Acta de reunión
Acta N° 707
6 Julio, 2023 Oficina CNO

Reunión C.N.O. 707

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CEO	Juan David Castaño	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ENEL Colombia	María Piedad Pareja Zuluaga	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	SI	NO
UPME	Javier Martinez	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI

TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
TERMOYOPAL	David Rincón	SI	NO
CNOGas	Fredi López	SI	NO
ANLA	Johnatan Reyes	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
ISAGEN	Juan Esteban Florez	NO	SI

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	SumInistro gas para termoeléctricas- CNOGAS
3	09:45 - 10:15	Aprobación Actas y Acuerdos
4	10:15 - 11:15	Informe CNO 707
5	11:15 - 11:30	Presentación documento Flexibilidad - CNO.
6	11: 30 - 12:30	Presentación XM – Situación Eléctrica y Energética.
7	12:30 - 01:00	Trámites licencias - Presentación ANLA.
8	01:00 - 01:30	Informe UPME.
9	1:30-1:40	Varios

Verificación quórum	SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe de la variabilidad climática y las predicciones del IDEAM.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

El IDEAM mencionó los tres factores externos que afectan el clima en el país: el ENOS, las ondas MJ y la temporada de huracanes. El IDEAM presentó un ejercicio de duración del Niño dependiendo de su clasificación: debil , moderado o fuerte.

Hay un predominio de la fase subsidente de las ondas de MADEEN y JULIAN (MJO) y la temporada de huracanes esta presente y activa en el transporte de humedad de varias ondas en el Atlántico.

En el comportamiento oceánico , se observan condiciones anómalas cálidas sobre la mayor parte de la franja ecuatorial. Las anomalías de la temperatura superficial del mar está en todas las áreas con valores positivos. El ONI como Indicador de El Niño y basado en la Temperatura Superficial del Mar en su condición más reciente del trimestre AMJ presenta condiciones Niño. La OMM reporta que las condiciones de El Niño están presentes y se espera que se fortalezcan gradualmente hasta el invierno del hemisferio norte 2023-24.

En cuanto a las predicciones, julio se espera por debajo de lo normal sobre las cuencas de interés.

Conclusiones

- Niño está presente y aún sin establecer su fortaleza y duración.

- El mes de julio con aportes por debajo de lo normal.

2. BALANCE GAS	NO	Presentar los balances de gas para el corto y mediano plazo.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

El CNO gas presentó el balance de gas natural considerando los requerimientos del sector térmico, según las simulaciones llevadas a cabo por el CND sobre el comportamiento del SIN los días 5 y 26 de junio del año en curso. A continuación, se presentan los principales resultados:

- Los supuestos considerados para el SIN fueron los que comúnmente contempla el CND para los análisis energéticos de mediano plazo, específicamente, se tienen en cuenta sólo proyectos con Obligaciones de Energía en Firme-OEF con una fecha de atraso de 1 año para su puesta en servicio, y escenarios de aportes hídricos del periodo 2015-2017.

- Se consideran 350 MPCD, que están asociados a las OEF del grupo térmico (la capacidad de la planta es de 450 MPCD).

- Las Opciones de Compra de Gas-OCG se materializan durante el periodo de análisis. Solo se toman los contratos que garantizan firmeza.

- La Capacidad Disponible Primaria (CDP) del sistema Cartagena-Ballena permite transportar los 50 GBTUD ofrecidos por TEBSA.

- Las cifras incorporadas en las tablas del análisis indicadas como “CIFRAS CND-XM corresponden con consumos de las plantas térmicas, según el resultado de las simulaciones del CND. Las incorporadas como “OEF EN FECHA y OEF ATRASADA” corresponden con los proyectos de la expansión de generación considerados por el CND y que entran en operación en la fecha establecida por el agente responsable, o se atrasan 1 año.

- Balance considerando simulación CND del 26 de junio del año en curso:

  Para la costa caribe los requerimientos de gas según las simulaciones del CND, son cubiertos ello contemplando la oferta de gas disponible suministrada por el gestor del mercado de gas. En el interior los requerimientos, que son mínimos, son cubiertos según la misma información del gestor. En Casanare-Llanos, para algunos periodos habría faltantes de 1.2 GBTUD, pero según el CNO gas esto no representa algún riesgo.

- Balance considerando simulación CND del 5 de junio del año en curso:

  No hay gas natural en firme contratado para las plantas térmicas del interior. El CNO gas muestra con en este ejercicio que las plantas del interior, que tienen honradas su OEF con combustibles líquidos, pueden hacerlo con el gas sobrante de la región caribe. Lo anterior a pesar de que en el interior para el verano 23-24 se observan faltantes, fácilmente gestionables con SWAPS operativos.

- El CNO gas concluye que todas las plantas honrando su OEF con gas, generan un faltante de este energético, motivo por el cual tendría que acudirse al mercado secundario. Si la generación de las plantas térmicas es similar a la que se presentó en el año 2015-2016, no se vislumbran inconvenientes. Finalmente, recomienda evaluar si existen condiciones de oferta o demanda que permitan revisar escenarios para tener una capacidad temporal-CTEMP, ello en los términos de la Resolución CREG 185 de 2020.

- Respecto al mantenimiento de la planta de regasificación del Caribe durante el próximo mes de agosto del 2023, en las siguientes tablas se resume su impacto:

7. Mantenimientos programados activos gas natural_Sin Ecopetrol

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS EN EL SIMI, SECTOR GAS_No incluye mantenimientos de Ecopetrol						
PERÍODOS:		ABRIL-SEPTIEMBRE 2023				
FECHA ACTUALIZACIÒN:		27-jun-23				
AGENTE	ACTIVO	FECHA PROGRAMADA		CAPACIDADES (MPCD)		DESCRIPCIÓN GENERAL
		INICIO	FINALIZACIÓN	RESTRINGIDA	DISPONIBLE	
HOCOL	Campo Bonga&Mamey	1-jul-23	13-jul-23	8,1/0,6	27,5/35	Trabajos especializados pozo Mamey 1 (Workover). Fuentes alternas podrán cubrir faltantes.
SPEC	FSRU - Planta 1	10-ago-23	13-ago-23	400,0	0,0	Demanda esencial y no regulada de la Costa Norte, excepto la térmica asociada a la FSRU, no afectada.
OBSERVACIÓN:	No se incluyen mantenimientos programados por Ecopetr	Otros mantenimientos sin afectaciones mayores.				

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS EN EL SIMI, SECTOR GAS_No incluye mantenimientos de Ecopetrol						
PERÍODOS:		OCTUBRE 2023 - MARZO 2024				
FECHA ACTUALIZACIÒN:		27-jun-23				
AGENTE	ACTIVO	FECHA PROGRAMADA		CAPACIDADES (MPCD)		DESCRIPCIÓN GENERAL
		INICIO	FINALIZACIÓN	RESTRINGIDA	DISPONIBLE	
HOCOL	Campos de La Guajira	2-oct-23	4-oct-23	10,6	89,5	Trabajos en pozos campo Ballena. No afecta demanda esencial.
HOCOL	Campos de La Guajira	6-oct-23	8-oct-23	19,6	80,5	
HOCOL	Campos de La Guajira	31-ene-24	2-feb-24	21,6/19,3	73,1/75,4	Plataforma Chuchupa B. Máxima/mínima restricción-disponibilidad. No afecta demanda esencial.
HOCOL	Campos de La Guajira	9-feb-24	9-feb-24	10,2	83,5	Chuchupa 17. No afecta demanda esencial.
OBSERVACIÓN:	No se incluyen mantenimientos programados por Ecopetr	Otros mantenimientos sin afectaciones mayores.				

❑ Pendiente información del Gestor del Mercado para identificar afectaciones a la demanda térmica

El detalle de la presentación del CNO gas se encuentra adjunta al Acta de esta reunión

Conclusiones

3. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para aprobación del Consejo.	APROBACIÓN		

Desarrollo

- ACTAS:

ACTA 702: Publicada para comentarios el 29 de mayo. Comentarios de PROELECTRICA, AES COLOMBIA, ISAGEN, XM y EPM.

ACTAS 703 Y 704: Reuniones C N O NO PRESENCIALES.

ACTA 705: Publicada para comentarios el 3 de julio. Comentarios de XM, PROELECTRICA e ISAGEN.

El Consejo aprueba el acta 702 con los comentarios recibidos. Respecto al acta 705 se da una semana más para comentarios y su aprobación se daría en la reunión ordinaria del mes de agosto.

- ACUERDOS:

Se recomiendan para aprobación los siguientes acuerdos:

1. Por el cual se aprueba una ampliación del plazo para la entrega de la actualización de la serie hidrológica asociada a la central Amoyá La Esperanza.
2. Por el cual se aprueba una ampliación del plazo para la entrega de la actualización de la serie de caudales medios de la planta Ituango.
3. Por el cual se actualizan los requisitos y procedimientos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN.
4. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de la planta Escuela de Minas.
5. Por el cual se aprueba la adición de la configuración 4 de la planta Flores 4 ciclo combinado.
6. Por el cual se aprueba la incorporación de la actualización del factor de conversión mediano de las plantas Guadalupe III y Guadalupe IV.

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

Conclusiones

- Se aprueba el acta 702.

- Se aprobaron los acuerdos presentados.

4. INFORME CNO 707	NO	Presentar el informe de actividades y gestiones que se han desarrollado en el CNO y los diferentes comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Temas administrativos:

1. Con relación al Plan Estratégico del Consejo, se llevó a cabo una reunión con DRIVE-Governance Consultants para hacer ajustes a su oferta. Considerando que el tiempo de ejecución del proyecto es de 10 semanas, se programó una nueva reunión para el viernes 7 de julio del año en curso, cuyo objetivo es definir el número de entrevistas que se realizarán y el grupo de apoyo del CNO al consultor.

Temas técnicos:

2. El 22 de junio del año 2023 se llevó a cabo la jornada técnica del Comité de Operación-CO, cuyas presentaciones están disponibles en la página web del Consejo. Se contó con la participación de los operadores de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Brasil, Chile, Alemania y Colombia, proveedores de tecnología como HITACHI y Power Electronics, al igual que las compañías ENELX y EDP. El Comité está formulando sus recomendaciones teniendo en cuenta los retos asociados a la integración de la generación basada en inversores, desplazamiento inercial y disminución de la potencia de cortocircuito específicamente, que son comunes en todos los sistemas analizados. Asimismo, considerando las nuevas tecnologías para mejorar la fortaleza eléctrica de la red e incrementar la inercia a través de los inversores FORMING GRID y los sistemas de almacenamiento electroquímico, se sugiere al CND y la UPME monitorear el avance en el desarrollo y casos de éxito de estas tecnologías y tener presente para futuros estudios.

3. El 29 de junio del año 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 167, que tuvo como eje central el desarrollo de las actividades de preparación definidas por el Ministerio de Minas y Energía-MINENERGIA para afrontar la ocurrencia del fenómeno de “El Niño”. El CNO presentó las acciones que los Subcomités y Comités están acometiendo ante un fenómeno de aportes hídricos deficitarios, y los aspectos más importantes de los grupos de seguimiento de las áreas Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental (ver presentación anexa). A continuación, se resaltan algunos aspectos de la reunión:

   - La SSPD mostró las conclusiones más importantes de las visitas realizadas al parque generador térmico del Sistema Interconectado Nacional-SIN. Según la Superintendencia, la Unidad 3 de Termocartagena no se podrá recuperar por problemas en el rotor del generador. Asimismo, mencionó que próximamente se llevarán a cabo mantenimientos mayores en las plantas TEBSA y TERMOFLORES.

   - La CREG llamó la atención sobre los actuales precios de los combustibles líquidos y carbón mineral, comparándolos con los valores proyectados por la UPME. Mencionó que los precios reales son muy diferentes a los pronosticados por la Unidad.

   - Al respecto, la UPME manifestó que están trabajando en la nueva actualización de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y gas natural, al igual que en la proyección de los precios de los combustibles líquidos y carbón mineral. Asimismo, informó que ya publicó el nuevo informe sobre la autogeneración conectada al SIN, están evaluando la posibilidad de inyección de excedentes al Sistema por parte de ciertos recursos, y vienen haciendo seguimiento a los proyectos de expansión.

   - El CND presentó el panorama energético de mediano plazo (2 años), al igual que los riesgos identificados para el cumplimiento de las Obligaciones de Energía en Firme-OEF, los excedentes identificados por parte de los cogeneradores, autogeneradores y plantas no despachadas centralmente (181 MW), el incremento de la capacidad de transporte por parte de algunos circuitos de CEDENAR, y su recomendación sobre la actualización del cálculo de los Niveles de Embalse Probabilístico-NEP.

4. Se recibió comunicación por parte de Energía del Suroeste-EDELS acerca de los riesgos identificados para el Sistema

Interconectado Nacional-SIN, asociados principalmente a la calidad de la información sobre las fechas de entrada en servicio de los proyectos de expansión. Se sugiere al Consejo citar al Comité de Estrategia-CE para analizar con detalle dicha comunicación y formular recomendaciones al CNO. Se acuerda citar reunión del Comité de Estrategia-CE para la semana comprendida entre el 10 y 14 de julio del año en curso, ello para analizar los riesgos para la operación del SIN, específicamente todo lo relacionado con las fechas de entrada en servicio de los proyectos de expansión. Al respecto, EDELS y GECELCA plantean que las conclusiones se presenten al CNO, adjuntando las acciones que se han tomado desde el Consejo y que responden a las preocupaciones de ESO.

5. En el Comité de Operación-CO se hizo seguimiento a cada uno de los subcomités del CNO, para identificar los temas, que, a juicio del CO, son de la mayor relevancia para comunicarle al Consejo. A continuación, se presentan los temas:

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- Se conformó el grupo de trabajo para formular el acuerdo asociado a la operación y pruebas de los dispositivos DFACTS. La presentación de SMARTWIRES evidenció que las pruebas relacionadas al Firmware pueden ser simuladas, es decir, no es necesaria la preparación del sistema para ejecutar las mismas. GEB manifiesta que se debe tener en cuenta la visión del prestador de servicios y no solo del proveedor. La invitación al proveedor era para saber cuáles pruebas se pueden hacer sin desconectar. La UPME está de acuerdo con que los facts distribuidos no son estructurales y aclara que no hay masificación de estos dispositivos, y señaló los casos específicos en los que se han instalado.
- EBSA presentó los nuevos parámetros asociados al enlace Guateque-Sesquilé 115 kV. Bajo esta condición el enlace no puede operar normalmente cerrado. Se concluyó que se necesitan medidas de muy corto plazo para recuperar o incrementar la capacidad de transporte de dicha línea. Se acordó hacer reunión extraordinaria para tratar este tema y realimentar al grupo de seguimiento del área Oriental.
- Se conceptuó un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS en la subestación Urabá 220 kV, que es necesario para llevar a cabo los mantenimientos en las subestaciones Montería y Chinú 230 kV. Esta medida evita la programación de Demanda No Atendida-DNA.
- AFINIA presentó las medidas de mitigación de corto plazo para evitar las instrucciones de racionamiento que actualmente se imparten desde el CND por el agotamiento de red en las subáreas Bolívar (Gambote 66 kV) y GCM (El Banco 110 kV). Al respecto, el Operador de Red se comprometió a presentar las medidas definitivas, considerando los comentarios y recomendaciones hechas por los miembros del SAPE. En este mismo sentido AFINIA solicitó la ayuda del Consejo para gestionar el préstamo de un transformador móvil 34.5/13.8 kV-6.5 MVA, para garantizar la operación de la red asociada a El Banco 110 kV hasta la puesta en servicio de la obra La Loma 110 kV. Según lo manifestó ENLAZA-GEB, quien a partir de la fecha presentará de manera mensual el estado del proyecto, dicha obra estará en operación a partir de noviembre del año en curso. Se acuerda enviar una circular a los agentes transmisores y distribuidores haciendo la solicitud del equipo que requiere AFINIA.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- El CND presentó los resultados del caso de simulación, que no considera proyectos eólicos en la Guajira en el mediano y largo plazo. Si bien no se evidencian déficit, los volúmenes de generación térmica requerida y su sostenimiento en el tiempo son considerables.
- Se estudiará si los nuevos lineamientos para la valoración del recurso hídrico, definidos en el Decreto MINENERGIA 0929 de 2023, impactan la forma como se modelan los vertimientos en los análisis energéticos y de potencia (nueva penalización en la función objetivo).

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Se estableció un procedimiento de pruebas mínimas para la entrada en operación de la generación sincrónica. Específicamente se validan diferentes modos de control y la existencia del Regulador Automático de Voltaje-AVR, el Regulador de Velocidad y el Estabilizador del Sistema de Potencia-PSS. En la actualización del Acuerdo de nuevos proyectos se incluirán dichas pruebas.

Subcomités de Recursos Energéticos Renovables-SURER y Plantas-SP:

- Culminó el día de ayer la etapa de socialización de los productos que instrumentan todas las tareas asignadas por la CREG al Consejo en sus Resoluciones 101 006 y 007 de 2023. El día de hoy se reunirá el grupo de trabajo para analizar cada uno de los comentarios recibidos.

- Posterior al cumplimiento de las tareas asociadas a las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023, se debe definir la Capacidad de Regulación de un embalse, tarea asignada al Consejo por el Decreto MINENERGIA 0929 de 2023.
- Inició el balance energético relacionado al mantenimiento de la Planta de Regasificación de Cartagena, el cual se llevará a cabo del 10 al 13 de agosto del año en curso. En la próxima reunión del Consejo se presentarán los resultados del análisis.

Subcomité de Protecciones-S Protec:

- Respecto a la función ANSI 68 de los relés SIEMENS SIPROTEC 5, ENLAZA-GEB socializó el evento que presentó un sobre alcance de zona 1 ante falla interna. El relé tenía versión de Firmware 7.59. Se llevaron a cabo pruebas en un Gemelo Digital con la función encendida y se obtuvo sólo el 60% de operaciones correctas. Están pendientes la revisión e informe del caso por parte de SIEMENS Alemania y el Informe de pruebas de los casos suministrados por los agentes en el año 2022. Una vez se tenga está información se analizará y emitirá recomendación técnica por parte del subcomité de protecciones.

Grupo de Caudal Ambiental (CNO-CND-UPME):

- El Grupo aún sigue a la espera del escenario base de expansión que está a cargo de la UPME. Es importante recordar que sin este insumo no se pueden ejecutar las tareas acordadas para actualizar los análisis sistémicos de la Guía de Cálculo del Caudal Ambiental. Se llevó a cabo una reunión con MINENERGIA para analizar los impactos para el SIN de la Guía de Cálculo de Caudal Ambiental. Al respecto, si bien el Ministerio indicó que en el Consejo Nacional del Agua-CNA se acordó suspender su implementación, el CNO informó que el ANLA y el MADS definieron en el marco de la regla operativa de Ituango, un caudal ecológico de 450 m3/s; en este sentido, se sugirió a MINENERGIA estar pendiente de cualquier pronunciamiento o propuestas de las autoridades ambientales. EPM manifestó que se emitió un Auto de la ANLA y un cambio de la licencia ambiental, y el Tribunal Administrativo rechazó la demanda. Se solicita a EPM presentar la situación del cambio de la licencia ambiental en el CACSSE.

6. En el Comité de Operación-CO el CND presentó las recientes situaciones operativas del área Caribe y la subárea Chocó-DISPAC. Entre los aspectos más relevantes se destaca:

- Se declaró en estado de emergencia a las subáreas Bolívar y Córdoba-Sucre. En total, incluyendo Guajira/Cesar/Magdalena-GCM, son tres (3) las subáreas del caribe colombiano que están bajo esta situación.

- La red del STR asociada al área Caribe está agotada: **i)** son 35 los Esquemas Suplementarios de Proyección del Sistema-ESP los que evitan que se programe Demanda No Atendida-DNA en condición de red completa; **ii)** continúan las instrucciones de racionamiento impartidas por el CND en las subestaciones Banco 110 kV y Gambote 66 kV (7 en lo transcurrido del mes de junio); **iii)** bajas tensiones en las subestaciones a nivel de 66 kV Carmen, Zambrano, Calamar y San Jacinto, al igual que en Mompox 110 kV; **iv)** alto nivel de carga en el transformador Carmen 110/66 kV y sobrecarga en estado estacionario en la línea Chinú-Since 110 kV; **v)** Fenómeno de Recuperación Lenta e Inducida de Tensión en las subáreas Bolívar y GCM.

- Se estableció la máxima demanda atendible en las subestaciones radiales de las subáreas GCM, Córdoba-Sucre y Bolívar. Lo anterior quiere decir que, ante una demanda superior a dicho valor, no se cubren los criterios de seguridad y confiabilidad del sistema y se generan riegos de colapso de subestaciones puntuales ante contingencia o se debe racionar en estado estacionario en algunos casos. Si bien para algunas de estas subestaciones se han definido proyectos de expansión, los mismos no estarán en servicio en el corto plazo.

- Se han planteado por parte del CND varias obras de expansión estructurales, para evitar las instrucciones de racionamiento y mitigar las actuales y futuras restricciones operativas del área Caribe. Los proyectos sugeridos a la UPME tienen en todos los casos relaciones beneficio/costo muy superiores a 1. Es importante mencionar que, a la fecha, 64 restricciones en todo el SIN no tienen obra definida por parte de los Operadores de Red y la UPME, y el 10 % de todas las subestaciones del STN y STR tienen un nivel de cortocircuito superior al 90 % de su capacidad de corte.

- La máxima demanda atendible de la subárea Choco-DISPAC es 24 MW, valor ampliamente superado en los escenarios de demanda media y máxima. A la fecha la subárea está declarada en estado de alerta y no se han implementado medidas de mitigación por parte del Operador de Red. Adicionalmente, las compensaciones a nivel de 110 kV en la subestación Huapango, que próximamente serán subastadas por la Unidad, no son una solución definitiva ni estructural a la mitigación del riesgo en el mediano plazo, dado que estos elementos operarían normalmente abiertos.

Teniendo en cuenta esta situación, y considerando lo manifestado por la UPME en la reunión CNO 705, por el elevado número de solicitudes de conexiones en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021, el Comité de Operación recomendó al Consejo enviar una nueva comunicación sectorial.

7. En el Comité de Distribución-CD se planteó un indicador de desconexión por trimestre, el cual sólo considera aquellos eventos que generan Demanda No Atendida-DNA. Este es muy importante para dar señales a: **i)** los Operadores de Red respecto a la gestión que tienen que hacer para reducir sus tasas de indisponibilidad por activo; **ii)** a la UPME para ser considerado en la definición de la expansión de la red. Se acordó por parte del Comité revisar el índice propuesto, para formularlo en desconexiones/año y así contrastarlo con las referencias del estado del arte.

8. El Comité de Transmisión-CT recomendó formular nuevamente una circular CNO dirigida a los agentes transportadores y operadores de red, para gestionar información relacionada a cruces de circuitos a nivel de STN, STR y SDL. Al respecto, se sugirió analizar la información georreferenciada de toda la red del SIN. Se debe resaltar que la Resolución CREG 075 de 2021 estableció la obligatoriedad de reportar esta información a la ventanilla única por parte de los transportadores y operadores de red. Se enviará una nueva circular a los agentes transmisores y distribuidores solicitando información complementaria sobre los cruces de líneas.

9. El CND envió una comunicación dirigida a la UPME respecto a la masificación de los DFACTS. El Operador recomendó al Planeador no considerar esta tecnología como una alternativa estructural de expansión, ya que, según XM, estos dispositivos no se constituyen en una solución de largo plazo, debido a que no incrementan la capacidad de transporte de la infraestructura actual. Al respecto, se sugiere analizar en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE esta recomendación, considerando las demás tecnologías complementarias disponibles, como son los mecanismos DLR, las redes híbridas AC/DC, los superconductores, los sistemas de almacenamiento electroquímico, el acople de sectores y las redes de distribución activas.

10. MINENERGIA envió comunicación al CNO y CND, sobre la implementación de la Resolución CREG 101 028 de 2022. En esta carta se solicitó informar cuáles agentes habían modificado los parámetros declarados para la operación de sus plantas en ciclo combinado, los cambios realizados, sus efectos, y los análisis y motivaciones a partir de los cuales se dio aprobación a dichos cambios. Asimismo, indicó que *"(...) este Ministerio desconoce las razones que motivaron al agente en cuestión, a realizar dichos cambios, sobre todo, teniendo en cuenta que tal acción, se encuentra expresamente prohibida por la Resolución CREG 101 028 de 2022 (...)"*.

11. Se envió comunicación a la CREG solicitando su concepto sobre la posibilidad de definir dentro los Acuerdos y Protocolos que instrumentan la Resolución CREG 101 006 de 2023, la inclusión de la presión atmosférica como una de las variables obligatorias a medir en las campañas de medición para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad de plantas eólicas. La comunicación puede ser consultada en la página web del CNO.

12. Se adjuntan a este informe los aspectos más relevantes de las recientes reuniones de seguimiento de las áreas Caribe, Oriental y la subárea Chocó-DISPAC, al igual que los compromisos derivados de la reunión con MINENERGIA sobre estas áreas.

13. El Comité de Operación recomendó al CND actualizar el balance ENFICC-DEMANDA, considerando el escenario alto de demanda proyectado por la UPME. Asimismo, estudiar en el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO si se deben llevar a cabo los análisis energéticos y de potencia con este mismo escenario.

PROELÉCTRICA manifestó su preocupación por la información que ha circulado en medios sobre el remplazo de la planta Termoguajira por paneles solares fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento electroquímico, considerando la actual situación del SIN en el área Caribe. Al respecto, XM comentó que en la subárea GCM se tienen necesidades de energía, inercia y corriente de cortocircuito que podría obtenerse con la combinación de paneles solares, compensadores síncronos y baterías que menciona el MME en su comunicado. En cuanto a características detalladas sobre el reemplazo de Termoguajira, GECELCA menciona que por el momento no hay información adicional a la indicada en el comunicado del MME.

Se acuerda enviar nueva comunicación a MINENERGIA sobre la situación actual y esperada del SIN. Al respecto, se informó también por parte del Consejo que en las reuniones del CACSSE el CNO seguirá alertando sobre los riesgos para la operación del SIN en las denominadas áreas críticas (Caribe, Oriental y DISPAC).

Conclusiones

- Se acuerda que EPM lleve a la próxima reunión del CACSE 168 la presentación de la regla operativo de Ituango y el caudal ecológico impuesto de 450 m3/s.

- Se acuerda enviar nueva comunicación a MINENERGIA sobre la situación actual y esperada del SIN.

- En las reuniones del CACSSE el CNO seguirá alertando sobre los riesgos para la operación del SIN en las denominadas áreas críticas (Caribe, Oriental y DISPAC).

- Se acuerda que en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE, se analice si los DFACTS en conjunto con los SAEB, redes híbridas y otras nuevas tecnologías, son o no alternativas de expansión de la red para el largo plazo bajo el nuevo contexto.

5.Presentación documento Flexibilidad - CNO.	NO	Definición de circulación del documento de flexibilidad.	APROBACIÓN	NO	NO

Desarrollo

Se solicita la definición del Consejo acerca del envío del documento de Flexibilidad en SIN, adicionando en la comunicación de socialización el comentario de la UPME sobre la importancia de actualizar los códigos de redes, y la observación de ENEL sobre contemplar una transitoriedad.

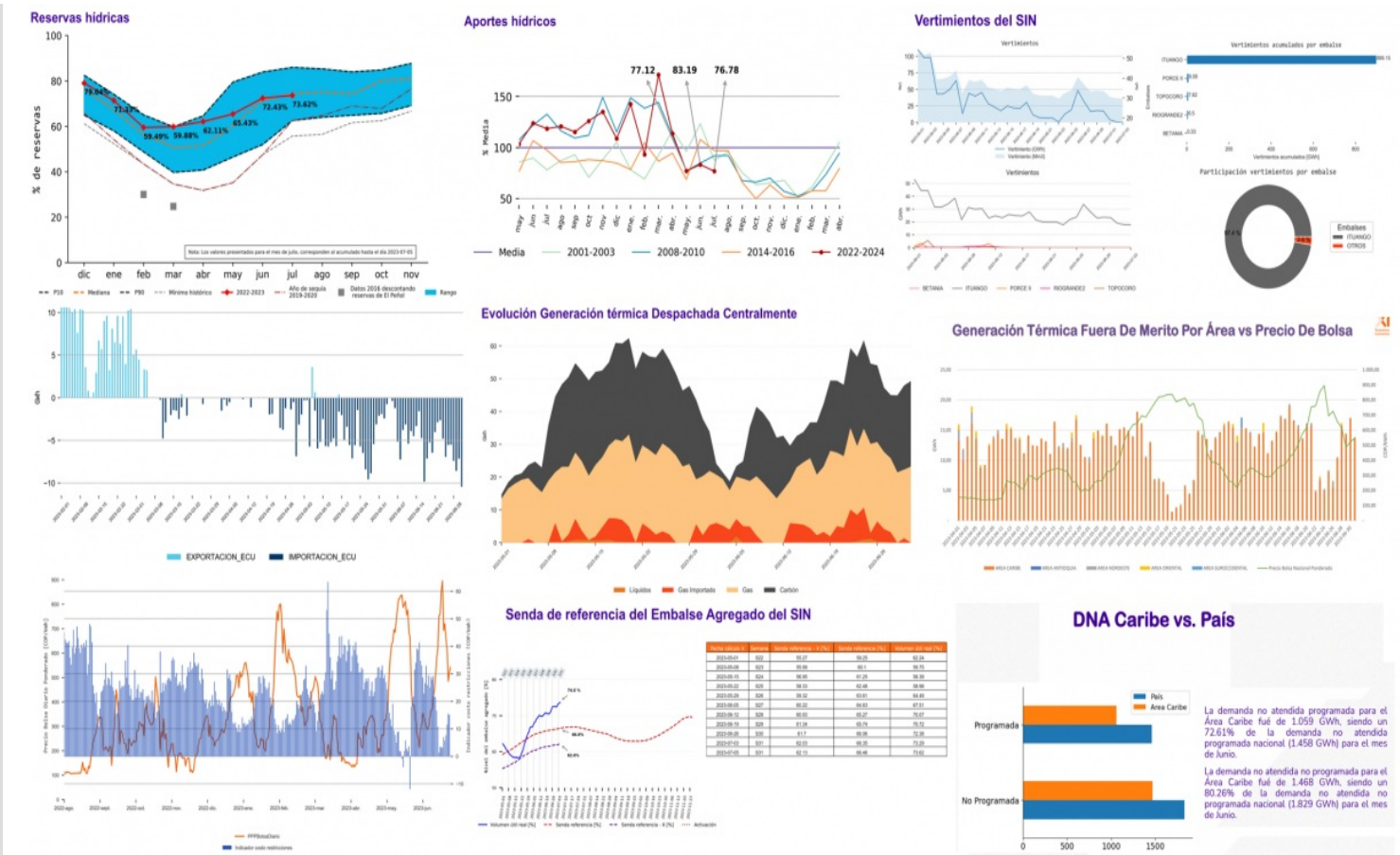
Conclusiones

- El Consejo aprueba el envio del documento de flexibilidad con los comentarios recibidos.

6. Presentación XM – Situación Eléctrica y Energética.	NO	Presentar las principales variables de la operación del SIN y los riesgos en el planeamiento de la operación.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

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



- El CND presentó el panorama energético de mediano plazo, el cual se muestra a continuación:

Actualización en la entrada en operación proyectos

Termo candelaria

Se recibe actualización de información de Termocandelaria el día 13 de junio de 2023, indicando que la fecha estimada de puesta en operación del proyecto es **30 de julio de 2023**. **(actualmente en pruebas)**

Actualización en consideración de proyectos

enel

En el CNO extraordinario del 14 de abril de 2023, ENEL solicitó que no se consideraran las plantas Cartagena 1, 2 y 3 en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre del 2023.
Cartagena 3 tiene consignaciones solicitadas a la fecha hasta el 30 de noviembre de 2023.

enel

El proyecto **Windpeshi no es considerado** de acuerdo con comunicación de ENEL COLOMBIA radicada en XM con el número 202344015301-3 del 24 de mayo de 2023

CELSIA

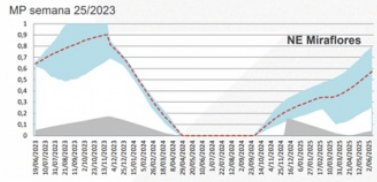
Los proyectos **Acacias2 y Camelias no son considerados** en el planeamiento energético de acuerdo a lo indicado por CELSIA a través de comunicación 202344017732 del 20 de junio de 2023

Restricciones actuales en la operación de los embalses

epm **Miraflores**

Volumen Max = Curva de descenso entre 1/12/2023 al 30/04/2024
Volumen Max = 0% entre 1/05/2024 al 30/09/2024
(mantenimiento y la adecuación de la presa Miraflores)

Información reportada por EPM 15 de junio de 2023



EMBALSE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
MIRAFLORES-TRONERAS NEP	63%	45%	25%	10%	0%	0%	11%	13%	32%	61%	63%	70%
MIRAFLORES-TRONERAS NPV	97%	97%	97%	97%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	97%

Restricciones en la operación de los embalses

Adicionalmente se solicita a los agentes verificar si se requiere actualizar las curvas de potencia vs nivel de embalse reportadas al CND según Acuerdo CNO 1558

aes
Actualizó información 3/03/2023

epm
Actualizó información 15/06/2023

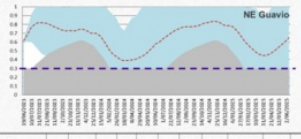
CODIGO	NOMBRE	Nivel del embalse (%) ACT	(%) ACT	(%) ACT	(%) MM	(%) MM	(%) MM
504	MELI I	0.0%	10.0%	20.0%	30.0%	70.0%	100.0%
508	SOGAMOSO	0.0%	10.0%	20.0%	30.0%	70.0%	100.0%
105	SAN CARLOS	0.0%	10.0%	20.0%	30.0%	70.0%	100.0%
103	JAGUAS	0.0%	10.0%	20.0%	30.0%	70.0%	100.0%
101	URRA	0.0%	20.0%	30.0%	50.0%	70.0%	100.0%
403	CHIVOR	0.0%	10.0%	20.0%	30.0%	50.0%	100.0%
408	BETANIA	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
213	GUAVIO	0.0%	10.0%	30.0%	50.0%	62.0%	100.0%
506	PORCE III	0.0%	10.0%	20.0%	30.0%	43.0%	100.0%
104	PLAYAS	0.0%	15.0%	30.0%	45.0%	61.0%	100.0%
102	GUATAPE	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
505	PORCE II	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
112	TRONERAS	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
113	GUADALUPE 3	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
114	GUADALUPE 4	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
115	LA TASAJERA	0.0%	5.0%	10.0%	15.0%	30.0%	100.0%
409	ALTOANCHICAYA	0.0%	2.1%	4.6%	31.2%	39.1%	100.0%
404	PRADO	0.0%	10.3%	22.1%	38.5%	43.9%	100.0%
414	SALVAJINA	0.0%	11.2%	16.3%	29.4%	32.1%	100.0%
412	CALIMA	0.0%	10.0%	20.0%	50.0%	75.0%	100.0%
399	EL GUIMBO	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%

Potencia máxima (MW) ACT	(MW) ACT	(MW) MM	(MW) MM	(MW) MM	(MW) MM	
252	278	252	252	252	252	4 Jun 2021 - E3021-004321
525	579	654	774	819	819	4 Jun 2021 - E3021-004321
1240	1240	1240	1240	1240	1240	1 Feb 2016 - 2016M0000578-3
170	170	170	170	170	170	1 Feb 2016 - 2016M0000578-3
148	200	241	270	330	330	4 Feb 2016 - 400000
640	720	800	800	900	900	12 Nov 2015 - 4-044-2020
302	406	446	481	511	540	1 Feb 2016 - 0012000
1000	1110	1160	1160	1220	1220	28 Feb 2020 - 0020136
614	634	654	674	700	700	4 Jun 2020 - 2020440140401-2
197	200	202	204	207	207	15 Jun 2020 - 2020440137774-2
560	560	560	560	500	500	5 Jun 2020 - 2020440140401-2
405	405	405	405	405	405	4 Jun 2020 - 2020440140401-2
40	40	40	40	40	40	5 Jun 2020 - 2020440140401-2
270	270	270	270	270	270	5 Jun 2020 - 2020440140401-2
202	202	202	202	202	202	5 Jun 2020 - 2020440140401-2
152	170	236	306	306	306	14 Jun 2020 - 2020013300710
280	280	345	345	355	355	21 Dic 2016 - 2016000001400
33	38	40	44	46	46	27 Ene 2016 - 2016000001400
180	207	248	286	285	285	27 Ene 2016 - 2016000001400
132	132	132	132	132	132	21 Dic 2016 - 2016000001400
321	380	334	371	394	400	4 Jun 2019 - 2020440140401-2

Se requiere actualizar por: No coincide con CEN | No tiene pendiente decrecientes

Solicitud actualización de NEP

Ejemplo planta existente



Con el objetivo de contar con la mejor información, XM recomendó a la CREG:

- *Solicitar declarar nuevamente el valor de NEP de acuerdo con los parámetros actuales y la ENFICC vigente de las plantas.*
- *Definir un procedimiento de actualización obligatoria del NEP con cada verificación de ENFICC cuando esta cambie.*

Y a los agentes con restricciones en sus embalses :

- *Declarar el NEP cuando se tengan tengan restricciones temporales de tipo operativo en sus embalses.*

EMBALSE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
GUAVIO NEP	28%	19%	11%	2%	0%	0%	0%	12%	33%	37%	35%	33%

Datos de entrada y supuestos considerados

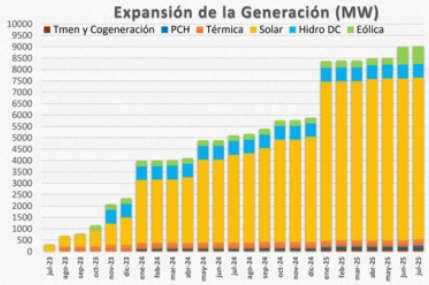
Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos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

El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:
http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-largo-plazo.aspx

- **Condición Inicial Embalse**: Jul 02, 72.97 %
- **Intercambios Internacionales**: No se consideran
- **Mantenimientos Generación**: Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte
- **Costos de racionamiento**: Ultimo Umbral UPME para junio 2023
- **Parámetros del SIN**: PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas
- **Embalses**: MOI, MAX(MOS,NEP) Desbalances de 3.76 GWh/día promedio Se incluye Restricción CAR sistémica
- **Información combustibles**: Precios: Reportados por UPME (Act. Mar/2023). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.
- **Expansión Generación**: Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.

[1] Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportadas por AES Colombia en comunicación del 6 de dic de 2022
[2] Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio y 11 de abril de 2023 respectivamente.
[3] Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo a información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023 y reunión del CNO 700 del 13 de abril de 2023.

Datos de entrada y supuestos considerados



Detalle de proyectos de generación:

- 784 MW
- 7107 MW
- 723 MW
- 411 MW

Proyectos con garantías bancarias

Total: 9025 MW

- 492 MW
- 630 MW
- 600 MW
- 283 MW

Proyectos con OEF

Total: 2005 MW

Fueron considerados los proyectos de generación que en el horizonte de análisis que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021. En los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.
* Ver detalle de proyectos considerados en el Anexo - Proyectos considerados

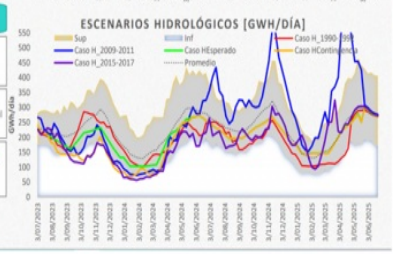
Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

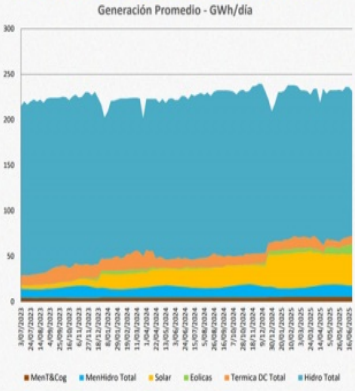
Escenario **medio** de la UPME (Actualización Octubre 2022)

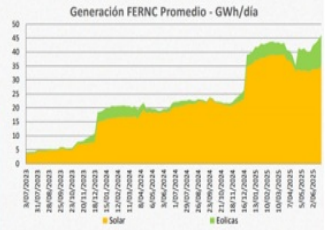
Hidrología

1	**H 1990-1992**: hidrología histórica del periodo jul de 1990 a jun de 1992	4	**Caso Contingencia CNO**: hidrología del escenario contingencia del CNO.
2	**H 2009-2011**: hidrología histórica del periodo jul de 2009 a jun de 2011	5	**Caso H Critica** : Hidrología histórica del periodo jul 2015 a jun de 2017 .
3	**Caso Esperado CNO**: hidrología del escenario esperado del CNO.	Estocástico	**100 Series Sintéticas**: A partir de hidrología Histórica



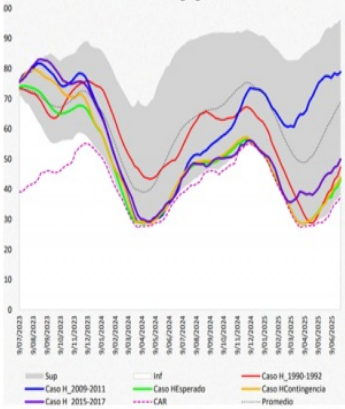
Resultados Estocástico

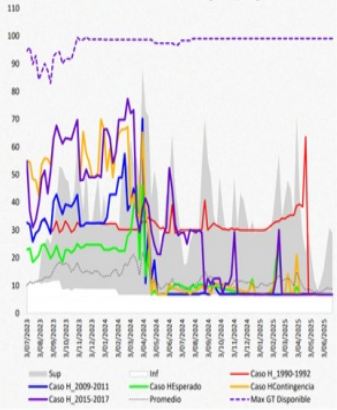




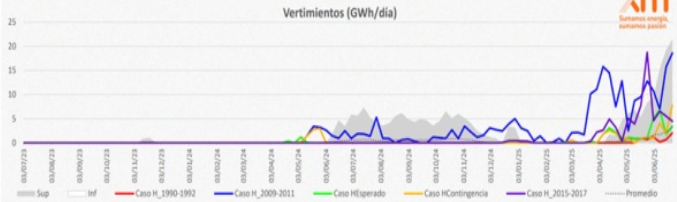
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Resultados Determinísticos



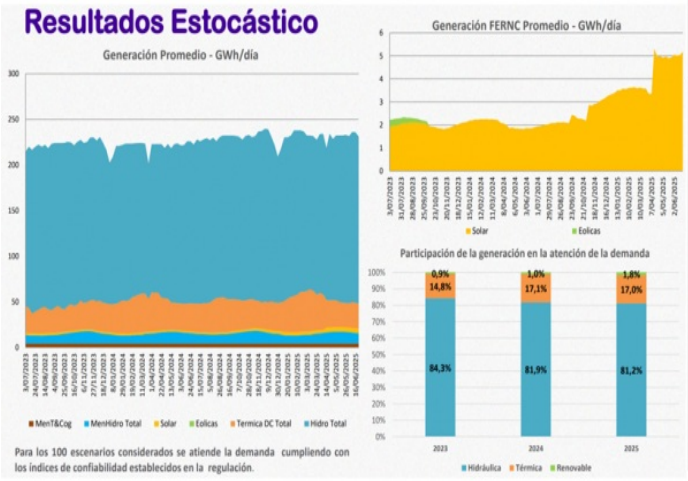


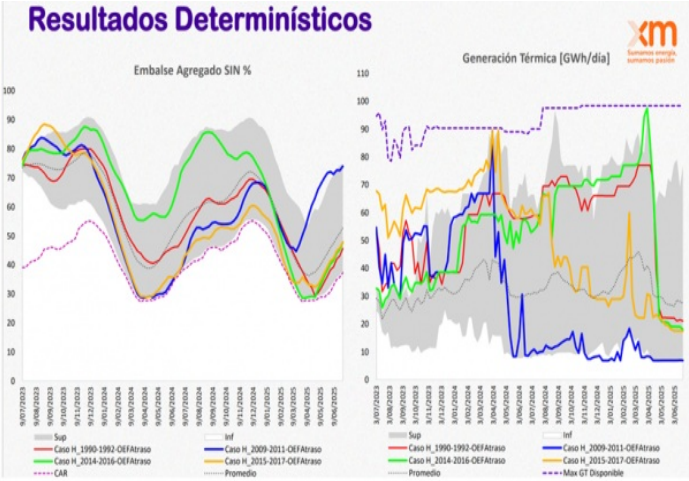
Resultados de Vertimientos

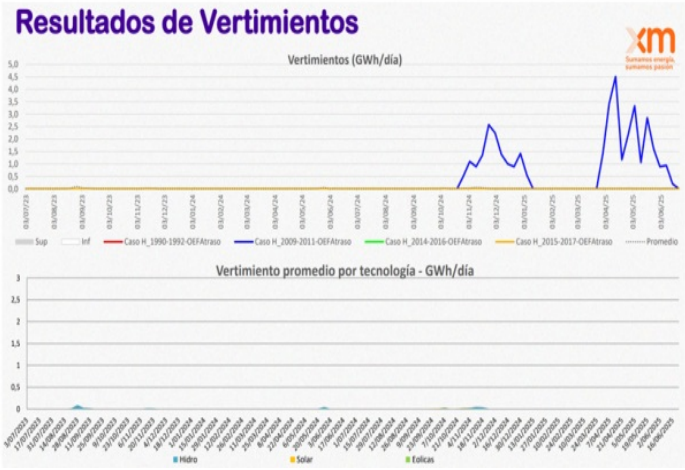


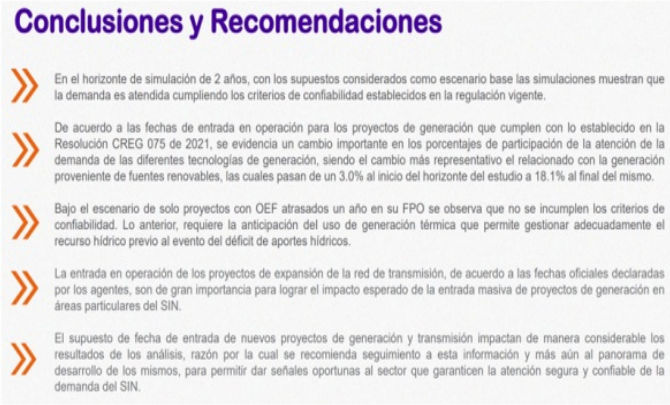
Energía aprovechable vertida por restricciones de red, hidráulicas o de balance por sobreoferta de recursos

Se realiza una sensibilidad, considerando sólo a los proyectos de generación que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF), pero con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico, y series determinísticas deficitarias 1990-1992, 2009-2011, 2014-2016 y 2015-2017.

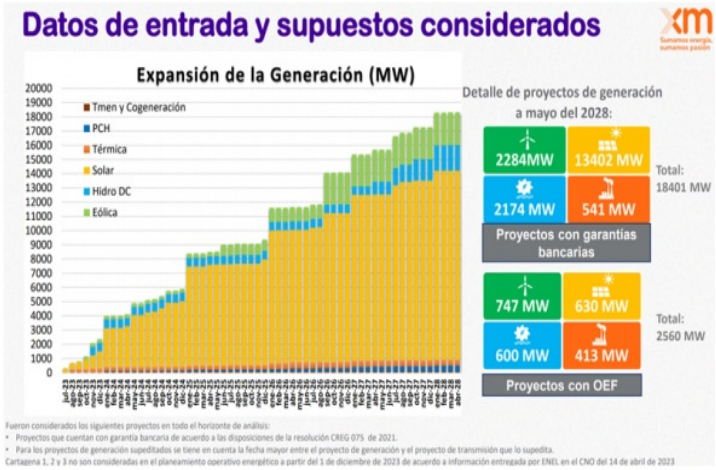


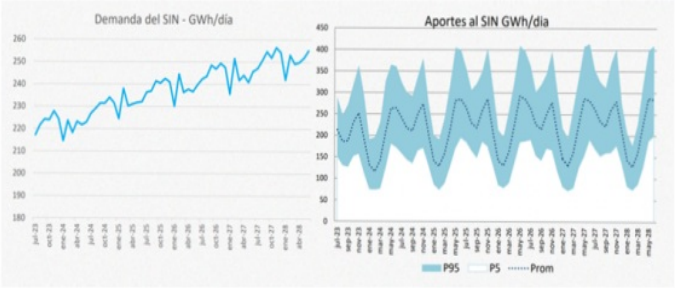


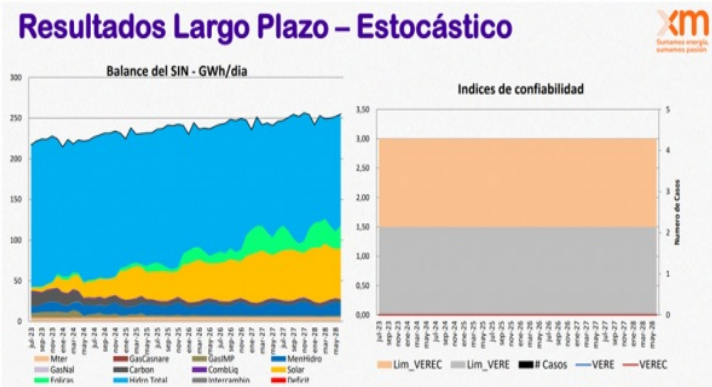


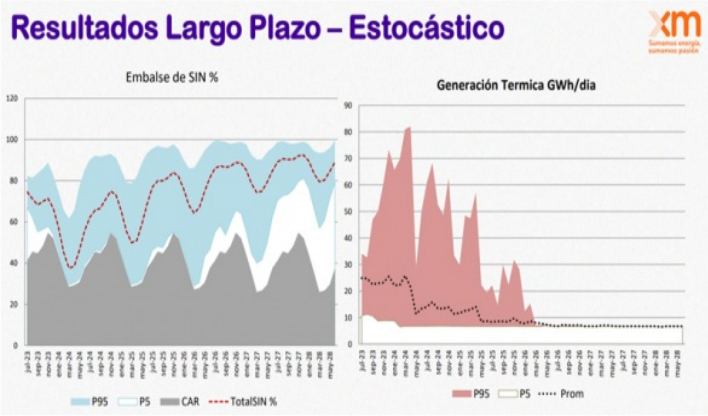


- El CND presentó el panorama energético de largo plazo, el cual se muestra a continuación:

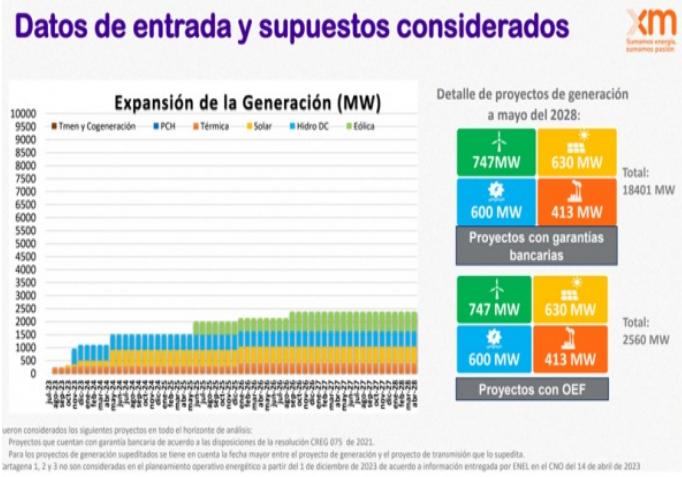


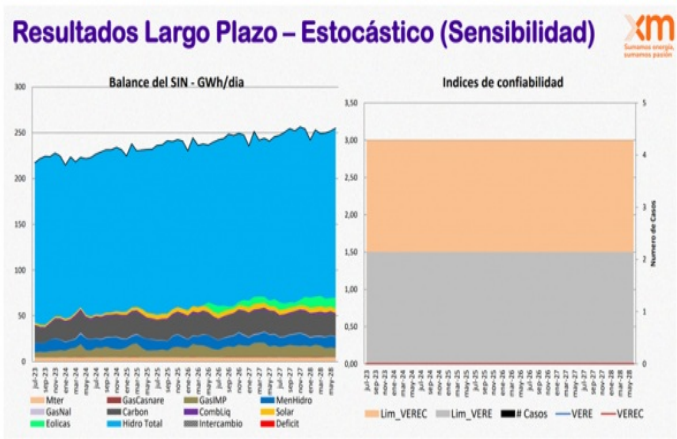


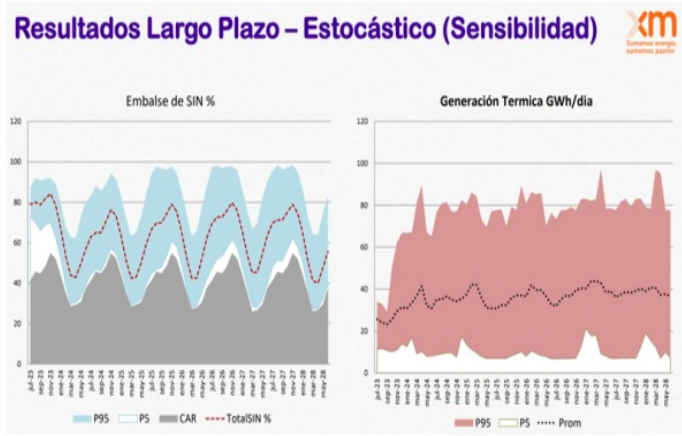


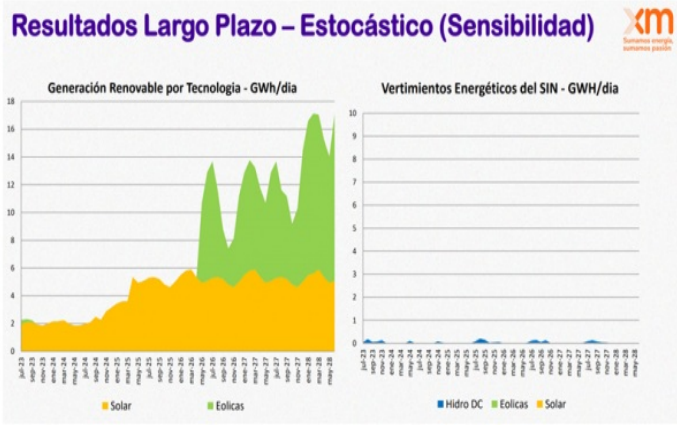


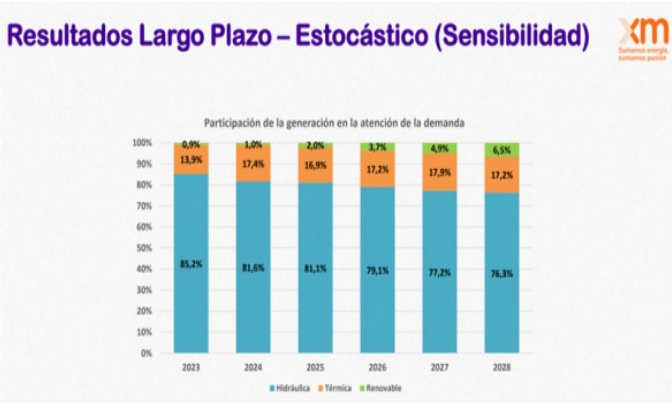
Se realiza una sensibilidad a los proyectos de generación, considerando solo aquellos que tienen Obligaciones de Energía Firme (OEF) con atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO).



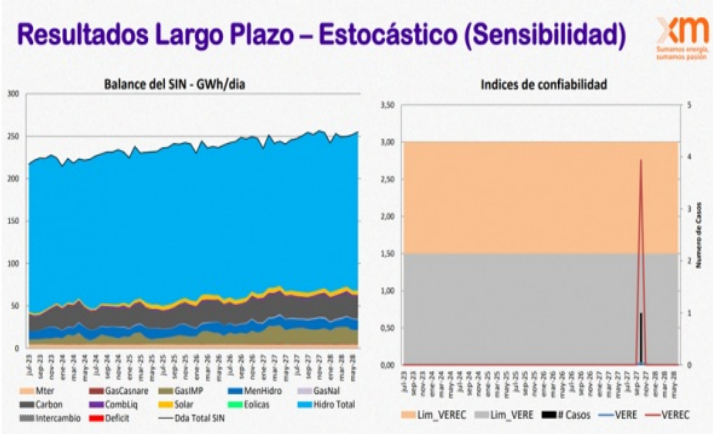


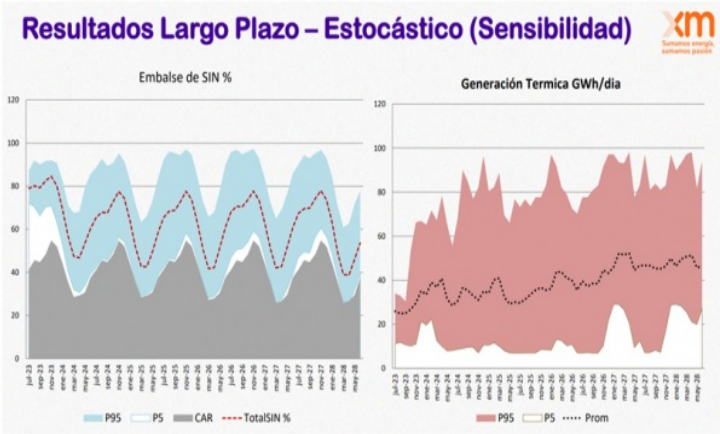


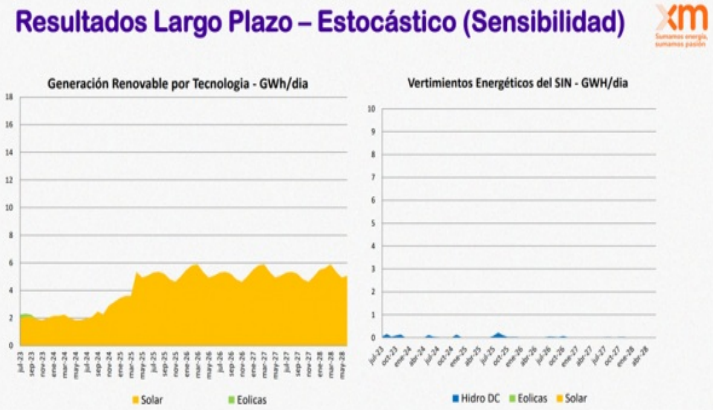


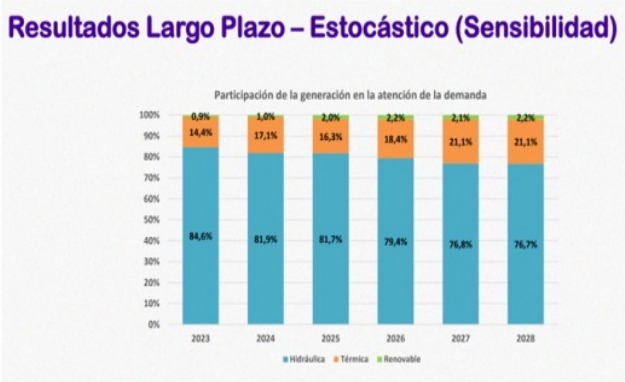


Se realiza sensibilidad considerando solo aquellos proyectos NO eólicos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF), con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO).









Conclusiones y Recomendaciones

- En el horizonte de simulación de 5 años, con los supuestos considerados (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros),las simulaciones muestran que se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables no convencionales, las cuales pasan de un 3.6% al inicio del horizonte del estudio a 37 % en el año 2028.
- Para el caso de sensibilidad a la expansión de la generación que considera proyectos OEF (Sin eólicos en la guajira) atrasados un año, se presenta un caso con déficit que NO implica violación de los criterios de confiabilidad del sistema establecidos en el código. Se observa una mayor participación de la generación térmica con altos valores (promedios mensuales que pueden superar 95 GWh/día) en series deficitarias extremas y en meses de los veranos del horizonte
- La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.
- El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

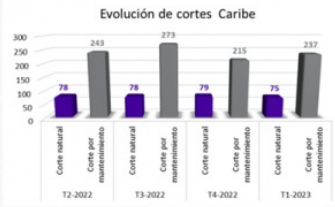
Vale la pena mencionar que Termocentro tiene gas contratado para este año, es decir, se puede considerar en los análisis energéticos la Circular CREG 054 de 2023, lo anterior fue informado por Termovalle.

Finalmente, se acordó que en el SPO se analice como impacta el decreto 929 en la valoración de los vertimientos y su relación con el análisis energético.

- El CND presentó las principales novedades operativas asociadas a las subáreas Caribe y Chocó-DISPAC. Las mismas se presentan a continuación:

Caribe:

Evolución Indicadores Área Caribe 2022-2023



Restricciones naturales del área Caribe

75 — Cortes en alerta: **21** — Cortes en emergencia: **54**

IPOEMP I - 2023 (Enero – Marzo)

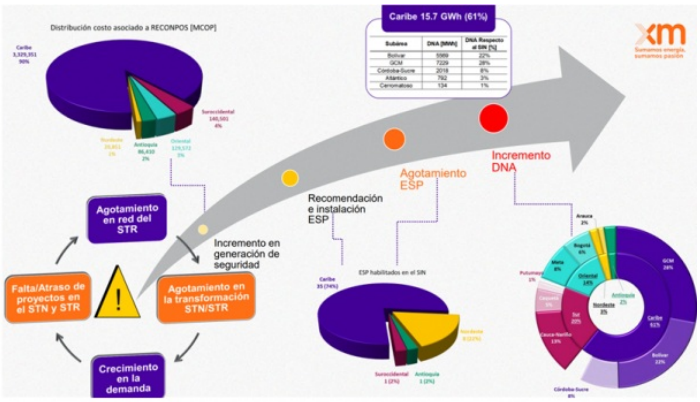
El área Caribe concentra alrededor del 50% de las restricciones naturales (en red completa) del sistema, de las cuales el 70% se encuentran en estado de emergencia y el 30% en estado de alerta.

Cortes alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).
Cortes Emergencia: Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).

DNA y Reconciliaciones

DNA	15.7GW (61%)
Reconciliaciones	3.3 BCOP (90%)
ESP	35 (74%)

ITR T2 (Abril -22 – Marzo de 2023)

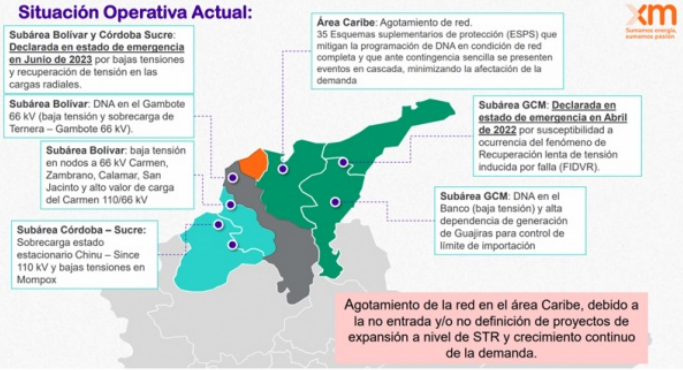


Clasificación DNA JUNIO 2023

ORIGEN	CAUSA	DNA [MWh]
PROGRAMADA	CONSIGNACIONES	1458,37
NO PROGRAMADA	EVENTOS	1685,49
	INSTRUCCIÓN CND	143,43

CAUSA RAIZ	CORDOBASUCRE	GCM	BOLIVAR	Atlántico
Control de tensiones	0,00 MWh	22,08 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Criterios de confiabilidad	19,23 MWh	76,48 MWh	3,30 MWh	9,50 MWh
Seguridad de equipos	2,78 MWh	0,00 MWh	10,06 MWh	0,00 MWh

Situación Operativa Actual:



Potencia segura atendible en nodos en configuración radial

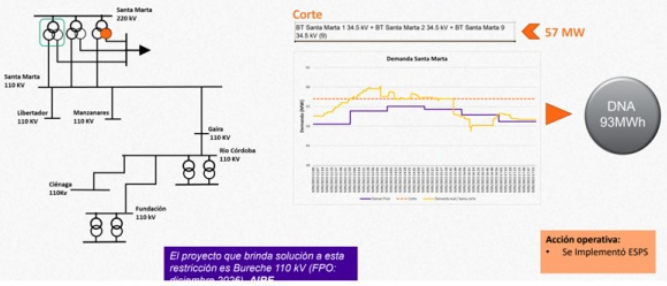
Subárea	Nodo	Corredor	I [A] a tensión nominal	P [MW]	Restricción	Proyecto que elimina la restricción
GCM	El Banco 110 kV	El Paso – El Banco 110 kV	220	38	U < 0.9 p.u. Recuperación transitoria de tensión	**No hay obra de expansión definida.**
	La Jagua 110 kV	Valledupar–Codazzi–La Jagua 110 kV	260	45	U < 0.9 p.u. Recuperación transitoria de tensión	La Loma – La Jagua (FPO 31/10/2023).
	San Juan 110 kV	Valledupar–San Juan 110 kV	350	57	U < 0.9 p.u.	Nueva San Juan 220/110 kV (FPO: 30/06/2025).
Córdoba Sucre	Mompox 110 kV	Chinú-Since-Magangué-Mompox 110 kV	430 (*)	75 (*)	U < 0.9 p.u. Sobrecarga	**No hay obra de expansión definida.**
Bolívar	San Jacinto 66 kV	El Carmen 110/66/13.8 kV	310	37 devanado 66 kV	Recuperación transitoria de tensión	Cameto 66 kV (FPO: 2027) y Cameto 500 kV (FPO: 2027) **proyecto sin promotor asignado.** AFINA evaluar la instalación de un transformador EL Carmen 110/66 kV en paralelo o remplazar el existente por otro de mayor capacidad.
	Calamar 66 kV					
	Zambrano 66 kV					
	El Carmen 66 kV					
	Zambrano 66 kV	El Carmen – Zambrano 66 kV	190	18	Sobrecarga U < 0.9 p.u.	Cameto 66 kV (FPO: 2027) y Cameto 500 kV (FPO: 2027) **proyecto sin promotor asignado.**
	Gambote 66 kV	Ternera – Gambote 66 kV	280	26	U < 0.9 p.u.	Cameto 66 kV (FPO: 2027) y Cameto 500 kV (FPO: 2027) **proyecto sin promotor asignado.**

(*) Capacidad de demanda con tensión de operación en Chinú de 117 kV. A tensión nominal del nodo el valor de demanda atendible es del orden de 56 MW.

Consideraciones:
El valor de máxima carga atendible es indicativo y referencial, ya que depende del punto de operación (tensión en los nodos) y características de la carga (F.P.).
El valor presentado fue calculado a partir de:
- Demanda máxima atendible calculada con la tensión nominal en el nodo al inicio del corredor. Es de resaltar que la tensión de operación debe ser la mayor dentro lo posible, ya que permite disminuir carga de los equipos y favorecer la recuperación de tensión.
- Cumplimiento en los nodos de los criterios regulatorios de tensión en estado estacionario y de recuperación transitoria de tensión ante falla.
- Cumplimiento capacidad nominal declarada de los equipos que componen el corredor (línea de transmisión, transformador).
- Estabilidad de tensión a partir de evaluación por curvas PV en el nodo frontera.

- **Previendo el incremento de demanda, los OR, UPME y CND deben identificar acciones para una operación segura hasta la entrada del proyecto que elimina restricción**
- **Realizar un seguimiento permanente al avance de aquellas obras que ya están definidas, buscando su entrada en operación lo más pronto posible.**
- **Hacer seguimiento al pronóstico de carga en los nodos radiales antes mencionados (MW, Mvar).**

Situación Operativa Santa Marta

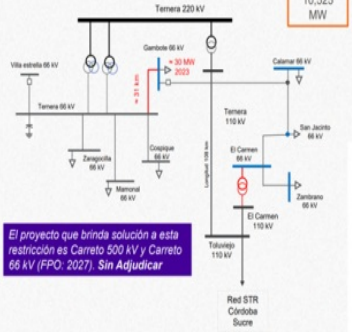


El proyecto que brinda solución a esta restricción es Bureche 110 kV (FPO: diciembre 2026). AIRE

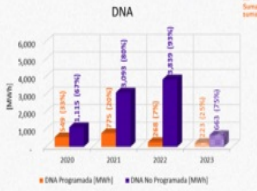
Acción operativa:
- Se Implementó ESPS

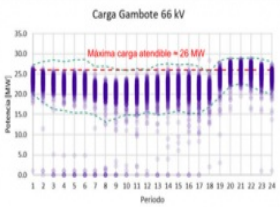
Situación operativa nodos en configuración radial subárea Bolívar 66 kV

Nodo Gambote 66 kV



DNA
10,525 MW

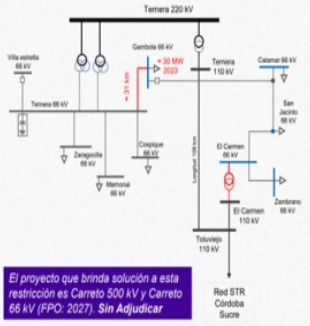




*El proyecto que brinda solución a esta restricción es Carreto 500 kV y Carreto 66 kV (FPO: 2027). **Sin Adjudicar***

Situación operativa nodos en configuración radial subárea Bolívar 66 kV

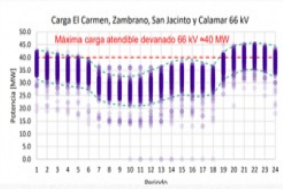
Nodos El Carmen, Zambrano, San Jacinto y Calamar a 66 kV



En escenarios de alta demanda se identifica:

- Baja tensión en nodos El Carmen, Zambrano, San Jacinto y Calamar a 66 kV que no es posible gestionar desde Ternera 110 kV y Chinú 110 kV (nodos de control).

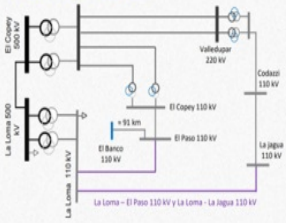
Esta restricción **limita la capacidad de importación del área Caribe**. Se recomienda AFINIA evaluar de forma prioritaria la instalación de un segundo transformador en paralelo en el Carmen o instalar uno de mayor capacidad.



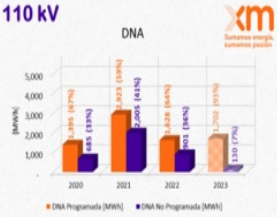
*El proyecto que brinda solución a esta restricción es Carreto 500 kV y Carreto 66 kV (FPO: 2027). **Sin Adjudicar***

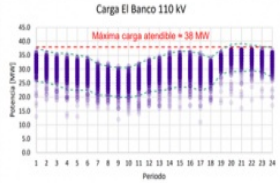
Situación operativa nodo El Banco – El Paso 110 kV

Subárea GCM)



DNA
11,369 MW



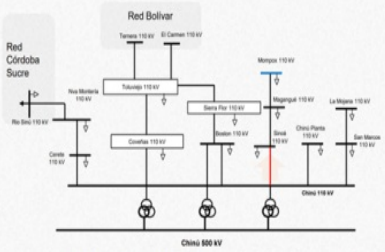


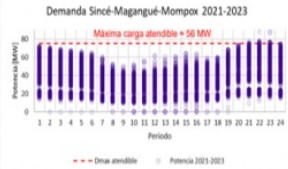
Con la entrada de los **circuitos La Loma – La Jagua y La Loma – El Paso 110 kV (FPO: 31/10/2023)** se mitigan las restricciones de baja tensión en los nodos de EL Paso y La Jagua 110 kV.

La restricción por baja tensión en el Banco 110 kV, **no tiene obra definida que la elimine**.

El valor de demanda máxima atendible es indicativo al depender de la tensión en el nodo de conexión

Situación operativa Córdoba Sucre



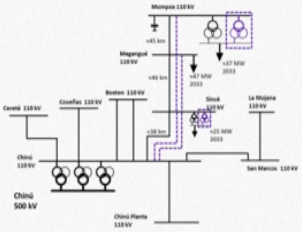


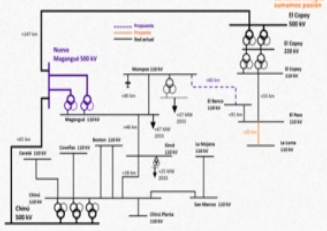
El valor de demanda máxima atendible es indicativo al depender de la tensión en el nodo de conexión

Sobrecarga Chinú – Sincé 110 kV. En red completa presenta carga cercana a su capacidad nominal.
Baja tensión en el nodo Mompox 110 kV. Baja tensión de operación en red completa.

Asociado a estas restricciones se identifica como máxima carga atendible por Chinú - Sincé – Magangué - Mompox 110 kV ≈ 56 MW y FP <0.9 el proyecto compensación Mompox 2x8 Mvar (FPO 30/10/2023) mitiga la pero no elimina la restricción.

Alternativas Propuestas (ITR)





Corredor doble circuito a nivel de 110 kV entre las subestaciones Chinú, Sincé y Magangué y nuevo circuito entre las subestaciones Magangué y Mompox a 110 kV.

Impacto:

- Elimina baja tensión en Mompox 110 kV en red completa
- Elimina sobrecarga en red completa del circuito Chinú - Sincé 110 kV.
- Elimina Condición de red radial (≈865 MWh en 2022).

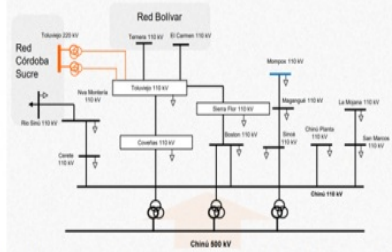
Beneficio/Costo:
1.92 – 8.03 con una probabilidad del 97.5%
3.68 – 6.16 con una probabilidad del 65.0%

Nueva SE Magangué 500/110 kV con doble transformación 500/110 kV y línea Mompox – El Banco 110 kV. Esta propuesta está alineada con una iniciativa preliminar que aún se encuentra en desarrollo por parte de Afinia .

Impacto:

- Elimina la baja tensión en Mompox 110 kV en estado normal de operación
- Elimina Sobrecarga en red completa del circuito Chinú - Sincé 110 kV.
- Elimina Condición de red radial (≈865 MWh en 2022)

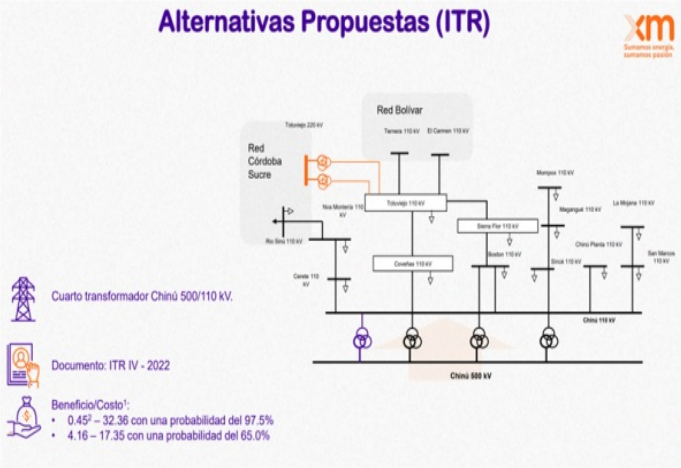
Situación operativa Córdoba Sucre

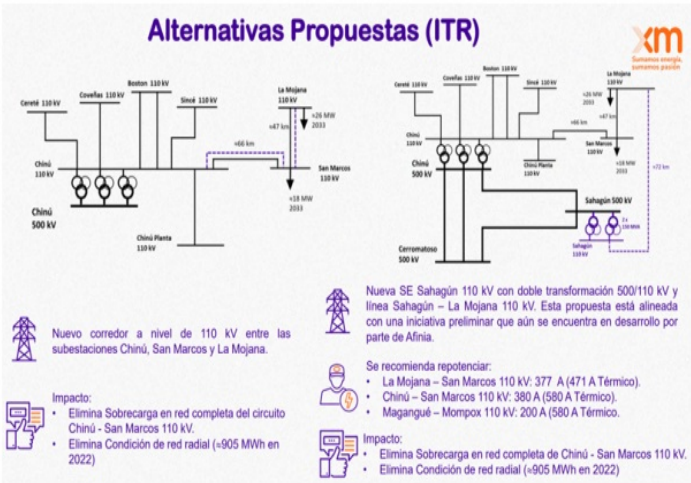


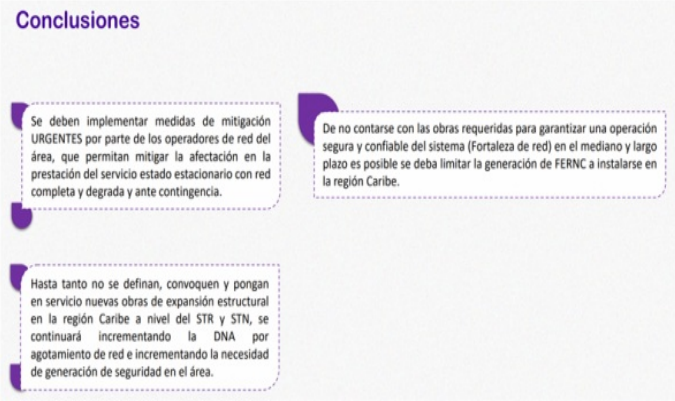
El valor de demanda máxima atendible es indicativo al depender de la tensión en el nodo de conexión

Alto valor de carga transformadores de Chinú 1, 2 y 3 500/110 kV en condición de red completa. A junio de 2023 se tiene un ESPS por sobrecarga de uno de estos transformadores con el que se comanda DNA para mitigar la salida de toda la subárea.

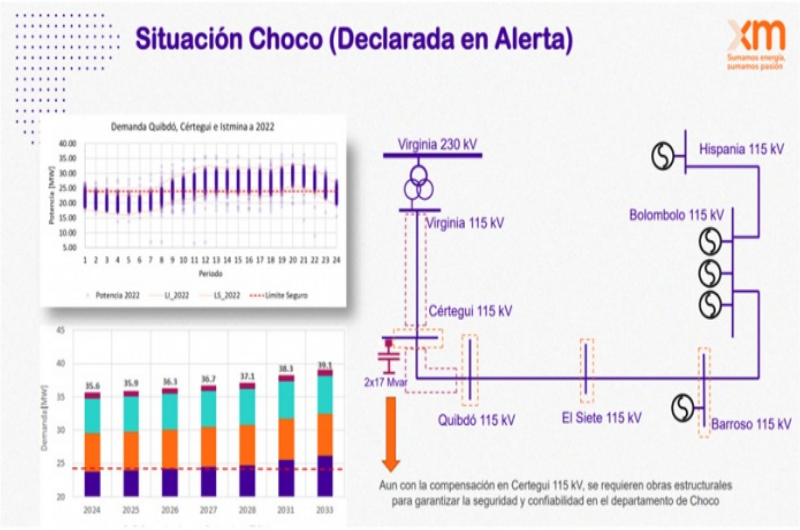
El proyecto que brinda solución a esta restricción es PTRA05304 Toluviejo 220/110 kV (FPO 31/12/2025).







Chocó:



Declaración alerta DISPAC (Febrero de 2023)

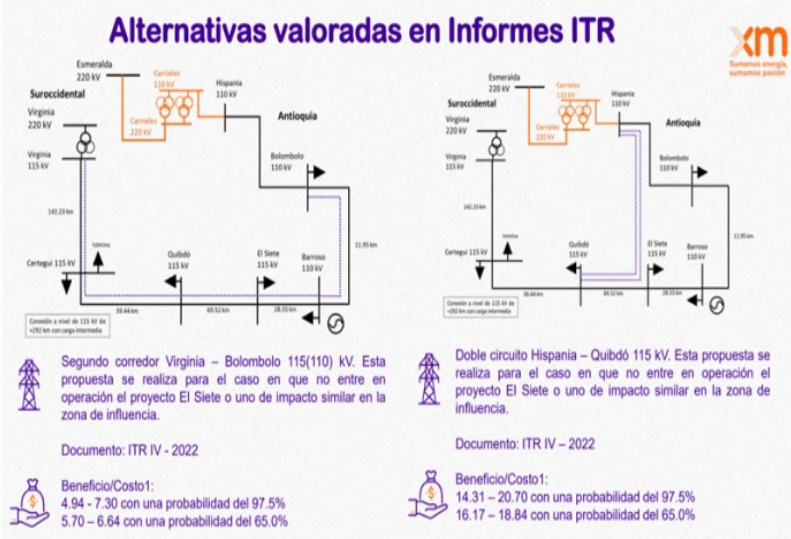
Asunto: Declaración estado de alerta con posibilidad de operación en estado de emergencia en la red de DISPAC – Choco.

Respetado ingeniero Olarte:

De acuerdo con los análisis eléctricos y postoperativos que realiza el CND, se ha identificado en la red de DISPAC en el departamento de Choco, que en escenarios de red degradada o ante contingencia N-1 y cuando el total de la demanda de las cargas de Istmina, Certegui y Quibdó supera aproximadamente 24 MW, se pueden presentar tensiones fuera de los límites regulatorios en las barras del corredor de 110 kV comprendido entre las subestaciones Virginia y Bolombolo. Dado lo anterior, se informa que:

- La red de DISPAC operará a partir de la fecha en estado alerta con posibilidad de evolución a estado de emergencia, teniendo en cuenta que la demanda de las subestaciones Istmina, Certegui y Quibdó puede superar el límite seguro de importación, lo cual genera que ante contingencia N-1 o red degradada por indisponibilidad o mantenimiento la tensión en algunos de los nodos de la subárea se encuentre por debajo de los límites de calidad establecidos en la reglamentación, y por tanto, no es posible bajo esta condición atender completamente la demanda.

Dado lo anterior, recomendamos incluir en la agenda de la próxima reunión de seguimiento del Grupo de trabajo de DISPAC, una presentación detallada por parte del operador de red de cada una de las medidas operativas que tiene previstas implementar para mitigar el riesgo de desatención de demanda en el corto y mediano plazo, así como las obras estructurales que tiene previstas en su plan de expansión para garantizar la atención segura y confiable de la demanda en el departamento del Choco.



- Los indicadores asociados a la operación se muestran en la presentación adjunta a esta Acta.

Conclusiones

7.Trámites licencias - Presentación ANLA.	NO	ANLA presenta el estado actual de las gestiones de licenciamiento de los proyectos de generación.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

La ANLA presentó el estado de licenciamiento de varios proyectos de generación solar fotovoltaicos y eólicos, que cuentan con concepto por parte de la UPME y tienen fecha de entrada en operación entre el periodo 2023-2025. En total, de los 30 proyectos referenciados, 28 no se han acercado a la Autoridad Ambiental para iniciar los trámites de licenciamiento. Al respecto, se acordó en el SPO contrastar el listado del ANLA con la información de la base de datos del CND y dependiendo de los resultados, formular nuevas sensibilidades en los ejercicios de planeamiento energético de mediano y largo plazo.

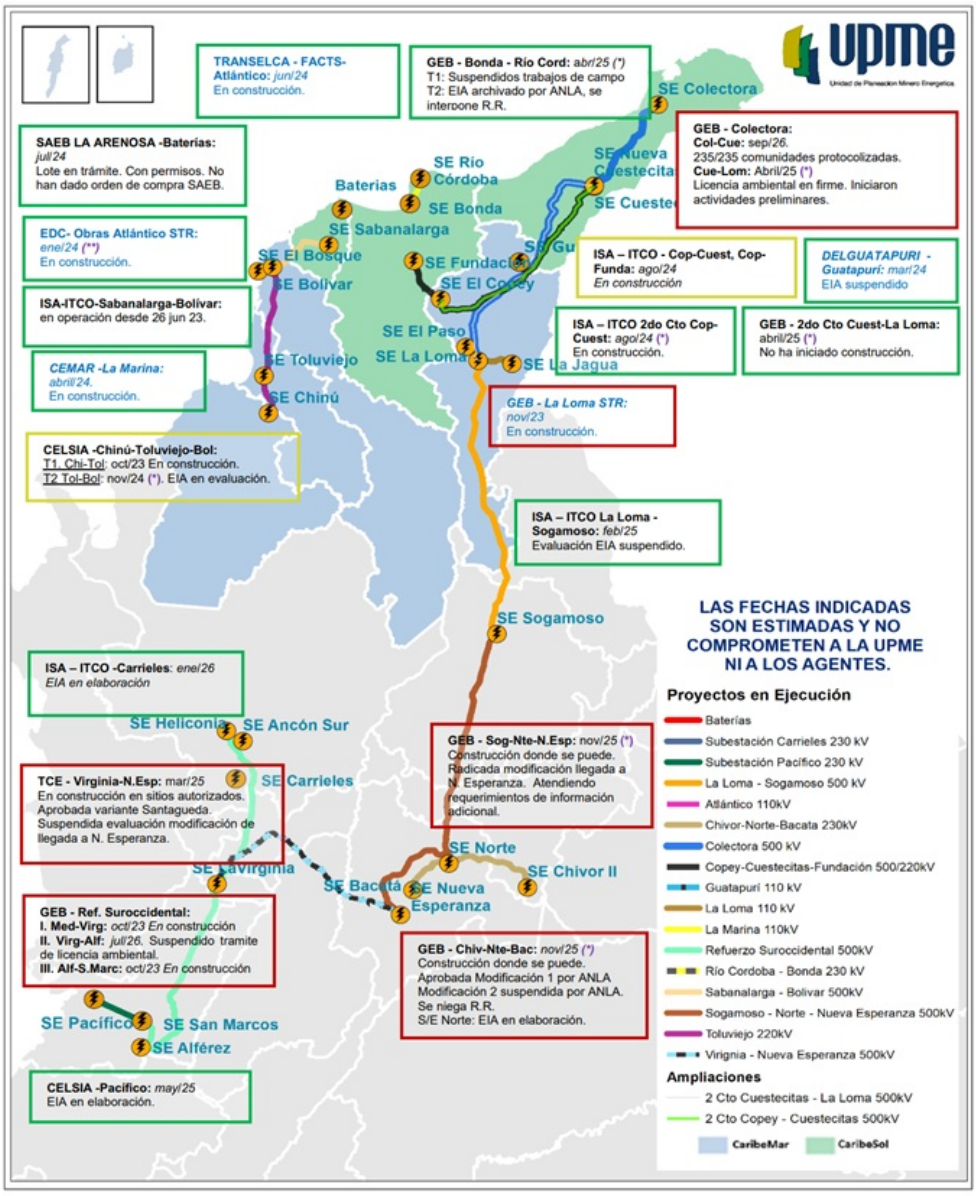
La presentación detallada se encuentra adjunta al Acta de esta reunión, que hace parte integral de la misma.

Conclusiones

8.INFORME UPME	NO	Presentar el avance de los proyectos por convocatoria.	INFORMATIVO		

Desarrollo

En la siguiente gráfica se muestra el estado de los proyectos de expansión de red del STR y STN que son objeto de seguimiento por parte de la UPME. Vale la pena resaltar el cierre de las consultas previas del proyecto Colectora y su red asociada.



Conclusiones

9. VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO

Desarrollo

- Sobre el reporte de la información a 31 de julio de las plantas solares y eólicas con ENFICC, XM mencionó que ya está habilitada la plataforma para el cargue de la información.
- Entró la unidad de Proelectrica que estaba en reparación.
- El plazo para expedir los acuerdos de las Resoluciones CREG 101 006 y 007 de 2023 vence el 14 de julio por lo tanto se convocará sesion extraordinaria del Consejo.
- La próxima reunión ordinaria será el 3 de agosto.

Conclusiones

Presidente Ad Hoc - Julian Cadavid

Secretario Técnico - Alberto Olarte