

**Acta de reunión**

Acta N° 753

6 Junio, 2024 Oficina C.N.O. Bogotá

Acta Reunión CNO 753

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ENEL Colombia	Andrés Camilo Agredo	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
Prime Energy	Javier Ferreira	SI	NO
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
ENEL Colombia	Jorge Horacio Cadena	NO	SI
UPME	José Morillo	SI	NO
PRIME TERMOFLORES	Jose Serje	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
GECELCA	Juan Manuel Salas	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
MINENERGÍA	Luis Alberto Orjuela	SI	NO
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO

CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
AES COLOMBIA	María Pareja	NO	SI
MINENERGÍA	María Victoria Ramírez	SI	NO
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
XM	Angela Patricia Buendia	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EBSA	Carlos Julio Moreno Lemus	SI	NO
ISAGEN	Juan Esteban Flórez	NO	SI
MINENERGIA	Andres Fernando Soto	SI	NO
UPME	Andrés Peñaranda	SI	NO
PROELECTRICA	Ben Harvey Ortega	SI	NO
MINENERGIA	Carlos Martínez	SI	NO
MINENERGIA	Esteban Jurado	SI	NO
CNOGas	Hernán Salamanca	SI	NO
UPME	Héctor Rosero	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
UPME	Karol Enrique Cifuentes	SI	NO
DTGE - SSPD	Omar Camilo López	SI	NO
MINENERGIA	Sofía Roa	SI	NO
EBSA	Jorge Suarez	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	Plan Sectorial para la Respuesta ante el Fenómeno de La Niña - MME

3	09:45 - 10:15	Aprobaciones. Actas pendientes. Acuerdos.
4	10:15 - 11:15	Informe secretario técnico.
5	11:15 - 12:15	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
6	12:15 - 12:45	Informe UPME.
7	12:45 - 13:00	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	El IDEAM presenta el informe de las diferentes variables meteorológicas que afectan el clima en el país.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

El IDEAM menciona que en el cuatrimestre del 2024 se está alcanzando la neutralidad y resalta la extensión del núcleo de agua fría en el Pacífico. El comportamiento del viento refuerza que se pronostica tendencia hacia condición normal puesto que los vientos alisios están predominando. Todo señala que el comportamiento es cercano a los promedios. El ONI presenta un ultimo valor reportado de 0.7 y en la región 3-4 del Pacífico la temperatura superficial ha sido menor a 0.2 °C durante las últimas dos semanas.

En cuanto al seguimiento climático durante el mes de mayo se presentó normal en algunas regiones y en algunas otras por encima de lo normal y esa es la tendencia en las próximas semanas reforzado con el paso de algunas ondas del este. En cuanto a las temperaturas extremas, los umbrales altos se han venido disminuyendo y ya en algunos se reportan valores cercanos a lo normal.

Ondas MJO: hasta el 7 de junio hay condición neutral. Entre el 10 y el 13 favorecerán el desarrollo nuboso y la temporada de huracanes: se espera que esté activa. Seguimiento con el reporte del centro de huracanes de la NOAA. Hay 4 ondas una de ellas cerca al territorio nacional.

NOAA: MJJ: condición neutral. EN la pluma se ha mantenido la proyección de La Niña para septiembre, con intensidad octubre, noviembre y diciembre con categoría moderada.

Predicción: junio se muestra algo similar a mayo con comportamiento deficitario hacia la región pacífica. Los

demás en estado normal y por encima de lo normal y la temperatura similar al mes de mayo. Comportamientos típicos para el mes.

Análogos: 1972, 1982, 1991, 1997, 2009. El año 1972 es un análogo cercano por el momento de ocurrencia y duración. 1997: también es un análogo cercano, con una Niña que siguió por un largo periodo.

Conclusiones

- Junio con patrón normal

- La Niña con probabilidades de activación superiores al 69 % en el trimestre JULIO- AGOSTO- SEPTIEMBRE.

3. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas y los acuerdos recomendados para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	
---------------------	----	---	------------	----	--

Desarrollo

- ACTAS:

- ACTAS 740, 741 y 742: Publicadas para comentarios el 30 de abril. Comentarios de ISAGEN(740, 741, 742), XM(741, 742) y TEBSA (742).
- ACTA 743 : CNO NO PRESENCIAL.
- ACTAS 744, 745, 746 y 747: Publicadas el 27 de mayo. Comentarios de EPM (744, 745, 746, 747), ISAGEN (744, 745, 746, 747), XM(744,) y TEBSA (744, 745 , 746 ,747).
- ACTA 748: Publicada para comentarios el 3 de junio. Comentarios de ISAGEN y GECELCA.
- ACTAS 749, 750, 751 y 752: CNO NO PRESENCIALES.

El Consejo aprueba el acta 741 y la 742. Para las demás actas se da una ventana más para comentarios y se someterán a aprobación en la siguiente reunión del Consejo.

- ACUERDOS:

Se sometieron a consideración los siguientes acuerdos:

1. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de la planta térmica TEBSAB CC.
2. Por el cual se aprueban los resultados de las pruebas previas a la entrada en operación de la planta solar fotovoltaica Sunnorte y se aprueba su curva de carga asociada.
3. Por el cual se aprueba la actualización del plazo para la presentación de los resultados de las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades 1 y 2 de la planta Termosierra, de las unidades 1 y 2 de la planta Cartagena, de la unidad 2 de la planta Salto II, las unidades 1, 2 y 5 de la planta Darío Valencia y de las unidades Termoyopal G3 y G5.
4. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la estimación del factor de conversión de la central hidroeléctrica Darío Valencia.
5. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo de la vigencia de los resultados de la batimetría del embalse Troneras.
6. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la estimación del factor de conversión de la central hidroeléctrica San Carlos.
7. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la estimación del factor de conversión de la central hidroeléctrica Salto 2.
8. Por el cual se aprueba la actualización del "Procedimiento para la puesta en operación de proyectos de transmisión que incluyan activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN -, del Sistema de Transmisión Regional - STR -, de usuarios conectados directamente al STN, al STR y de recursos de generación".

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

:

Conclusiones

- Se aprobaron Actas 741 y 742

- Se aprobaron los acuerdos presentados.

2. PLAN SECTORIAL PARA RESPUESTA ANTE FENOMENO DE LA NIÑA	NO	Mejorar flujos de información para responder ante riesgos por el evento La Niña.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

El MME presentó el plan sectorial, recalcando que el objetivo es mejorar los flujos de información para responder ante riesgos, no es compilar los planes de riesgo. En las siguientes gráficas se presenta la infraestructura expuesta a riesgos de deslizamiento y movimiento de tierras:

Identificación de la infraestructura del Subsector Energía en las zonas de amenaza por inundación "Amenaza Alta y Muy Alta"

GENERACIÓN

Centrales Hidroeléctricas

Empresa Identificada	Operador	Municipio	Departamento	Amenaza
URRA - ALTO BAGO	Hidroálica	Tumaco	Córdoba	Muy Alta

Plantas Hidroeléctricas

Empresa Identificada	Operador	Municipio	Departamento	Amenaza
4	RED CHIVOR & CIA. S.A.S. E.S.P. EMPRESA PÚBLICA DE MEDELLÍN S.A.S. E.S.P. EMPRESA PÚBLICA DE MEDELLÍN S.A.S. E.S.P. ISAGEN S.A. E.S.P.			Alta
4	HIDROELÉCTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P. CELISA COLOMBIA S.A. E.S.P. ISAGEN S.A. E.S.P.	Hidroálica		Muy Alta

Plantas Térmicas

Empresa Identificada	Municipio	Departamento	Amenaza
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.P.	Puerto Nariño	Antioquia	Alta

Parques Fotovoltaicos

Operador	Municipio	Departamento	Amenaza
PUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. E.S.P.	Tigotí	Valle del Cauca	
CELISA COLOMBIA S.A. E.S.P.	Manabano	Córdoba	
ENERGÍAS SAS E.S.P.	Puerto Nariño	Antioquia	Alta
ERCO OPERACION S.A. E.S.P.	La Estrella	Antioquia	
EMPRESA ENERGÍAS S.A.S. E.S.P.	Vitanciano	Meta	

Parques Fotovoltaicos

Operador	Municipio	Departamento	Amenaza
ATLANTICA COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	Solar	Maguare	Suro

TRANSMISIÓN

Subestaciones STN

Empresa Identificada	Operador	Amenaza
2	CELISA COLOMBIA S.A. E.S.P. INTERCOEXION ELECTRICA S.A. E.S.P.	Muy Alta Alta

Subestaciones STR

Empresa Identificada	Operador	Amenaza
8	COGENSA S.A. E.S.P. CAMBIO DE LA COSTA S.A. E.S.P. ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALIMA S.A. E.S.P. CAMBIO DE LA COSTA S.A. E.S.P. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.P. INTERCOEXION ELECTRICA S.A. E.S.P.	Muy Alta Alta

GENERACIÓN

Centrales Hidroeléctricas

No. Centrales	Tipo de Energía	Amenaza
47	Hidráulica	Muy Alta (7) Alta (40)

Plantas Hidroeléctricas

Empresas Identificadas	Operador	Tipo de Energía	Amenaza
2	AES CHIVOR & CIA. S.A. E.S.P. ENEL COLOMBIA SA E.S.P.		Muy Alta
17	ISAGEN S.A. E.S.P. CELISA COLOMBIA S.A. E.S.P. ENEL COLOMBIA SA E.S.P. HIDROELÉCTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.P.	Hidráulica	Alta

Plantas Térmicas

Empresas Identificadas	Operador	Tipo de Energía	Amenaza
7	TERMOTASAJERO S.A. E.S.P. SANTA FE ENERO ZOMAC S.A.S. E.S.P. TERMOPYOPAL GENERACION 2 S.A.S. E.S.P.	Térmica	Alta

TRANSMISIÓN

Subestaciones STR

Empresa Identificada	Operador	Amenaza
8	CELISA COLOMBIA S.A. E.S.P. EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. COGENSA S.A. E.S.P. COMPANIA ELECTRICA DE COCCODE S.A.S. E.S.P. CELISA COLOMBIA S.A. E.S.P. ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. CELISA COLOMBIA S.A. E.S.P. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.P. ELECTRIFICADORA DEL URU S.A. E.S.P. ELECTRIFICADORA DEL URU S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER EMPRESA DE ENERGÍA DE COQUIBO S.A. E.S.P.	Muy Alta Alta

Subestaciones STN

Empresa Identificada	Operador	Amenaza
1	INTERCOEXION ELECTRICA S.A. E.S.P. INTERCOEXION ELECTRICA S.A. E.S.P. SELEO ENERGIA RENOVABLE S.A. E.S.P. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.P. CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER ELECTRIFICADORA DE SAN ANDRÉS S.A. E.S.P.	Muy Alta Alta

FASES QUE PLANTEA LA UNGRD

FASE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	
ACERCAAMIENTO PARA LA RESPUESTA																		
PREPARACION PARA LA RESPUESTA																		
RESPUESTA																		
RECUPERACION																		
EVALUACION DEL PLAN																		

RECOMENDACIONES

1. Identificar y evaluar los riesgos, identificar los áreas vulnerables que no se hayan considerado a escala nacional. Identificar fuentes de información y datos actualizados para la infraestructura crítica.
2. Definir los recursos y acciones necesarias para afrontar los diferentes escenarios de emergencia.
3. Mapear y actualizar estadísticas, identificar y registrar los recursos y probabilidades necesarias para la operación continua durante el terremoto y elaborar un inventario de activos críticos y reservas esenciales.
4. Cadenas de Abastecimiento, identificar posibles interrupciones en la cadena de abastecimiento y desarrollar planes de contingencia.
5. Condiciones estadísticas para la operación normal del sector, identificación impactos directos por afectaciones tanto en líneas como en equipos, generar alertas para las condiciones estadísticas para el transporte de commodities y las medidas para mantener su operatividad. De día para alertaciones indicadas en la operación, identificar y evaluar los impactos indirectos en la operación desde a posibles afectaciones aguas a aguas en el suministro de energía.
6. Establecer mecanismos de coordinación y comunicación, mantener una comunicación fluida para lo cual se recomienda tener un enlace y contacto con sus asociados con el CNO y el MME para asegurar una respuesta oportuna y coordinada ante cualquier contingencia relacionada con el fenómeno del terremoto.

ACCIONES SECTORIALES

FASE	PROCESO DE GESTION DEL RIESGO	ACTIVIDADES
Albortamiento	Conocimiento del Riesgo	<ul style="list-style-type: none"> Identificación de elementos expuestos a escala nacional. Identificación de los niveles de amenaza. Promover la revisión y actualización de los PGRD que incluyan acciones de recuperación, respuesta y gestión frente a la amenaza. Actualizar el Decreto 2107 de 2017. Elaboración de planes de mantenimiento preventivo y predictivo. Promover la actualización de comisiones técnicas para la respuesta, asignación de responsabilidades en los escenarios de cambio climático y contingencias según sus niveles.
	Reducción del Riesgo	<ul style="list-style-type: none"> Promover la actualización de comisiones técnicas para la respuesta, asignación de responsabilidades en los escenarios de cambio climático y contingencias según sus niveles. Promover el seguimiento de alertas de nuevas fisuras, grietas y cambios de comportamiento en el flujo de contingencia.
Preparación	Manejo de Desastres	<ul style="list-style-type: none"> Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta.
	Preparación para la Respuesta	<ul style="list-style-type: none"> Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta.
Respuesta	Preparación para la Recuperación	<ul style="list-style-type: none"> Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta.
Recuperación	Manejo de Desastres (Preparación)	<ul style="list-style-type: none"> Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta.
Evaluación	Manejo de Desastres (Evaluación)	<ul style="list-style-type: none"> Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta. Promover el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de las empresas y equipos de respuesta.

MINENERGIA plantea reuniones mensuales o bimensuales para hacer seguimiento a las acciones que se deben implementar. Al respecto, el CNO referencia la experiencia de la avalancha en Mocoa y como se comprometieron los planes de continuidad del servicio por el préstamo de equipos por parte de otros Operadores de Red, Transportadores Nacionales y Regionales. Se recalca que a la CREG y la UPME se comentó sobre esta situación en el año 2019 y se propusieron una serie de medidas regulatorias que facilitarían el acceso a elementos de repuesto. Al respecto, MINENERGIA entiende y comenta que escalará el tema al interior del ministerio y la misma CREG.

Se acuerda que una vez MINENERGÍA comparta el sharepoint para el reporte de información, el Consejo lo enviará a los miembros de los Comités de Transmisión, Distribución y Operación. Asimismo, el Consejo enviará a la OARE las propuestas sugeridas a la CREG y UPME desde el año 2019.

Conclusiones

- MME compartirá sharepoint para distribuirlo entre los agentes.

4. INFORME CNO 753	NO	Presentar las gestiones del CNO y de sus Comités y Subcomités.	INFORMATIVO
--------------------	----	--	-------------

Desarrollo

Temas administrativos

1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 86 del Reglamento Interno del CNO, Acuerdo 1804 de 2024, se dio la instrucción a Alianza Fiduciaria de emitir la cuenta de cobro por los intereses de mora causados sobre el siguiente monto adeudado por la empresa AIRE-E S.A. E.S.P, integrante del CNO en el año 2023:
 - \$47.595.037,33 correspondiente a la segunda cuota de funcionamiento del año 2023, con número de radicado AIR-E 2023050010084992 cuenta 5111219902, emitida y enviada por Alianza Fiduciaria el 24 de mayo de 2023, con un plazo para pago de 30 días calendario.

Vencido el plazo de 30 días calendario para el pago de los intereses de mora, contados a partir de la fecha de emisión y envío de la cuenta de cobro por parte de Alianza Fiduciaria, si la empresa AIR-E no paga, se dará inicio al proceso de cobro persuasivo, y de ser necesario, del cobro coactivo. Se solicita a los miembros del Consejo información de abogados expertos en esta materia con los cuales hayan tenido relación sus empresas.

Temas técnicos

1. A continuación, se presentan los temas de mayor relevancia de los Subcomités y Comités para conocimiento del Consejo:

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- El CND socializó las necesidades del SIN respecto a la actualización de los requerimientos de protecciones. Se concluye que se debe solicitar a la UPME y a la CREG actualizar los Términos de Referencia de las convocatorias y el Código de Redes, respectivamente. Se llama la atención sobre los requisitos que se están definiendo para algunos proyectos a nivel de 500 kV. Con relación a la expansión del Sistema, nuevamente el CND solicita la instalación de compensadores sincrónicos en algunos nodos del STR. A partir de la reunión se acuerda:
 - Sugerir al CNO la elaboración de una nueva comunicación dirigida a la CREG, para solicitar la actualización del Código de Redes.
 - Sugerir al CNO la elaboración de una nueva comunicación dirigida a la UPME, sobre la actualización de los requisitos a nivel de protecciones en las convocatorias del STN y STR. Por ejemplo, sensibilizar a la Unidad sobre la importancia de incorporar la doble protección diferencial de barras en las subestaciones críticas del STN.
 - Establecer en el Subcomité de Protecciones-SProtec cuales son los requisitos del actual Código de Redes que no se están cumpliendo e informar a la SSPD.
- El CND presentó las recientes situaciones operativas en las subáreas Bolívar, Córdoba-Sucre y GCM, que implicaron superar su máxima demanda atendible. Se referenciaron las bajas tensiones en El Carmen 66 kV, sobrecargas bajo condiciones normales de operación y contingencias sencillas en el enlace Nueva Montería-Río Sinú 110 kV y el agotamiento de la capacidad de transformación a nivel de STR/SDL en la subestación Valledupar. Se recalcó por parte del Operador del Sistema que la solución a estas situaciones estaría en el mejor de los escenarios en el año 2026, motivo por el cual, si no se toman medidas de mitigación urgentemente, se tendría que incurrir en constantes instrucciones de racionamiento. Teniendo en cuenta lo anterior y lo informado por AFINIA, con relación a la revisión que está haciendo para formular nuevas medidas de mitigación, se recomienda al Consejo citar al grupo de seguimiento del área Caribe.
- ENEL presentó el avance de los estudios asociados a un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS en el área Oriental, como medida operativa para mitigar situaciones de demanda no atendida por el atraso de los proyectos de expansión en el STN y STR. El Operador de Red indicó que el alcance del mismo se está definiendo con el CND, motivo por el cual una vez se cumpla dicho hito, informará al Subcomité el cronograma de instalación del ESPS. Al margen de lo anterior, ENEL sugirió convocar nuevamente al grupo de seguimiento del área Oriental debido a las dificultades prediales que están experimentando en las obras de los proyectos Norte y Sopó.

- Con relación a la subárea Chocó-DISPAC el CND indicó, nuevamente, que hubo un cambio y reajuste en los sistemas de protecciones, pero debido a su mala implementación, se han presentado eventos de Demanda No Atendida-DNA. Se informó que el CND y el Operador de Red-OR están trabajando en los ajustes y mejoras siguiendo el cronograma definido por el OR. Respecto al largo plazo, el Consejo informó que la UPME está definiendo la solución estructural para el departamento, la cual consistiría en la instalación de un SVC y la construcción de la subestación Nueva Quibdó 230/110 kV y redes asociadas. Por todo lo anterior, se sugirió convocar al grupo de seguimiento de la subárea Chocó-DISPAC.
- Respecto al seguimiento a la recuperación del circuito Renacer-Jamondino 230 kV, se acuerda citar a la próxima reunión del Subcomité al Operador de Red de Putumayo, según lo manifestado por ENLAZA en el sentido que todas las obras a nivel del STN están listas y energizadas, pero faltan detalles en el SDL que no son de su competencia.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- La Universidad de los Andes presentó su experiencia en el monitoreo de variables meteorológicas y operativas que impactan la generación renovable en el corto plazo.
- ENEL invitó a los miembros del Subcomité a participar en un espacio virtual con el propósito de compartir y recopilar las buenas prácticas para gestionar los riesgos de seguridad y desafíos asociados con los trabajos de campo en el monitoreo hidrometeorológico de las cuencas del SIN.

Subcomité de Plantas-SP:

- Se hizo nuevamente seguimiento a los mantenimientos de las plantas térmicas, analizando qué intervenciones eran aplazables y cuáles no. Adicionalmente, se informó que se envió nueva comunicación a la CREG para retomar, en el marco del Código de Redes, la coordinación Gas/Electricidad.

Subcomité de Controles del Sistema-SC:

- El CND socializó la actualización de la Guía de Modelos Preliminares para plantas de generación basada en inversores. Se incorporaron nuevas especificaciones asociadas a los diagramas de bloques y sus funcionalidades, parametrizaciones, rangos de operación, entre otros elementos. La Guía está disponible en la página web de XM. Asimismo, se presentó la propuesta de modificación del Anexo 5 del Acuerdo CNO 1359, teniendo en cuenta los autogeneradores conectados al STR/STN sin entrega de excedentes al SIN, y otros cambios de forma respecto a los requerimientos de pruebas. Adicionalmente, el CND junto con CELSIA, presentaron los comentarios recibidos a las modificaciones sugeridas.

Subcomité de Protecciones-Sprotec:

- El CND presentó los recientes 15 eventos de Demanda No Atendida-DNA en la subestación Ocoa 115 kV en el departamento del Meta. Se comenta que los mismos no han sido analizados y gestionados por parte de EMSA, tal como lo establecen los Acuerdos del Consejo.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- Se presentó por parte del SURER la recomendación de utilizar en los modelos del CND, el cálculo del desbalance energético con una resolución de seis (6) años, y contemplar tanto los desbalances positivos como negativos. Al respecto, el CND sugirió al SURER retomar los análisis del factor de conversión operativo y la metodología de dicho Subcomité respecto al cálculo del desbalance.

1. Se reunió nuevamente el grupo EDAC-DER. En dicha sesión se presentó por parte de CHEC una propuesta metodológica de selección óptima de circuitos para el Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC, considerando Recursos Energéticos Distribuidos-DER. Asimismo, el CND socializó los análisis de estabilidad de frecuencia ante diferentes escenarios de participación de DER. Es evidente que ante escenarios de penetración superiores al 60 % de la generación Basada en Inversores-IBR, desbalances carga-generación superiores al 10 % activarían todas las etapas del EDAC. A partir de las simulaciones del CND se concluye que la desconexión del 5 % de la carga en cada etapa del EDAC es compleja, y se tornaría aún más crítica con la masificación de las DER. Asimismo, se comenta que el SIN tiene un límite a la incorporación de los IBR, lo cual también impactaría el criterio de selección de los circuitos para el Esquema; es decir, no se deberían seleccionar circuitos que tengan una alta participación de DER. Finalmente se acuerda convocar nuevamente al grupo para el 5 de julio del año en curso y proponer una comunicación a la CREG sobre las necesidades de actualización de los requerimientos del EDAC en el marco del Código de Redes.

1. Grupo de seguimiento Chocó-DISPAC: En la reunión el Operador de Red informó que no tiene personal para gestionar los eventos de protecciones (Acuerdo 1617), y sigue la mala implementación de los estudios de coordinación, lo cual ocasionó eventos de DNA. Fue por lo anterior que el Consejo envió comunicación al OR, con copia a la SSPD, advirtiendo sobre estas situaciones. Respecto a las medidas de mitigación, DISPAC indicó que este año serán implementadas dada la mejoría de la situación financiera de la compañía. Por todo lo anterior, se programará nueva reunión con el grupo de trabajo del plan de choque DISPAC, donde participan la SSPD y la UPME, con el fin de revisar el plan de acción a corto, mediano plazo y largo plazo.

1. En el Comité de Distribución-CD se comentó por parte del CND que EMCALI no está cumpliendo con los plazos establecidos en el Acuerdo CNO 1617, para la entrega de la información asociada a la ocurrencia de eventos; en este sentido, se sugiere al CNO enviar una comunicación sobre la importancia del cumplimiento de dicho Acuerdo, y la solicitud del envío de la información del evento ocurrido en la subestación San Luis 115 kV.

1. Se expidió por parte de la CREG la Resolución 101 043, por la cual se establece un programa transitorio para la participación de la demanda en la bolsa de energía. En ella se indicó que el CND disponía hasta el 31 de mayo de 2024 para proponer al Comité de Expertos los ajustes necesarios al procedimiento del pre despacho ideal. Inicialmente la norma rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y hasta el 31 de octubre de 2024.

1. Se expidió la propuesta normativa CREG 701 043 de 2024, por la cual se ajusta el cálculo de la ENFICC de las plantas solares fotovoltaicas. En el artículo 13 se propone modificar la penalización por el uso exclusivo de información secundaria, reduciéndose del 40 al 20 %.

1. En cumplimiento de las circulares CNO 106 y 133, se informó que el día 14 de mayo del año en curso el ingeniero y asistente de la subestación El Copey no tuvieron acceso a la misma, ya que la vía de acceso se encontraba bloqueada. Esto puso en riesgo la continuidad del servicio debido a que, al no poder ingresar, no se conocían los detalles del estado de los equipos de potencia y demás sistemas, al igual que era imposible ejecutar las consignaciones programadas. Asimismo, ISA-INTERCOLOMBIA informó que el mismo día se presentó un bloqueo en la subestación CIRA INFANTAS.

1. Se llevó a cabo el taller de socialización de los Acuerdos CNO y Aplicativo CND para el cálculo de la ENFICC de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, tal como fue sugerido por la CREG. En la página web del Consejo y el CND están disponibles las grabaciones.

1. Se expidió el Reglamento Operativo del Mercado Regional Andino, el cual se espera ejecutar a partir del año 2026.

1. De acuerdo con lo previsto en la Resolución CREG 101 039, que modificó la Resolución CREG 101 022 de 2022, el CNO debe actualizar la lista de verificadores de los planes de inversión de los Operadores de Red, con el fin de aumentar la lista de firmas y equipos elegibles. La actualización de los términos de referencia fue puesta a consideración del Comité de Distribución para sus comentarios. Dado que a la fecha no se recibieron observaciones, se publicaron los nuevos términos en la página WEB del CNO a partir del 5 de junio de 2024, y se invitó a las empresas auditoras a que consulten la convocatoria y las fechas de presentación de los documentos.

1. AES Colombia informó que la madrugada del miércoles 29 de mayo de 2024 se presentaron en el embalse La Esmeralda altas afluencias, que causaron aumento de la concentración de sedimentos en los túneles y turbinas de la central Chivor. Para prevenir afectaciones a la Central, se informó que se realizaron durante algunas horas redespachos de disponibilidad a cero (0) MW. La situación se repitió el 4 y 5 de junio, donde también se solicitaron redespachos por crecientes y sedimentos.

1. Se publicó por parte de la CREG el Proyecto Normativo 701 046 de 2024, *“por el cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones”*. El plazo para recepción de comentarios es el 24 de junio de 2024. Al Consejo se le asigna la ejecución de 22 tareas en un plazo inferior a seis (6) meses. Se solicitará a los Subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica y Controles del Sistema, las observaciones para enviar a la CREG.

1. Se llevó a cabo reunión UPME-CND-CNO para revisar la priorización de los proyectos urgentes que se necesitan en las áreas críticas Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental, los cuales según la Unidad tendrán en menos de dos (2) meses sus Términos de Referencia. Asimismo, la UPME sugirió la elaboración de un documento sectorial donde se establezcan las obras estratégicas que necesita el Sistema. Respecto a los proyectos específicos se comentó:
 - Compensadores sincrónicos en el STR Caribe: Inicialmente los Operadores de Red incumbentes no estarían interesados en la ejecución de estas expansiones. El CND recomendó revisar la ubicación de algunos compensadores, de tal manera que no se instalen en subestaciones radiales del STR. El Consejo y el Operador del Sistema mencionaron que, si la puesta en operación de estas obras depende del desarrollo de nueva infraestructura, se debería buscar una segunda mejor opción de emplazamiento.
 - Subestación Magangué 500/110 kV y redes asociadas: El CNO recomendó a la UPME revisar la conveniencia de enmallar la red del STR y la red a 500 kV, desde el punto de vista de flujo de carga y estabilidad. En este mismo sentido el CND sugirió que la línea El Banco-Mompox 110 kV sea a doble circuito o sencilla, pero con una capacidad de transporte de corriente superior a 1000 A. Asimismo, el CND manifestó su preocupación por los tiempos de ejecución de las obras, dado el agotamiento de la red generalizado de la zona. Se recomendó a la UPME alternativas tipo SAEB y respuesta de la demanda. Al margen de todo lo anterior, es clara la urgencia de definir medidas de mitigación para evitar racionamientos de carga en el muy corto plazo.
 - Refuerzo Nueva Montería-Río Sinú-Tierra Alta-Urrá: El CND enfatiza que la zona está colapsada, y que operativamente los ESPS ya no son suficientes. Al respecto, la UPME comenta que está estudiando la posibilidad de ejecutar esta expansión bajo la connotación de emergencia, e indagando con el Operador de Red su interés por el proyecto. Nuevamente, se concluye en que el CND y CNO soliciten a AFINIA la definición de medidas de mitigación de corto plazo.
 - Respecto al área Caribe el Consejo y el operador del SIN comentan que esta fracción del SIN necesita muchas obras dado su agotamiento generalizado. Se recuerda que en la zona hay más de 30 ESPS activos, barras con tensiones por debajo de 0.9 en p.u. y elementos sobrecargados bajo condiciones normales de operación.
 - Respecto a la subárea Chocó-DISPAC, el CND recomendó a la UPME ejecutar el SVC de la subestación Certeguí 110 kV y la nueva subestación Nueva Quibdó 230/110 kV bajo la figura de emergencia.
 - En el área Oriental la Unidad presenta las obras que está estudiando. El CND llama la atención sobre los tiempos de ejecución para la puesta en servicio de las mismas, lo anterior en virtud de los actuales riesgos de desatención de la demanda en el mediano plazo y la necesidad de instalación de Esquemas Suplementarios. Al respecto, la UPME comenta que nuevamente están analizando las antiguas “alternativas de mitigación”, por la señal de rápida implementación que recibieron de algunos fabricantes. El CNO sugiere a la UPME analizar detalladamente la interconexión Simijaca-Chiquinquirá 115 kV por los efectos operativos que tendría la misma para la subárea Boyacá sin la puesta en servicio del Proyecto Norte 230 kV.

- Respecto a otras subáreas, el CND sugiere considerar a la subestación Tonchalá 230 kV y el SVC de la subestación Insula (Norte de Santander) como obras urgentes; la Unidad comenta que está de acuerdo. Asimismo, se acordó definir un paquete de obras para el departamento de Caquetá dada la crítica situación que se vislumbra en el mediano plazo.
- Finalmente, el Consejo recomienda definir rápidamente el curso de acción sobre el nivel de cortocircuito en varias subestaciones del STN y STR, así como una revisión de las obras faltantes, tomando como criterio las zonas donde hoy, por agotamiento de red, se raciona para no superar la máxima demanda atendible.
- El grupo acordó reunirse próximamente para analizar las obras definitivas y la primera versión del documento sectorial.

1. El Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA y la Universidad de los Andes invitaron al Consejo al primer taller de estudios habilitantes para la transición energética. En esta la Universidad presentó al equipo de trabajo y el cronograma detallado de los estudios a formular.

1. Se llevó a cabo reunión con la CREG para aclarar algunos aspectos del concepto emitido por dicha Comisión sobre el seguimiento al factor de potencia en las barras del STR y STN. Al respecto, se confirmó la competencia que tiene el CND para realizar el mismo, sin embargo, el marco normativo que da soporte a este debe ser diferente a la Resolución **CREG 047 de 2004**.

EBSA indicó que próximamente dejará de operar el enlace Guateque-Sesquilé 115 kV; es decir, es un activo menos del área Oriental que no estará disponible, lo cual compromete la implementación de algunas medidas de mitigación por el atraso de los proyectos de expansión del STN y STR. EBSA comenta que el tema de pérdidas es insostenible. Al respecto, el CND comenta que esta situación es grave, y hace un llamado a seguir operando el activo, y propender por la entrada en servicio de los proyectos. Se acuerda socializar el temán en el CACSSE y enviar nuevamente una carta sectorial alertando sobre los riesgos para la seguridad y confiabilidad del SIN por la situación de varias áreas operativas.

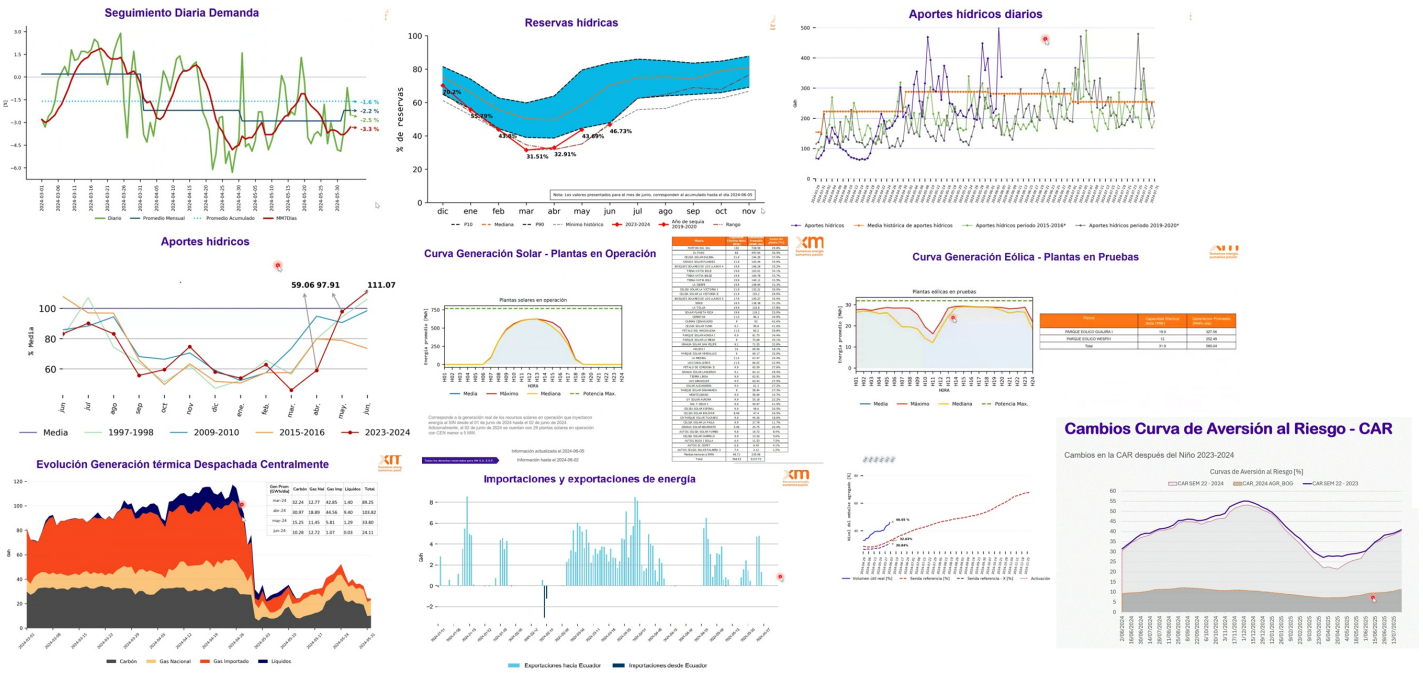
Conclusiones

- Debida la situación de las áreas y subáreas críticas, se acuerda citar a los grupos de seguimiento.
- Enviar comunicaciones a EMSA, EMCALI y DISPAC por el no cumplimiento de los Acuerdos asociados a la gestión de eventos.

5. SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA-CND	SI	Presentar la situación operativa actual, las variables de la operación y los escenarios futuros de la situación energética y eléctrica del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	---	-------------	----	----

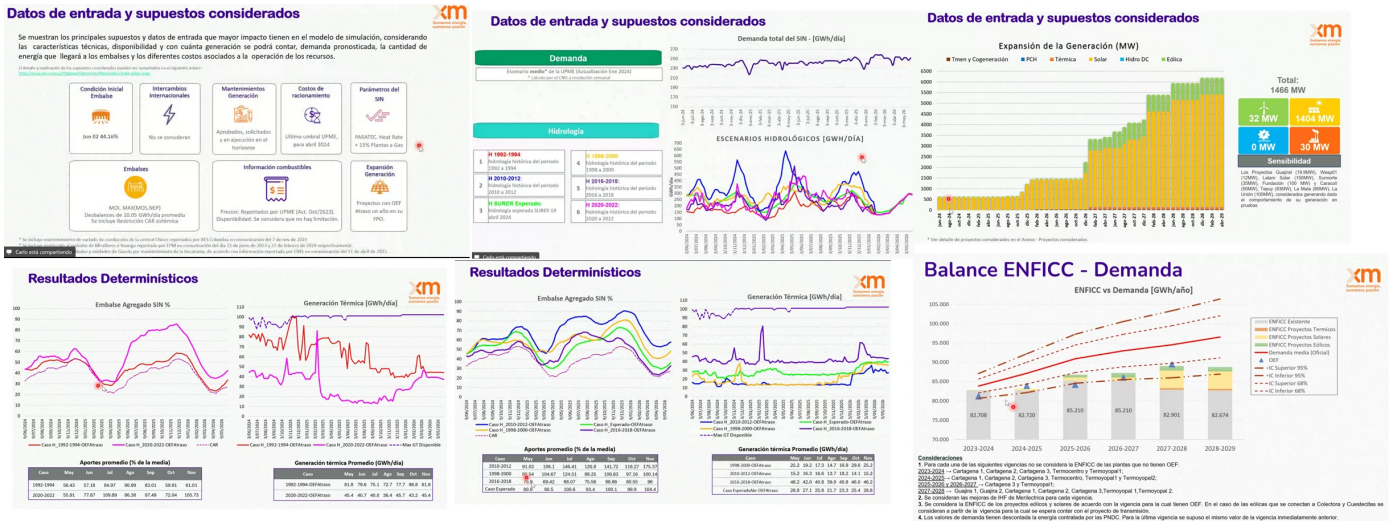
Desarrollo

- En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de las principales variables energéticas:



Respecto a la CAR, TEBSA llama la atención en que los agentes hidroeléctricos están tomando más riesgos, lo cual además de reducir la Curva de Aversión por la excursión de nuevos niveles de embalses individuales, ello podría generar en algunas ocasiones la intervención del mercado.

- El CND presenta el panorama energético de mediano plazo y el análisis de futuros veranos bajo escenarios de aportes hídricos deficitarios tipo Niño. En las siguientes gráficas se presenta el estudio:



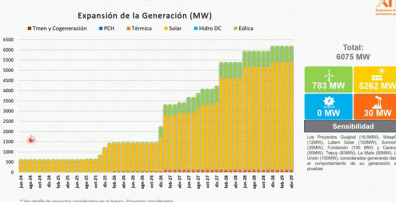
Respecto al Balance ENFICC / Demanda, es evidente que desde la vigencia 2023-2024 el escenario de demanda media de la UPME supera a la ENFICC, lo cual representa un riesgo para el SIN desde el punto de vista de Energía en Firme. Se acuerda advertir sobre este riesgo a MINENERGÍA en el CACSSE.

Análisis determinístico independiente para cada uno de los veranos futuros



- Objetivo** Analizar la suficiencia energética de los recursos del SIN para afrontar posibles veranos independientes durante los años 2024-2025, 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 ante escenarios hidrológicos tipo El Niño.
- Hidrología**
 - Hidrología histórica Mayo 2015 - Abril 2017
 - Hidrología histórica Mayo 2023 - Abril 2024 + Mayo 2020 - Abril 2021
- Inicio de la Simulación** Las simulaciones tienen un horizonte de 2 años, iniciando en el mes de mayo. Para cada uno de los veranos se realiza una simulación independiente, presentando los resultados del primer año que corresponde al verano objeto de análisis.
- Condición Inicial** Como condición inicial del embalse agregado del SIN, se consideraron los valores de embalse para el 01 de mayo del 2024, correspondiente a 33%.

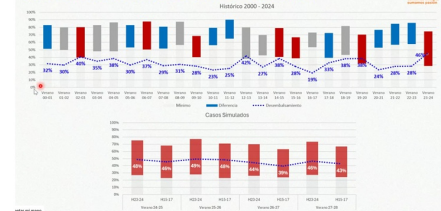
Datos de entrada y supuestos considerados



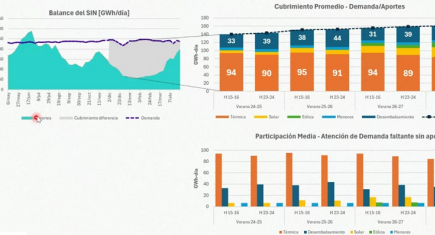
Proyectos considerados con OEF y con FIPPS iniciado

Proyecto	OTI	Fecha	Explotación
1. Solar	17.00	2023/2024	SI
2. Solar	17.00	2023/2024	SI
3. Solar	17.00	2023/2024	SI
4. Solar	17.00	2023/2024	SI
5. Solar	17.00	2023/2024	SI
6. Solar	17.00	2023/2024	SI
7. Solar	17.00	2023/2024	SI
8. Solar	17.00	2023/2024	SI
9. Solar	17.00	2023/2024	SI
10. Solar	17.00	2023/2024	SI
11. Solar	17.00	2023/2024	SI
12. Solar	17.00	2023/2024	SI
13. Solar	17.00	2023/2024	SI
14. Solar	17.00	2023/2024	SI
15. Solar	17.00	2023/2024	SI
16. Solar	17.00	2023/2024	SI
17. Solar	17.00	2023/2024	SI
18. Solar	17.00	2023/2024	SI
19. Solar	17.00	2023/2024	SI
20. Solar	17.00	2023/2024	SI
21. Solar	17.00	2023/2024	SI
22. Solar	17.00	2023/2024	SI
23. Solar	17.00	2023/2024	SI
24. Solar	17.00	2023/2024	SI
25. Solar	17.00	2023/2024	SI
26. Solar	17.00	2023/2024	SI
27. Solar	17.00	2023/2024	SI
28. Solar	17.00	2023/2024	SI
29. Solar	17.00	2023/2024	SI
30. Solar	17.00	2023/2024	SI
31. Solar	17.00	2023/2024	SI
32. Solar	17.00	2023/2024	SI
33. Solar	17.00	2023/2024	SI
34. Solar	17.00	2023/2024	SI
35. Solar	17.00	2023/2024	SI
36. Solar	17.00	2023/2024	SI
37. Solar	17.00	2023/2024	SI
38. Solar	17.00	2023/2024	SI
39. Solar	17.00	2023/2024	SI
40. Solar	17.00	2023/2024	SI
41. Solar	17.00	2023/2024	SI
42. Solar	17.00	2023/2024	SI
43. Solar	17.00	2023/2024	SI
44. Solar	17.00	2023/2024	SI
45. Solar	17.00	2023/2024	SI
46. Solar	17.00	2023/2024	SI
47. Solar	17.00	2023/2024	SI
48. Solar	17.00	2023/2024	SI
49. Solar	17.00	2023/2024	SI
50. Solar	17.00	2023/2024	SI
51. Solar	17.00	2023/2024	SI
52. Solar	17.00	2023/2024	SI
53. Solar	17.00	2023/2024	SI
54. Solar	17.00	2023/2024	SI
55. Solar	17.00	2023/2024	SI
56. Solar	17.00	2023/2024	SI
57. Solar	17.00	2023/2024	SI
58. Solar	17.00	2023/2024	SI
59. Solar	17.00	2023/2024	SI
60. Solar	17.00	2023/2024	SI
61. Solar	17.00	2023/2024	SI
62. Solar	17.00	2023/2024	SI
63. Solar	17.00	2023/2024	SI
64. Solar	17.00	2023/2024	SI
65. Solar	17.00	2023/2024	SI
66. Solar	17.00	2023/2024	SI
67. Solar	17.00	2023/2024	SI
68. Solar	17.00	2023/2024	SI
69. Solar	17.00	2023/2024	SI
70. Solar	17.00	2023/2024	SI
71. Solar	17.00	2023/2024	SI
72. Solar	17.00	2023/2024	SI
73. Solar	17.00	2023/2024	SI
74. Solar	17.00	2023/2024	SI
75. Solar	17.00	2023/2024	SI
76. Solar	17.00	2023/2024	SI
77. Solar	17.00	2023/2024	SI
78. Solar	17.00	2023/2024	SI
79. Solar	17.00	2023/2024	SI
80. Solar	17.00	2023/2024	SI
81. Solar	17.00	2023/2024	SI
82. Solar	17.00	2023/2024	SI
83. Solar	17.00	2023/2024	SI
84. Solar	17.00	2023/2024	SI
85. Solar	17.00	2023/2024	SI
86. Solar	17.00	2023/2024	SI
87. Solar	17.00	2023/2024	SI
88. Solar	17.00	2023/2024	SI
89. Solar	17.00	2023/2024	SI
90. Solar	17.00	2023/2024	SI
91. Solar	17.00	2023/2024	SI
92. Solar	17.00	2023/2024	SI
93. Solar	17.00	2023/2024	SI
94. Solar	17.00	2023/2024	SI
95. Solar	17.00	2023/2024	SI
96. Solar	17.00	2023/2024	SI
97. Solar	17.00	2023/2024	SI
98. Solar	17.00	2023/2024	SI
99. Solar	17.00	2023/2024	SI
100. Solar	17.00	2023/2024	SI

Desembalsamiento durante Veranos



Cubrimiento de bajos aportes frente a la demanda



Conclusiones

- Estas sensibilidades no consideran eventos de alto impacto y baja probabilidad.
- Dado el crecimiento esperado de la demanda y la expansión esperada del parque generador en los próximos años, donde se mantiene la capacidad térmica e hidráulica actual del sistema, de presentarse fenómenos tipo El Niño en los próximos veranos se observa:
 - Desembalsamientos hasta del 49% durante la estación de verano, valor superior al presentado en los últimos fenómenos el niño, alcanzando valores mínimos de embalse al final de la estación de verano cercanos al 23%, valor no alcanzado en la operación durante los últimos 30 años.
 - Una alta exigencia del parque térmico, con valores promedio durante el verano (Dic-Abr) de hasta 95 GWh-día, lo que implica una alta exigencia sobre la cadena de suministro de combustibles fósiles como Carbón, gas y líquidos.
 - Con el fin de mitigar riesgos para la atención segura y confiable de la demanda se debe tener un uso del embalse, de forma tal, que permita tener al inicio del verano un nivel de embalse suficiente para enfrentar la estación de verano, lo que implica en algunos casos contar con generación térmica cercana a 90 GWh-día en la estación de invierno.

Recomendaciones

- Para **minimizar posibles riesgos** para la atención de la demanda futura ante periodos de bajos aportes tipo El Niño, se recomienda:
 - Trabajar de manera articulada para materializar los planes de expansión de generación y transmisión.
 - Definir y materializar la puesta en operación de las obras requeridas que aporten fortaleza a la red.
 - Mantener un parque de generación diversificado en energéticos primarios para garantizar el abastecimiento de la demanda. Teniendo mayor relevancia ante un crecimiento acelerado de la demanda.
 - Garantizar la disponibilidad y fiabilidad de los combustibles requeridos de la generación térmica para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda, en especial el gas natural.
 - Realizar un monitoreo continuo al balance de la energía firme del sistema frente a los escenarios de demanda elaborados por la UPME.
 - Realizar levantamiento de las restricciones de cada uno de los embalses del sistema en aras de tener claridad de las reservas efectivamente utilizables para la generación eléctrica a considerar en el planeamiento energético.
 - Se recomienda al CHC adelantar acciones y recomendaciones tendientes a mitigar el riesgo de afectación en la prestación del servicio, ante un período fuerte de bajos aportes en los próximos años.

El CND presenta un análisis de las tasas de desembalsamiento durante los últimos 20 años, donde se observa una tendencia al alza en el desembalsamiento durante los veranos donde se ha tenido presencia de un fenómeno El Niño, siendo el último verano 2023 - 2024 el mayor, con un desembalsamiento del 46% del embalse agregado desde el 1 de diciembre del 2023 y el nivel mínimo del embalse en el mes de abril del 2024.

A continuación, el CND presenta los resultados de los valores de desembalsamiento y generación térmica esperada para los próximos veranos de presentarse un fenómeno El Niño como el presentado en el 2023-2024 y el 2015-2016. De estas corridas y bajo los supuestos considerados, se concluye por parte del CND:

Dado el crecimiento esperado de la demanda y la expansión esperada del parque generador en los próximos años, donde se mantiene la capacidad térmica e hidráulica actual del sistema, de presentarse fenómenos tipo El Niño en los próximos veranos se observa:

- Desembalsamientos hasta del 49% durante la estación de verano, valor superior al presentado en los últimos fenómenos el niño, alcanzando valores mínimos de embalse al final de la estación de verano cercanos al 23%, valor no alcanzado en la operación durante los últimos 30 años.
- Una alta exigencia del parque térmico, con valores promedio durante el verano (Dic-Abr) de hasta 95 GWh-día, lo que implica una alta exigencia sobre la cadena de suministro de combustibles fósiles como Carbón, gas y líquidos.
- Con el fin de mitigar riesgos para la atención segura y confiable de la demanda se debe tener un uso del embalse, de forma tal, que permita tener al inicio del verano un nivel de embalse suficiente para enfrentar la estación de verano, lo que implica en algunos casos contar con generación térmica cercana a 90 GWh-día en la estación de invierno.

Se llama la atención que estos niveles de térmica exigen una alta disponibilidad del parque térmico y de toda la cadena de suministro y transporte de los energéticos primarios Gas, Carbón y líquidos.

Así mismo el CND realiza las siguientes recomendaciones en su presentación:

Para minimizar posibles riesgos para la atención de la demanda futura ante periodos de bajos aportes tipo El Niño, se recomienda:

- Trabajar de manera articulada para materializar los planes de expansión de generación y transmisión.
- Definir y materializar la puesta en operación de las obras requeridas que aporten fortaleza a la red.

- Mantener un parque de generación diversificado en energéticos primarios para garantizar el abastecimiento de la demanda. Tomando mayor relevancia ante un crecimiento acelerado de la demanda.
- Garantizar la disponibilidad y flexibilidad de los combustibles requeridos de la generación térmica para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda, en especial el gas natural.
- Realizar un monitoreo continuo al balance de la energía firme del sistema frente a los escenarios de demanda elaborados por la UPME.
- Realizar levantamiento de las restricciones de cada uno de los embalses del sistema en aras de tener claridad de las reservas efectivamente utilizables para la generación eléctrica a considerar en el planeamiento energético.
- Se recomienda al CNO adelantar acciones y recomendaciones tendientes a mitigar el riesgo de afectación en la prestación del servicio, ante un periodo fuerte de bajos aportes en los próximos años.

Adicionalmente, TEBSA llama la atención sobre la priorización de las conexiones de generadores, donde a pesar de ser evidente la importancia del parque térmico, estas tecnologías son las últimas en ser seleccionadas por el modelo de la UPME y no se tiene certidumbre sobre la disponibilidad de combustibles.

CELSIA comenta que los análisis energéticos del CND y el balance ENFICC / Demanda son complementarios, e indican que se necesita una inversión urgente en la infraestructura eléctrica y energética, para evitar lo que en este momento está viviendo Ecuador, es decir, racionamientos programados y apagones de su Sistema. Teniendo en cuenta lo anterior, se acuerda enviar carta sectorial en este sentido.

- El CND presenta la situación actual de las áreas y subáreas operativas, resaltando sus problemáticas y las obras propuestas por el Operador del Sistema a la UPME y los Operadores de Red en sus Informes Trimestrales de Restricciones. Complementariamente, presenta el listado de 32 restricciones que solo serían gestionables a partir de la demanda, es decir, a través de cortes de carga (racionamiento):

The image displays a collection of technical reports from the CNO (Comisión Nacional de Operación) regarding power restrictions in various regions of Ecuador. The reports are organized into several sections:

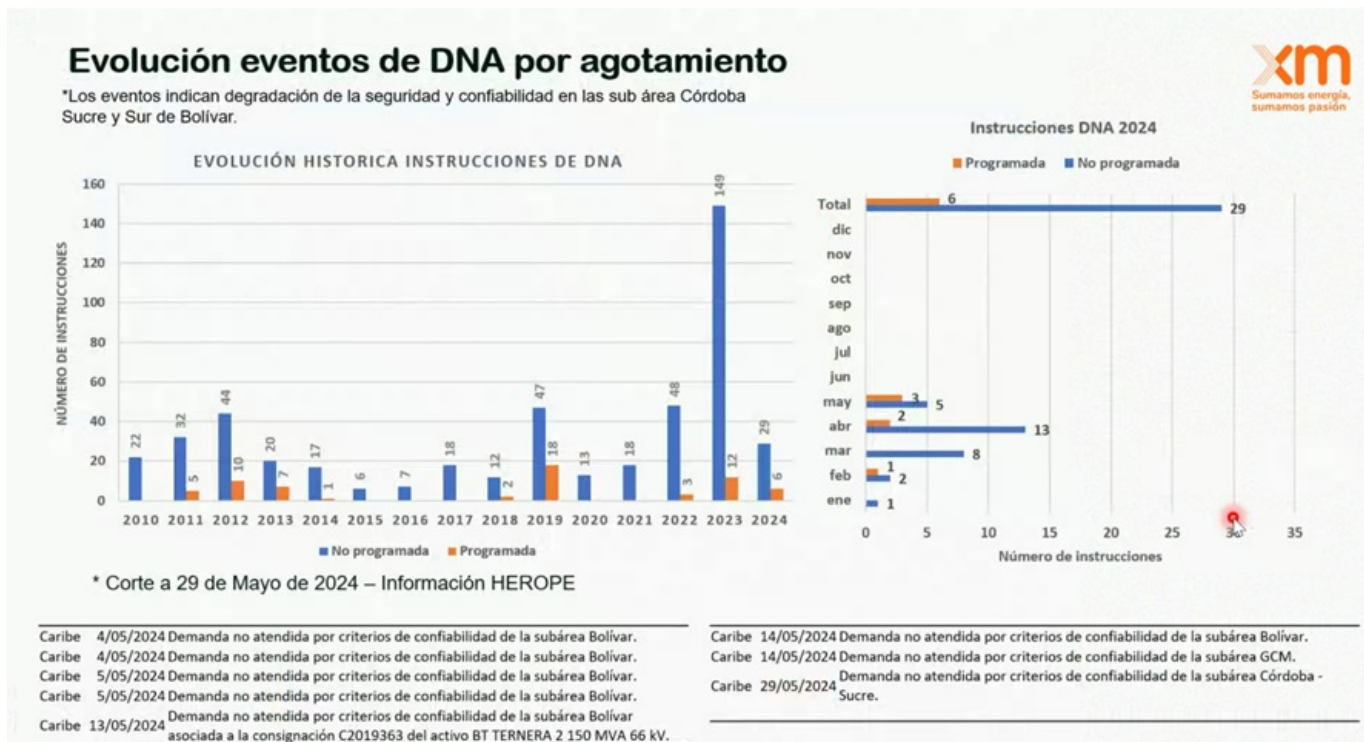
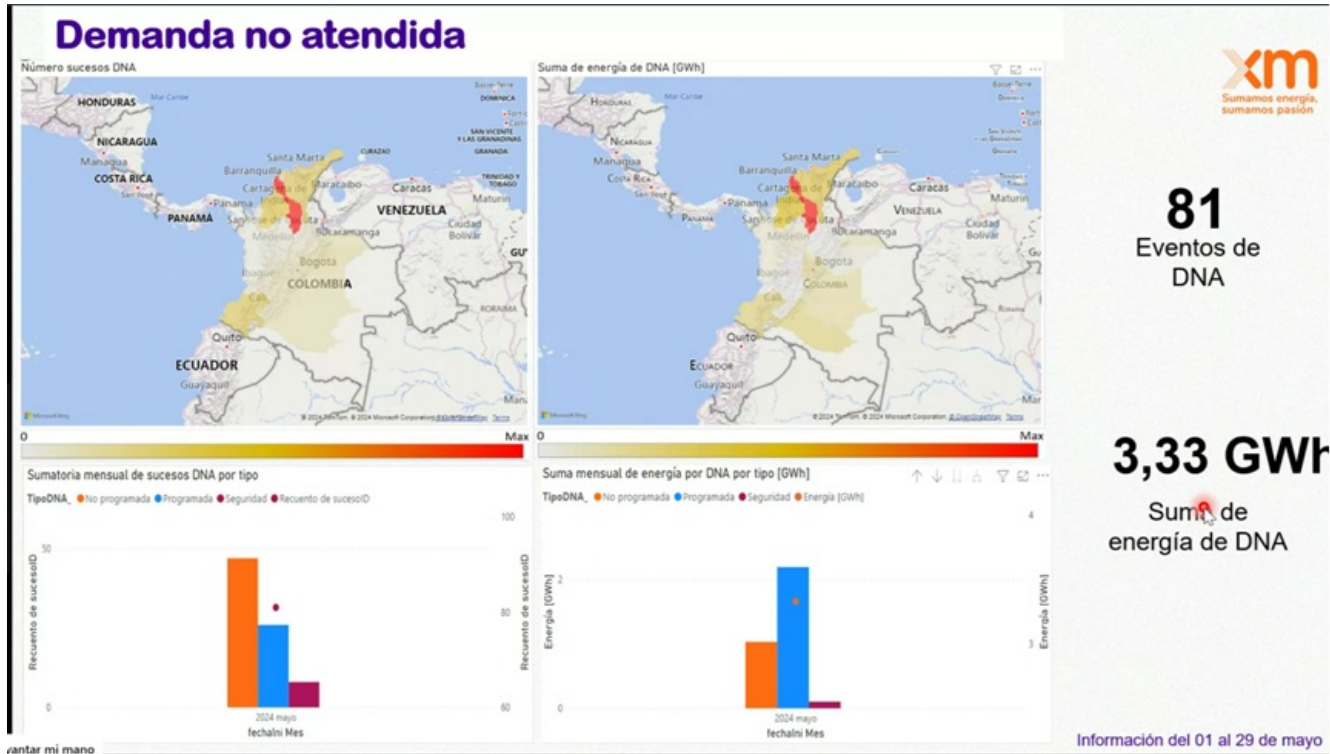
- Restricciones dependientes de demanda:** A table listing various projects (e.g., La Florida, La Florida, La Florida) with their status (e.g., 'En estudio', 'En ejecución') and the responsible entity (e.g., 'ENEA', 'ENELSA').
- Area Caribe:** A report detailing the situation in the Caribbean region, including a map and a table of projects.
- Area Antioquia:** A report detailing the situation in the Antioquia region, including a map and a table of projects.
- Area Oriental:** A report detailing the situation in the Oriental region, including a map and a table of projects.
- Area Nordeste:** A report detailing the situation in the Northeast region, including a map and a table of projects.
- Area Suroccidental:** A report detailing the situation in the Southwest region, including a map and a table of projects.
- Obras propuestas ITR:** A report detailing proposed works for the ITR (Interconexión de Transmisión de Red), including a map and a table of projects.

The image displays three technical reports from the CNO (Comisión Nacional de Operación) regarding power system recommendations:

- Impacto esperado de los condensadores síncronos:** A report detailing the expected impact of synchronous condensers, including a table of data and a chart showing the impact on the system.
- Recomendaciones:** A report detailing general recommendations for the power system, including a list of actions and a table of data.
- Recomendaciones Fortaleza de Red:** A report detailing recommendations for strengthening the power system, including a list of actions and a table of data.

Finalmente, en la presentación adjunta a esta Acta se encuentran los indicadores de operación. De todas formas, se

resaltan los recientes eventos de Demanda No Atendida-DNA:



Conclusiones

6. INFORME UPME	NO	Presentar el avance en los procesos de convocatoria de los diferentes proyectos.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

La Unidad presenta el estado de las convocatorias del STN y STR, al igual que los proyectos que próximamente sacarán a convocatoria y las obras que en este momento están bajo análisis del planeador y que serían ejecutadas bajo la connotación de emergencia:

Expansión en ejecución

STN: 12
STR: 2
Ampliación: 3

Próxima expansión

Próxima expansión

Área	Obras	FPO	Estado
Hulla	Subestación Hulla 230 KV y dos líneas de transmisión a interceptor línea	2024	En ejecución
Santander	4 Transformador Sogamoso 500/230 KV	2024	Aplicada
Santander	2 Transformador Proyección 500/230 KV	2024	Aplicada
Cauca	Subestación Ricaurte y línea de transmisión San Antonio - Alcaraván 230 KV	2022	Aplicada
Antioquia	Subestación La Paz y línea de transmisión Alcaraván - Betania - La Paz 230 KV	2026	Declarada desierta
Bolívar	Subestación Carreño 500 KV y línea de transmisión a interceptor Bolívar - Bolívar	2022	Aplicada
Cesar	Ricarzosa ETR 115 KV	2022	Estructurada
Boyacá	La Paz 115 KV	2022	Estructurada
Bolívar	Proyección 230 KV	2022	Proceso a publicar
Santander	Estación 230 KV	2022	Proyectada
Antioquia	San Lorenzo 230 KV	2022	Proyectada
Santander	Estación 230 KV	2022	Estructurada
Valle del C.	Estación 230 KV	2022	Estructurada
Risaralda	Risarcoba - Guaranday 115 KV	2022	Estructurada
Palma	Miraflores - Guaranday 115 KV	2022	Estructurada
Magdalena	Planetas - Leticia 115 KV	2022	Estructurada
Cundinamarca	Bahía trazo Nueva Esperanza 500 KV	2022	Estructurada
Chocó	Compensación cascadas	2022	Estructurada
Cundinamarca	Subestación Sopa 230 KV	2022	En proceso de estructuración
Córdoba	Cto Salazar 500 KV	2026	Aplicada
Bolívar	2 Trazo Bolívar	2026	Aplicada

Próxima expansión (ampliaciones)

Obras	Obras	Sistema	FPO	Estado
Co-Su	Corte central en el diámetro uno (1) de la subestación Chino 220 KV	STN	nov24	En aprobación Ampliación
Boy-Ant	Reconfiguración de la subestación Banadía 230 KV de Barra sencilla a Barra Principal más Barra de Transferecia - BPT	STN	nov25	En aprobación Ampliación / convocatoria
Valle	Bahía de compensación, corte central para el nuevo diámetro, bahía de transformador en el diámetro dos (2), protección diferencial para el barraje en la subestación San Marcos 500 kv	STN	dic24	En aprobación Ampliación / convocatoria
OR	Instalación según Transformador en la Subestación La Virginia 500/230 KV mediante traslado de transformador existente	STN	dic24	(*)

Expansión futura

Candidatas obras urgentes

Conclusiones

7. VARIOS	NO		INFORMATIVO		
-----------	----	--	-------------	--	--

Desarrollo

- AES socializa los eventos de crecientes que impactaron a la central Chivor. De ellos se destaca que la tasa de retorno de los mismos fue de 100 años. Desde el punto de vista del impacto, se inundaron los sótanos y complejo de túneles que llevaron a la parada de toda la planta. Durante el primer proceso de arranque de la Central se identificaron temperaturas elevadas en varios cojinetes que evitaron el citado arranque. Dos horas después se intentó un nuevo arranque, pero este no fue exitoso. Se observó erosión en válvulas y agujas por paso de sedimentos, motivo por el cual se decidió parar la planta de manera definitiva para dar inicio al proceso de limpieza y recuperación. Teniendo en

cuenta lo anterior, se espera que la etapa 1 de Chivor esté parada durante un tiempo estimado de 30 días, y en este momento se está analizando si se debe tomar la misma medida para la etapa 2 de la Central.

- Lucro cesante planta solar y cruce línea de 500 kV de ISA INTERCOLOMBIA: Están en las negociaciones de la desenergización. Impacto económico del mantenimiento. Fundación está en pruebas y lista para entrar. ENEL tiene interés en definir claramente el tema porque esta situación se va a presentar más adelante. Están en las negociaciones de la desenergización puesto que hay Impacto económico del mantenimiento para ENEL y también porque el parque solar Fundación está en pruebas y listo para entrar.

- Próxima reunión del Consejo el 4 de julio.

Conclusiones

Presidente - Marcelo Alvarez

Secretario Técnico - Alberto Olarte