



Acta de reunión
Acta N° 723
9 Noviembre, 2023 Gotomeeting

Reunión C.N.O. 723

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
Termoyopal Generación 2	David Rincon	SI	NO
UPME	Diana Montaña	SI	NO
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
ENEL Colombia	Gaetano Manzulli	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI

Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
MINENERGÍA	Luis Alberto Orjuela	SI	NO
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
XM	Oscar Arango	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	SI	NO
Compañía Eléctrica de Sochagota	Sergio Velasco	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	SI	NO
UPME	Andres Peñaranda	SI	NO
CNOGas	Fredi López	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
IDEAM	Luis Reinaldo Barreto	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jorge Fonseca	SI	NO
MINENERGÍA	Juan Sanchez	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	Aprobaciones: Actas pendientes.

		Acuerdos.
3	09:45 - 10:45	Informe Secretario Técnico.
4	10:45 - 11: 45	Presentación XM – Situación Eléctrica y Energética.
5	11:45 - 12:15	Informe UPME.
6	12:15 - 12:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el seguimiento a la situación climática y las perspectivas del clima en el país.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo Las variaciones del clima en el país están influenciadas por el ENOS, las ondas MJ y la temporada de huracanes en el Atlántico. El IDEAM presentó un análisis de duración de los diferentes eventos Niño clasificados como débiles, moderados y fuertes. El calentamiento fuerte sobre las costas suramericanas se ha diluido en la medida que se ha extendido a los largo del Pacífico ecuatorial. En octubre se ha observado mayor dominio de la subsidencia de las ondas MJ. Con respecto a la temporada de huracanes hasta ahora han transitado 20 tormentas tropicales y siete huracanes declarados y aun transitan ondas con humedad. En el trimestre ASO se completaron los cinco trimestres seguidos con el índice igual o por encima de 0.5 con lo cual se declara oficialmente el evento Niño de acuerdo a los protocolos internacionales. Para la NOAA se considera que el Niño puede permanecer hasta la primavera del hemisferio norte. Las condiciones del fenómeno de “El Niño” no han sido tan evidentes por las ondas tropicales, que han generado humedad y lluvias en el territorio nacional. Sin embargo, próximamente terminará la temporada de huracanes y empieza el invierno en el hemisferio norte. Las condiciones del fenómeno de “El Niño” no han sido tan evidentes por las ondas tropicales, que han generado humedad y lluvias en el territorio nacional. Sin embargo, próximamente terminará la temporada de huracanes y empieza el invierno en el hemisferio norte. Persisten las probabilidades presentadas previamente, sobre la intensidad y duración del fenómeno de “El Niño” (80 % que dure hasta mayo de 2023 y 85 % que sea fuerte).					
Conclusiones - Las lluvias para octubre estarán entre un 45 y un 60% , para noviembre entre 40 y 60 % y para diciembre entre 45 y 60 % de sus respectivas medias históricas.					

2. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar al Consejo las actas pendientes y los acuerdos recomendados para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO
Desarrollo 1. ACTAS: ACTA 714: Publicada para comentarios el 2 de octubre. Comentarios de TEBSA, PROELECTRICA e ISAGEN. ACTAS 715, 716 y 717 CNO no presenciales. ACTA 718: publicada para comentarios el 7 de noviembre. Comentarios ISAGEN y PROELECTRICA. ACTAS 719, 720, 721 y 722 CNO no presenciales. El Consejo aprueba el acta 714 con los comentarios presentados. Para el acta 718 se da una semana más para comentarios y se someterá a aprobación en la reunión ordinaria del mes de diciembre. 2. ACUERDOS: Los siguientes acuerdos se presentaron con recomendación para aprobación al Consejo: Por el cual se aprueba la actualización de la capacidad efectiva neta y el consumo térmico específico de la planta Gecelca 32 y los límites de absorción y generación de reactivos de la planta Gecelca 32. Por el cual se aprueba la actualización de información de los parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Sisga. Por el cual se actualiza la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de expansión que se ejecuten en los Sistemas de Transmisión Regional STRs. Por el cual se aprueba el " Protocolo de definición de la metodología de modelamiento y el Procedimiento para la revisión y actualización del modelamiento de plantas solares". Por el cual se aprueba el " Protocolo de definición de la metodología de modelamiento y el Procedimiento para la revisión y actualización del modelamiento de plantas eólicas". El Consejo aprueba los acuerdos presentados.					
Conclusiones - Se aprueba el acta 714 con los comentarios recibidos. - Se aprueban los acuerdos recomendados.					
		Presentar el desarrollo de			

3.INFORME CNO 723	NO	actividades y gestiones del C N O y de sus comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
----------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

1. Se realizó con éxito la versión 28 del Congreso del Mercado de Energía Mayorista- MEM, versión 28. Las cifras preliminares respecto a patrocinios, inscritos, facturación, entre otros, se presentan en informe adjunto.
2. La empresa desarrolladora de la página WEB del CNO está haciendo los ajustes correspondientes teniendo en cuenta los hallazgos de ciberseguridad encontrados en las pruebas ejecutadas por personal de CELSIA.
3. El 30 de octubre se abrió la convocatoria para la selección de los miembros por elección del CNO en el año 2024. A continuación, el cronograma de la selección:

Publicación del aviso de la convocatoria (diario de amplia circulación nacional y página WEB del CNO)	30 y 31 de octubre de 2023
Recepción de postulaciones	22 de noviembre de 2023
Comunicación a las empresas informando quienes se postularon por grupo e instrucciones de acceso a la página web para votar	24 de noviembre de 2023
Votación a través de la página WEB del CNO	28 y 29 de noviembre de 2023
Publicación de los resultados	30 de noviembre de 2023
Expedición del Acuerdo por el cual se integra el CNO para el año 2024	7 de diciembre de 2023

Temas técnicos

4. El pasado 30 de octubre del 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 171, que tuvo como eje central el reporte de avance de las actividades de preparación definidas por 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 compartió con los miembros de la Comisión los aspectos más importantes de los grupos de seguimiento de las áreas Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental. A continuación, se presentan los aspectos más relevantes discutidos durante la reunión fueron los siguientes:
 - Según el IDEAM, la probabilidad de que el fenómeno de “El Niño” se extienda hasta mayo del año 2024 y sea fuerte, es del 80 y 85 %, respectivamente.
 - El CND indicó que las reservas hídricas del Sistema Interconectado Nacional-SIN se encuentran alrededor del 72 %. Asimismo, presentó el panorama energético de mediano plazo bajo diferentes escenarios determinísticos y estocásticos. Vale la pena mencionar que el Operador del Sistema indicó que, para exportar una cantidad mayor de energía a Ecuador, en cumplimiento de la resolución del MME 40619 de 2023 de solo exportar con líquidos, se está gestionando, el aumento de la capacidad de circuitos de la red del STR de Cedenar y otra opción es permitir la T de renacer para recuperar el cuarto enlace a 230 KV.
 - El CACSSE indicó que invitará a GECELCA para que presente el estado actual del mantenimiento de GECELCA 3. Asimismo, solicitó a la SSPD presentar el Plan de mantenimientos de las centrales térmicas que están operando con combustibles líquidos.

- CANACOL ENERGY informó que aún no tiene una fecha prevista para la normalización de la producción de sus campos, dado que la inyección con nuevos pozos aún es incierta, dado que se necesitan hacer las pruebas correspondientes. Al respecto, el CND preguntó si existen algún riesgo, dentro de los trabajos de recuperación de los pozos, que puedan afectar a la Planta Tesorito. Al respecto, CANACOL indicó que actualmente se están llevando a cabo swaps operativos, motivo por el cual dicha central no se ha visto impactada y no se prevé se afecte durante la estación de verano. Al margen de lo anterior, la CREG solicitó al CNOg presentar en el CACSSE un ejercicio de balance de gas agregado, dado el impacto económico que podría tener dichos swaps. Finalmente, la CREG comentó que le preguntará directamente a CELSIA sobre los efectos de la contingencia en su planta. Al respecto el CNOg indica que la situación en CANACOL no ha cambiado sustancialmente respecto a informes anteriores. Comenta que el productor está perforando nuevos pozos y actualmente tiene una inyección de gas natural alrededor entre 15 y 20 MPCD. Asimismo, dice que esta recuperación paulatina está asociada a nuevos pozos, no a los existentes, que son los afectados por presencia de agua. Finalmente, el Secretario Técnico del CNOg comenta que compartirá la presentación asociada al estado de las actividades de la recuperación de la contingencia.
- El CNOg mencionó que no hay contratos entre productores y plantas térmicas. Asimismo, advierte que con la Circular Externa UPME 0000 64 del 2023, al sector que se está restringiendo es al térmico.
- Se indicó por parte de MINENERGIA que próximamente saldrá la campaña de uso eficiente de energía, cuyo lema es *“cuida la energía, cuida la vida”*.

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:

- Continúan las instrucciones de racionamiento en el área Caribe por agotamiento de la red del STR. No obstante, se resalta que con las menores temperaturas que han conllevado una menor demanda en la región caribe y con las medidas de mitigación implementadas por AFINIA, se han disminuido los eventos de Demanda No Atendida-DNA. En este mismo sentido, el CND indicó que han mejorado las condiciones de operación en esta zona del SIN.
- ENEL presentó el cronograma de trabajo asociado al mantenimiento de la subestación Paraíso 230 kV, que se llevará a cabo durante todo el mes de julio del año 2025. Dicha intervención implica la indisponibilidad de la generación de Guaca y Paraíso, que representan para el área Oriental 3.6 unidades equivalentes. Se acordó llevar este punto a la próxima reunión de seguimiento del área Oriental, al igual que la solicitud de la UPME sobre la revisión de los trabajos en el embalse de Guavio, y el cronograma informado por AES Colombia sobre el proyecto de extensión de las conducciones de Chivor (vaciados programados horizonte 2024-2029). La UPME envió para conocimiento del Consejo y el CND, las cartas de respuesta de METRO BOGOTÁ y REGIOTRAM sobre los consumos de potencia, fechas de puesta en servicio y curvas “S” de los proyectos de movilidad eléctrica de la ciudad de Bogotá.
- La primera reunión del grupo de trabajo EDAC, conformado por integrantes del SAPE, Subcomité de Protecciones y Comité de Operación, se realizará el próximo 16 de noviembre del año en curso en horas de la tarde.
- El CND presentó el balance de las pruebas de potencia reactiva de las unidades de generación del SIN. Para la región de sobreexcitación, se destaca un incremento de dicha potencia para el soporte de tensión en las áreas Caribe y Oriental.
- AFINIA presentó el avance del estado de implementación de las medidas de mitigación. Se destaca la instalación del transformador provisional en El Paso 110 kV, que como se mencionó previamente, ha reducido las instrucciones de racionamiento por agotamiento de red en el STR. Respecto a la subestación Nuevo Arjona, dicha expansión estaría en servicio entre los años 2024 y 2025, según las etapas informadas por el Operador de Red.
- El CND presentó su propuesta de modificación del Acuerdo 1501, por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros y modelos de los dispositivos FACTS distribuidos. Se acordó socializar el documento para revisión del Subcomité, que está enfocado en el reporte de parámetros técnicos de los mSSSC, y programar reuniones bilaterales CND-Agentes para analizar la propuesta. En el mes de noviembre se espera tener la versión final para presentarla al Comité de Operación y CNO.
- Respecto al seguimiento del proyecto La Loma 110 kV y redes asociadas, se ratificó por ENLAZA que solicitó la modificación de la Fecha de Entrada en Operación-FPO de dicha expansión para el 29 enero del año 2024. No obstante, se indicó por el transportador que el tramo La Loma-El Paso 110 kV podría estar en servicio antes del 30 noviembre del año en curso. Respecto al tramo La Loma-La Jagua 110 kV, dicho corredor podría estar en servicio

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- Respecto al seguimiento a la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, se destaca la labor que ha tenido el subcomité durante los últimos dos (2) meses para reducir el número de eventos de incumplimiento.
- Con relación al seguimiento a la calidad de los modelos, el CND resaltó la necesidad de definir un plan de trabajo para que los agentes generadores gestionen los problemas de calidad identificados en los plazos del Acuerdo 1643. De manera general se identifican varios modelos con problemas, lo cual podría generar un riesgo para la operación confiable y segura del SIN.
- El Subcomité sigue sesionando para definir las pruebas y procedimientos que se necesitan para validar el cumplimiento de los requisitos de la Resolución CREG 060 de 2019 para los autogeneradores conectados al STR/STN sin entrega de excedentes.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- El Subcomité se reunió para analizar las observaciones y sugerencias de MINENERGÍA a la metodología planteada por el Consejo para establecer la capacidad de regulación de las plantas hidroeléctricas. A partir de ella, se explicó al ministerio: **i)** por que la aplicación del procedimiento puede arrojar valores negativos (almacenamiento); **ii)** justificación de considerar la topología de las cadenas y aportes aguas arriba, en línea con los modelos utilizados para el planeamiento energético y diseño de centrales hidroeléctricas. Adicionalmente, se indicó a la oficina de asuntos regulatorios y empresariales que se ajustará el documento incorporando algunas definiciones, y se aclaró que la metodología fue acogida por todos los miembros del CNO. Al respecto, MINENERGIA sugirió aplicar el procedimiento para escenarios de caudales extremos (húmedos y secos), al igual que omitir los aportes de las plantas ubicadas aguas arriba que estén inmersas dentro de una cadena específica. Teniendo en cuenta lo anterior, el SURER se reunirá próximamente para analizar las solicitudes del Ministerio. En relación a la metodología de cálculo de la capacidad de regulación de las plantas hidroeléctricas, CELSIA solicitó que, al momento de revisar los resultados de aplicación, se considere el objetivo de MINENERGIA, respecto a establecer el umbral mínimo de regulación para definir cuales plantas podrían ofertar precio en el despacho económico.
- Se retomaron nuevamente las actividades asociadas a la medición de la velocidad del viento en la góndola de los aerogeneradores para los proyectos eólicos enmarcados en la resolución CREG 148 de 2021.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- El CND presentó el seguimiento a la demanda de potencia del SIN. Destacó que la demanda real de energía eléctrica ha sido, para algunos días de los meses de septiembre y octubre del año en curso, superior a la desagregación semanal del percentil 95 del Intervalo de Confianza Superior de la proyección de la UPME.
- Con relación a las tareas asignadas por el CNO al SPO sobre los supuestos del modelo energético, específicamente escenario de exportaciones, tasa de crecimiento de la demanda de energía y limitaciones a la producción de la generación térmica, el subcomité definió que el escenario base de demanda será el medio de la Unidad, incrementado en 2 % hasta culminar el verano 2023-2024. El CNO solicitó realizar como sensibilidad una simulación considerando una exportación hacia Ecuador de 10 GWh-día. Al respecto el CND manifestó que dada la condición establecida en la resolución MME 40619 de 2023, no se ve necesaria una nueva sensibilidad. Finalmente, respecto a la limitación de la generación térmica, el SPO no está de acuerdo, por ahora, en contemplar este tipo de restricciones. De todas formas, si se presentan situaciones como las del año 2020, se revisará esta medida.
- Se recomendó por parte del Subcomité analizar en el marco de los estudios de Resiliencia, escenarios de estrés y eventos HILP (salida prolongada de plantas junto con un fenómeno de El Niño fuerte y prolongado).
- Se presentó por parte del CND el panorama energético de mediano plazo bajo diferentes escenarios. Para el caso que considera solamente la generación con Obligaciones de Energía en Firme-OEF y un atraso simultáneo de un (1) año en su Fecha de Entrada en Operación-FPO, los

niveles de generación térmica desde ya son superiores a 85 GWh-día, que es consistente con lo que está pasando en el Sistema actualmente.

- El CNO sugirió al CND retomar los análisis de potencia, como se hizo en el fenómeno de El Niño 2015-2016. XM comentó que lo validará.
- El desbalance energético actual contemplado en los análisis energéticos es de 7.29 GWh-día, valor obtenido a partir de la metodología CND con información de los últimos 6 años. El CND propuso contemplar en las simulaciones un desbalance de 9.7 GWh-día, lo anterior debido al comportamiento de dicho parámetro durante el último año, donde en algunos instantes el desbalance positivo ha sido mayor a 20 GWh-día.

Al respecto, el 30 de octubre del año en curso el Subcomité se reunió para analizar los desbalances energéticos, y definir los supuestos para construir la senda de verano del CNO en el marco del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento. Se acordó establecer la senda de verano a partir de una simulación determinística de la operación del SIN (hidrología 2015-2016), el escenario de demanda referenciado previamente, la condición real del embalse del SIN al momento de realizar las simulaciones, y considerar un desbalance energético de 9.7 GWh-día. Finalmente, se recomendó al SURER revisar las posibles razones del aumento en el último año de dicho desbalance, para descartar cualquier eventualidad que pueda estar alterando el cálculo.

Subcomité de Plantas-SP:

- Sobre las rampas de generación de las plantas térmicas del Acuerdo 1670, modelo 1, cada uno de los agentes revisaron sus parámetros técnicos, dado que el CND presentó la interpretación de dichas rampas de descenso. Los agentes socializaron sus revisiones a partir de dicho entendimiento común y no manifestaron la violación de parámetros técnicos. En este sentido, está en consulta para los miembros del SP la propuesta de ajuste de los Anexos 1, 2 y 3 del referenciado Acuerdo.
 - En el Comité de Operación-CO el Subcomité de Plantas-SP presentó sus posiciones sobre la necesidad de definir o no un procedimiento auditado para determinar la Capacidad Efectiva Neta-CEN de las plantas hidroeléctricas. Todos los miembros del CO, exceptuando al CND, establecieron que con la información disponible no es necesario auditar este procedimiento.
6. El 20 de octubre del año en curso se realizó una nueva reunión de seguimiento del área Caribe. En ella el CND presentó el estado eléctrico de la red, los Operadores de Red AFINIA y AIR-E el estado de las medidas de mitigación, y se socializó por parte del Consejo el Plan de Acción sugerido a MINENERGÍA para su gestión y gerenciamiento.
7. El 27 de octubre del año en curso se presentaron por parte del CND los informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo, IPOEMP e IPOELP. De estos se destacan:
- El SIN actualmente tiene 153 límites de transferencia (cortes), de los cuales 94 son de alerta y 59 de emergencia. Adicionalmente, 63 subestaciones del STN y STR tienen un nivel de cortocircuito superior a la capacidad de interrupción de sus equipos.
 - Durante el 2023 se han dado 133 instrucciones de racionamiento en el área Caribe por agotamiento de su red del STR.
 - Dada la fecha de entrada en operación de los Sistemas de Almacenamiento a través de Baterías-SAEB en la subárea Atlántico y la puesta en operación del proyecto Atlántico STR, el impacto para la operación de la subárea será menor al estimado inicialmente.
 - Nuevamente se identifica que la entrada parcial de los proyectos STN/STR puede activar o incrementar las restricciones eléctricas y operativas en algunas subáreas del SIN.
 - Los pesos de algunas unidades equivalentes del área Caribe han disminuido, ello debido al agotamiento de la red del STR (caso Termoguajira).
 - En las subáreas META y NORDESTE-CASANARE se identifican atrapamientos constantes de generación, esto se debe a las conexiones aprobadas sin que estén condicionadas al desarrollo de nuevos proyectos de red. En este sentido, se recomendó nuevamente al CND presentar de forma explícita las limitaciones a la producción por la conexión de nuevas plantas de generación.
 - Para el largo plazo, se identifican 173 restricciones que no tienen proyectos de expansión definidos por parte de los Operadores de Red y la UPME.

8. Debido a las comunicaciones enviadas a MINENERGIA y la Gobernación del Huila por ENEL sobre el desembalsamiento de Betania y Quimbo, se expidió la Resolución MME 40619 de 2023, *“por la cual se adoptan medidas transitorias para las exportaciones de electricidad durante el Fenómeno de El Niño 2023-2024”*.
9. Se expidió la Resolución CREG 101 025, *“por la cual se establece la oportunidad para asignar las obligaciones de energía firme del Cargo por Confiabilidad de los períodos comprendidos entre diciembre 1 de 2025 a noviembre 30 de 2026 y diciembre 1 de 2026 a noviembre 30 de 2027”*.
10. Se expidió la Resolución CREG 101 027, *“por la cual se modifica parcialmente el artículo 5 de la Resolución CREG 026 de 2014-Estatuto para situaciones de Riesgo de Desabastecimiento”*. En esta se plantean las condiciones que la CREG tendrá en cuenta para definir la condición inicial del embalse, de cara a la construcción de la senda de referencia del SIN.
11. ACOLGEN informó al CNO que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS, en el marco del Consejo Nacional del Agua-CNA, ha invitado a dicho gremio para construir una nueva Guía de cálculo del caudal ambiental. También indicó que el MADS está haciendo cálculos piloto sobre algunas plantas, pero desconocen bajo que enfoque. El Consejo comentó que es fundamental el liderazgo de MINENERGIA y no tiene claro cómo será su participación en este ejercicio. Asimismo, indicó que llevará el tema al CACSSE. Al respecto, MINENERGIA aclaró que el tema lo están liderando conjuntamente con el MADS, que las mesas de trabajo que se están llevando a cabo con ACOLGEN no son vinculantes, y que entiende la importancia del grupo CNO-CND-UPME de cara a la evaluación futura de los impactos sistémicos de la guía.
12. Generadora Termocentro indicó en comunicación dirigida al Consejo, que no tienen gas ni contratos en firme para el mediano plazo.
13. El CND indicó en el Comité de Operación-CO que aún no ha finalizado los análisis del estudio de resiliencia, por lo que se acuerda retomar la matriz de riegos del sistema que se tenía previamente para su actualización.
14. DISPAC informó en el Comité de que ya recuperó 7 MVAR de compensación capacitiva a nivel del SDL, de los 12.5 MVAR que se comprometió como parte de las medidas de mitigación. Respecto al Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS, el Operador de Red-OR indicó que el estudio ya fue enviado al CND. Respecto al Plan de expansión, el OR comentó que sugirió a la UPME como proyecto estructural, un nuevo punto de inyección desde el STN para el departamento del Chocó.
15. En reunión con la CREG se presentaron las simulaciones que soportan el concepto CNO sobre la Resolución CREG 701 017, *“por la cual se modifica el numeral 4.2.4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998”*. Específicamente se sustentó a la Comisión porque en el STR el factor de potencia debería ser idealmente igual a 1.
16. El Comité de Transmisión-CT sugirió nuevamente al Comité de operación-CO, revisar la posibilidad de recomendarle a la CREG habilitar temporalmente las conexiones tipo “T”. Al respecto, el CO sugirió al CT elevar su solicitud directamente al Consejo.
17. Continúa la revisión de la propuesta de acuerdo para reportar la información asociada al restablecimiento. CND indica que a la fecha han llegado observaciones de AIR-E, EPM, TRANSELCA y PROELECTRICA.
18. Las horas de operación de las plantas térmicas se han incrementado, y esto ha generado preocupación en los generadores térmicos. Las plantas que están siendo utilizadas para soportar la exportación con líquidos hacia el Ecuador, por ejemplo, manifestaron en el Comité de Operación-CO que operar de manera permanente y con este tipo de combustibles incrementa su probabilidad de falla. Este análisis se puede extrapolar a las centrales que operan con Gas Natural.
19. La UPME publicó el documento soporte de la proyección de los precios de los combustibles líquidos, gas y carbón mineral.

20. Se recibió copia de la carta enviada por ISAGEN a la CREG, sobre su solicitud de regulación específica para las plantas de generación basadas en inversores que se encuentran inmersas en una frontera embebida. Específicamente se solicita por parte del generador definir el punto de cumplimiento de los requisitos de control de tensión durante la transición de la Resolución CREG 229 de 2021.
21. Se recibió concepto positivo por parte de la CREG sobre la viabilidad de definir vía Acuerdo del CNO, la variable del despacho “Zona No Operativa-ZNO” de Ituango y se llevará este punto al Subcomité de Plantas-SP y posteriormente al Comité de Operación-CO y CNO.

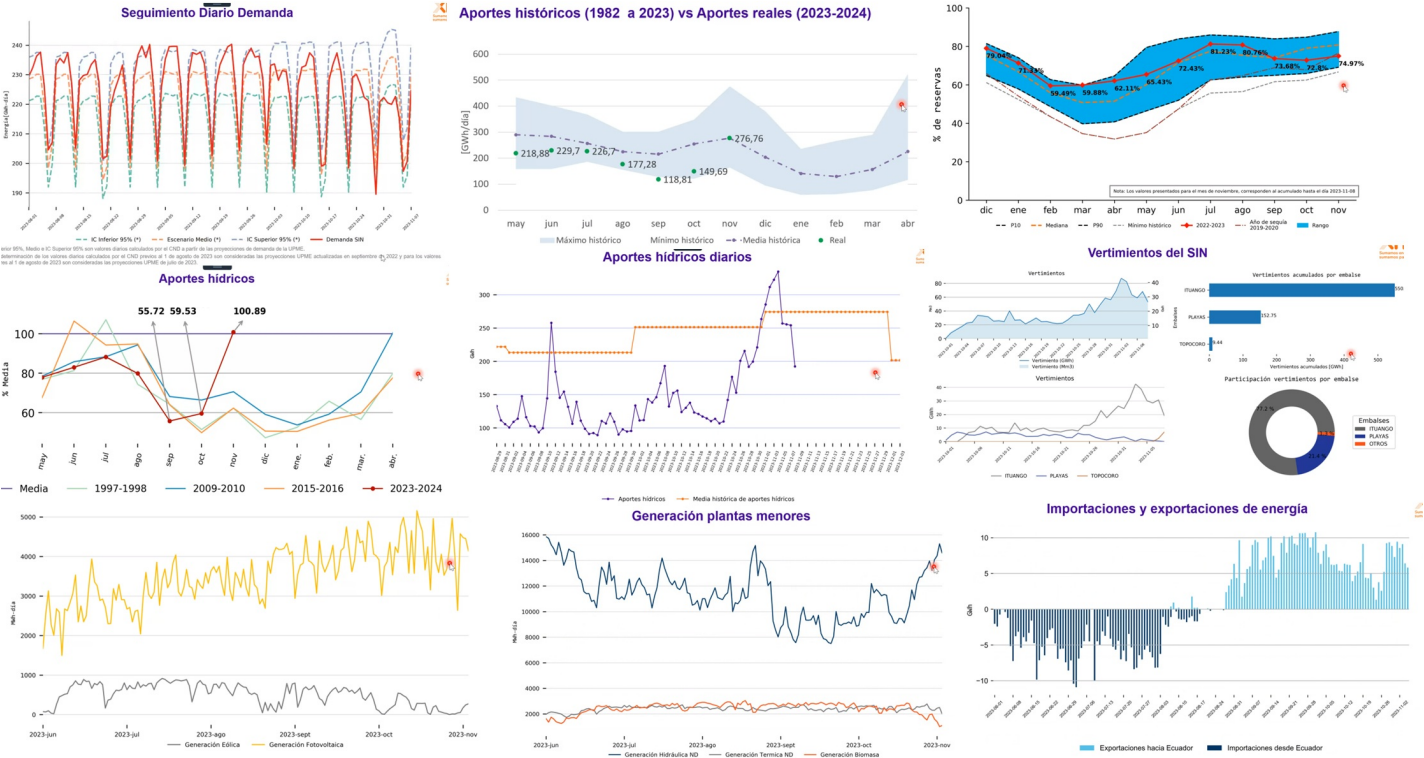
GECELCA manifestó su preocupación por el constante “ciclaje” de sus unidades de generación térmica, lo anterior cuando se está entrando a la fase más difícil del Fenómeno de “El Niño”.

Conclusiones

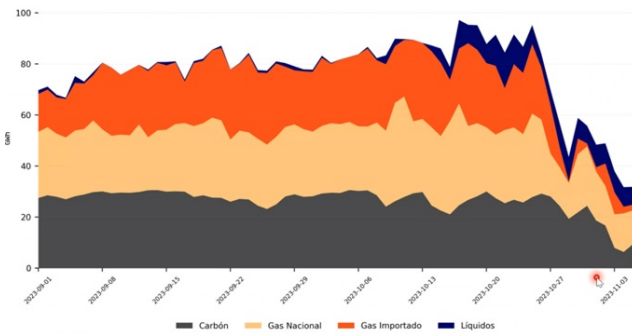
4 PRESENTACION XM- SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar el estado de las diferentes variables de la operación y las perspectivas de confiabilidad energética y eléctrica del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

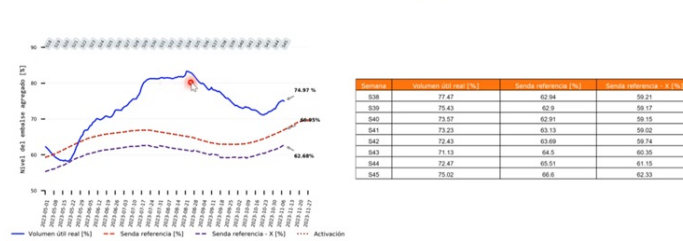
A continuación, se presenta el seguimiento a las principales variables energéticas del Sistema Interconectado Nacional-SIN.



Evolución Generación térmica Despachada Centralmente

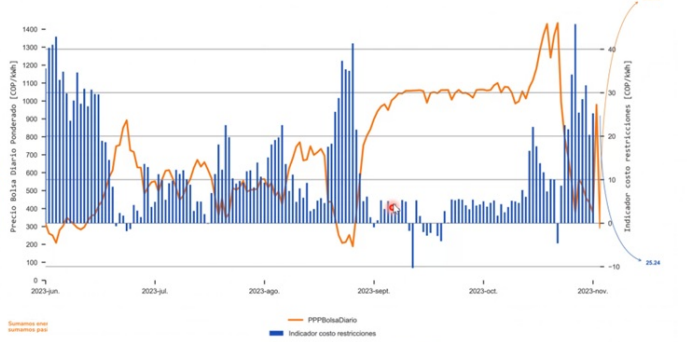


Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN

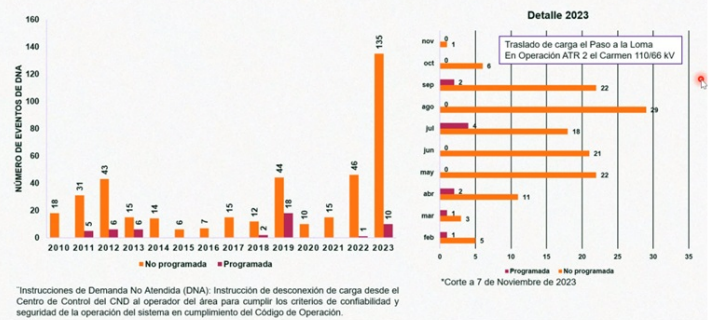


Se presentan, en resolución semanal, las fechas para las cuales se calcula el valor de la X según la Resolución CREG 209 de 2020 y su equivalente al número de semana del año cargo.

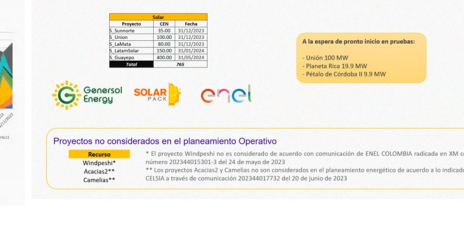
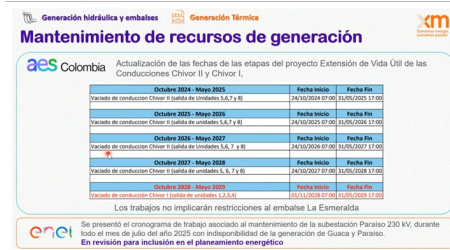
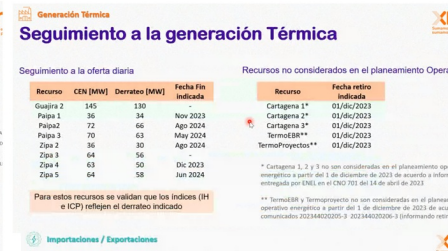
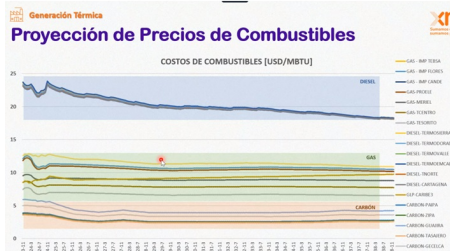
Indicador de seguimiento al costo de restricciones vs Precio de Bolsa Nacional

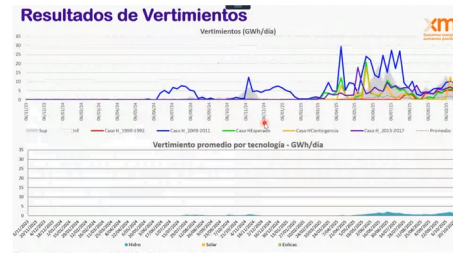
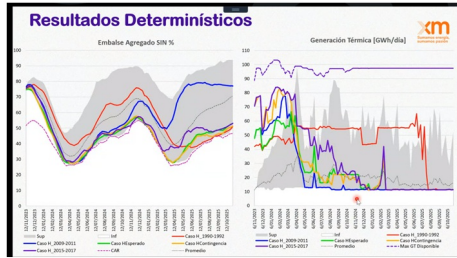
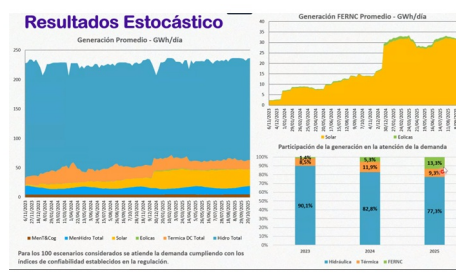
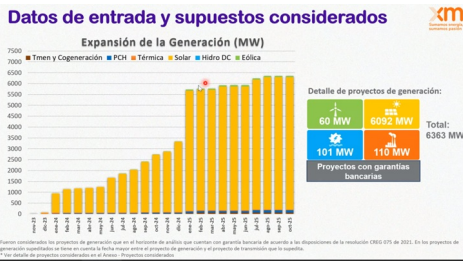


Evolución eventos de DNA por seguridad y confiabilidad del sistema en el área Caribe

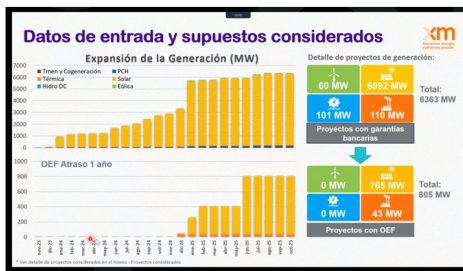


A continuación, se presenta el panorama energético de mediano plazo, mostrando los supuestos, resultados y conclusiones del análisis.

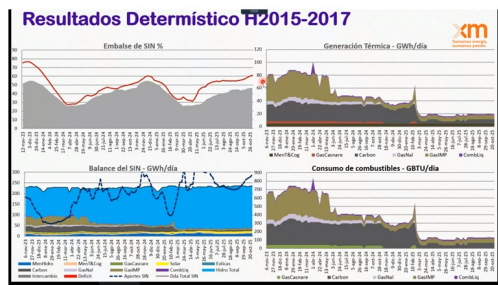
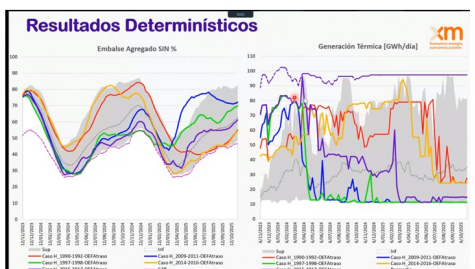
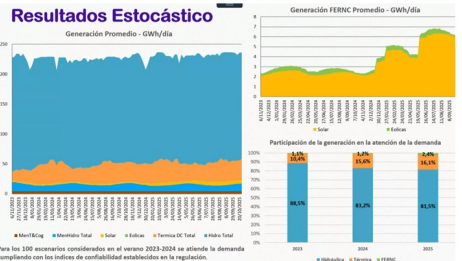




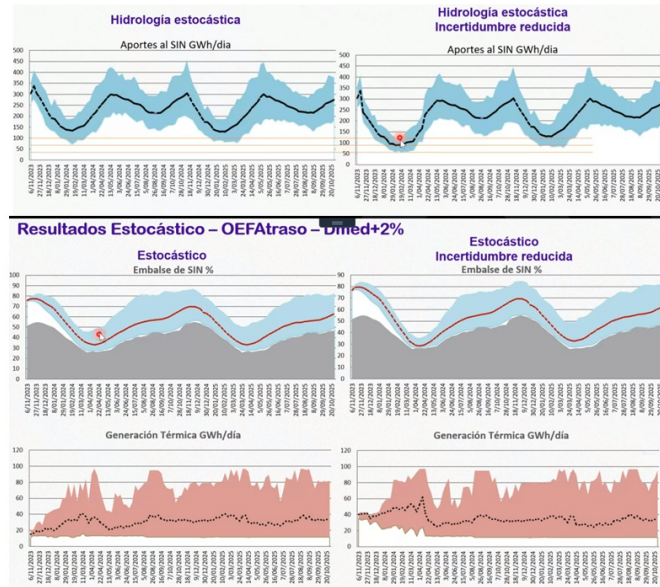
Se realiza una sensibilidad al portafolio de proyectos de generación, considerando sólo aquellos que tienen Obligaciones de Energía en Firme-OEF pero con un atraso simultáneo de un año en su Fecha de Entrada en Operación-FPO. Se realizan simulaciones estocásticas y determinísticas bajo los escenarios de aportes hídricos de los periodos 1990-1992, 1997-1999, 2009-2011, 2014-2016 y 2015-2017.



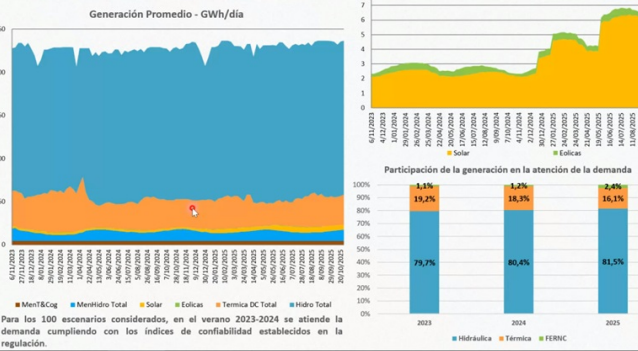
Resultados Estocástico



Se realiza una sensibilidad al portafolio de proyectos de generación, considerando sólo aquellos que tienen Obligaciones de Energía en Firme-OEF pero con un atraso simultáneo de un año en su Fecha de Entrada en Operación-FPO. Se realizan simulaciones estocásticas con incertidumbre reducida.



Resultados Estocástico



Resumen resultados escenarios de mediano plazo

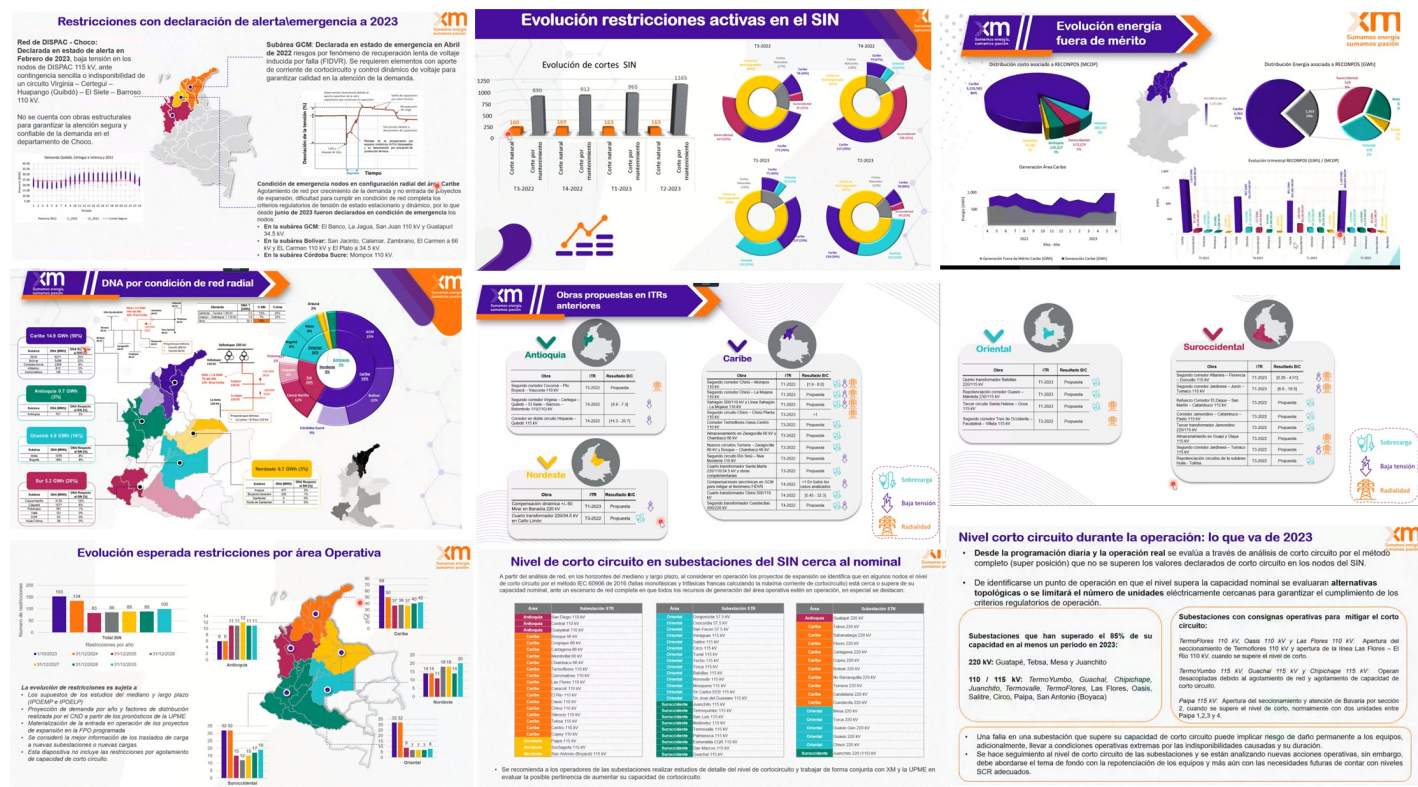
Tipo de estudio	Expansión de generación (MW)	Escenario de Demanda	Hidrología	Gen Térmica prom invierno (GWh/día) (oct-nov 2023)	Nivel Embalse Agregado al inicio del verano (inicio dic 2023)	Gen Térmica prom verano (GWh/día) (dic-mar 2024)	Nivel Embalse Agregado al final del verano (inicio abril 2024)
Estocástico	OEF Atraso 1 año (805 MW) En el horizonte	Medio + 2%* *fuente dmed+2%	100 series	17.30 (valor medio)	77.38 % (valor medio)	28.79 (valor medio)	33.99 % (valor medio)
			Inc Reducida P10 - 300series	41.06 (valor medio)	79.41% (valor medio)	44.57 (valor medio)	29.22 % (valor medio)
			1990-1991	52.55	78.59 %	49.28	43.35 %
			2014-2015	43.31	80.03 %	47.41	44.68 %
Determinístico	OEF Atraso 1 año (805 MW) En el horizonte	Medio + 2%* *fuente dmed+2%	1997-1998	75.41	76.09 %	76.50	30.71 %
			2009-2010	63.81	79.01 %	65.99	30.92 %
			2015-2016	75.41	76.82 %	77.66	27.39 %
				118.25 OEF temisa 23-23		112.5 OEF temisa 23-24	

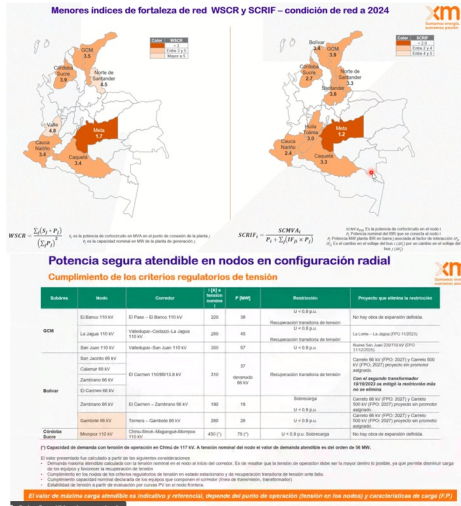
Los valores de exportación a Ecuador y de acuerdo con la Resolución del MME 40619 deberán ser atendidos con generación térmica a líquidos en la medida que estos no son requeridos para la atención de la demanda nacional.

Conclusiones y Recomendaciones

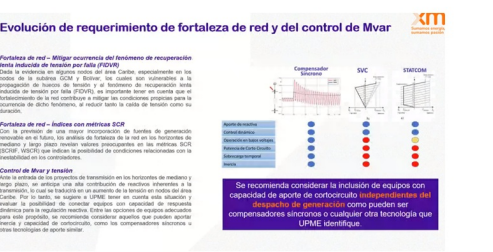
- En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados como escenario base las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación 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, las cuales pasan de un 1.4% al inicio del horizonte del estudio a 13.3% al final del mismo.
- Bajo el escenario de solo proyectos con OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación se observa que ante series determinísticas deficitarias una participación de la generación térmica anticipativa al verano y sostenida en este, lo que permite la gestión adecuada del recurso hídrico previo y durante este periodo.
- 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.

El CND presenta las principales conclusiones del Informe Trimestral de Restricciones-ITR:





- ### Recomendaciones a la UPME - Fortaleza de Red
- Definir a la mayor brevedad posible obras para fortalecer el nivel de cortocircuito de la red en nodos con bajos valores de fortaleza de red, en especial de GCM que presenta además susceptibilidad a FIDUR.
 - Realizar evaluaciones dinámicas integrales para garantizar la operación estable, segura y confiable del SIN y el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad establecidos en la regulación vigentes en condiciones de bajos niveles de Corto Circuito e Inercia. Incorporar análisis de red delé y propagación de buques de tensión en el planeamiento de la expansión del sistema (STN, STR y SD).
 - Solicitar simulaciones RMS y EMT como parte de los estudios de conexión que consideren las condiciones esperadas de operación del punto de conexión y validación del nivel de fortaleza de red (SCRIF, WSCR y CSCR) para garantizar condiciones estables e instalación de equipos idóneos para las condiciones de operación esperadas.
 - Revisar la incorporación de valores de SCR, CSCR, SCRIF, y WSCR, los cuales podrían disminuir ante la entrada de progresiva de proyectos de generación basados en inversores, de no acompañarse de equipos con aporte de corto circuito como pueden ser compensadores síncronos.
 - Es de resaltar que, de no entrar en el mediano - largo plazo equipos que brinden fortaleza de red y aporte de corto circuito que no dependan del despacho de generación, podría ser necesario, aún ante disponibilidad de recursos basados en inversores, programar recursos síncronos para garantizar aportes de corto circuito y condiciones estables de operación o limitar la potencia inyectada por recursos FERN.



Potencia segura atendible en configuración radial

Cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión

Subsistema	Red	Condición	P (MW)	Restricción	Proyecto que afecta la restricción
GCM	El Estero 110 kV	El Estero - El Estero 110 kV	220	38	Reemplazo transformador de tensión
	La Laguna 110 kV	Vallenpar - Cofre de la Laguna 110 kV	200	45	Reemplazo transformador de tensión
	San Juan 110 kV	Vallenpar - San Juan 110 kV	300	57	Reemplazo transformador de tensión
	San Juan 110 kV	Vallenpar - San Juan 110 kV	300	57	Reemplazo transformador de tensión
Bulwer	San Juan 110 kV	El Estero 110 kV	220	38	Reemplazo transformador de tensión
	San Juan 110 kV	El Estero 110 kV	220	38	Reemplazo transformador de tensión
	San Juan 110 kV	El Estero 110 kV	220	38	Reemplazo transformador de tensión
	San Juan 110 kV	El Estero 110 kV	220	38	Reemplazo transformador de tensión

Agotamiento de red en equipos del área Caribe

Cumplimiento criterios de operación dentro capacidad declarada [A]

Equipo	Factor	P (MW)	Restricción	Proyecto que afecta la restricción
Transformador Chile 1, 2 y 3 500/110 kV	1	270	NO	No hay obra de expansión definida.
Transformador Chile 1, 2 y 3 500/110 kV	2	270	NO	No hay obra de expansión definida.
Transformador Chile 1, 2 y 3 500/110 kV	3	270	NO	No hay obra de expansión definida.
Transformador Chile 1, 2 y 3 500/110 kV	4	270	NO	No hay obra de expansión definida.
Transformador Chile 1, 2 y 3 500/110 kV	5	270	NO	No hay obra de expansión definida.

Restricciones sin obras activas en el 2023

Red	Restricción	Proyecto que afecta la restricción
El Estero 110 kV	Reemplazo transformador de tensión	Reemplazo transformador de tensión
La Laguna 110 kV	Reemplazo transformador de tensión	Reemplazo transformador de tensión
San Juan 110 kV	Reemplazo transformador de tensión	Reemplazo transformador de tensión
San Juan 110 kV	Reemplazo transformador de tensión	Reemplazo transformador de tensión
San Juan 110 kV	Reemplazo transformador de tensión	Reemplazo transformador de tensión

Red	Operador de Red (OTR)	Restricción sin obra de expansión definida	Acto restrictivo en la red
El Estero 110 kV	OTR	Reemplazo transformador de tensión	Reemplazo transformador de tensión
La Laguna 110 kV	OTR	Reemplazo transformador de tensión	Reemplazo transformador de tensión
San Juan 110 kV	OTR	Reemplazo transformador de tensión	Reemplazo transformador de tensión
San Juan 110 kV	OTR	Reemplazo transformador de tensión	Reemplazo transformador de tensión
San Juan 110 kV	OTR	Reemplazo transformador de tensión	Reemplazo transformador de tensión

Declaraciones de emergencia

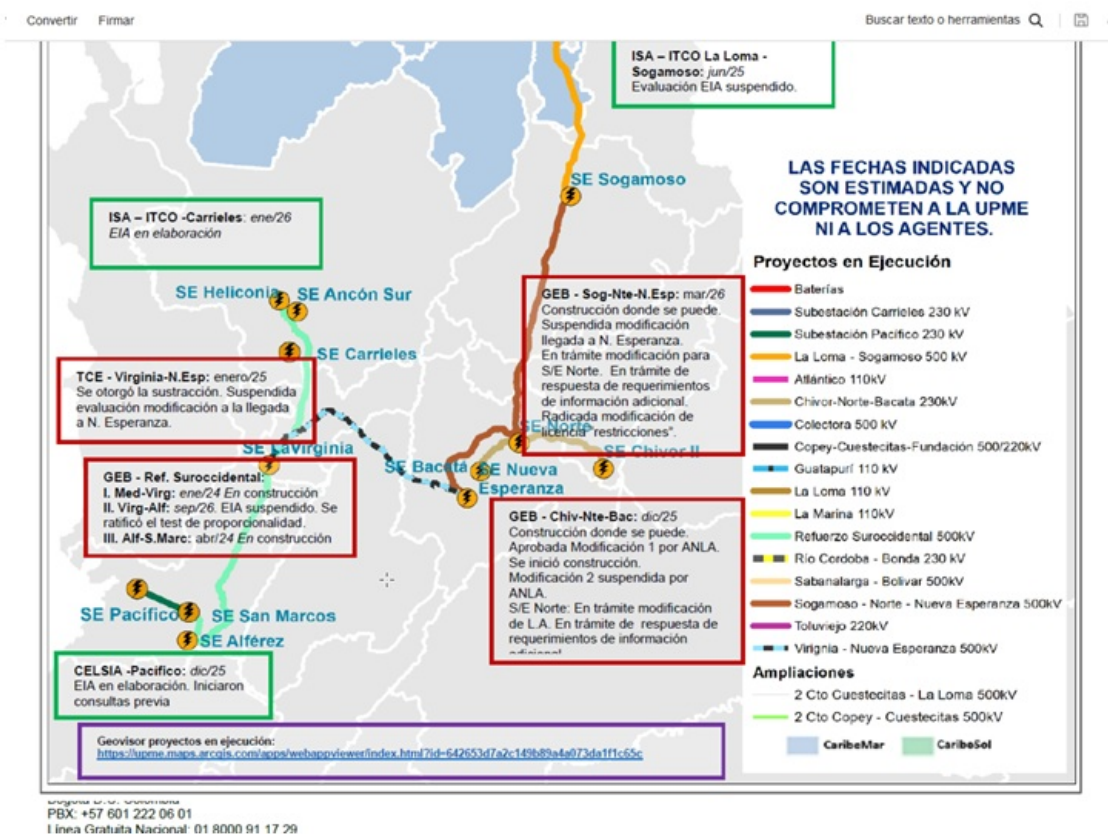
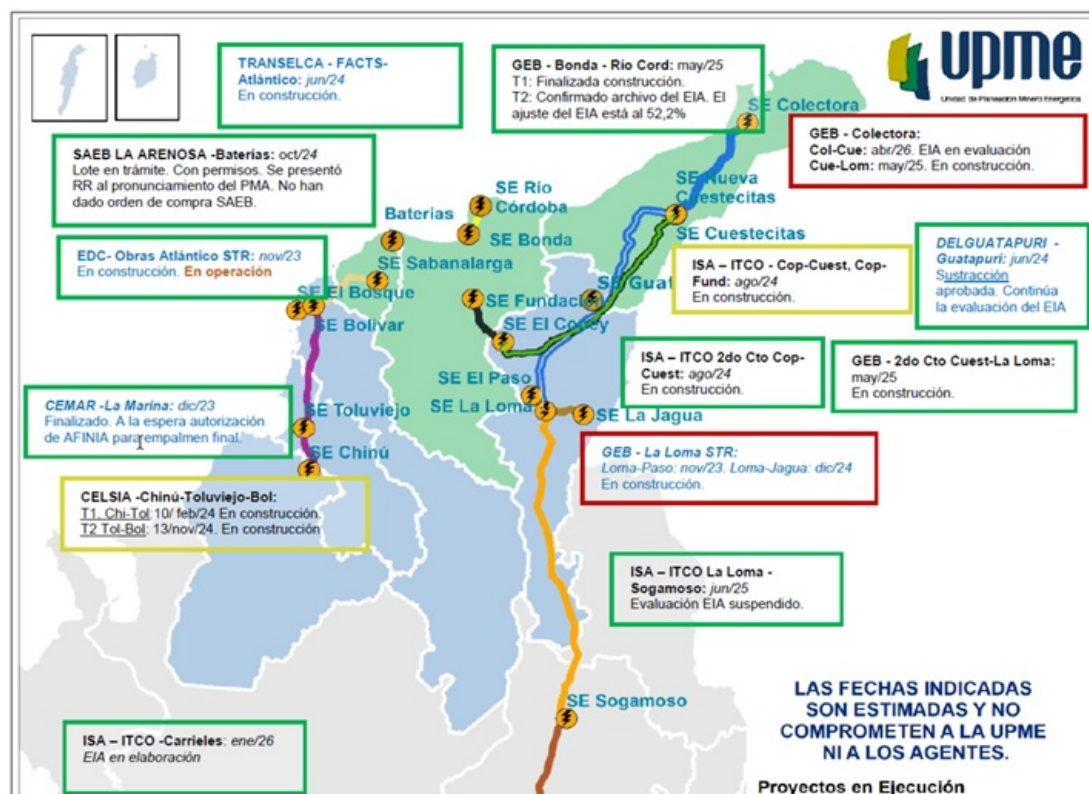
Área Caribe
Octubre 2 al 24: Emergencia en Unión 110 kV, Magdalena 34.5 kV, El Río 34.5 kV en la subred Atlántico, por consignaciones EL RIO - OASIS 1 110 kV y B.L. OASIS A EL RIO 110 kV.
Octubre 5 al 8: Emergencia en Silencio 34.5 kV, Romar 34.5 kV, Las Flores 34.5 kV en la subred Atlántica.
Octubre 8: Emergencia en Flores-Tirol 110 kV, Flores 1 110/34.5 kV, Flores-Riomar 1 34.5 kV, Flores-Riomar 2 34.5 kV, Silencio 5 110/34.5 kV.
Octubre 8: Emergencia en San Juan 110 kV, Codazzi 110 kV, La Laguna 110 kV, Guatiguarí 34.5 kV, Vallenpar 34.5 kV y Vallenpar 13.8 kV en la subred GCM, por consignaciones en la B.L. VALLEDUPAR A SAN JUAN (B.L.) 220 kV.
Octubre 15: Emergencia en la subred Guajira-Cesar-Magdalena, por consignaciones en la línea GUABIRA - CUESTECAS 1 220 kV.
Octubre 21 al 24: Emergencia en Silencio 34.5 kV/Romar 34.5 kV y Las Flores 34.5 kV en la subred Atlántico, por consignaciones en la BARRA OASIS 110 kV.
Área Nordeste
Octubre 2 al 24: Emergencia en Tibú, Zulia e Insula 115 kV, en la subred Nordeste, por consignaciones en la línea LA INSULA (CUCUTA) - BELEN (CUCUTA) 115 kV.
Octubre 5 al 7: Emergencia en Convención, Apacocha, Buturama, Aguchica, Ocaña, Tibú y Zulia 115 kV, en la subred Nordeste, por consignaciones en la línea BARRA OCAÑA 115 kV.
Octubre 7 al 8: Emergencia en Tibú 115 kV, Zulia 115 kV, Insula 115 kV, Sevilla 115 kV y Belén 115 kV, en la subred Nordeste, por consignaciones en la línea LA INSULA (CUCUTA) - BELEN (CUCUTA) 115 kV.
Octubre 7 al 8: Emergencia en Tibú 115 kV, Zulia 115 kV e Insula 115 kV, en la subred Nordeste, por consignaciones en la B.L. LA INSULA A BELEN (CUCUTA) 115 kV.

Conclusiones

5, INFORME UPME	NO	Presentar el estado y avance de los proyectos por convocatoria que se están desarrollando en el SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

La UPME presenta el seguimiento a los proyectos de expansión a nivel del STN y STR



Al respecto, la Unidad indica:

- El inversionista del proyecto SAEB en Atlántico no comprado las baterías y están haciendo solicitudes de naturaleza financiera a la UPME y a MINENERGÍA.
- El proyecto Virginia-Nueva Esperanza tiene suspendido Estudio de Impacto Ambiental.
- Se han incrementado los riesgos respecto a la fecha de entrada en operación de los proyectos de expansión del STN y STR del área Oriental.

La UPME es consciente de que pueden existir obras en el STN para mitigar los niveles de cortocircuito en el SIN, pero regulatoriamente desconoce cómo se reconocerían este tipo de inversiones o si la mismas son

reposiciones.

Conclusiones

6. VARIOS

NO

Presentar los temas de varios que se consideren por los asistentes a la reunión.

INFORMATIVO

NO

NO

Desarrollo

- Energía del Suroeste-ESO, el CND y el Secretario Técnico del Consejo acuerdan reunirse para mirar la respuesta de XM a una comunicación enviada por ESO y particularmente comentarios internos que por un descuido de correspondencia del área correspondiente de XM llegaron a ESO. La comunicación corresponde a un documento enviado vía correo electrónico por XM a Energía del Suroeste (EDS) , el cual contenía dos documentos en archivos anexos : (i) respuesta de XM a la comunicación de EDS al CNO enviada el 6 de junio de 2023, con asunto " *La confiabilidad y expansión del sistema eléctrico, visión de Energía del Suroeste SA ESP* ", (ii) Comentarios al margen de XM a la comunicación mencionada en el numeral anterior.

Por esta razon y ante lo presencia de los comentarios de XM en la mencionada comunicación, EDS considero apropiado atender y validar la propuesta de acción sugerida por el CNO.

- Próxima reunión del Consejo el 7 de diciembre.

Conclusiones

Presidente - Marcelo Alvarez

Secretario Técnico - Alberto Olarte