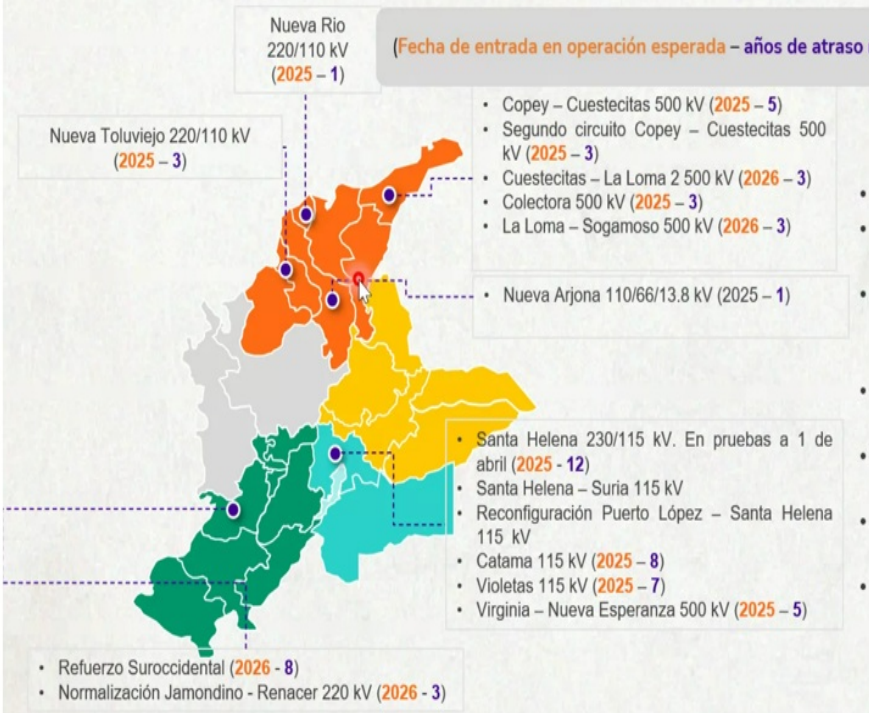
Impacto entrada de proyectos de expansión considerados en el mediano plazo

(Fecha de entrada en operación esperada – años de atraso respecto a primera fecha proyectada)



Principales impactos ante atraso entrada en operación de la expansión:

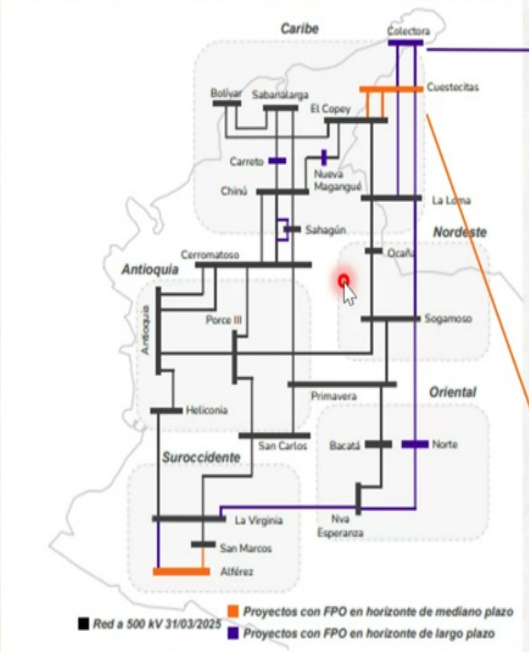
- Riesgo de desatención de demanda
- Activación de nuevas restricciones e incremento criticidad de las existentes
- Aumento en el requerimiento de generación de seguridad y/o limitaciones a la generación por criterios de seguridad y confiabilidad
- Susceptibilidad a fenómenos de inestabilidad por baja fortaleza del sistema
- Limitación a la capacidad de importación y exportación de las áreas del sistema
- En algunas subáreas aumenta la dificulta operativa en la programación y ejecución de mantenimientos
- No entrada en operación de nuevos proyectos de nueva generación y cargas

Se recomienda a los desarrolladores de estos proyectos informar las fechas más probables de los proyectos, de acuerdo con el avance real de las obras, de tal forma que sea posible implementar acciones de mitigación frente a posibles retrasos adicionales.

xm 20 años Hechos por Colombia

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 ENERGÍA 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 infromar 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)

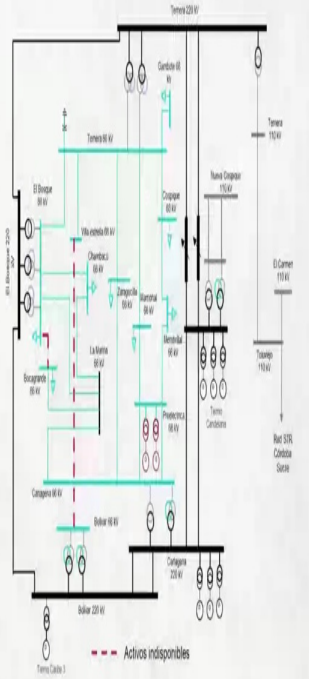
A marzo de 2025, se presentan restricciones por sobrecarga ante contingencia sencilla, de bajo control con balances de generación,

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.



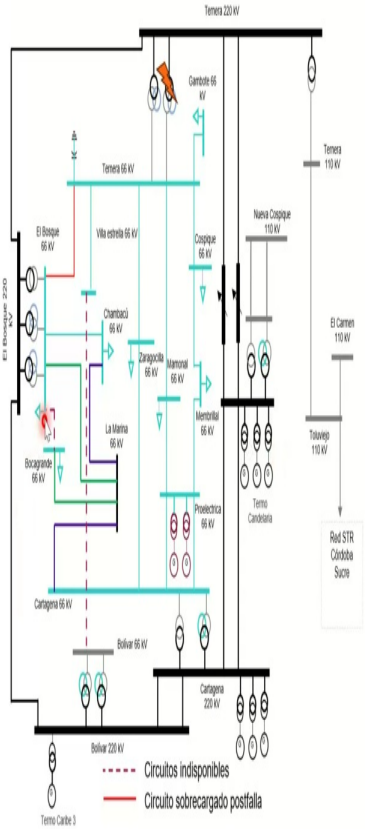
Indisponibilidad de infraestructura (actual)

- 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**

20 años Hechos por Colombia

Bolívar - Situación 01/04/2025

20 años Hechos por Colombia



Se encuentra indisponible circuito Bocagrande – El Bosque 66 kV y las unidades Proelectrica 1 y 2.

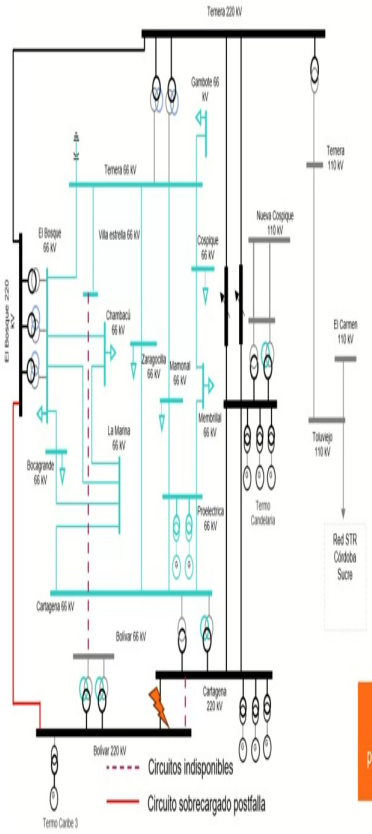
Esta indisponibilidad aumenta la cargabilidad del circuito El Bosque – Ternera 66 kV ante la falla de uno de los transformadores en Ternera 220/66/13.8 kV.

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 – Chambacú, 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 trafos de Ternera y el ircuito El Bosque – Ternera 66 kV (aprobado en reunión SAPE 373 de octubre de 2024).**

Bolívar - Situación 20/03/2025

20 años Hechos por Colombia



Estando indisponible Bolívar – Cartagena 2 220 kV, la contingencia del circuito Bolívar – Cartagena 1 220 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)

Aplicación Demanda Preventiva

CARIBE2

Periodo	Dem Correctiva	Dem SubÁrea	Correc/SubÁrea [%]	Dem Preventiva	Frecuencia Falla	Prev/Correc [%]
12	414.15	472.24	87.70	Sí	0	9.66
13	415.37	472.46	87.92	Sí	0	9.63
14	441.50	498.75	88.51	Sí	0	9.05
15	465.15	526.04	88.43	Sí	0	8.60
16	465.18	526.33	88.38	Sí	0	8.60
17	439.8	496.53	88.57	Sí	0	9.10
18	411.91	465.88	88.42	Sí	0	9.[illegible]

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

% demanda preventiva

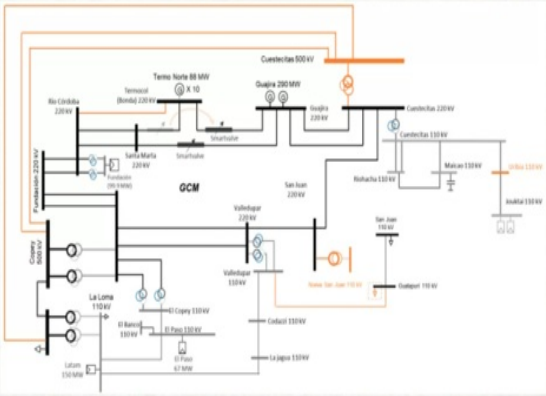
Se llamará la atención al Operador de Red y el Transportador para que expliquen en el grupo de seguimiento del área Caribe, porque no se ha instalado el Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS. En este punto la SSPD solicitó el acta donde se aprobó dicho esquema.

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/o esquemas especiales de protección

xm 20 años Hechos por Colombia

Situación actual mantenimientos GCM

xm 20 años Hechos por Colombia

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 Circutios Copey - Valledupar 1 y 2 a 230 kV, ocasiona colapso de las subestaciones San Juan, Valledupar y Copey.

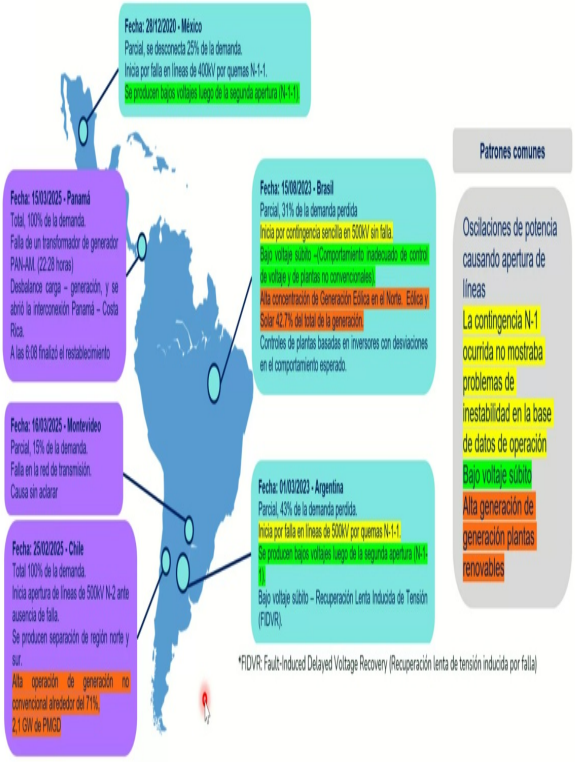
Para programar el mantenimiento se requiere evaluar:

- 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

Los mantenimientos de GCM son cada vez más difíciles de ejecutar, motivo por el cual se sugiere abordar esta crítica situación en el grupo de seguimiento del área Caribe.

Apagones América Latina – Patrones Comunes

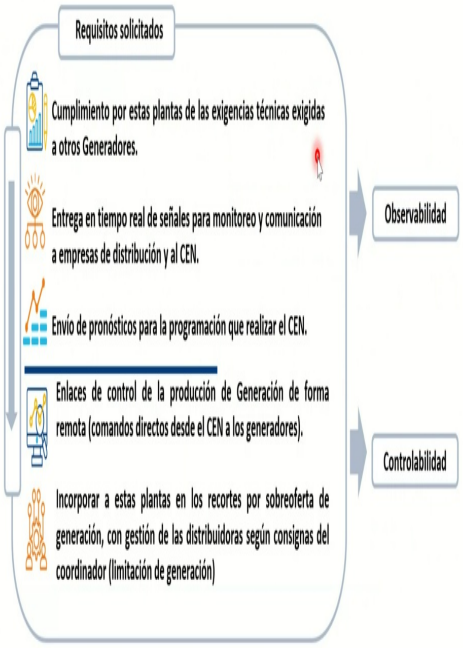


*FIDVR: Fault-Induced Delayed Voltage Recovery (Recuperación lenta de tensión inducida por falla)

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

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:



Contexto trabajo en Restablecimiento

- Se realiza simulación de restablecimiento ante ocurrencia de evento con impacto en todo el SIN.
- Participación de mas de 40 operadores de empresas de distribución, transporte y generación, personal de operación del CENACE (coordinador del sistema eléctrico de Ecuador), 9 operadores del CND, Panel de gestores de mejora continua integrado por personal del CND y empresas del sector, 12 líderes de los diferentes agentes participantes como observadores del evento, entre otros.
- En el ejercicio se abordaron diferentes retos técnicos que pueden surgir en un proceso de restablecimiento, buscando el aprendizaje conjunto.
- Se realiza espacio de lecciones aprendidas y se construye plan de acción para materializar en el SIN.

Caso Chile - Resumen

Control de tensión

1. Problemas en el soporte de tensión en el sistema.

Regulación de frecuencia

1. Esquemas de desbastre de carga por baja frecuencia insuficientes ante el desbalance entre carga y generación presentado.
2. Alta incorporación de PMGD con menores requisitos.

Maniobras operativas

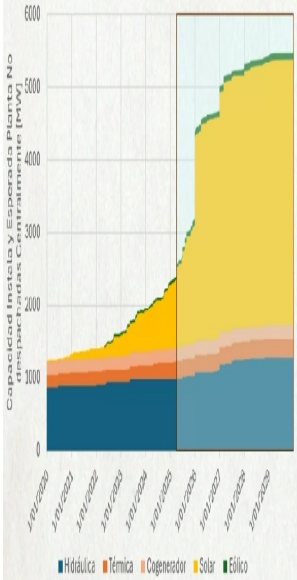
1. Problemas en las plantas con arranque autónomo para energización del sistema.
2. Fallas en la delegación de la coordinación del restablecimiento debido a problemas en SCADA y comunicaciones de voz durante el proceso.
3. Retrasos en el restablecimiento por llegada del personal operativo a las subestaciones que no recibían telecomandos.
4. Deficiencias en los protocolos de coordinación con los PMGD

Supervisión

1. Pérdida del SCADA de Transelec (el transportacor nacional más grande de Chile).
2. Fallas en las comunicaciones operativas de voz y datos.
3. Problemas en la ejecución de telecomandos desde los centros de control, lo que implicó el desplazamiento de personal a las subestaciones.
4. No observabilidad de las PMGD

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.

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



A corte de marzo 2025, se encuentran en servicio **2405 MW de plantas no despachadas centralmente** de las cuales 1651 MW se encuentran en operación y 754 MW en pruebas.

Para 2029, se espera que el volumen de generación en este segmento se incremente a 5471 MW.

Es necesario ajustar la reglamentación para garantizar la observabilidad, controlabilidad, soportabilidad y aporte a los servicios complementarios de las plantas en este segmento.

*Se contabilizan plantas menores, autogeneradores y generación distribuida

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

20 años
Hechos por Colombia

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.

Conclusiones

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 dia 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