



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
		Aprobaciones.

3	09:45 - 10:15	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:

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

GENERACIÓN

Centrales Hidroeléctricas

Empresas Identificadas	Operador	Municipio	Departamento	Amenaza
URBES - ALTO DNO	Unión del Valle	Tumbaco	Caldas	Muy Alta

Plantas Hidroeléctricas

Empresas Identificadas	Operador	Tipo de Energía	Amenaza
4	RES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P. EMPRESA PÚBLICA DE MEDELLÍN S.A. E.S.P. ISAGEN S.A. E.S.P.	Hidráulica	Alta
4	HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P. SANTAFÉ S.A. E.S.P. ISAGEN S.A. E.S.P.		

Plantas Térmicas

Empresas Identificadas	Operador	Tipo de Energía	Departamento	Amenaza
EMPRESA PÚBLICA DE MEDELLÍN S.A. E.S.P.	Termica	Puerto Nare	Antioquia	Alta

Parques Fotovoltaicos

Empresas Identificadas	Operador	Tipo de Energía	Municipio	Departamento	Amenaza
PUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. E.S.P.	Solar		Sega	Valle del Cauca	Alta
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			Murilloviro	Córdoba	
ENERGIA SAS ESP			Flametaleros	Santander	
ESDIO-GENERACION S.A.S. E.S.P.			La Cumbre	Antioquia	
EMPRESA ENERGIA S.A.S. E.S.P.			Villavieja	Nariño	

TRANSMISIÓN

Subestaciones STR

Empresas Identificadas	Operador	Amenaza
8	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. EMPRESA DISTRIBUCION DE FORTO S.A. E.S.P. COLOMBIA S.A. E.S.P. COMPAÑIA ENERGIA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. ELECTRICIDAD DE SANTANDER S.A. E.S.P. ELECTRICIDAD DE SAN PABLO S.A. E.S.P. EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN S.A. E.S.P. ELECTRICIDAD DEL VALLE S.A. E.S.P. ELECTRICIDAD DEL META S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NOROCCIDENTE DE SANTIAGO DE CALI S.A. E.S.P.	Muy Alta

Subestaciones STN

Empresas Identificadas	Operador	Amenaza
1	INTERCONEXION ELÉCTRICA S.A. E.S.P. GRUPO ENERGIA SOCOTRA S.A. E.S.P. EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN S.A. E.S.P. CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NOROCCIDENTE DE SANTIAGO DE CALI S.A. E.S.P.	Muy Alta
27	INTERCONEXION ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	Alta

Parques Fotovoltaicos

Operador	Tipo de Energía	Municipio	Departamento	Amenaza
ATLANTICA COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	Solar	Maguel	Sucre	Alta

TRANSMISIÓN

Subestaciones STN

Empresas Identificadas	Operador	Amenaza
2	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. INTERCONEXION ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	Muy Alta Alta

Subestaciones STR

Empresas Identificadas	Operador	Amenaza
4	COLOMBIA S.A. E.S.P. CARIBE SUR DE LA COSTA S.A. E.S.P. ELECTRICIDAD DE SANTANDER S.A. E.S.P. CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. CARIBE SUR DE LA COSTA S.A. E.S.P. EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN S.A. E.S.P. INTERCONEXION ELÉCTRICA 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.C.A. E.S.P. ENEL COLOMBIA SA ESP	Hidráulica	Muy Alta
17	ISAGEN S.A. E.S.P. CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. ENEL COLOMBIA SA ESP HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P. EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN S.A. E.S.P.		Alta

Plantas Térmicas

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

FASES QUE PLANTEA LA UNGRD

FASE	NOVI	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY
ALISTAMIENTO PARA LA RESPUESTA																			
PREPARACION PARA LA RESPUESTA																			
RESPUESTA																			
EVALUACION DEL PLAN																			

COLOMBIA VIDA ACCIONES SECTORIALES

FASE	PROCESO DE GESTION DEL RIESGO	ACTIVIDADES
Alistamiento	Conocimiento del Riesgo	✓ Identificación de elementos expuestos a riesgo nacional ✓ Realización de un estudio de riesgo
	Reducción del Riesgo	✓ Promover la revisión y actualización de los PUEG que incluyan manual de emergencias, planes y procedimientos de respuesta ✓ Realizar un estudio de vulnerabilidad para determinar el nivel de exposición a los riesgos ✓ Promover la actualización de protocolos operativos y procedimientos de respuesta ✓ Promover la actualización de protocolos operativos y procedimientos de respuesta
	Manejo de Desastres	✓ Promover el registro de alertas y monitoreo para la activación de protocolos ✓ Promover el levantamiento de inventarios de recursos físicos, humanos y financieros disponibles para el Plan de Contingencia
Preparación	Preparación para la Respuesta	✓ Realizar seguimiento a las empresas proveedoras de servicios a nivel nacional ✓ Realizar la coordinación con entidades del orden nacional y CNO y el Plan de Contingencia
	Preparación para la Recuperación	✓ Promover el registro de necesidades de las empresas proveedoras para la recuperación
Respuesta	Manejo de Desastres (Preparado)	✓ Realizar el monitoreo de la activación de protocolos operativos y procedimientos de respuesta
Recuperación	Manejo de Desastres (Rehabilitación y recuperación)	✓ Realizar el monitoreo de la activación de protocolos operativos y procedimientos de respuesta
Evaluación	Seguimiento de	✓ Realizar el monitoreo de la activación de protocolos operativos y procedimientos de respuesta

RECOMENDACIONES

1. Identificar y evaluar los riesgos, identificar las áreas vulnerables que no se hayan considerado a escala nacional, regional y local, y evaluar el impacto potencial de los riesgos en la infraestructura crítica.
2. Definir las acciones y acciones necesarias para atender los diferentes escenarios de emergencia.
3. Evaluar y acordar los protocolos operativos, identificar y registrar las acciones y procedimientos necesarios para la operación continua durante el fenómeno y elaborar un inventario de acciones críticas y respuestas esenciales.
4. Definir el Abastecimiento, identificar posibles interrupciones en la cadena de abastecimiento y desarrollar planes de contingencia.
5. Coordinar actividades para la operación normal del sector, identificación de acciones directas por afectaciones, planes de contingencia, planes de contingencia, planes de contingencia, planes de contingencia, planes de contingencia.
6. Establecer mecanismos de coordinación y comunicación, mantener una comunicación fluida para lo cual se recomienda tener un comité de coordinación con el CNO y el MME para asegurar una respuesta oportuna y coordinada ante cualquier contingencia relacionada con el Fenómeno de la Niña.

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 escalara 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, advirtiéndole 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 predespacho 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 Certegui 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 perdidas 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
---	----	---	-------------	----	----

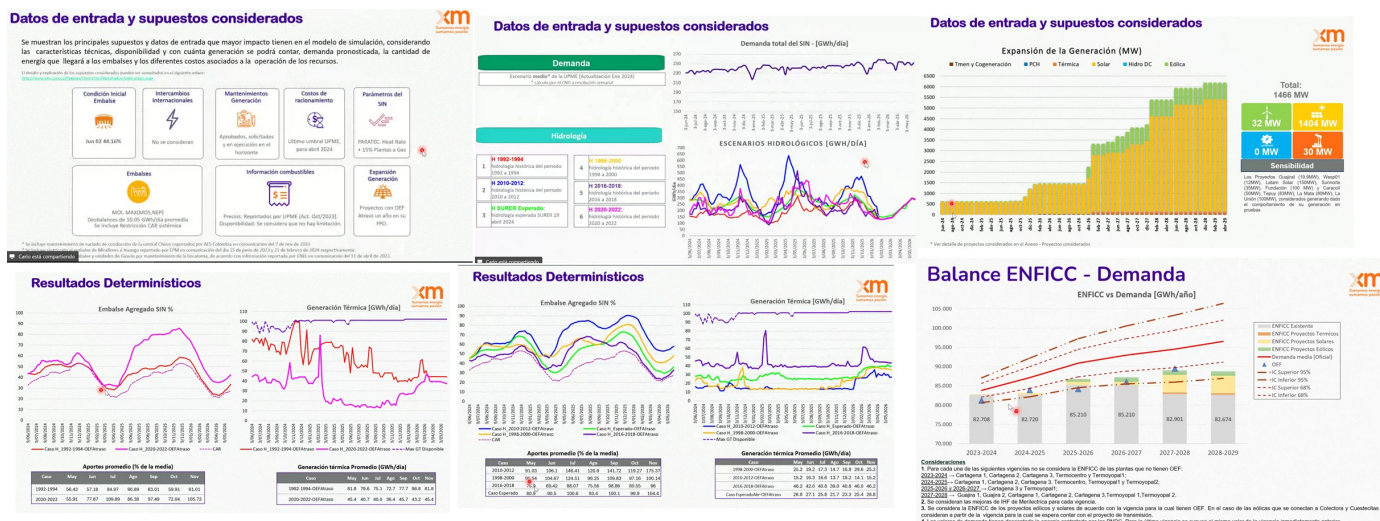
Desarrollo

- 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

Hidrología

Inicio de la Simulación

Condición Inicial

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 histórica Mayo 2015 - Abril 2017
- Hidrología histórica Mayo 2023 - Abril 2024 + Mayo 2020 - Abril 2021

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.

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

Expansión de la Generación (MW)

Total: 6075 MW

783 MW 5262 MW

0 MW 30 MW

Sensibilidad

Elaborado por: CND

Proyectos considerados con OEF y con FIPPS iniciado

Proyecto	OTG	Redes	Explotación
1. Tarma	12.00	1.00	1.00
2. Tarma	12.00	1.00	1.00
3. Tarma	12.00	1.00	1.00
4. Tarma	12.00	1.00	1.00
5. Tarma	12.00	1.00	1.00
6. Tarma	12.00	1.00	1.00
7. Tarma	12.00	1.00	1.00
8. Tarma	12.00	1.00	1.00
9. Tarma	12.00	1.00	1.00
10. Tarma	12.00	1.00	1.00
11. Tarma	12.00	1.00	1.00
12. Tarma	12.00	1.00	1.00
13. Tarma	12.00	1.00	1.00
14. Tarma	12.00	1.00	1.00
15. Tarma	12.00	1.00	1.00
16. Tarma	12.00	1.00	1.00
17. Tarma	12.00	1.00	1.00
18. Tarma	12.00	1.00	1.00
19. Tarma	12.00	1.00	1.00
20. Tarma	12.00	1.00	1.00
21. Tarma	12.00	1.00	1.00
22. Tarma	12.00	1.00	1.00
23. Tarma	12.00	1.00	1.00
24. Tarma	12.00	1.00	1.00
25. Tarma	12.00	1.00	1.00
26. Tarma	12.00	1.00	1.00
27. Tarma	12.00	1.00	1.00
28. Tarma	12.00	1.00	1.00
29. Tarma	12.00	1.00	1.00
30. Tarma	12.00	1.00	1.00
31. Tarma	12.00	1.00	1.00
32. Tarma	12.00	1.00	1.00
33. Tarma	12.00	1.00	1.00
34. Tarma	12.00	1.00	1.00
35. Tarma	12.00	1.00	1.00
36. Tarma	12.00	1.00	1.00
37. Tarma	12.00	1.00	1.00
38. Tarma	12.00	1.00	1.00
39. Tarma	12.00	1.00	1.00
40. Tarma	12.00	1.00	1.00
41. Tarma	12.00	1.00	1.00
42. Tarma	12.00	1.00	1.00
43. Tarma	12.00	1.00	1.00
44. Tarma	12.00	1.00	1.00
45. Tarma	12.00	1.00	1.00
46. Tarma	12.00	1.00	1.00
47. Tarma	12.00	1.00	1.00
48. Tarma	12.00	1.00	1.00
49. Tarma	12.00	1.00	1.00
50. Tarma	12.00	1.00	1.00
51. Tarma	12.00	1.00	1.00
52. Tarma	12.00	1.00	1.00
53. Tarma	12.00	1.00	1.00
54. Tarma	12.00	1.00	1.00
55. Tarma	12.00	1.00	1.00
56. Tarma	12.00	1.00	1.00
57. Tarma	12.00	1.00	1.00
58. Tarma	12.00	1.00	1.00
59. Tarma	12.00	1.00	1.00
60. Tarma	12.00	1.00	1.00
61. Tarma	12.00	1.00	1.00
62. Tarma	12.00	1.00	1.00
63. Tarma	12.00	1.00	1.00
64. Tarma	12.00	1.00	1.00
65. Tarma	12.00	1.00	1.00
66. Tarma	12.00	1.00	1.00
67. Tarma	12.00	1.00	1.00
68. Tarma	12.00	1.00	1.00
69. Tarma	12.00	1.00	1.00
70. Tarma	12.00	1.00	1.00
71. Tarma	12.00	1.00	1.00
72. Tarma	12.00	1.00	1.00
73. Tarma	12.00	1.00	1.00
74. Tarma	12.00	1.00	1.00
75. Tarma	12.00	1.00	1.00
76. Tarma	12.00	1.00	1.00
77. Tarma	12.00	1.00	1.00
78. Tarma	12.00	1.00	1.00
79. Tarma	12.00	1.00	1.00
80. Tarma	12.00	1.00	1.00
81. Tarma	12.00	1.00	1.00
82. Tarma	12.00	1.00	1.00
83. Tarma	12.00	1.00	1.00
84. Tarma	12.00	1.00	1.00
85. Tarma	12.00	1.00	1.00
86. Tarma	12.00	1.00	1.00
87. Tarma	12.00	1.00	1.00
88. Tarma	12.00	1.00	1.00
89. Tarma	12.00	1.00	1.00
90. Tarma	12.00	1.00	1.00
91. Tarma	12.00	1.00	1.00
92. Tarma	12.00	1.00	1.00
93. Tarma	12.00	1.00	1.00
94. Tarma	12.00	1.00	1.00
95. Tarma	12.00	1.00	1.00
96. Tarma	12.00	1.00	1.00
97. Tarma	12.00	1.00	1.00
98. Tarma	12.00	1.00	1.00
99. Tarma	12.00	1.00	1.00
100. Tarma	12.00	1.00	1.00

Desembalsamiento durante Veranos

Historia 2000 - 2024

Casos Simulados

Cubrimiento de bajos aportes frente a la demanda

Balance del SIN (GWh/día)

Cubrimiento Promedio - Demanda/Aportes

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 flexibilidad de los combustibles requeridos por 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 los recursos efectivamente utilizables para la generación eléctrica a considerar en el planeamiento energético.
- Se recomienda al CND 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.

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.

- 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):

[illegible]

Impacto esperado de los condensadores síncronos

Factores de red - Mayor capacidad de inyección de reactivo en el sistema de transmisión

La incorporación de los CC en la red contribuye a mejorar las condiciones propias para la operación del sistema.

Factores de red - Reducción de pérdidas en el sistema de transmisión

La incorporación de los CC en la red contribuye a mejorar las condiciones propias para la operación del sistema.

Control de flujo de potencia

La incorporación de los CC en la red contribuye a mejorar las condiciones propias para la operación del sistema.

Apoyo a la red

La incorporación de los CC en la red contribuye a mejorar las condiciones propias para la operación del sistema.

Recomendaciones

- Aplicar proceso de asignación de los proyectos que los tienen priorizado asignado.
- Identificar y adjudicar proyectos que brinden soluciones estructurales a las restricciones que persisten en el horizonte de largo plazo, considerando aquellas restricciones que por asignación de recursos no se puedan solucionar.
- Definir las obras de forma integral, tal que los proyectos de expansión del STN lleguen simultáneamente con las obras de STN a estas con las obras requeridas en el ECU de forma integral, considerando la nueva infraestructura, garantizando una coordinación eficiente en las fechas de puesta en operación.
- Al realizar estudios de conexión para nuevos proyectos de transmisión y generación, tener en consideración el apoyo a la red que se requiere para la operación de los proyectos.
- Trabajar de forma conjunta con los agentes operadores de las subestaciones que han alcanzado o están cerca de su capacidad nominal de confortamiento y definir la pertinencia de implementar acciones a su capacidad nominal, permitiendo operar de forma segura y confiable ante las posibles emergencias de operación.
- Realizar análisis de confiabilidad de las subestaciones existentes y la necesidad de migrar a configuraciones más

Recomendaciones

- Aplicar proceso de asignación de los proyectos que los tienen priorizado asignado.
- Identificar y adjudicar proyectos que brinden soluciones estructurales a las restricciones que persisten en el horizonte de largo plazo, considerando aquellas restricciones que por asignación de recursos no se puedan solucionar.
- Definir las obras de forma integral, tal que los proyectos de expansión del STN lleguen simultáneamente con las obras de STN a estas con las obras requeridas en el ECU de forma integral, considerando la nueva infraestructura, garantizando una coordinación eficiente en las fechas de puesta en operación.
- Al realizar estudios de conexión para nuevos proyectos de transmisión y generación, tener en consideración el apoyo a la red que se requiere para la operación de los proyectos.
- Trabajar de forma conjunta con los agentes operadores de las subestaciones que han alcanzado o están cerca de su capacidad nominal de confortamiento y definir la pertinencia de implementar acciones a su capacidad nominal, permitiendo operar de forma segura y confiable ante las posibles emergencias de operación.
- Realizar análisis de confiabilidad de las subestaciones existentes y la necesidad de migrar a configuraciones más

Recomendaciones

- Aplicar proceso de asignación de los proyectos que los tienen priorizado asignado.
- Identificar y adjudicar proyectos que brinden soluciones estructurales a las restricciones que persisten en el horizonte de largo plazo, considerando aquellas restricciones que por asignación de recursos no se puedan solucionar.
- Definir las obras de forma integral, tal que los proyectos de expansión del STN lleguen simultáneamente con las obras de STN a estas con las obras requeridas en el ECU de forma integral, considerando la nueva infraestructura, garantizando una coordinación eficiente en las fechas de puesta en operación.
- Al realizar estudios de conexión para nuevos proyectos de transmisión y generación, tener en consideración el apoyo a la red que se requiere para la operación de los proyectos.
- Trabajar de forma conjunta con los agentes operadores de las subestaciones que han alcanzado o están cerca de su capacidad nominal de confortamiento y definir la pertinencia de implementar acciones a su capacidad nominal, permitiendo operar de forma segura y confiable ante las posibles emergencias de operación.
- Realizar análisis de confiabilidad de las subestaciones existentes y la necesidad de migrar a configuraciones más

Recomendaciones

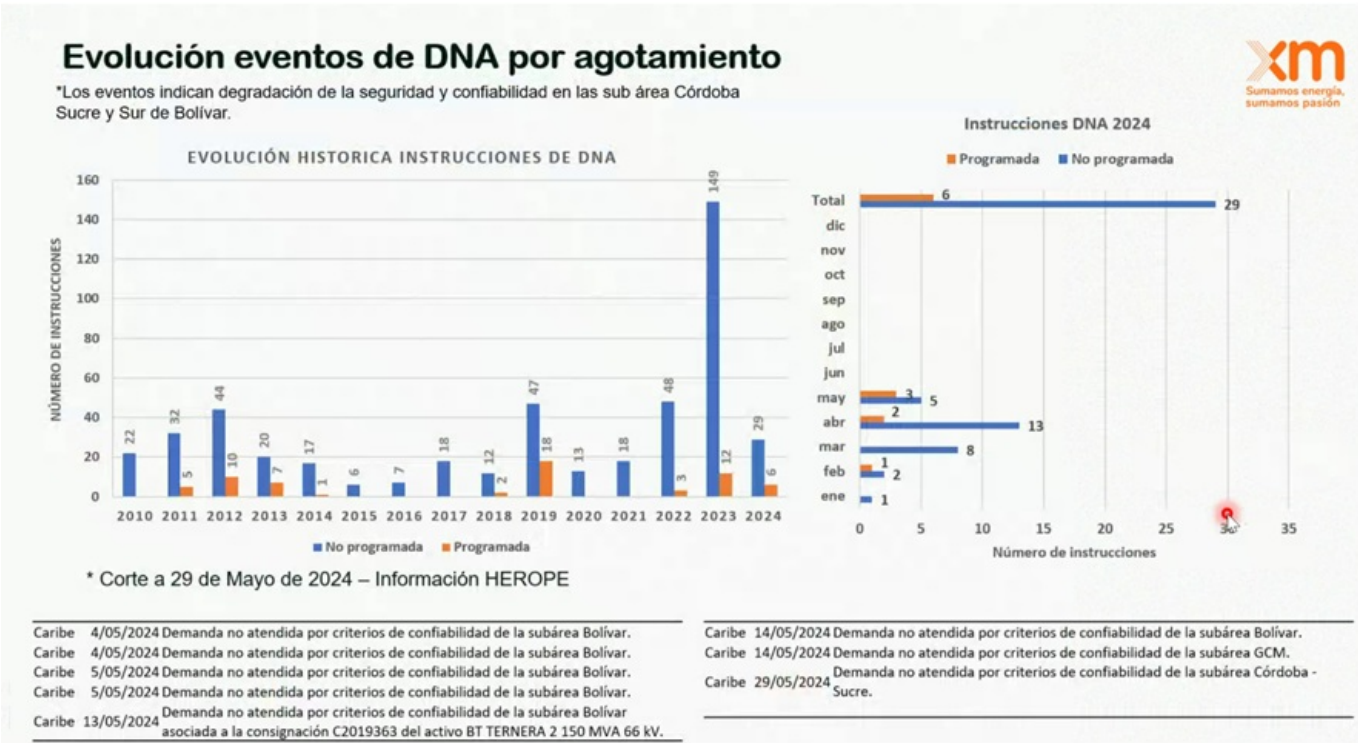
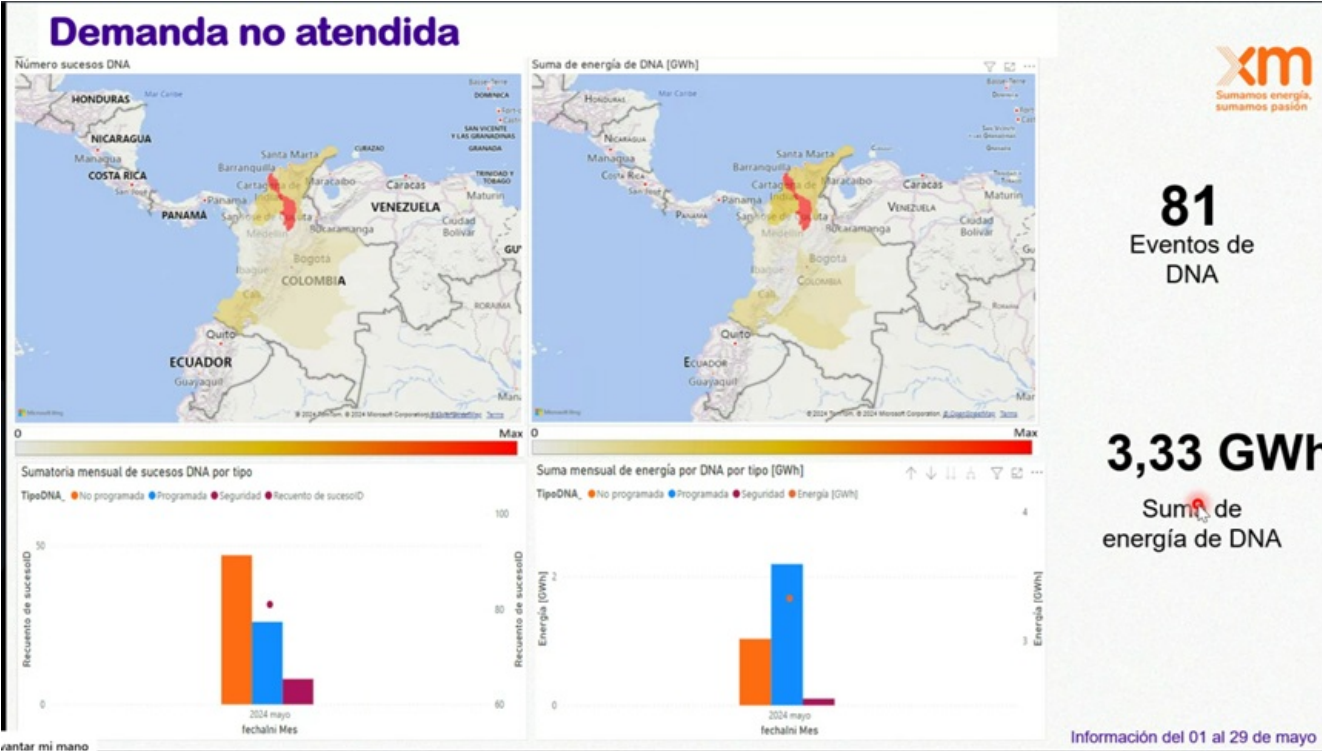
- Aplicar proceso de asignación de los proyectos que los tienen priorizado asignado.
- Identificar y adjudicar proyectos que brinden soluciones estructurales a las restricciones que persisten en el horizonte de largo plazo, considerando aquellas restricciones que por asignación de recursos no se puedan solucionar.
- Definir las obras de forma integral, tal que los proyectos de expansión del STN lleguen simultáneamente con las obras de STN a estas con las obras requeridas en el ECU de forma integral, considerando la nueva infraestructura, garantizando una coordinación eficiente en las fechas de puesta en operación.
- Al realizar estudios de conexión para nuevos proyectos de transmisión y generación, tener en consideración el apoyo a la red que se requiere para la operación de los proyectos.
- Trabajar de forma conjunta con los agentes operadores de las subestaciones que han alcanzado o están cerca de su capacidad nominal de confortamiento y definir la pertinencia de implementar acciones a su capacidad nominal, permitiendo operar de forma segura y confiable ante las posibles emergencias de operación.
- Realizar análisis de confiabilidad de las subestaciones existentes y la necesidad de migrar a configuraciones más

Recomendaciones

- Aplicar proceso de asignación de los proyectos que los tienen priorizado asignado.
- Identificar y adjudicar proyectos que brinden soluciones estructurales a las restricciones que persisten en el horizonte de largo plazo, considerando aquellas restricciones que por asignación de recursos no se puedan solucionar.
- Definir las obras de forma integral, tal que los proyectos de expansión del STN lleguen simultáneamente con las obras de STN a estas con las obras requeridas en el ECU de forma integral, considerando la nueva infraestructura, garantizando una coordinación eficiente en las fechas de puesta en operación.
- Al realizar estudios de conexión para nuevos proyectos de transmisión y generación, tener en consideración el apoyo a la red que se requiere para la operación de los proyectos.
- Trabajar de forma conjunta con los agentes operadores de las subestaciones que han alcanzado o están cerca de su capacidad nominal de confortamiento y definir la pertinencia de implementar acciones a su capacidad nominal, permitiendo operar de forma segura y confiable ante las posibles emergencias de operación.
- Realizar análisis de confiabilidad de las subestaciones existentes y la necesidad de migrar a configuraciones más

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.

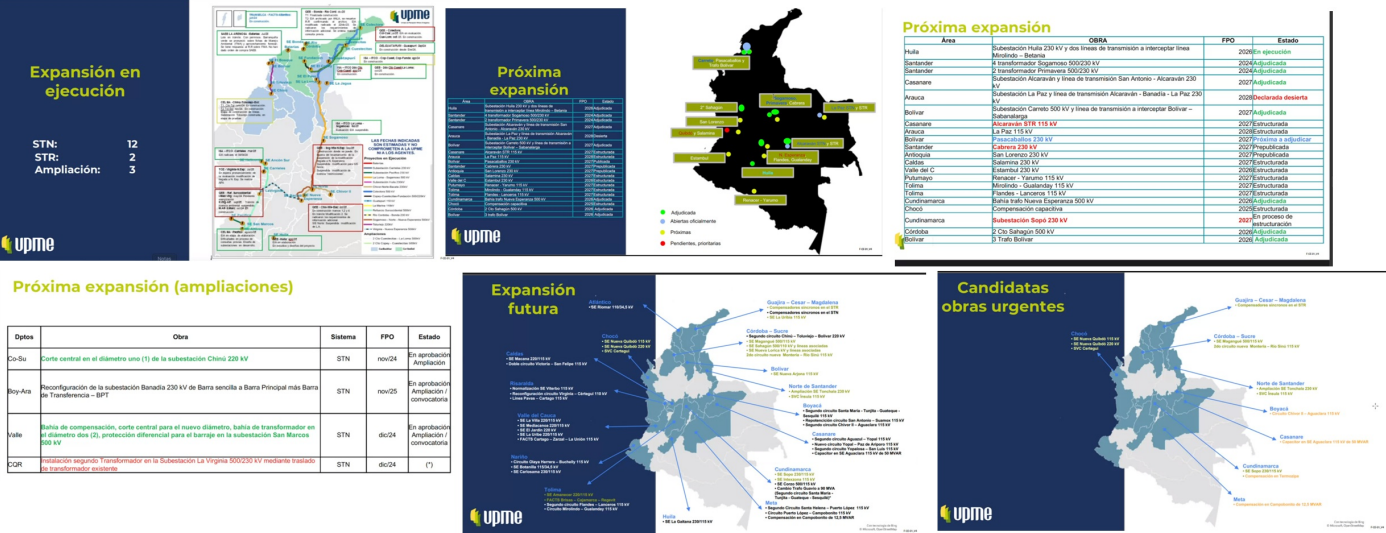
INFORMATIVO

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:



• •

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