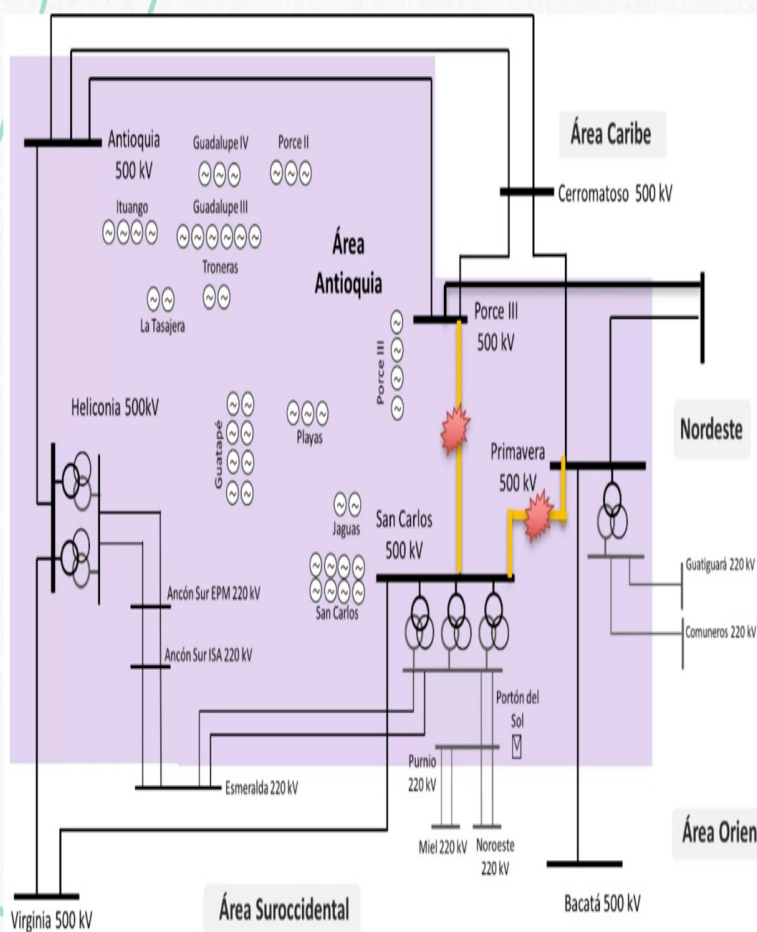
Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2025-07-26	77.79	81.15	3.36	0.03	0.26
2025-07-27	77.82	81.54	3.72	0.03	0.39
2025-07-28	77.8	81.91	4.11	-0.02	0.37
2025-07-29	77.77	82.19	4.42	-0.03	0.28
2025-07-30	77.75	82.2	4.45	-0.02	0.01
2025-07-31	77.73	81.8	4.07	-0.02	-0.4
2025-08-01	77.7	81.59	3.89	-0.03	-0.2
2025-08-02	77.68	81.61	3.93	-0.02	0.02
2025-08-03	77.66	82.01	4.35	-0.02	0.4
2025-08-04	77.61	82.39	4.78	-0.05	0.38
2025-08-05	77.57	82.27	4.7	-0.04	-0.12
2025-08-06	77.53	82	4.47	-0.04	-0.27
2025-08-07	77.48	81.99	4.51	-0.05	-0.02
2025-08-08	77.44	82.05	4.61	-0.04	0.06
2025-08-09	77.4	82.38	4.98	-0.04	0.33
2025-08-10	77.35	82.48	5.13	-0.05	0.09
2025-08-11	77.29	82.59	5.3	-0.06	0.12
2025-08-12	77.22	82.46	5.24	-0.07	-0.14
2025-08-13	77.15	82.24	5.09	-0.07	-0.21

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.

En este punto se resaltó que la condición del CATATUMBO sigue compleja, afectando la continuidad del servicio en la red del Operador CENS.

- A continuación se presentan las principales condiciones operativas:

Indisponibilidad circuitos a 500 kV



Desde el día **18 de junio de 2025**, la línea **PORCE III - SAN CARLOS 1 500 kV** sufrió acto mal intencionado en las torres 93, 94 y se encuentra indisponible.

El día **13 de agosto 2025**, ITCO informa sobre afectación de torre No 64 con alta probabilidad de caída del circuito **PRIMAVERA - SAN CARLOS 500 kV**. Ante esta situación de riesgo a las 18:25 **se abrió el circuito por emergencia**, lo cual operativamente implicó limitar la generación en Antioquia para cubrir contingencias de corte Heliconia Antioquia 500 kV / Jaguas - Malena 230 kV.

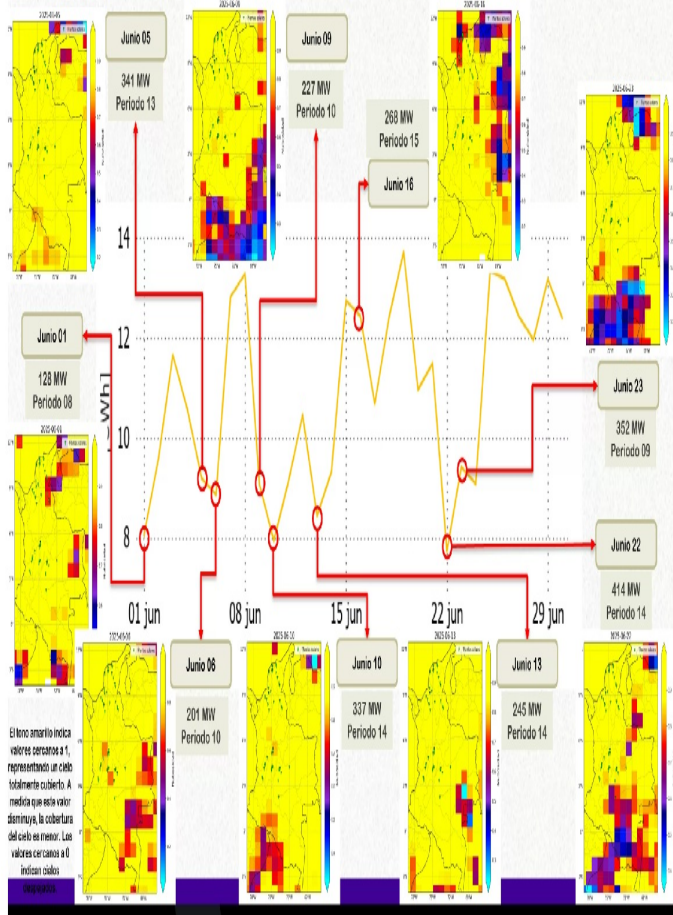
Por otro lado, ITCO también informó sobre la afectación de torre 102 del circuito **PRIMAVERA CERRO 500 kV**. Se debe limitar la transferencia de Caribe de 2000 a 1800 MW.

- ❖ Se recomienda una coordinación interinstitucional con Ministerio de defensa para mitigar riesgos sobre la infraestructura eléctrica.
- ❖ Dada esta condición, es posible se requiera dar instrucción en tiempo real de cambios de generación de Itango, condición que debe ser revisada por EPM frente a la regla ambiental.
- ❖ Se identifica la necesidad de declaración de CAOP en el área (Antioquia – Magdalena Medio)

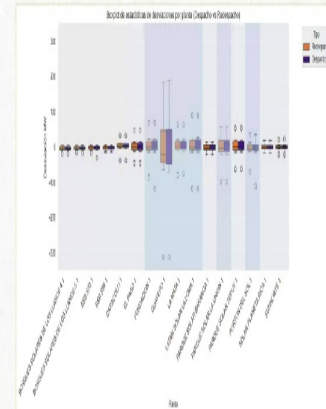
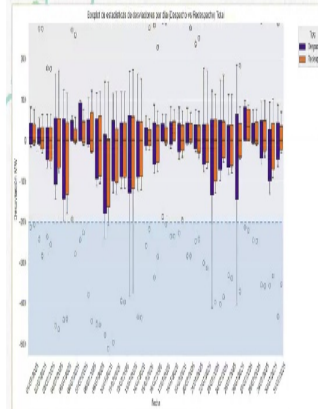
Se sugirió al CND recomendar un CAOP nacional, dado el riesgo que se puede presentar en inmediaciones del circuito Primavera-Bacatá 500 kV y su efecto para el área Oriental.

Con relación a la recomendación de ajustar la generación de Itango y contrastar con la regla operativa, EPM da un parte de tranquilidad sobre la posibilidad de hacerlo.

Días alta cobertura nubosa y baja generación solar



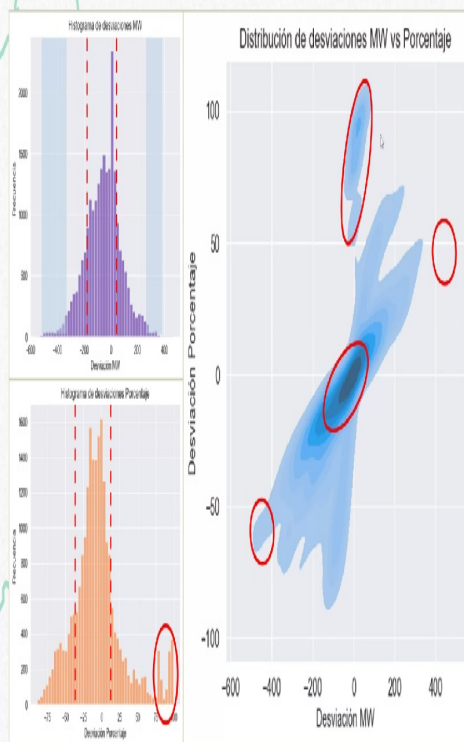
Desviaciones de generación FERNC



El análisis se realiza comparando la generación real (potencia instantánea) con respecto a los valores de despacho y redespacho de cada una de las plantas en operación cada día.

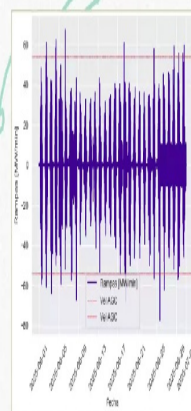
Este análisis permite identificar días en los cuales se presentaron altas desviaciones y realizar un análisis particular de estas situaciones, permitiendo identificar las plantas que aportan mayores desviaciones en MW: Fundación, Guayepo, La Mata, La Loma, La Unión, Portón del sol.

Desviaciones de generación FERNC



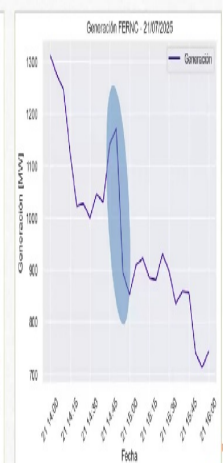
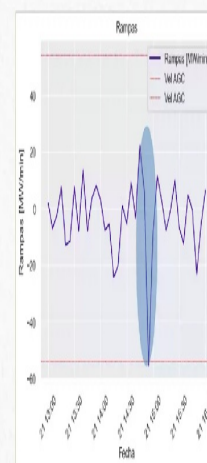
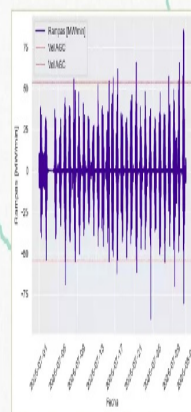
- La mayor distribución de las desviaciones está entre -31.67% (-169 MW) y 14.81% (45 MW).
- Parte de las desviaciones cercanas al 100 % implican desviaciones pequeñas en MW (periodos de inicio de operación o periodos de final de operación).
- La mayor desviación por debajo del programa en potencia es de -549 MW, lo que equivalió al 73.3% de la generación esperada. Esta condición se presentó el 22 de junio en el P9.
- La mayor desviación por encima del programa en potencia es de 466 MW, lo que equivalió al 57.5% de la generación esperada. Esta condición se presentó el 26 de junio en el P17.

Rampas



Al obtener las rampas de generación FERNC en MW/min se busca identificar rampas que hayan generado alguna situación de riesgo para la operación.

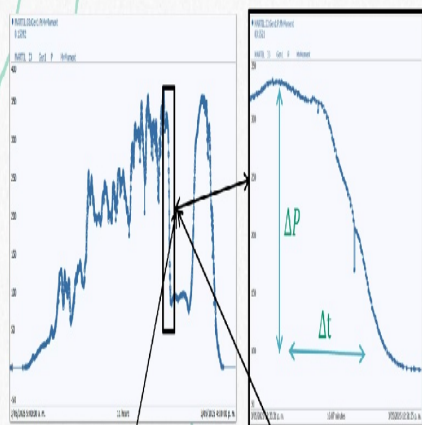
Las rampas de generación FERNC que serán objeto de análisis serán las que hayan superado el valor de velocidad máxima de cambio de carga del sistema de AGC la cual está bajo Acuerdo CNO con valor de 5.441 MW/min.



Nota:

Las desviaciones en potencia fueron calculadas como despacho - valor real. Un valor negativo significa que la generación estuvo por debajo del despacho.

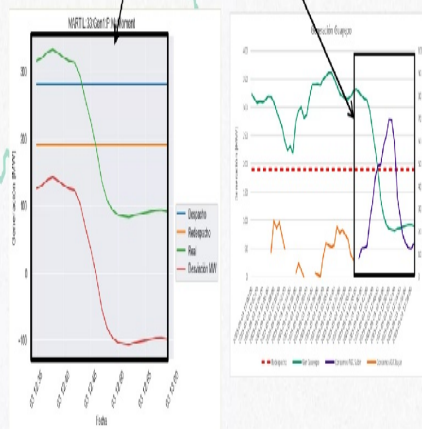
Aspectos a analizar



Dado que Guayepo es la planta de mayor capacidad su aporte en las desviaciones de la generación solar total del sistema es también la mayor y por eso se presentan los análisis de esta planta.

Dentro de los análisis se buscó identificar:

- Delta máximo de potencia activa.
- Tiempo de duración de rampa.
- ¿Se debió a alta nubosidad?
- Desviaciones con respecto al redespacho.
- Impacto en límite Caribe 2
- Impacto en holgura de AGC

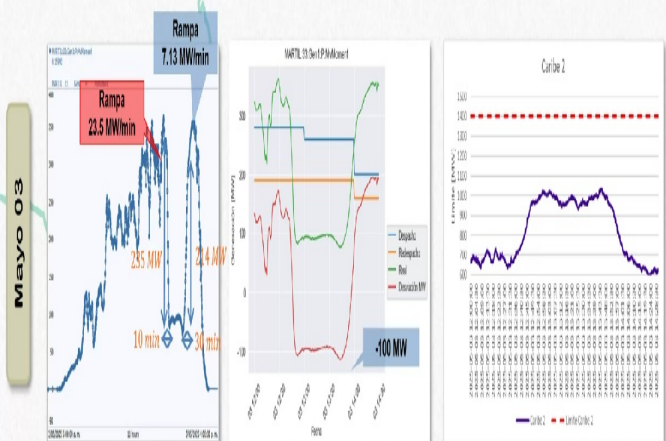
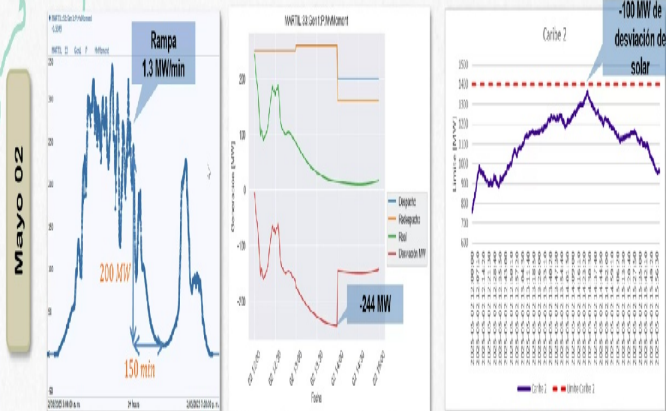


Generación Guayepo

Deltas

Desviaciones

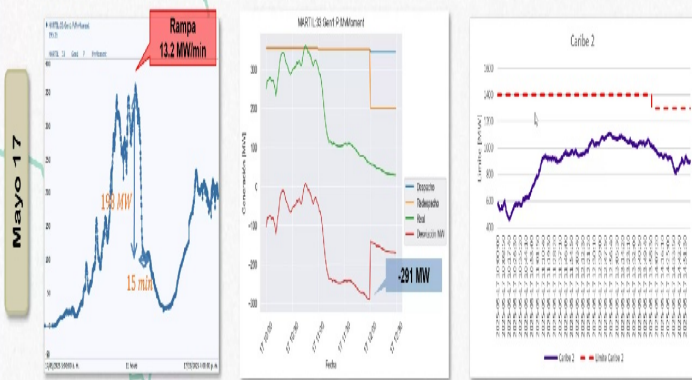
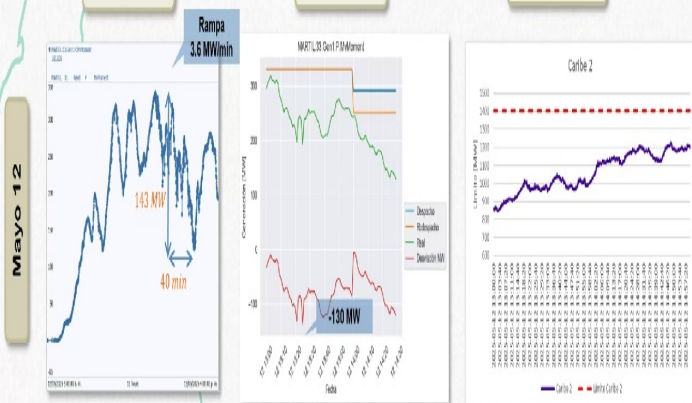
Límite Caribe 2



Deltas

Desviaciones

Límite Caribe 2



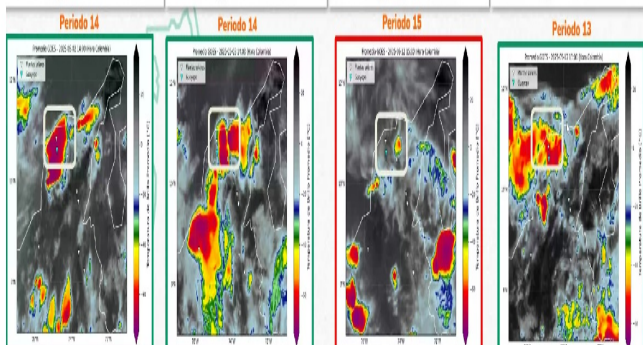
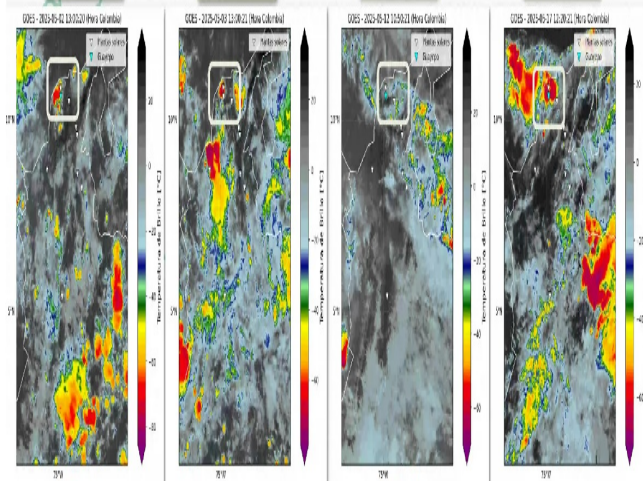
Generación Guayepo

Mayo 02

Mayo 03

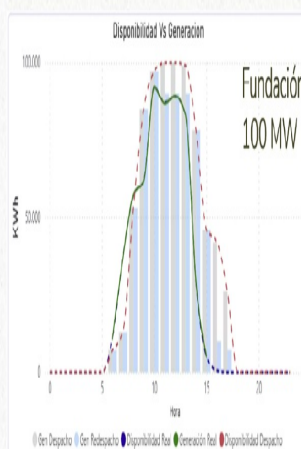
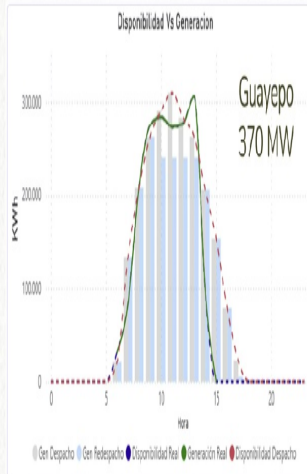
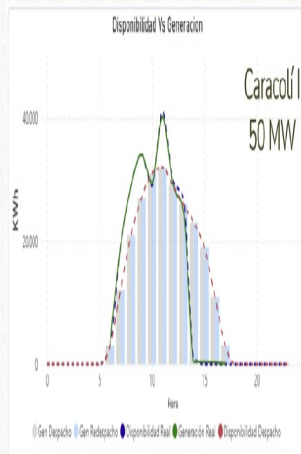
Mayo 12

Mayo 17

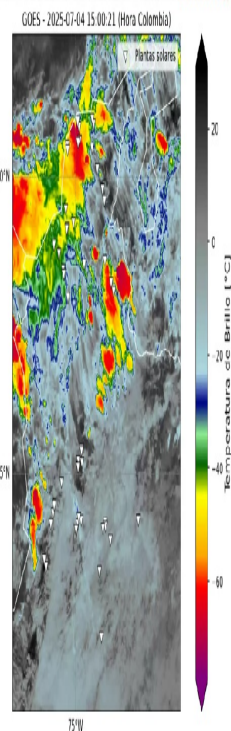
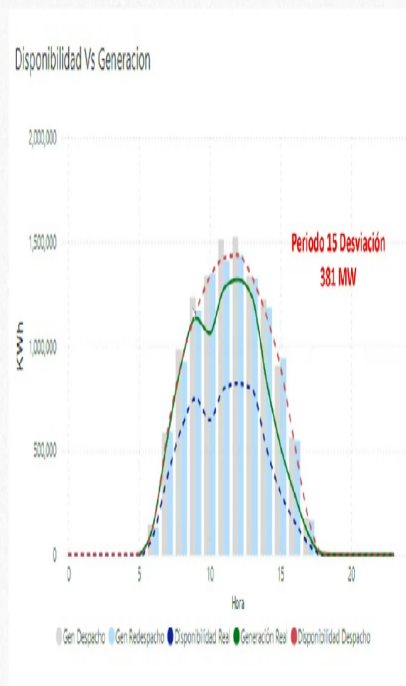


No obstante, Guayepo no está sola05/08/2025

Y como se comporta el agregado nacional? 4 de julio de 2025



Guayepo 3 tendrá una capacidad de 200 MW con FPO en 21 de febrero de 2026.



El canal 13 del satélite GOES muestra la temperatura de las nubes. Cuanto más fría (más negativa) es la temperatura, más altas y densas son las nubes, lo que puede indicar lluvias fuertes o tormentas.

Conclusiones

- La mayoría de las situaciones identificadas se debieron a presencia de alta nubosidad.
- En condiciones de alta nubosidad se han identificado disminuciones de hasta 235 MW en instantes cortos de tiempo con rampas superiores a 54.41 MW/min en la operación tanto en rampas de bajada (incidencia de nubosidad) como de subida (disminución de la nubosidad).
- Se ha evidenciado un uso de la holgura de AGC de hasta el 80 % para cubrir las desviaciones asociadas a dichas rampas, holgura que es se normaliza con reserva terciaria.
- Los agentes deben identificar con antelación condiciones meteorológicas desfavorables para la generación de sus plantas y tomar las acciones oportunas.

Variabilidad del recurso natural

Grupo de trabajo de Pronósticos de plantas solares

Creación de grupo de trabajo en segundo semestre de 2024 para la revisión y análisis de los pronósticos solares, como medida de mitigación para el impacto en la operación del sistema.

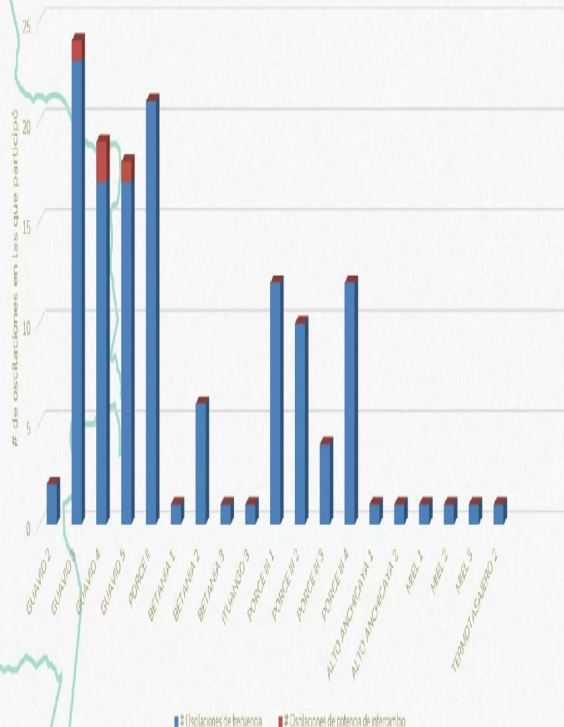
- Socialización de procesos de pronósticos al interior de las empresas:
 - Información utilizada
 - Metodologías de pronósticos
 - Principales problemáticas asociadas a los pronósticos
 - Desviaciones observadas
- Definición de metodología de seguimiento a pronósticos meteorológicos en el horizonte de muy corto plazo (siguientes horas)
- Análisis y definición de comentarios a propuesta regulatoria asociada a las desviaciones de la generación renovable.

Recomendaciones

- Caracterizar los fenómenos convectivos profundos que pueden afectar la generación renovable: temporalidad, condiciones antecedentes, duración, intensidad, ubicación.
- Revisar la necesidad, de información de medición y de pronósticos de otro tipo de variables meteorológicas.
- Analizar y definir la necesidad de implementar metodologías de pronósticos enfocadas a periodos intrahorarios, por ejemplo, Nowcasting
- Impulsar el fortalecimiento institucional para contar con pronósticos meteorológicos de mejor calidad y que reflejen las condiciones y características propias del país.

Se acordó citar urgentemente al grupo de pronósticos de generación solar fotovoltaica, para mejorar las expectativas de producción de estas plantas; complementariamente, alertar al Regulador sobre esta crítica situación.

Candidatas ajustes de PSSs Participación de plantas

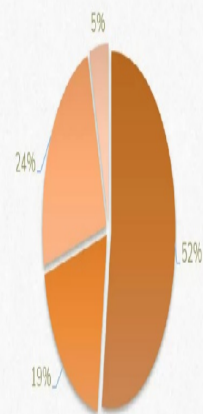


Nota: Información actualizada a fecha del 5 de agosto de 2025

Estado de plan de trabajo de Candidatas ajustes de PSS

Unidad Candidata	Estado de ajuste
GUAVIO 2	Aprobado ajuste, en espera de implementación en campo
GUAVIO 3	Aprobado ajuste, en espera de implementación en campo
GUAVIO 4	Aprobado ajuste, en espera de implementación en campo
GUAVIO 5	Aprobado ajuste, en espera de implementación en campo
PORCE II 1	Aprobado ajuste, en espera de implementación en campo
PORCE II 2	Aprobado ajuste, en espera de implementación en campo
PORCE II 3	Aprobado ajuste, en espera de implementación en campo
BETANIA 1	Aprobado ajuste, con implementación en campo
BETANIA 2	Aprobado ajuste, con implementación en campo
BETANIA 3	Aprobado ajuste, con implementación en campo
ITUANGO 3	Aprobado ajuste, con implementación en campo
PORCE III 1	En revisión de informe de ajuste
PORCE III 2	En revisión de informe de ajuste
PORCE III 3	Aprobado ajuste y pruebas en campo - a la espera de validación de modelos
PORCE III 4	En revisión de informe de ajuste
ALTO ANCHICAYA 1	En revisión de informe de ajuste
ALTO ANCHICAYA 2	En revisión de informe de ajuste
MEL 1	Aprobado ajuste, en espera de implementación en campo
MEL 2	Aprobado ajuste, en espera de implementación en campo
MEL 3	Aprobado ajuste, en espera de implementación en campo
TERMOTASAJERO 2	Aprobado ajuste, en espera de implementación en campo

% Unidades por estado de ajuste



- Aprobado ajuste, en espera de implementación
- Aprobado ajuste, con implementación
- En revisión de informe de ajuste
- A la espera validación modelos

Nota: Información actualizada a fecha del 6 de agosto de 2025

Acciones Ejecutadas y en curso

Acción realizada	Fecha de cierre de acción
Comunicación para ENEL, en la cual se consulta sobre la alta velocidad de toma de carga de El Químbo y se solicita nuevamente proceder con el ajuste en campo de los PSS de Guavio siguiendo lo establecido en el Acuerdo CNO 1457, teniendo en cuenta la alta participación que se está evidenciando de estas unidades en las oscilaciones del SIN	08/08/2025
Se hace seguimiento al plan de acción asociado a la obsolescencia de los PSS de las unidades de Celisa en el Subcomité de Controles	Seguimiento en subcomité de controles

- Se presenta el seguimiento al plan de acción definido para la gestión de apagones y restablecimientos:

Seguimiento al Plan de acción

Comités de Operación, Transmisión y Distribución

Acción	En qué vamos
Elaborar y aplicar una encuesta dirigida a los agentes del sistema con el fin de recopilar información sobre: (i) la implementación de entrenamientos de restablecimiento en simuladores SCADA propios, (ii) el desarrollo de competencias en factores humanos para el personal operativo, y (iii) la existencia de esquemas de apoyo al personal en turnos durante eventos de restablecimiento. Los resultados permitirán identificar brechas y promover la adopción de metodologías alineadas con estándares técnicos y mejores prácticas del sector	En los comités de Transmisión y Distribución se presentó propuesta de encuesta dirigida a los agentes del sistema, el CND la publicó para comentarios (Hasta 8 de agosto) en su página Web. El 13 de agosto con Presidentes y Secretarios técnicos del CO, CTX y CD se define texto final de la encuesta. Se programaron las siguientes sesiones: • Guía Suroccidente: En Palmira el 8 de septiembre de 9 a 4 pm. • Guía Caribe: En Barranquilla el 11 de septiembre de 9 a 4 pm. • Guía Oriental: En Bogotá 22 de septiembre de 9 a 4 pm.
Capacitación periódica basada en guías de restablecimiento actualizadas por áreas.	

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica

Acción	En qué vamos
Evaluar la capacidad de arranque autónomo de cada área y subárea operativa.	Con base en la información suministrada por los agentes generadores a XM, en el SAPE de agosto se llevará balance por áreas de las plantas que tienen declarada capacidad de arranque autónomo. Asimismo, se presentará propuesta metodológica para evaluar la capacidad de Arranque autónomo por área operativa.

Pruebas de Arranque Autónomo

Gestiones realizadas a la fecha



Prueba realizaas

1. Desde el CND se solicitó confirmación de los agentes que habían declarado el servicio de arranque autónomo su validación.
2. Desde el subcomité se solicitó compartir protocolo de arranque autónomo de cada planta de generación que tiene declarado el servicio.
3. A la fecha se han compartido los protocolos de San Carlos, Chivor, La Tasajera, Betania, Proelectrica.
4. A la par, se han llevado a cabo reuniones entre el CND y las plantas de San Carlos, Chivor, La Tasajera, Urrá, Quimbo y Alto Anchicayá para acordar las fechas de las pruebas de cada planta.



Prueba de la unidad 1 de la Central La Tasajera realizada el **miércoles 9 de julio 2025** entre las 08:00 y las 10:00 horas.



Prueba de las unidades 3 y 4 de la Central San Carlos realizada el **miércoles 23 de julio 2025** entre las 06:00 y las 09:00 horas.



Prueba de la unidad 4 de la Central Urrá realizada el **lunes 4 de agosto 2025** entre las 08:00 y las 10:00 horas.

Próximas pruebas programadas

Unidad 1 de la Central El Quimbo se realizará el **martes 19 de agosto 2025** entre las 08:00 y las 10:00 horas.

Unidad 1 del Alto Anchicayá se realizará el **domingo 19 de agosto 2025** entre las 07:00 y las 09:00 horas.



- Se presenta el seguimiento a la entrada en servicio de los proyectos de expansión:

Total: 2553,03 MW

Proyectos con concepto de conexión, sin trámites ante XM: 662,24 MW

Proyectos que iniciaron trámites* en XM: 684,05 MW

Proyectos en pruebas iniciales: 1206,7 MW

Por tipo:

PCH - 13,8 MW

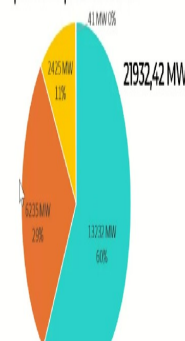
Térmica - 33,9 MW

Eólica - 41 MW

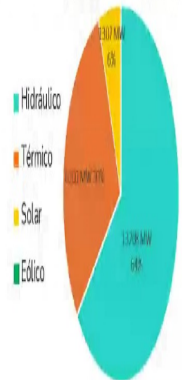
Solar - 1118 MW

(566,36 MW retornaron a pruebas por la resolución CREG 146 de 2021 y 65,58 por la resolución CREG 101 011 de 2022)

Capacidad Efectiva, considerando plantas en pruebas iniciales



Capacidad Efectiva Actual

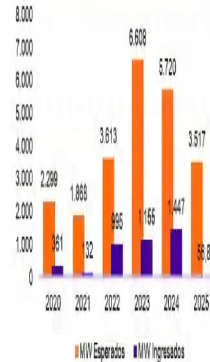


20,715,82 MW

Con la finalización de la transición de la Res CREG 146 de 2021, 101 011 de 2022, 632,54 MW, pasaron nuevamente a pruebas iniciales; adicionalmente con la finalización de la Res CREG 101 053 de 2024, 70 MW se retiraron de la matriz de generación,

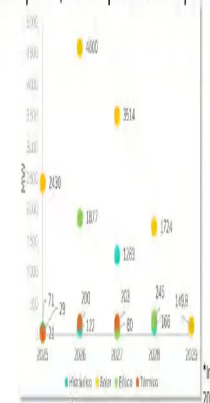
En el transcurso del 2025 han ingresado 56,8 MW correspondiente al 9,4% de lo que se esperaba que ingresara en ese periodo; y de los 3517 MW esperados, 550,6 MW comenzaron pruebas iniciales.

MW Esperados vs MW en operación comercial



Los MW esperados son a 1° de enero de cada año
Los MW ingresados son a 31 de diciembre de cada año. Para 2025 es el dato a 13 de agosto

MW esperados, con concepto de conexión aprobado*

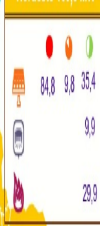


*Información a 13 de agosto de 2025

Caribe 862,4 MW



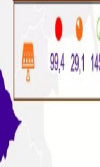
Nordeste 169,8 MW



Antioquia 60,1 MW



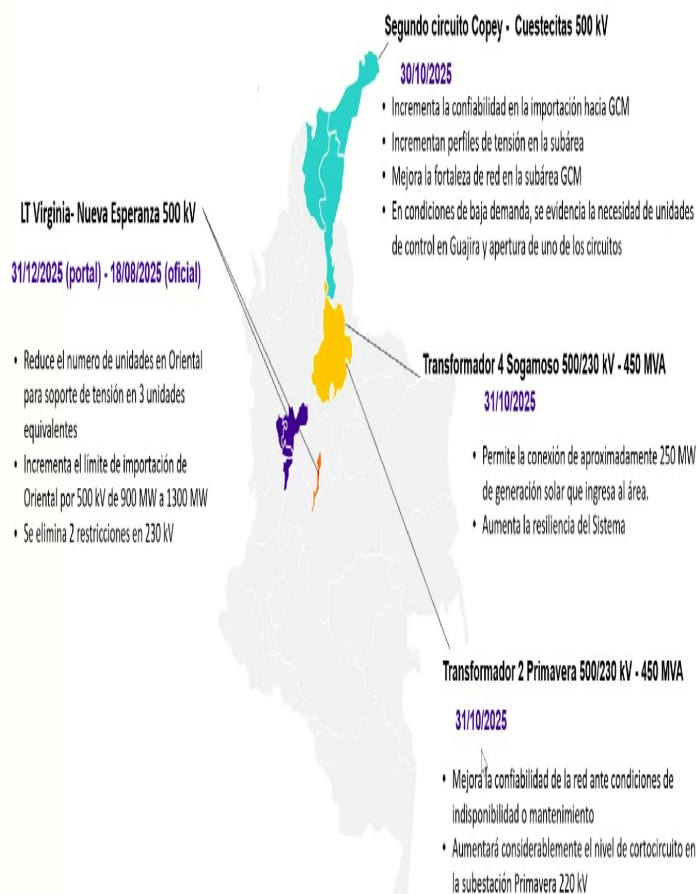
Oriental 274,4 MW



Suroccidental 1186,2 MW



¿Qué se espera para finales de 2025 en el STN?



Situaciones con la gestión de entrada de proyectos

Acuerdo CNO 1937: Define el procedimiento para la declaración de entrada en operación comercial de nuevos activos de generación y transmisión en el SIN.



Los plazos del acuerdo para cumplimiento de requisitos se calculan con base en la Fecha de inicio de pruebas y la fecha de puesta en operación indicada por el promotor.



Si el plazo se vence, el aplicativo no permite cargar los requisitos, ya que según lo establecido en el Acuerdo CNO 1937 los plazos son de obligatorio cumplimiento



El promotor modifica las fechas, para cargar los requisitos, sin embargo, la fecha de inicio de pruebas y entrada en operación comercial es diferente.

FPO	FPPS	Observaciones	Fecha de actualización
01/12/2023	01/12/2023	Se modifica para subir el EACCP	10/01/2025
01/08/2023	01/08/2023	Se actualiza	09/01/2025
01/07/2023	01/07/2023	Se modifica las fechas para realizar el cargo de requerimientos	19/05/2025

FPO	FPPS	Observaciones	Fecha de actualización
01/12/2023	01/12/2023	Se modifica para subir el EACCP	10/01/2025
01/08/2023	01/08/2023	Se actualiza	09/01/2025
01/07/2023	01/07/2023	Se modifica las fechas para realizar el cargo de requerimientos	19/05/2025

Extensión de barra Subestación San Felipe 230 kV

Se realizará extensión de la barra 230 kV en dos tramos de línea aéreas de aproximadamente 200 metros de longitud en la subestación San Felipe 230 kV para para la conexión de los proyectos Puerta de Oro 300 MW y AES Solar 3 de 100 MW sin realizar la instalación de elementos de interrupción.

Riesgos identificados

- Aumento de puntos de falla. → desconexión total de la subestación.
- Impacto en confiabilidad: No se cumple adecuadamente el criterio N-1.
- Zona con alto nivel cerámico: Mayor probabilidad de fallas.

Impacto en la operación del SIN

- Pérdida de generación significativa (400 MW).
- Activación de etapas del EDAC.
- Compromiso de la seguridad operativa nacional.

Recomendaciones

Al transportador: Instalar bahía de interrupción con medida en la extensión de barra. Implementar protección diferencial por zonas.

Al transportador y a la UPME: Cambiar configuración de la SE a una configuración con mayor confiabilidad y flexibilidad. Instalar sistema de protección de barras redundante.

Al CNO: Solicitar mediante circular otros puntos del Sistema donde se tengan este tipo de

Configuración actual: Barra principal + transferencia.

Conexión demanda de Venezuela por San Mateo 230 kV

16 de julio - UPME emitió concepto temporal de conexión de 72 MW de carga del lado venezolano hasta el 31 de agosto de 2026. Las unidades de Termotasajero 1 y 2 deben estar operando cuando se alimente la carga.

Garantía

Responsable: Activa
Estado: Pendiente

Promotor debe entregar a XM garantía bancaria.
Resolución UPME 353 de 2026

Estudio de protecciones

Responsable: HT
Estado: Pendiente

Actualizar la información de parámetros técnicos de los equipos y reportar el factor de potencia de la carga.

Actualizar el estudio de protecciones con las recomendaciones dadas en la reunión realizada con agentes del área de influencia del proyecto el 08/08/2024

Supervisión y telecomunicaciones

Responsable: HT-ITCO-XM
Estado: Pendiente

Realizar validación de pruebas de supervisión en la bahía de línea en San Mateo 230 kV
-HT debe suministrar los teléfonos para la coordinación operativa

Parámetros técnicos

Responsable: HT
Estado: Pendiente

Fronteras

Responsable: HT
Estado: Pendiente

*Cumplimiento de requisitos de entrada de proyectos establecidos en el Acuerdo CNO 1937.

Se acuerda convocar a la UPME e ISA-INTERCOLOMBIA en el marco del SAPE, para revisar este tipo de situaciones (extensión de barrajes) que comprometen la seguridad y confiabilidad del SIN. Importante lo que se mencionó respecto a las variaciones de las fuentes FNCER y el impacto para la seguridad del sistema y las mayores exigencias para las plantas convencionales, mencionándose la necesidad de incluir nuevos análisis estudios y exigencias para estas fuentes, incluido la incorporación obligada de baterías tal como sucede en otros mercados, que mitiguen los riesgos a los cuales esta sometido el sistema durante la operación real; al mismo tiempo reiterar la necesidad de incorporar servicios adicionales al AGC.

Conclusiones

- Es importante recalcar el relevante atraso en la entrada de Proyectos, los cuales representaran en el futuro un impacto negativo en la atención de la demanda de energía. Por ello es imprescindible redoblar los esfuerzos para que la entrada de los proyectos pueda aligerarse y el sector Eléctrico pueda contar con su inclusión en el SIN.

7. INFORME UPME	NO	Presentar el avance de los proyectos por convocatoria en el SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

A continuación se presenta el estado de las convocatorias asociados a los proyectos definidos por la Unidad:



SAEB LA ARENOSA -Baterías: Jul/2027
Lote en trámite. Con permisos ambientales. No han dado orden de compra SAEB. Nueva solicitud de prórroga.

ISA - Pasacaballos: Ene/27
Elaboración de documento de EIA

GEB - Tercer Transformador Bolívar: jun/20.
Se tramitará cambio menor en ~~ago/25~~ para habilitar construcción

CELSIA - CARRETO 500 KV: mar/27
Auto de inicio ANLA No 001152 del 28/feb/2025, posterior a visita de evaluación, CELSIA se encuentra en ajuste del EIA.
Res ST-1275 de 2024, indica no procedencia de consulta Previa. Se radica actualización de concepto por requerimiento efectuado por ANLA

CELSIA - 2do Circuito Sahagún 500 KV: jun/20
Avanzan estudios ambientales para EIA
Pendiente pronunciamiento DANCP

GEB - Bonda - Río Cord: Oct/25
T1: Finalizada construcción.
T2: LA en firme - Res 002775 del 13/dic/24.
Fallo del 17/jun/2025 en 2da instancia ordenó a DANCP determinar si procede la CP con dos pueblos. Imposibilidad de ingreso a ST 29N por requerimientos para el rescate arqueológico.

GEB - Colectora:
Col-Cue: 14 dic/26. En Construcción
Cue-Lom: 28 feb/26. En Construcción.

ISA - Cop-Cueat, Cop-Funda: Ago/2025
Durante el mes de jul/25 se ~~comenzó~~ comenzó ~~se~~ se encuentran finalizando pruebas de operación.

GEB - 2do Cto Cuest-La Loma: 28 feb/26
En construcción.

ISA - ITCO 2do Cto Cop-Cueat:
FPO: 16/nov/25.
Res M/RE 40495 de 15/nov/2024
En construcción

ISA - ITCO La Loma - Sogamoso: dic/26
Obras en S/Es finalizadas. LT en construcción desde feb/25. En elaboración dos modificaciones de LA.

ISA-ITCO - Cuarto Transformador Sogamoso: oct/25
En construcción.
Cambio menor tramitado para la ubicación del transformador.

ISA - ITCO - Segundo Transformador Primavera: oct/25
En construcción.
Cambio menor tramitado para la ubicación del transformador.

ISA - ITCO - Carreiles: mar/20
LA en firme mediante Res 001102 09/jun/25.

TCE - Virginia-N.Esp: ago/25
En construcción tramo de llegada a SE Nueva Esperanza.

GEB - Sog-N.Esp: Sep/27
No hay actividad constructiva en la subestación Norte, debido a que depende del licenciamiento del lote en el marco del proyecto (Chivor-Nte-Bacatá).
Avance en seis tramos de línea. Suspendida MLA para llegada a la S/E Norte, MLA "restricciones" y MLA "Aprovechamiento Forestal". MADS se pronuncia sobre solicitud de sustracción de la RFFP CARB.

EPM - Bahía Nueva Esperanza: jun/26.
En estudios del proyecto; ~~EMSA~~ EMSA aprobado, excavaciones arqueología preventiva en curso

TEL - Alcaraván: ago/27
En estudios y diseños, evaluación DAA suspendido (Auto ANLA 3178 de 30/04/2025), no procede consulta previa (Res ST-0724 del 24/06/24)

GEB - Ref. Suroccidental:
~~U. Med-Viro~~ En operación 30/jun/24
~~U. Viro-Ait~~ Diciembre/26. LA en firme mediante Res 937 16/05/25.
En construcción
~~U. Ait-S.Marc~~ Agosto/25. Tramo finalizado, entrada en operación supeditada a la finalización de la SE Alférez

GEB - Cto Nte-Bacatá: Jun/27
Suspendida actividad constructiva.
Suspendidas Modificaciones de Licencia Ambiental 2 "restricciones" y 3 para la SE Norte. MADS se pronuncia sobre las solicitudes de sustracción de la RFFP CARB.

GEB-Hulla: ago/20
En estudios y diseños del proyecto
Auto de inicio ANLA No. 000984 del 21/feb/2025, posterior a visita GEB, se encuentra en ajustes del EIA.
No procede consulta previa (Res. ST-1286 del 8 de octubre del 2024)

CELSIA -Pacífico: diciembre/27
En jun/2025, CELSIA desiste de la ejecución del proyecto motivado por hitos socioambientales, jurídicos y técnicos.

LAS FECHAS INDICADAS SON ESTIMADAS Y NO COMPROMETEN A LA UPME NI A LOS AGENTES

- Proyectos en ejecución**
- Sogamoso - Norte - Nva Esperanza 500 kV
 - Pacífico 230 kV
 - Chivor - Norte - Bacatá 230 kV
 - Carreiles 230 kV
 - Refuerzo Suroccidental 500 kV
 - La Loma - Sogamoso 500 kV
 - Colectora 500 kV
 - Virginia - Nva Esperanza 500 kV
 - Cuestecitas - Copey - Fundación 500/220 kV
 - Río Córdoba - Bonda 230 kV
- Ampliaciones**
- 2do Cto Copey - Cuestecitas 500 kV

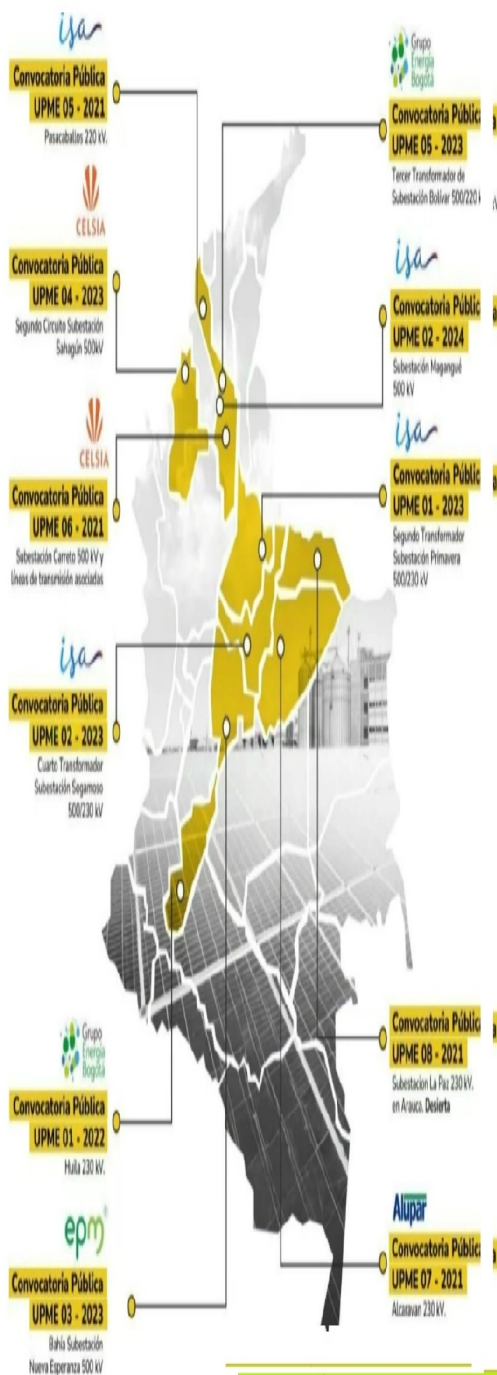
Convocatorias Adjudicadas 2023 - 2024

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 Mirolindo – Betania	2026	En ejecución
Cundinamarca	Bahía Transformación 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 desierta
Bolívar	Subestación Carreto 500 kV y línea de transmisión a interceptar Bolívar – Sabanalarga	2027	En ejecución
Casanare	Alcaraván STR 115 kV	2027	A la espera de la manifestación de interés por parte del OR
Bolívar	Subestación Pasacaballos 220 kV	2027	En ejecución
Chocó	Compensación capacitiva SVC SE Certequí	2027	Declarada desierta
Bolívar	Subestación Magangué 500 kV	2028	En ejecución

Convocatorias abiertas oficialmente 2025

Área	OBRA	FPO	Estado
Santander	Subestación Trinitaria (Cabrera) 230 kV	31/03/2028	Publicada oficialmente
Antioquia	Subestación Corrientes (San Lorenzo) 230 kV	31/10/2028	Publicada oficialmente
Cundinamarca	Subestación Sopó 230 kV	31/12/2028	Publicada oficialmente
GCM	Compensadores síncronos 50 MVar – Subestaciones Maicao y Santa Marta	31/12/2028	Publicada oficialmente
GCM	Compensadores síncronos 50 MVar – Subestaciones El Banco, La Jagua y Guatapuri	31/12/2028	Publicada oficialmente
Norte de Santander	Subestación Tonchalá 230 kV	31/12/2028	Publicada oficialmente
Córdoba	Segundo Circuito Urrá – Urabá 220 kV	31/12/2027	Publicada oficialmente
Chocó	Subestación Nueva Quibdó 220 kV	31/12/2030	Publicada oficialmente
Nariño	Enlace Olaya Herrera - Buchelly 115 kV y Segundo Corredor Jardínera – Junín- Tumaco 115 kV	31/12/2027	Publicada oficialmente
Bolívar	Subestación Magangué STR 500/110 kV	2028	* Próxima a publicar en Agosto 2025
Chocó	UPME STR 02 -2025 SE Nueva Quibdó 220/115 kV	2030	* Próxima a publicar en septiembre 2025
César	UPME STR 03-2025 SE Nueva Bosconia 115 kV	31 /12/2028	* Próxima a publicar en septiembre 2025
Córdoba	UPME STR – Subestación Nueva Sahagún 500/110/34,5 kV	2027	* Próxima a publicar en noviembre 2025

* Las fechas de publicación son estimadas



Convocatorias Estimadas 2026

Área	OBRA	FPO
Córdoba (STR)	2do Cxto Urrá - Tierralta 110 kV (26.3 km) y Tierralta - Río Sinú 110 kV (67 km) - 2do transformador Urrá 220/110 kV 90 MW	31/12/2027
Córdoba (STR)	Río Sinú - Nueva Montería 110 kV - 3er transformador Montería 220/110/13.2 kV 100 MW	31/12/2027
Córdoba (STR)	Nueva Loricca 110/34.5/13.8 kV y líneas asociadas	31/12/2027
Boyacá - Casanare	Subestación Chivor II - Aguacalara - Alcaraván 230/115 kV	31/12/2030
Tolima	Subestación Amanecer 500/230/115 kV	31/12/2032
Cundinamarca	Subestación Corzo 500/115 kV	31/12/2029
Antioquia	Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño 230 kV	31/12/2030
Caldas	Subestación Macana 230/115 kV	31/12/2030
Nariño	Subestación Carlosama 230/115 kV	31/12/2029

Los proyectos por convocatorias del STR objeto de las convocatorias del STN, están sujetos a la manifestación de interés por parte del Operador de Red (OR) del área en la cual se llevarán a cabo. Si la respuesta del OR es negativa, se tiene que abrir el proyecto correspondiente del STR



Conclusiones

8. VARIOS

NO

INFORMATIVO

Desarrollo

Próxima reunión del Consejo el 4 de septiembre.

Conclusiones

Presidente - German Caicedo

Secretario Técnico - Alberto Olarte

