

	Acta de reunión Acta N° 781 6 Febrero, 2025 Oficina C.N.O.
Reunión CNO 781	

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
CNO	Adriana Perez	SI	NO
PORTÓN DEL SOL	César Augusto Palacio	SI	NO
ENEL Colombia	Marcela Quijano	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
TERMONORTE	Javier Alejandro Marín	SI	NO
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
EBSA	Jorge Elieser Suarez	SI	NO
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Julian Gonzalez	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
GECELCA	Juan Manuel Salas	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI

CNO	Alberto Olarte	SI	NO
UPME	José Morillo	SI	NO
MINENERGÍA	Carlos Eduardo Martinez	SI	NO
ENEL Colombia	Daniel Toro	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	SI	NO
ENEL Colombia	Helman Miguel Suárez	NO	SI
ENLAZA	Jairo Pedraza	NO	SI
GTCN	Jairo Arboleda	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jhon Cristian Giraldo	SI	NO
ENEL Colombia	Jorge Horacio Cadena	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	SI	NO
ENEL Colombia	Juan Pablo Palomino	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
UPME	Enrique Cifuentes	SI	NO
ENLAZA	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
ENEL Colombia	Raul Urueña	NO	SI
TERMONORTE	Sebastian Rodriguez	SI	NO
UPME	Andres Pañaranda	SI	NO
UPME	Adrián Correa	SI	NO
EPM	Andrés Villota	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
TERMOYOPAL	David Rincón	SI	NO
CNOGas	Fredi Lopez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
IDEAM	Tatiana Sierra	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción

1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:30	Elección presidente CNO 2025.
3	09:30 - 10:00	Aprobación: • Actas pendientes. • Acuerdos.
4	10:00 - 10:15	Ratificación presupuesto funcionamiento 2025.
5	10:15 - 11:15	Informe Secretario Técnico.
6	11:15 - 12:15	Presentación XM – Situación eléctrica y energética.
7	12:15 - 13:00	Informe UPME.
8	13:00 - 13:15	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el estado actual de las principales variables hidrometereológicas y los pronósticos del clima para en país.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo Según la NOAA, las condiciones del fenómeno de “La Niña” están presentes y se espera que persistan hasta febrero-abril (59 % de probabilidad), con posible transición a ENSO-neutral para marzo-mayo 2025 (60 % de probabilidad). Según el IDEAM, hasta el 21 de enero del año en curso se presentó una fase convectiva de la oscilación MJO, lo cual propició mayores precipitaciones respecto a la media climatológica; a partir de ese momento y hasta la mitad del mes de febrero del 2025 se tendría una fase subsidente, lo cual inhibiría las lluvias.					

Conclusiones

- De acuerdo con los reportes del 9 de enero de 2025 de la Administración Nacional de Océano y Atmósfera (NOAA, por sus siglas en inglés) y del Instituto Internacional de Investigación para Clima y Sociedad (IRI, por sus siglas en inglés), las condiciones de La Niña están presentes y se espera que persistan hasta el trimestre febrero-abril de 2025 con una probabilidad del 59%, y advierten que a partir del trimestre marzo-mayo de 2025, la fase Neutral del ENOS (El Niño Oscilación del Sur) sería lo más probable y tendría una probabilidad de ocurrencia del 60%.
- El pronóstico probabilístico indica que los modelos desarrollan condiciones La Niña por 3 trimestres consecutivos, pero no para los mismos períodos; de hecho, los modelos dinámicos lo desarrollan más temprano que los estadísticos, pero, en promedio, solo sería el trimestre enero-marzo/25 cuando las condiciones La Niña estarían presentes.
- Es importante revelar que, por ahora, mientras no se pronostiquen 5 trimestres consecutivos de dicha condición del ENOS, habrá condiciones La Niña, pero, el fenómeno como tal no se consolidaría. Por lo tanto, las condiciones climatológicas del país para el próximo semestre no solo dependerán del ciclo estacional propio de la época del año y de las fluctuaciones asociadas a la oscilación Madden & Julian y otras ondas ecuatoriales, sino también de la evolución de las condiciones actuales de La Niña débil.
- El consenso oficial del IRI predice condiciones La Niña entre los trimestres diciembre/24-febrero/25 (Probabilidad de 94%) y febrero-abril/25 (Probabilidad 59%). A partir del trimestre marzo-mayo/25, la fase Neutral del ENOS sería lo más probable y persistiría al menos hasta el trimestre agosto-octubre de 2025. No obstante, el pronóstico probabilístico del IRI estima que la condición La Niña estaría solo estaría presente para el trimestre enero-marzo/25 (Probabilidad del 66%). Para el siguiente trimestre (febrero-abril/25), dicha condición de variabilidad interanual tiene la misma probabilidad de ocurrencia que la fase Neutral (50%). A partir de allí, es decir, desde el trimestre marzo-mayo/25 y hasta el trimestre julio-septiembre/25, la fase Neutral es la condición más probable del ENOS.

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

Desarrollo

1. ACTAS:

ACTA 775: Publicada para comentarios el 31 de diciembre. Comentarios TEBSA e ISAGEN.

ACTA 776: Publicada para comentarios el 31 de diciembre. Comentarios de TEBSA e ISAGEN.

Acta 777: Publicada para comentarios el 31 de diciembre. Comentarios de TEBSA e ISAGEN.

Acta 778: Publicada para comentarios el 2 de febrero. Comentarios de TEBSA.

Acta 779: C N O no presencial.

Acta 780: No se ha publicado versión preliminar.

El Consejo aprueba las actas 775,776 y 778 con los comentarios presentados. Las actas 780 y 781 serán sometidas a su aprobación en la reunión ordinaria de marzo.

2. ACUERDOS: Los siguientes acuerdos fueron aprobados por el Consejo:

1. .Por el cual se aprueba la actualización de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Riógrande II.
2. Por el cual se aprueba ampliación del plazo para la actualización de la información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Amaní.
3. Por el cual se aprueba la actualización del plazo para la presentación de los resultados de las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades 1, 2 y 3 de la planta Paipa.
4. Por el cual se aprueba la actualización de las zonas prohibidas de generación de las unidades 2, 3, 4 y 5 de la planta Termozipa.
5. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la estimación del factor de conversión de la central hidroeléctrica Jaguas.
6. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades Termocandelaria CC 1 y Termocandelaria CC 2.
7. Por el cual se aprueba el Esquema de Deslastre Automático de Carga EDAC por baja frecuencia para el año 2025.
8. Por el cual se aprueba la adición de la configuración 3 y rampas de la planta Cartagena 1.
9. Por el cual se aprueba la incorporación de la actualización del factor de conversión mediano de la planta Guatapé.
10. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva neta y consumo térmico específico de la unidad 4 de la planta Termozipa.
11. Por el cual se establecen los indicadores de seguimiento de la operación del Sistema Interconectado Nacional –SIN- y los máximos valores para estos durante el año 2025.
12. Por el cual se establece la integración del Comité de Transmisión para el año 2025.
13. Por el cual se establece la integración del Comité de Distribución para el año 2025.

Conclusiones

- Se aprobaron actas 775, 776 y 777.
- Se aprobaron los acuerdos recomendados.

2. ELECCION PRESIDENTE	NO	Elección de presidente del Consejo para el año 2025.	APROBACIÓN	NO	NO
------------------------	----	--	------------	----	----

Desarrollo

El Consejo elige por unanimidad a EPM para la presidencia del 2025. El Consejo agradece a Celsia, con la representación de los ingenieros Marcelo Alvarez y Germán Garcés por su gestión y coordinación del Consejo durante el año 2024 y dá la bienvenida y todo el apoyo al Ingeniero Germán Caicedo en representación de EPM.

Conclusiones

- Se elige por unanimidad a EPM como presidente del Consejo para el año 2025.

4. CNO	INFORME	NO	Presentar los avances y gestiones sectoriales y de los diferentes comités, subcomités y grupos de trabajo del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO
--------	---------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

Administrativos:

1. Se presenta para ratificación del Consejo el presupuesto de funcionamiento para el año 2025. Este fue elaborado teniendo en cuenta un Incremento del salario mínimo ya oficializado del 9.5 % y un IPC definitivo del 5.2 %:

- Presupuesto anual: \$2.527´493. 560.
- Última cuota AIRE 2024: \$42´302. 422.
- Aporte a presupuesto de resultados MEM 29: \$ 150´000.000.
- Reserva estudios 2025 de resultados MEM 29: \$ 220´000.000.
- Aporte anual por miembro: \$170´277. 978.
- Número miembros CNO 2025: 12.

El Consejo ratifica el presupuesto 2025 con las cifras presentadas y recomienda emitir cuentas de cobro correspondientes.

1. El CNO debe escoger los miembros del Comité de Estrategia para el año 2025. Según el Reglamento Interno, el Comité está integrado así:

“(…) El Comité Asesor de Estrategia del CNO estará conformado por:

- Dos (2) personas externas e independientes del Consejo y de los miembros que lo integran, quienes no pueden delegar su participación en el Comité.
- El Presidente del CNO.
- El Gerente del Centro Nacional de Despacho o quien haga sus veces.
- Seis (6) miembros del CNO
- El Secretario Técnico, el Asesor Legal y el Asesor Técnico, quienes asistirán en calidad de invitados.

Parágrafo: Se propenderá porque en el Comité Asesor de Estrategia estén representados los grupos de generación, generación exclusiva con FNCER, transmisión, distribución, demanda no regulada y demanda regulada a través del Presidente y los miembros del CNO que lo conforman (…)

Se conformó de la siguiente manera el Comité de Estrategia del Consejo para el año 2025: EPM, CND, EdelS, ENERTOTAL, ENLAZA, AIR-E, ENEL y CELSIA. Con relación a los miembros independientes por ahora se continúa con los mismos nombres en tanto se postule por los miembros algún candidato que pueda ser considerado por el Consejo.

2. Previo al trabajo de cada subcomité y comité del Consejo en las reuniones de enero y consolidación de los presidentes y coordinadores técnicos, se definieron los temas y actividades del Plan Operativo del CNO en el año 2025 (ver presentación adjunta). Vale la pena destacar que el Grupo de Medida reemplaza a la Comisión Temporal de Trabajo.

A continuación, se presenta el cronograma de las Jornadas Técnicas del 2025:

- SAPE: 30 de abril de 2025.
- Planeamiento Operativo-SPO: 13 de junio de 2025.
- Operación-CO: 27 de junio de 2025.
- Distribución-CD: 22 y 23 de julio de 2025.
- Transmisión-CT: 28 y 29 de agosto de 2025.
- Plantas-SP: 15 de septiembre de 2025.
- Supervisión-CS: 25 de septiembre de 2025.
- Ciberseguridad-CCiber: 26 de septiembre de 2025.
- Controles del Sistema-SC: 18 de noviembre de 2025.
- Recursos Energéticos Renovables-SURER: 12 de noviembre de 2025.
- Subcomité de Protecciones-SProtec: 1 de septiembre de 2025.
- Talleres de Supervisión: abril y octubre de 2025.
- Jornadas de Restricciones: mayo y noviembre de 2025.

Temas técnicos:

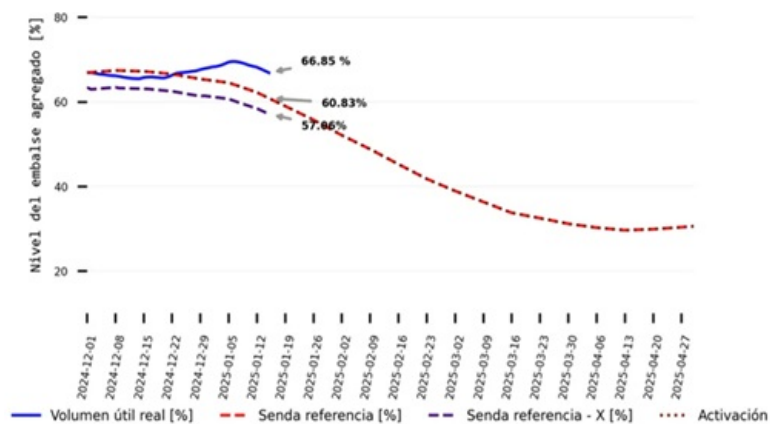
2. A continuación, se presentan los temas más relevantes abordados en los grupos de trabajo, subcomités y Comités para conocimiento del Consejo Nacional de Operación-CNO:

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se revisó la actualización del cálculo del desbalance energético del SIN, el cual tiene un valor de 7.49 GWh-día considerando una ventana móvil de 6 años para su cuantificación, y sin tener en cuenta desbalances promedio negativos.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- El nivel del embalse del SIN se encontraba, para aquel entonces, por encima de la senda de referencia de la estación de verano 6.02 puntos porcentuales, ello debido a los aportes hídricos que se presentaron durante lo corrido del mes de enero del año 2025, superiores a la media climatológica, y a la producción agregada de la generación térmica.



- Se definió un Plan de trabajo para complementar los nuevos indicadores de confiabilidad y tipos de estudios que se requieren en el planeamiento operativo, incorporando análisis tendientes a cuantificar, a través de métricas objetivas, la flexibilidad y resiliencia del SIN.
- El embalse Agregado Bogotá actualmente representa el 23.25 % de la capacidad de almacenamiento del Sistema. Por lo anterior, se resaltó la importancia de cuantificar el efecto de los tiempos de tránsito de este y otros recursos para la disponibilidad de agua y producción de energía eléctrica. Asimismo, se identificó para el corto plazo la relevancia de modelar dichos tiempos de viaje, y en el mediano y largo plazo, tener presente que la disponibilidad de agua no es instantánea.

Finalmente, se acuerda solicitar al Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER los tiempos de viaje de los principales embalses del SIN.

- La Bolsa Mercantil de Colombia-BMC presentó la disponibilidad de Gas para el año 2026, analizando solamente el mercado primario. Al respecto, se socializaron dos escenarios por parte de la BMC, uno relacionado a condiciones hidrológicas normales y otro a condiciones críticas de aportes. Los resultados muestran para los dos escenarios que, si bien no se presentaría déficit para el sector termoeléctrico debido a la presencia de la terminal de regasificación, las necesidades de gas para este y otros sectores de la demanda esencial, como las estaciones compresoras, en la realidad son difíciles de solventar, aun teniendo contratos de suministro en firme.

Vale la pena mencionar que la disponibilidad de gas para los dos escenarios es muy similar, dado que las cantidades no firmes se convierten en firmes, y el escenario de demanda de la UPME contemplado por la BMC es el mismo.

Se acordó generar un espacio BMC-CNO para construir conjuntamente el balance de gas natural, considerando las realidades del sector térmico y sus necesidades.

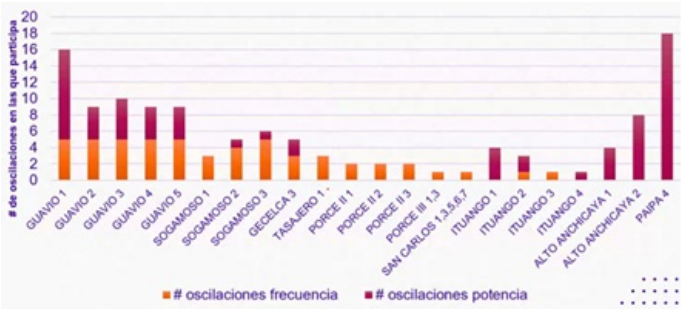
Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Se identificó un mal desempeño en las plantas de generación basadas en inversores SUNNORTE, GUAYEPO y CARACOLÍ. En los tres casos se presentó un cambio en el modo de control de tensión sin instrucción operativa del CND, y el incumplimiento de sus curvas de cargabilidad; para SUNNORTE el cambio fue de modo control de tensión a modo control de factor de potencia, para GUAYEPO y CARACOLÍ, se observó la desactivación del mismo modo. Lo anterior implicó la absorción de potencia reactiva en nodos estratégicos del SIN, incrementando de manera riesgosa las tensiones en varias subestaciones del STN.

El tema es inquietante, debido a que este tipo de situaciones no fueron identificadas en las pruebas, y algunos operadores de las plantas no tienen el conocimiento técnico para interactuar con el Centro Nacional de Despacho-CND.

Se acuerda llevar esta problemática al Comité de Operación y sugerir la formulación de un taller lo más pronto posible, para capacitar al personal operativo de las plantas.

- A partir de los análisis y el seguimiento del CND a las oscilaciones de baja frecuencia y potencia del SIN, las unidades candidatas para ajustar sus Estabilizadores del Sistema de Potencia-PSS son las siguientes:



- Respecto a la vigencia de la Resolución CREG 098 de 2019, asociada a la operación y los requisitos de conexión de los dispositivos de almacenamiento electroquímico SAEB, se indicó que, según el Artículo 37 de la citada norma, no existe a la fecha un marco normativo para la incorporación de dichos elementos, y en virtud de lo anterior, todos los acuerdos expedidos y relacionados a esta Resolución decayeron.

Subcomité de Plantas-SP:

- Se conformó el grupo de trabajo CNO-CND-CNOg-BMC para establecer la disponibilidad de gas natural para el sector termoeléctrico bajo condiciones normales de operación y contingencia de activos de dicho sector, lo anterior derivado de las presentaciones del gestor del mercado en los Subcomités de Plantas y Planeamiento Operativo del Consejo.
- El CND presentó el cronograma de implementación del aplicativo RIO, el cual se espera que esté en producción a partir del 25 de marzo del año en curso. Ello implica que a partir de ese momento no habrá recepción de ofertas para el despacho económico por parte del CND a través de la herramienta CNDnet.

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- La UPME y su consultor HMV presentaron las acciones para mitigar el agotamiento de la capacidad de cortocircuito de las subestaciones del STN y STR. Al respecto, se presentó el listado de priorización de las barras y las alternativas sugeridas para cada subestación.

Orden	Subárea	Subestación	Tensión [kV]	Capacidad nominal [MVA]	Puntuación de prioridad	Año de reglamento MC	icc_REC	icc_MC	# Conexiones	Generación conectada	Elementos limitantes	Riesgo Existente
1	Atlántico	Sabanalarga	220	40,00	0,490	2025	0,7420	0,993	1,000	0,548	1,000	0,000
2	Atlántico	Telma	220	40,00	0,459	2027	0,6971	0,443	0,700	0,894	1,000	0,000
3	Atlántico	Pirre	220	31,50	0,420	2024	0,7988	0,796	0,400	0,399	1,000	0,000
4	Bolívar	Bolívar	220	40,00	0,416	2026	0,599	0,500	0,780	0,116	1,000	0,000
5	Santander	Sogamoso	220	40,00	0,381	2034	0,561	0,000	0,700	0,883	0,000	0,000
6	Antioquia	Guatapé	220	31,50	0,368	2027	0,612	0,430	0,800	0,448	0,211	0,000
7	Córdoba	Cajun	220	25,00	0,363	2026	0,610	0,626	0,500	0,121	1,000	0,000
8	Bolívar	Cataguaná	220	31,50	0,359	2026	0,672	0,528	0,400	0,140	1,000	0,000
9	Bogotá	Granero Generación	220	40,00	0,336	2034	0,429	0,000	0,400	0,000	1,000	0,000
10	Bogotá	Mesa	220	26,20	0,334	2026	0,666	0,506	0,500	0,000	0,909	0,000
11	Atlántico	Nueva Bernaguile	220	31,50	0,307	2027	0,6271	0,440	0,400	0,000	1,000	0,000
12	Bolívar	Candelaria	220	40,00	0,274	2034	0,493	0,000	0,500	0,444	1,000	0,000
13	Antioquia	Palmarejo	220	31,50	0,242	2034	0,587	0,000	0,500	0,110	1,000	0,000
14	Bogotá	Guatá	220	40,00	0,239	2034	0,420	0,000	0,500	0,000	0,000	0,000
15	Bogotá	Tena	220	26,20	0,236	2034	0,449	0,000	0,600	0,000	0,929	0,000
16	Bolívar	Tenera	220	31,50	0,197	2034	0,535	0,000	0,400	0,000	1,000	0,000
17	Norte de Santander	Cofele	220	20,00	0,188	2034	0,389	0,000	0,400	0,000	1,000	0,000
18	Atlántico	El Río	220	40,00	0,168	2034	0,619	0,000	0,200	0,000	1,000	0,000

Orden	Subárea	Subestación	Tensión [kV]	Capacidad nominal [MVA]	Puntuación de prioridad	Año de reglamento MC	icc_REC	icc_MC	# Conexiones	Generación conectada	Elementos limitantes	Riesgo Existente
1	Rioyacu-Cesareano	Pirre	110,0	20,00	0,729	2024	0,818	0,804	0,950	0,275	0,950	1,000
2	Atlántico	Termoflor	110,0	40,00	0,689	2034	0,670	0,000	0,600	0,226	0,230	1,000
3	Antioquia	Arcon EPM	110,0	21,00	0,489	2024	0,8725	1,000	0,950	0,013	1,000	0,000
4	Bogotá	Veragueta	87,5	15,00	0,397	2024	1,000	0,949	0,200	0,000	1,000	0,000
5	Bogotá	Salitre	87,5	15,00	0,395	2024	0,996	0,917	0,200	0,000	1,000	0,000
6	Bolívar	Bolívar	66,0	31,50	0,363	2024	0,759	0,748	0,500	0,000	0,818	0,000
7	Carmen de Cal	Carmen de Cal	110,0	26,50	0,342	2026	0,774	0,695	0,650	0,030	1,000	0,000
8	Bolívar	Tenera	66,0	31,50	0,351	2025	0,704	0,609	0,500	0,000	1,000	0,000
9	Atlántico	Ortiz	110,0	31,50	0,343	2024	0,799	0,730	0,400	0,000	0,870	0,000
10	Antioquia	Arcon (Antioquia)	110,0	21,00	0,326	2024	0,844	0,800	0,950	0,013	1,000	0,000
11	Atlántico	Silencio	110,0	31,50	0,329	2024	0,716	0,690	0,950	0,000	0,740	0,000
12	Bogotá	Veragueta	87,5	15,00	0,319	2027	0,600	0,599	0,600	0,000	0,990	0,000
13	Bogotá	Corra	110,0	31,50	0,316	2026	0,682	0,621	0,800	0,000	0,789	0,000
14	Atlántico	El Río	110,0	31,50	0,316	2024	0,807	0,776	0,300	0,000	0,444	0,000
15	Atlántico	Las Flores	110,0	31,50	0,304	2024	0,774	0,740	0,300	0,000	0,417	0,000
16	Antioquia	El Salto (EPM)	110,0	31,50	0,279	2034	0,474	0,000	0,800	0,249	1,000	0,000
17	Atlántico	Centro	110,0	31,50	0,276	2025	0,690	0,690	0,200	0,000	0,714	0,000
18	Bolívar	Copacabana	66,0	18,00	0,254	2027	0,662	0,434	0,160	0,000	1,000	0,000
19	Atlántico	Telma	110,0	40,00	0,241	2034	0,645	0,000	0,600	0,185	1,000	0,000
20	Atlántico	Ortiz	110,0	31,50	0,241	2034	0,619	0,000	0,760	0,044	1,000	0,000
21	COR	Elmerito COR	110,0	31,50	0,237	2034	0,364	0,000	0,700	0,132	1,000	0,000

Se recomendó llevar a cabo un análisis beneficio/costo sistémico para valorar cada opción, teniendo en cuenta los costos asociados a las restricciones por indisponibilidades, y tener en cuenta las condiciones de red completa y degradada al momento de validar cada recomendación vinculada al fraccionamiento de red.

- Se presentó por parte del CND la revaluación de Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC, teniendo en cuenta las condiciones operativas actuales, la interconexión Colombia-Ecuador y su esquema de desconexión asociado (ESA), y la expectativa de incorporación de fuentes de generación basadas en inversores en el corto plazo.
- ENLAZA presentó las acciones encaminadas para reactivar los mSSSC asociados a las líneas Termocandelaria-Ternera 220 kV. Se indicó por parte del transportador y el CND que, una vez se lleven a cabo las consignaciones correspondientes, los equipos estarían operativos durante la última semana del mes de enero del año 2025.
- Empresa de Energía del Putumayo indicó que, dada la aprobación por parte de la CREG de las unidades constructivas especiales del STR, asociadas a la recuperación de la bahía de línea Jamondino-Renacer 230 kV, se espera que este enlace se encuentre operativo el mes de diciembre del año 2026. Se acordó agendar trimestralmente seguimiento con el Operador de Red, dado el impacto que tiene dicha infraestructura para maximizar los intercambios con Ecuador, y analizar alternativas topológicas y operativas, como conexiones provisionales tipo "T", para viabilizar los mantenimientos del STN por parte de ENLAZA en sus activos.
- Respecto al seguimiento a la entrada en operación de la subestación Nueva Toluviejo 220/110 kV y líneas asociadas, AFINIA indicó que se espera la puesta en servicio del proyecto del STR para el primer trimestre del año 2026. Al respecto, teniendo en cuenta el impacto de esta expansión para evitar eventos de Demanda No Atendida-DNA en condiciones de red completa y degradada, se acordó hacer seguimiento trimestralmente.

Subcomité de Protecciones-SProtec:

- Se espera la información solicitada a todos los agentes generadores en la Circular 147 sobre Servicios auxiliares (SSAA) en sistemas de generación. El plazo para envío de la información vence el 19 de marzo.
- ENLAZA presentará una propuesta de ajuste al Anexo 6 del acuerdo CNO 1899 para mejorar la coordinación operativa de los agentes cuando se requieren acciones sobre activos en subestaciones con presencia de multipropiedad.

Comité de Supervisión-CS:

- Se acordó establecer las metas de supervisión y confiabilidad hasta el mes de febrero del año en curso, dado que en la reunión ordinaria del mes de enero del 2025 no se contó con la participación de todos los miembros del Comité.
- ENEL presentó su visión y hoja de ruta para la modernización de sus sistemas de supervisión, considerando los nuevos retos asociados a la operación de los sistemas eléctricos de potencia, como son la integración de las nuevas tecnologías de generación y la digitalización de la red.
- Se sugirió a ENEL presentar el detalle del proyecto ENELFLEX, teniendo en cuenta los impactos positivos que tendría para mitigar los riesgos operativos del norte de la sabana de Bogotá.

Comité de Ciberseguridad-CCiber:

- Continúan los análisis de la actualización del Acuerdo 1502, Guía de Ciberseguridad. Se llevará a cabo una reunión exclusiva para culminar la revisión de todos los comentarios, para posterior a la reunión ordinaria

del mes de febrero del año 2025 presentar el Acuerdo definitivo.

Comité de Distribución-CD:

- Se acordaron las metas para los siguientes indicadores de operación:
 - Demanda No Atendida por Causa Programada: 0.0510 %.
 - Demanda No Atendida por Causa No Programada: 0.0243 %.
 - Desviación de Demanda: 40 periodos para los meses octubre, noviembre y diciembre; 35 para el resto de los meses.
 - Desviaciones de demanda mayores al 5 % por mercado y periodo: 60 periodos para los meses comprendidos entre febrero y septiembre; 65 para los meses comprendidos entre enero y octubre.
 - Porcentaje de consignaciones ejecutadas del plan de mantenimientos sin modificaciones: seguimiento.
 - Porcentaje de consignaciones ejecutadas del plan y fuera del plan, del plan semanal de mantenimientos: seguimiento.
 - Máxima indisponibilidad no programada de activos del STR con impacto en la Demanda No Atendida: 5 indisponibilidades en una ventana móvil de 6 meses.
- Se recomendó por parte del CND, en el marco de la reevaluación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC, las pruebas en etapas 3 y 4. Asimismo, el Operador del Sistema sugirió no considerar circuitos de distribución cuya activación del esquema ocasione la desconexión de generación distribuida.
- Respecto al seguimiento a las acciones pendientes de los Operadores de Red, el CND hizo un llamado urgente para gestionar las mismas. En total, 182 acciones están pendientes, ubicándose la mayoría de ellas en DISPAC.



- El CND presentó el seguimiento a la indisponibilidad no programada en activos del STR con impacto en la Demanda. Al respecto, se acordó citar a los operadores de red a la próxima reunión para socializar sus planes de acción.

Activo	Agente	Número de Indisponibilidades - Total	Número de Indisponibilidades con OMA	Suma de OMA (GWh)
GRANADA - SAN JOSE DEL GUASABE 115 KV	ENERGOSURVIM	48	20	462,27
FUNDACION - TRUENDACION - RED COCORA 115 KV	AIR-E	58	54	344,82
GUAY - SAN BERNARDO 115 KV	CEENAR	34	21	244,17
LA VORANDA - PAZ DE ARIPORO 115 KV	EMCALI S.A. S.R.L	32	21	224,82
CONVENCIÓN - TIBU 115 KV	CEENSA SANTANDER	30	26	408,16
EL CARMEN - ISAN ACENTO 115 KV	CARIBENAR	21	21	138,79
SAN LUIS DE PALENQUE - SANTA ROSALIA 115 KV	ENERCA S.A. S.R.L	20	19	9,21
GAMBOTE - TERNERA 115 KV	CARIBENAR	18	16	893,16
BUCHELY - KUNA ZANARCO 115 KV	CEENAR	16	16	234,44
GUAY - OLAS VERDES 115 KV	CEENAR	16	15	160,86
CORTISOL - OTANAK 115 KV	DISPAC S.A. S.R.L	15	15	10,38
EL BANDO - EL PASO 115 KV	CARIBENAR	15	14	80,36
TRUEND - ZINGULUA 115 KV	ENEL	14	14	493,41
CENTRO (JURORICA) - DONCELO 115 KV	ELECTROQUETA	11	11	273,77
CHINZ - SAN MARCOS (SUCE) 115 KV	CARIBENAR	10	10	414,17
ALVARA - CENTRO (JURORICA) 115 KV	ELECTROQUETA	10	10	808,50
BARANZA - DANE 115 KV	ENELAR S.R.L	10	10	167,59
BARBOSA (SANTANDER) - SANTA ROSA 115 KV	ESGA	10	10	3,75
MICOTA (JUROR) - PUERTO CAICEDO 115 KV	BAJO PUTUMAYO	9	9	246,47
CHORRICO (SANTANDER) - SALLE DE ANTIOQUIA 115 KV	ENR	10	9	7,42
GRANADA - OCCA 115 KV	EMCALI	8	8	542,84
BUT GUAYLA SAN BERNARDO 115 KV	CEENAR	13	7	40,79
MAUSA - PASION 115 KV	CELSA COLOMBIA	8	7	4,20

Se identificaron 278 autogeneradores sin entrega de excedentes que están gestionando su conexión al Sistema, información obtenida a partir de la circular 148 del Consejo. Complementariamente, 28 proyectos estarían próximos a incorporarse al SIN en el marco del artículo 2.2.3.2.4.11 del Decreto 1403 de 2024 (Circular 149). EPM indicó que tiene conocimiento de la conexión de 60 Autogeneradores sin entrega de excedentes, que se incorporaron sin el cumplimiento de requisitos, haciendo uso del referenciado artículo.

Finalmente, se observa una homogeneidad en la aplicación de requisitos por parte de los Operadores de Red. En la siguiente tabla se presenta el levantamiento de la información para las solicitudes que son reportadas:

Operador de Red	Requisitos
CELSIA	Aplica resolución CREG y Acuerdos CNO.
AFINIA	Aplica resolución CREG y Acuerdos CNO, y dependiendo de los términos de la solicitud, Decreto 1403 para AGPE.
AIR-E	Aplica resolución CREG y Acuerdos CNO.
EMCALI	Aplica resolución CREG y Acuerdos CNO.
EPM	Aplica resolución CREG y Acuerdos CNO.
CHEC	Aplica resolución CREG y Acuerdos CNO.
ENEL	Aplica resolución CREG y Acuerdos CNO.
DISPAC	Aplica resolución CREG y Acuerdos CNO.
ELECTROHUILA	Aplica resolución CREG y Acuerdos CNO.

Por otro lado, es evidente que el grupo de autogeneradores sin entrega de excedentes en el marco del artículo 2.2.3.2.4.11 puede ser muy grande, y los Operadores de Red no saben si ya están o no conectados al SIN.

- El CND resaltó la apertura y cierre del circuito Los Palos-Tasajero 230 kV durante consignación por parte de DISTASA, sin instrucción del Operador, y las desviaciones de demanda respecto al pronóstico oficial de EBSA en la subárea Boyacá-Casanare, situación que comprometió la seguridad de esta fracción del SIN.

Comité de Operación-CO:

- Se solicitó concepto a la CREG sobre el entendimiento de la Resolución CREG 148 de 2021 respecto a la viabilidad del siguiente procedimiento: *“una vez que el agente generador entrega al operador de red el informe que certifique el cumplimiento de las pruebas auditadas de la planta, como requisito de entrada en operación, y con el objetivo de garantizar la operación segura y confiable del Sistema, el agente representante de la planta deberá presentar los resultados de dichas pruebas en los Subcomités del CNO, con el objetivo que se expida un Acuerdo CNO que habilite su entrada en operación”*.
- Se dio respuesta a ANDESCO sobre su solicitud de ampliar el periodo de transición de la Resolución CREG 101 011 de 2022. En la página web del Consejo puede ser consultado el documento.
- Se conoció a través de varios medios de comunicación la posible materialización de racionamientos en el área Caribe a partir del mes de marzo del año en curso, lo anterior, según lo manifestado por AFINIA, por el no pago de los subsidios adeudados por el gobierno nacional. En este sentido, se solicita respetuosamente al Operador de Red dar claridad sobre el tema, e indicar cuales serían las zonas del Sistema afectadas.
- Ante la actual situación de altas temperaturas y riesgo de incendios en distintas zonas del país, se expidió la Circular 150 del Consejo, donde se solicita informar al correo electrónico aolarte@cno.org.co cualquier situación que pueda poner en riesgo la infraestructura eléctrica.

Se aclara que dicha información será reportada de manera inmediata a MINENERGÍA, para que este active los apoyos necesarios.

Al respecto, ENEL indicó que, si se presentan incendios forestales en propiedades vecinas a las plantas solares fotovoltaicas El Paso y La Loma, y dado que el tiempo de llegada de los bomberos puede ser considerable, la infraestructura energética podría comprometerse.

- Respecto al panorama energético, se evidencia que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda de electricidad durante los próximos dos (2) años, considerando solamente los proyectos con compromisos de energía en firme atrasados un año en su fecha de puesta en operación, y sin contemplar eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia.
 - Se espera para el mes de marzo del año en curso la entrada en operación del aplicativo CND “SIMPLEX OPERATIVO”, el cual sirve como interfaz al modelo matemático y que, junto con las ofertas, las variables energéticas y las recomendaciones eléctricas, permite obtener el programa de generación de los procesos del despacho y redespacho ideal.
 - Desde noviembre de 2024 a enero de 2025 se ofertaron por TERMOYOPAL pruebas para recuperar la disponibilidad de las unidades 1 y 2 de la central, aludiendo a un enfoque preventivo para evitar fallas de sus unidades. Se destaca que por casi un año dichas unidades no han estado operativas.
3. Se expidió por parte de la CREG la Resolución 101 069 de 2025, *“por la cual se define el ajuste del anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, se modifica la Resolución CREG 101 066 de 2024 y se toman otras disposiciones”*.
 4. La CREG expidió la Circular 123 de 2025, que publicó el estudio para la armonización de la regulación colombiana a los reglamentos de la decisión CAN 816. El Regulador indicó que la recepción de comentarios será permitida hasta el 4 de marzo del año en curso.

5. La CREG expidió la Circular 129 de 2025, que solicita el envío de Estudios y Análisis relacionados con la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN. El Regulador indicó que la información debe ser enviada antes del 14 de febrero del año en curso.
6. Se expidió la Resolución MINENERGÍA 40024 de 2025, *“por la cual se establecen disposiciones temporales para optimizar el uso de la infraestructura energética nacional, garantizar la disponibilidad de energía y facilitar el intercambio energético internacional”*. La norma establece que el registro de fronteras y las verificaciones periódicas para niveles de tensión superiores a 110 kV podrán realizarse a través de certificados de calibración, “test report”, ensayos del fabricante o pruebas de rutina; lo anterior hasta que la CREG analice integralmente el Código de Medida.

Al respecto, GECELCA solicitó llevar a cabo una revisión integral del Código de Medida, aprovechando la experiencia adquirida durante las verificaciones quinquenales, con el objeto de proponer a la CREG los ajustes regulatorios pertinentes.

7. La SSPD expidió la circular 20241000001314, donde *“con fundamento en las citadas normas, el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, en aras de garantizar la continuidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica a cargo de las empresas intervenidas, exhorta a todos los agentes del mercado de energía a dar cabal cumplimiento al procedimiento para la realización de los programas de limitación del suministro y en consecuencia, abstenerse de iniciar o continuar dichos procesos respecto de las empresas que hayan sido objeto de la medida de toma de posesión por parte de la superintendencia”*.
8. La CREG trasladó para respuesta del Consejo la solicitud de información relacionada con la *“verificación de las condiciones de la posible irregularidad de la entrada en operación de Termocaribe S.A.S. E.S.P. en representación del proyecto Termocaribe 3 y reasignación de cargo por confiabilidad”*. La respuesta del CNO está disponible en su página web.
9. REFOENERGY sugirió al Consejo ajustar el Acuerdo CNO 1850, el cual actualiza en su Anexo 1 el procedimiento para la realización de las pruebas de Consumo Térmico Específico Neto (Heat Rate) y Capacidad Efectiva Neta-CEN. El agente recomendó:
 - Evaluar la inclusión de las plantas de biomasa en los acuerdos para la medición del “Heat Rate”, considerando sus características particulares como fuente renovable de generación.
 - Adoptar o validar un método para la medición del consumo térmico específico en plantas de biomasa.

El Subcomité de Plantas-SP analizará la propuesta de REFOENERGY.

10. El Grupo de Trabajo mSSSC se reunió nuevamente para analizar los comentarios de ENLAZA, EPM y TRANSELCA, en el marco de la definición del posible Acuerdo que reglamentaría el procedimiento para solicitar la ejecución de pruebas. Durante el mes de febrero del año 2025 el grupo presentará al SAPE y Comité de Operación la propuesta definitiva.
11. El CND presentó los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP y Trimestral de Restricciones-ITR, de estos vale la pena destacar:
 - El SIN tiene 148 límites de transferencia (cortes) activos, de los cuales 20 son de emergencia, 24 son de alerta, 31 están asociados a restricciones de cortocircuito y 73 se presentan bajo condiciones normales de operación. Asimismo, 107 subestaciones son abastecidas de forma radial.
 - El CND presentó el análisis de Máxima Demanda Atendible para 28 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, Chocó-DISPAC y Bogotá. En el caso del área Caribe, salvo Atlántico, todos los departamentos de esta zona del país tienen un agotamiento generalizado de la red a nivel del STR.
- Los índices de fortaleza eléctrica de red muestran un límite para la integración de la generación basada en inversores 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.
- La máxima exportación de potencia hacia Venezuela a través del circuito San Mateo-Corozo 230 kV oscila entre 150 y 250 MW, lo cual depende de la demanda de la subárea Norte de Santander y el factor de potencia de la carga reflejada en Corozo. Vale la pena mencionar que actualmente se encuentra en proceso de definición el acuerdo operativo que permitiría el intercambio de energía entre Colombia y Venezuela.
- En el SIN siguen activos 35 Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS.
- 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.
- Se identifican 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 de generación solares fotovoltaicas. Asimismo, se identifican 25 restricciones que actualmente, bajo escenarios de aportes hídricos deficitarios, podrían activarse y limitar la generación térmica y solar fotovoltaica.
- Se socializó por parte del CND el plan de obras sugerido para el Sistema, el tiempo promedio de ejecución de obras y las principales restricciones de cada área. Adicionalmente, se presentaron los principales “cortes” naturales y en condiciones de mantenimiento del SIN, donde estos últimos se activan casi nueve (9) veces más que los primeros.

Vale la pena mencionar que se sugirió por el CND la implementación de un esquema de redundancia para la protección diferencial en 28 subestaciones de alto impacto del STN y STR, la instalación de 15 compensadores sincrónicos en subestaciones del área Caribe y la implementación de dos sistemas de almacenamiento electroquímico-SAEB en el área Oriental.

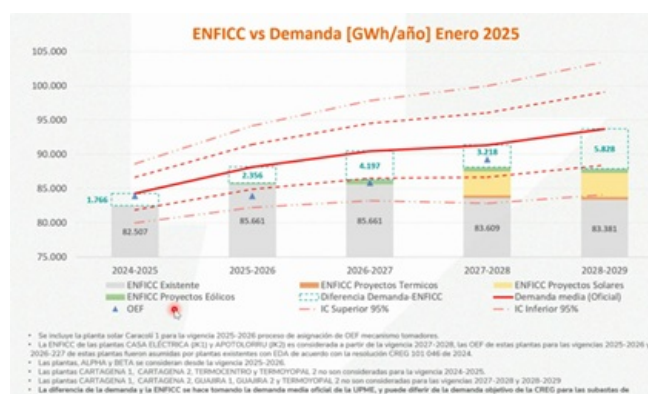
12. A continuación, se presenta el resumen de la reunión CACSSE 205 del 20 de enero del año 2025:

- Según la NOAA, las condiciones de La Niña están presentes y se espera que persistan hasta febrero-abril, con probable transición a ENSO-neutral para marzo-mayo 2025. Asimismo, según el IDEAM, hasta el 21 de enero del año en curso estaría presente una fase convectiva de la oscilación MJO, lo cual propiciaría mayores precipitaciones respecto a la media climatológica; a partir de ese momento y hasta el 4 de febrero del 2025 se tendría una fase subsidente.
- El CND presentó el comportamiento de las principales variables energéticas del año 2024, destacando el periodo donde los aportes hídricos fueron inferiores a la envolvente inferior de la serie histórica. Asimismo, destacó el aporte de la generación térmica y solar fotovoltaica durante el año inmediatamente anterior.
- El nivel del embalse del SIN se encontraba, por aquel entonces, 6.23 puntos porcentuales por encima de la

senda de referencia de la estación de verano, ello debido a los aportes hídricos, superiores a la media climatológica durante lo corrido del año 2025, y a la producción agregada de la generación térmica.

- Se presentó por parte del CND el balance ENFICC-Demanda para cada una de las vigencias donde se tienen asignadas Obligaciones de Energía en Firme-OEF. Desde el periodo 2024-2025 se identifica déficit. Adicionalmente, se recalcó que hubo un incremento en la ENFICC de las plantas solares fotovoltaicas, ello originado por el cambio metodológico de cuantificación; complementariamente, la ENFICC promedio de las plantas hidroeléctricas y térmicas disminuyó.

Al respecto, el Consejo recordó al CACSSE que el déficit de ENFICC para cada vigencia ha sido identificado hace más de dos años por parte del CNO y el CND.



- Se evidencia a partir de las simulaciones del CND que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda de electricidad durante los próximos dos (2) años, considerando solamente los proyectos con compromisos de energía en firme atrasados un año en su fecha de puesta en operación, y sin contemplar eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia.
- El Consejo preguntó sobre el concepto informado en la reunión institucional del 27 de diciembre del año 2024, sobre el alcance del Decreto 1403 de 2024. Indicó también la expedición de las Circulares CNO 148 y 149, que buscan cuantificar los proyectos de autogeneración sin entrega de excedentes que se han conectado en el marco de la citada norma.

Al respecto, MINENERGÍA respondió que siguen revisando integralmente con la UPME la redacción del concepto aclaratorio del Decreto.

- El CND sugirió que las reuniones de CACSSE sean más frecuentes para monitorear la condición energética del SIN.

El 20 de febrero del año en curso se llevará a cabo un taller entre el CND y los operadores de las plantas de generación solar fotovoltaica.

Se solicitará a la CREG a través de comunicación un marco normativo para la conexión de los dispositivos SAEB, dado que la Resolución 098 de 2019 ya no está vigente.

Una vez ENLAZA presente la opción para viabilizar la conexión tipo T que permita el mantenimiento de activos del STN en Mocoa, el Comité de Transmisión estudiará la posibilidad de solicitar concepto a la CREG.

Respecto a los potenciales racionamientos en el Caribe, AFINIA indicó que se esperan una serie de reuniones a nivel de gobierno para conocer si efectivamente se van a materializar.

EPM hizo una presentación indicando que hay presencia de minería ilegal en Porce III, que afecta la operación del vertedero para controlar las descargas, y así no afectar las personas que están llevado a cabo dicha actividad; inclusive, se ha identificado la construcción de “jarillones” (presas artesanales) que podrían ocasionar reversión de flujo, incrementando el riesgo de inundaciones (aludes) sobre la casa de máquinas y las mismas vidas de los mineros. EPM comenta que está recibiendo demandas de personas aguas abajo de Porce III, cuando opera la central de manera

natural. El generador recuerda al Consejo que por situaciones similares no fue viable el desarrollo del proyecto Porce IV. Se recalca que se podría interrumpir la operación de la central, lo cual también afectaría a Guadalupe y Porce II. Se acuerda por el Consejo solicitar una reunión extraordinaria del CACSSE para alertar sobre esta situación.

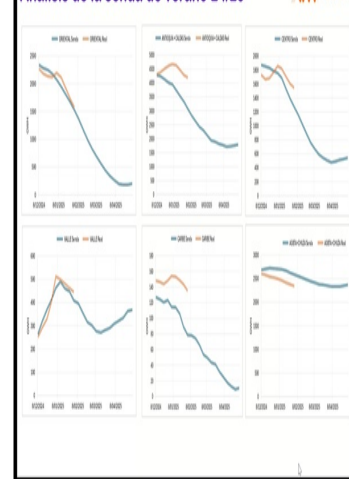
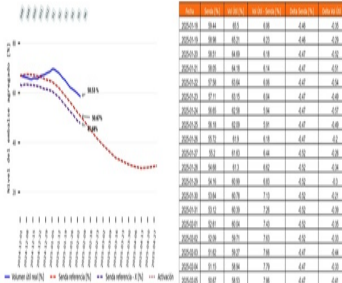
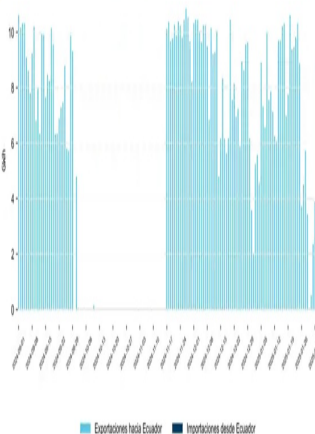
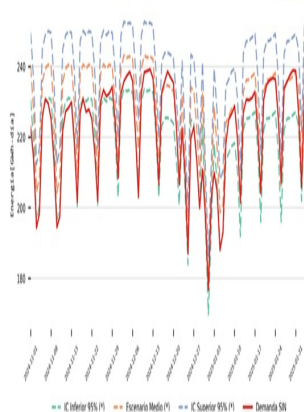
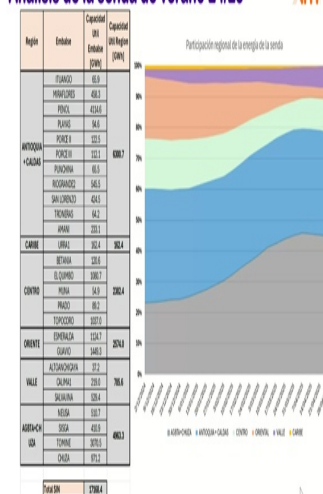
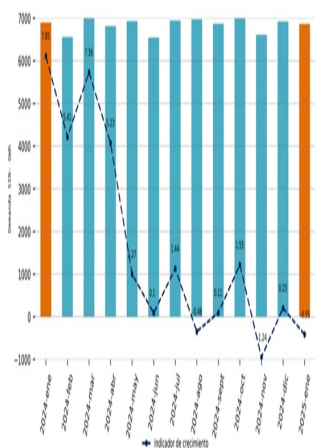
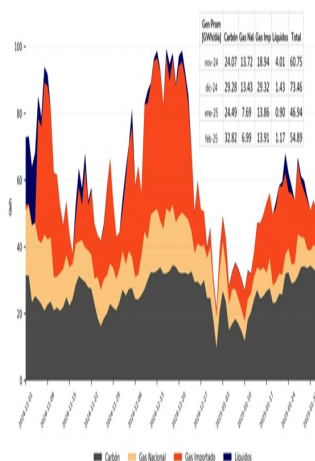
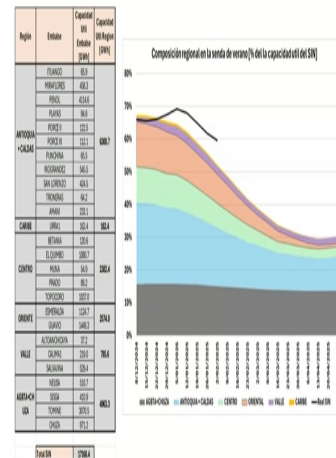
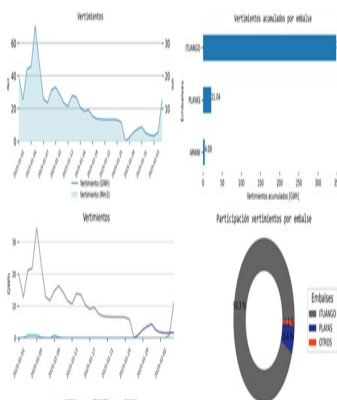
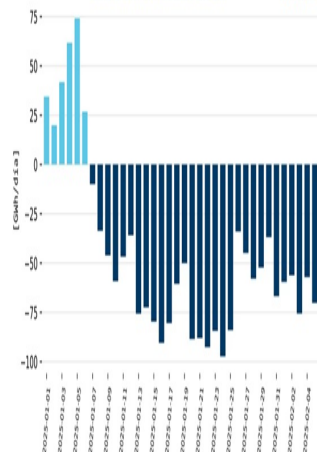
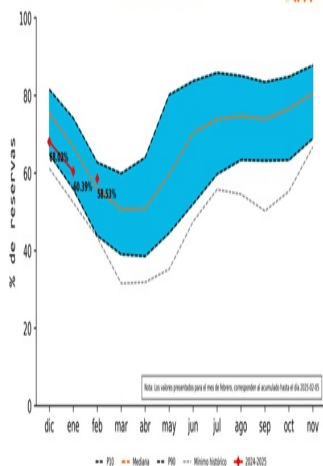
Conclusiones

- Se conformó de la siguiente manera el Comité de Estrategia 2025: EPM, CND, ESO, ENERTOTAL, ENLAZA, AIR-E, ENEL y CELSIA.
- Se continuará con los mismos miembros independientes en tanto alguno de los miembros postulen algún candidato para ser considerado por el Consejo.
- Solicitar una reunión extraordinaria del CACSSE para alertar sobre la situación de la minería ilegal y los efectos en Porce 3.

5. PRESENTACION XM SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar el estado actual de las diferentes variables operativas y los escenarios de proyecciones energéticas.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

- Se presentaron y aprobaron por parte del Consejo los indicadores de la Operación. No obstante, ENLAZA manifestó no estar de acuerdo con el índice que mide las desviaciones de las consignaciones asociadas al Plan Semestral de Mantenimiento.
- El CND presentó el comportamiento de las principales variables energéticas:



Con relación a las exportaciones de energía hacia Venezuela, en este momento se está formulando el acuerdo operativo entre el CND y Venezuela para permitir el intercambio de energía, y la UPME está revisando la solicitud de conexión por parte de Santa Fe Energy. La Unidad indicó que la solicitud de conexión no está enmarcada en la Resolución CREG 075 de 2021, motivo por el cual se expedirá otro procedimiento normativo por la misma Unidad para analizarla.

Se recalca que la mayor parte de las reservas del embalse agregado nacional que componen la senda de referencia de la estación de verano están ubicadas en dos recursos, Agregado Bogotá y Guatapé.

- Se presentaron por parte del CND las expectativas energéticas de mediano plazo:

Cambios ENFICC verificación 2023 vs 2024

Diferencia Anual

Periodo	Diferencia Anual
2017-2020	-465
2020-2023	-704
2020-2027	-704
2027-2030	-403

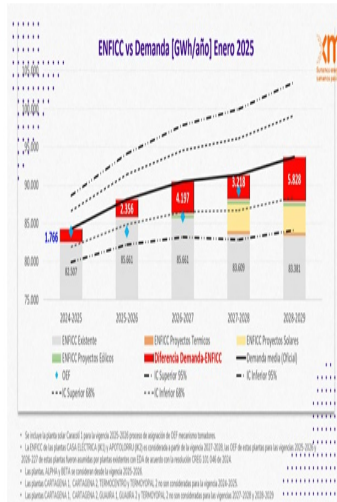
La ENFICC del sistema disminuyó para todos los periodos de análisis, sin embargo, la ENFICC Solar aumentó a causa del cambio en la metodología de cálculo.

Diferencia por Tecnología

Periodo	ENFICC Solar	ENFICC Eólica	ENFICC Hidroeléctrica	ENFICC Biomasa	ENFICC Geotérmica	ENFICC Total
2017-2020	427	-704	473	-	-	-204
2020-2023	602	-704	710	-	-	608
2020-2027	602	-704	708	-	-	606
2027-2030	603	-704	692	-	-	591

En promedio 760 GWh/año
En promedio 789 GWh/año
En promedio 643 GWh/año

WINDATA - Sistema Solar



Balance ENFICC - Demanda 2025



- Se observa que en el escenario de **demanda medio** proyectado por la UPMPE, para las futuras vigencias del cargo por confiabilidad, **inclusive la vigencia actual, el sistema no cuenta con la ENFICC suficiente para cubrir la demanda de energía proyectada.**
- Del seguimiento al **comportamiento de la demanda**, se observa que particularmente **durante la estación de verano**, la demanda real está muy cercana al **escenario medio de la UPMPE**, razón por la cual es requerido que se garantice el balance, mínimo para escenarios de crecimiento medio.
- A la fecha, para la **vigencia 2028-2029** aun no ha sido asignada las Obligaciones de Energía Firme - OEF, si bien, se tiene en la **agencia reguladora se indica una subasta en 2025**, se requiere **prioridad a la misma, dadas las señales de inversión requeridas en el sector para garantizar la suficiencia para los siguientes años**

Subastas de Reconfiguración de Compra de OEF
2026-2026, 2026-2027 y 2027-2028

Próximos Hitos relevantes

- 20 FEB**: Respuesta a Solicitud de aclaraciones (Deducción Interés y Paréntesis)
- 19 FEB**: Informe a agentes que se encuentran en el proceso de asignación
- 20 FEB**: Cálculo de la ENFOCC Máximo y ENFOCC no comprometida
- 01 ABR**: Entrega de garantía para participar en la subasta

La subasta se llevará a cabo el día 21 de abril de 2025

Para mayor detalle, consultar la página del SIMC <https://simc.mec.gov.ec>

Restricciones operativas plantas hidráulicas

✓ Situación operativa Embalse MIRAFLORES: Trabajos de mantenimiento y ejecución de las obras adecuación de la captación y la actualización de los equipos del pozo de la compuerta de emergencia de la descarga de fondo (válvula de cono y válvula de admisión) de la Presa Miraflores, desde abril 2024.

✓ Primera fecha de finalización informada 31/01/2025, Nueva fecha informada para el 15-Abr-2025.

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

Mantenimiento	Fecha Inicio	Fecha Fin
Vaciado de conducción Chivor II (pajala de Unidades 5.6,7 y 8)	24/10/2024	31/05/2025
Vaciado de conducción Chivor II (pajala de Unidades 5.6,7 y 8)	24/10/2025	31/05/2026
Vaciado de conducción Chivor II (pajala de Unidades 5.6,7 y 8)	24/10/2026	31/05/2027

✓ Restricción del embalse TIUANGO: Reportado por EPM en comunicación del 25 de septiembre 2024.

✓ Restricción del embalse y unidades de GUAVIO: debido a mantenimiento de la bocanera, de acuerdo con información recabada por ENEL en comunicación del 11 de septiembre de 2024.

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)

Year	Term y Generación	CC	Termica	Solar	Viento SC	V Eólica
2014	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0
2070	0	0	0	0	0	0
2071	0	0	0	0	0	0
2072	0	0	0	0	0	0
2073	0	0	0	0	0	0
2074	0	0	0	0	0	0
2075	0	0	0	0	0	0
2076	0	0	0	0	0	0
2077	0	0	0	0	0	0
2078	0	0	0	0	0	0
2079	0	0	0	0	0	0
2080	0	0	0	0	0	0
2081	0	0	0	0	0	0
2082	0	0	0	0	0	0
2083	0	0	0	0	0	0
2084	0	0	0	0	0	0
2085	0	0	0	0	0	0
2086	0	0	0	0	0	0
2087	0	0	0	0	0	0
2088	0	0	0	0	0	0
2089	0	0	0	0	0	0
2090	0	0	0	0	0	0
2091	0	0	0	0	0	0
209						

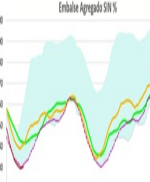
[illegible]

Resultados Determinísticos



Universidad de Chile

Embarse Agregado SIN %



Top
Case 1 SIN 200-2030 Base
Case 2 SIN 200-2030 Base
Bottom

Generación Térmica SIN(4)



Top
Case 1 SIN 200-2030 Base
Case 2 SIN 200-2030 Base
Bottom

Aportes % Media Histórica

Caso	Ene	Feb	Mar	Abr
1980-1999	82.5	86.6	95.3	
1995-1996	72.2	59.2	53.6	

Generación Térmica GNB-4a

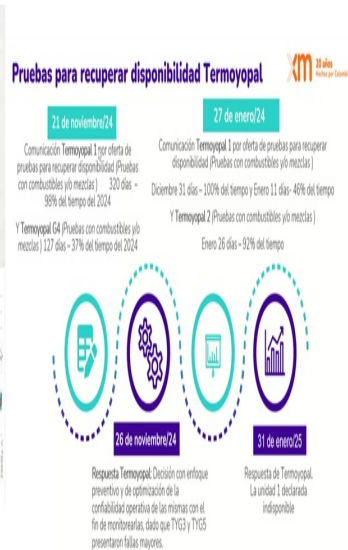
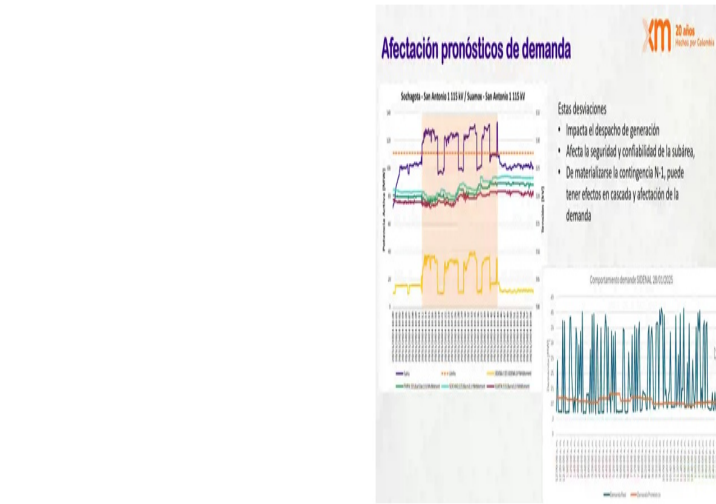
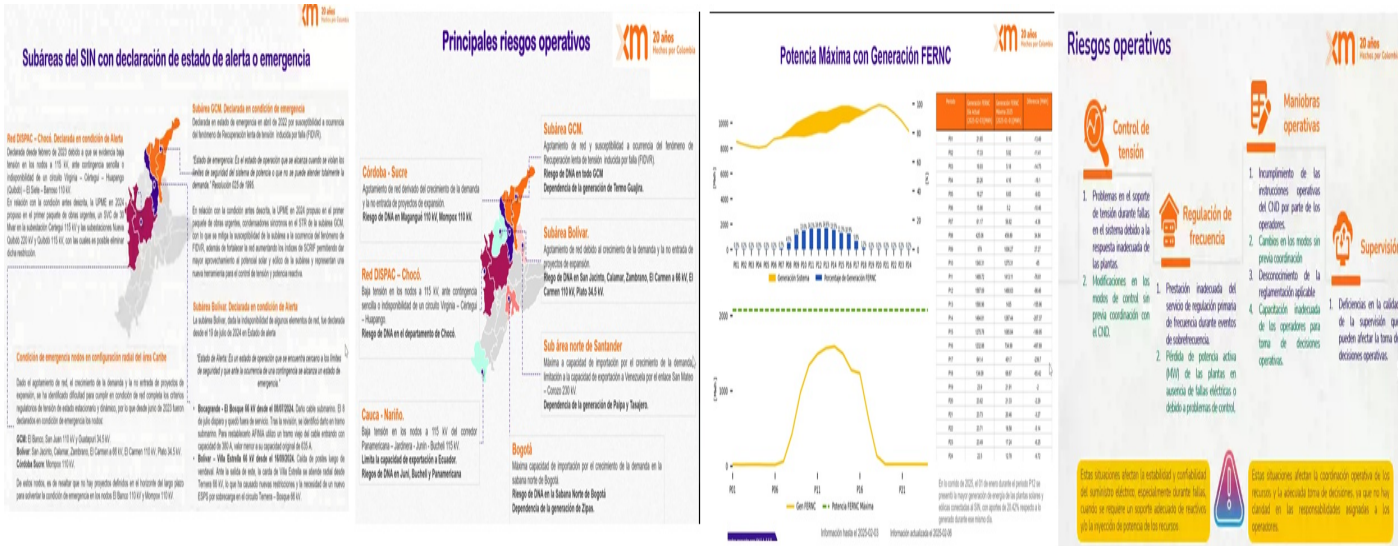
Caso	Ene	Feb	Mar	Abr	Prom Histor
1980-1999	59.9	53.4	46.3	53.3	
1995-1996	89.4	85.5	87.7	88.1	

[illegible]

Conclusiones y Recomendaciones

- ❖ Dada la incertidumbre climática y considerando los resultados obtenidos, donde se observa que el sistema requiere anticiparse desde la estación de invierno previa a la estación de verano para lograr afrontar una posible hidrología deficiente, exigiendo de manera prolongada la participación del parque térmico para garantizar la atención de la demanda cumpliendo los índices de confiabilidad establecidos, es necesario **garantizar la disponibilidad y flexibilidad de los combustibles fósiles requeridos para la generación térmica como carbón, gas y líquidos** para el cumplimiento seguro y confiable de la demanda.
- ❖ En línea con lo anterior, con el objetivo de realizar una cuantificación de las reservas hídricas disponibles considerando los embalses con usos principales para la generación de energía eléctrica, es importante finalizar de manera oportuna los análisis que se están desarrollando en el marco del CNO respecto al Agregado Bogotá.
- ❖ La entrada en operación de los proyectos de generación, es un suceso relevante en los análisis realizados, de presentarse atrasos adicionales en la puesta en operación de la expansión, podrían generarse riesgos para la atención de la demanda con los índices de confiabilidad

- Se presentaron por parte del CND las principales condiciones operativas:



Respecto a Norte de Santander, es importante recalcar que, por orden público, el suministro de carbón a Tasajero se está comprometiendo. Se acuerda llevar el tema de las desviaciones de los pronósticos de demanda por cargas industriales, tipo siderúrgicas, al Comité de Distribución.

- Los indicadores de operación pueden ser consultados en la presentación adjunta a esta Acta.

Conclusiones

- Alertar sobre el desbalance Enficc demanda que se está aumentando al MME.

6. INFORME UPME

NO

Presentar la evolución de las principales Obras en el SIN.

INFORMATIVO

SI

NO

Desarrollo

- El Director de la UPME resaltó el apoyo del CNO y las empresas para que la UPME lleve a cabo sus tareas misionales. Adicionalmente, recomendó al sector revisar el Plan Maestro de modernización del SIN y las obras sugeridas.



Conformada por 4 dimensiones

- 1 Obras urgentes
- 2 Obras anexas al plan de expansión vigente
- 3 Plan de Expansión
- 4 Plan de Modernización del SIN

Tercera entrega

Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión



Publicado: 31 de diciembre de 2014

Informe de evaluación Capacidad de Cortocircuito

El presente estudio presenta los resultados del ejercicio de evaluación del nivel de agotamiento de capacidad de interrupción en las subestaciones del STN y STR y la priorización de subestaciones en estado crítico en capacidad de interrupción.

Con los resultados presentados en este documento se pretende no solo identificar las subestaciones críticas, sino también priorizarlas de acuerdo con la urgencia de intervención, garantizando una planificación más eficiente y alineada con los desafíos actuales del sistema eléctrico nacional.



TOMO 1: Portafolio estratégico

El portafolio incluye un total de 98 obras para actualizar y modernizar el sistema eléctrico colombiano y se constituye en una hoja de ruta para dar un salto cualitativo en el Sistema de Transmisión Nacional. Así mismo, presenta análisis de habilitadores técnicos, regulatorios, socioambientales y territoriales.

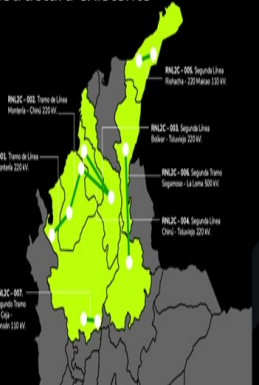
- | | | | |
|----|--|----|--|
| 7 | Refuerzos de nuevas líneas en infraestructura de doble circuito | 3 | Repotenciones de líneas con conductores de alta temperatura (HTLS) |
| 5 | Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB) | 2 | Dispositivos basados en FACTS |
| 4 | Reconfiguraciones de subestaciones | 34 | Expansión para resolver problemáticas de corto circuito |
| 27 | Expansión estructural | 15 | Compensadores Sincros en STN |
| 1 | Mega obra - circunvalar de 500kV Caribe-Centro paraólica offshore. | | |

Portafolio estratégico

Optimización de Infraestructura existente

Refuerzos de nuevas líneas en infraestructura de doble circuito

El aprovechar los brazos disponibles de la infraestructura existente de las líneas de transmisión trae numerosas ventajas, entre las que se destaca que dichos corredores ya tienen los límites ambientales, sociales y gestión ambiental, resueltos total o parcialmente, lo cual significa un ahorro de tiempo considerable para su ejecución y puesta en operación.



Portafolio estratégico

Optimización de Infraestructura existente

Repotenciones de líneas con conductores de alta temperatura (HTLS)

Permiten aumentar la capacidad de transporte (aprox un incremento del 50%), así como disminución de costos asociados a las modificaciones de servidumbres, mejoran la seguridad operativa del sistema, su capacidad para operar a temperaturas elevadas sin pérdida significativa de propiedades mecánicas o eléctricas proporcionando mayor flexibilidad en la operación del sistema bajo condiciones de red degradada.

Las obras propuestas corresponden a la repotenciación de los circuitos del STR de las subáreas.

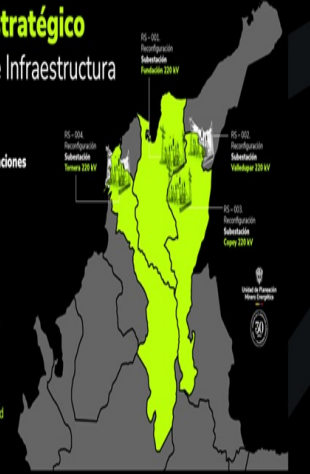


Portafolio estratégico

Optimización de Infraestructura existente

Reconfiguraciones de subestaciones

En la red de transmisión se han identificado configuraciones de subestaciones que pueden presentar bajos niveles de confiabilidad y resiliencia, generando restricciones, cortes de demanda durante mantenimientos, dificultades para nuevas conexiones de generación y/o carga. Por lo tanto, el análisis de resiliencia de la red sugiere la reconfiguración de estas subestaciones, con el fin de proporcionarles una mayor flexibilidad operativa.



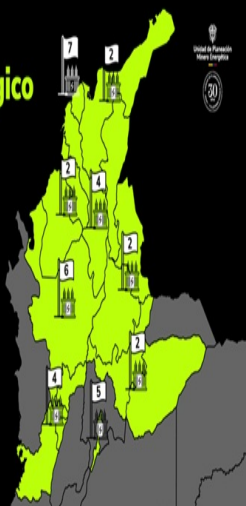
Portafolio estratégico

Obras de expansión o de cortocircuito

Expansión para resolver problemáticas de corto circuito

Destinadas a solucionar las problemáticas de corto circuito por medio de la expansión y/o modificación de subestaciones traerá como beneficio un aumento en el transporte de potencia y apertura de nuevos proyectos de generación.

Las obras propuestas corresponden a la intervención de una serie de subestaciones por Subárea.

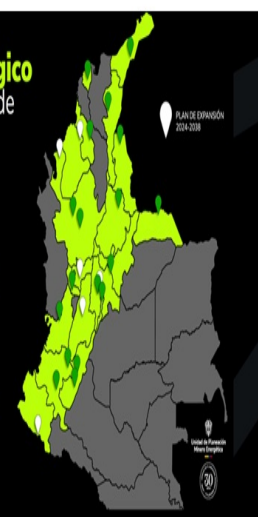


Portafolio estratégico Obras de expansión o de cortocircuito

Expansión estructural

Se presentan un total de 27 obras destinadas a avanzar hacia una red de transmisión más segura, confiable, eficiente y resiliente. Cada una de estas obras facilita la conexión de futuras fuentes de generación y demanda, mejorando problemáticas como la carpabilidad, subestaciones o sobretensiones ante la indisponibilidad de alguno de los elementos de la red en la zona de influencia.

De las cuales 6 ya fueron presentadas al Ministerio para su adopción (TOMO 2)



Conclusiones

- En la reunión de marzo el informe de la UPME se programará después del informe del IDEAM

7.VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO
Desarrollo - La reunión ordinaria de marzo se llevará a cabo el día 6. - El taller presencial de Alineación estratégica se desarrollará el jueves13 de febrero de 8 y media a 12 del día en las oficinas del C N O.					
Conclusiones					

Presidente - German Caicedo

Secretario Técnico - Alberto Olarte