



Acta de reunión
Acta N° 705
1 Junio, 2023 Oficinas C.N.O.

Reunión C.N.O. 705

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CEO	Juan David Castaño	SI	NO
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
XM	Diego Felipe García	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	NO	SI
AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI

EPM	Mauricio Correa	NO	SI
XM	Neby Castrillón	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	SI	NO
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
Energía del Rio Piedras	Sergio Ortega	SI	NO
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Antonio Jiménez	SI	NO
TERMOYOPAL	David Rincón	SI	NO
MINENERGIA	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	Aprobación - Actas pendientes. - Acuerdos.
3	09:45 - 10:45	Informe Secretario Técnico.
4	10:45 - 12:15	Presentación XM - Situación eléctrica y energética./ Regla operativa Ituango-EPM.

5	12:15- 12: 45	Lecciones aprendidas del evento de ciberseguridad - EPM.
6	12:45 - 13:15	Expansión de la generación de energía en Colombia- EDS
7	13:15 - 13:45	Informe UPME
8	13:45 - 13:55	Varios
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1, INFORME IDEAM	NO	IDEAM presenta el informe de seguimiento y pronósticos climáticos.	INFORMATIVO	SI	NO
<p>Desarrollo</p> <p>Tres variables que impactan el clima nacional: Enos y la interacción océano atmósfera, propagación de ondas del este y temporada de huracanes del Atlántico que está iniciando. Se presenta un ejercicio de prospectiva de duración y profundidad del actual Niño basado en eventos anteriores y mes de inicio.</p> <p>Las cuatro regiones del Pacífico ecuatorial presentan anomalías de temperatura positivas y en la zona subsuperficial una amplia zona de aguas cálidas se extiende a lo largo del Pacífico Ecuatorial. En junio hacia la última década se presentan condiciones favorables de ondas para las precipitaciones . El pronóstico de la temporada de huracanes esta muy repartido sin tener dominancia clara, unos modelos reflejan una probabilidad del 40 % de tener una temporada que la clasificaría en lo normal.</p> <p>Las agencias internacionales y en particular la NOAA Vigilancia de El Niño mencionan que se espera transición de ENOS-Neutral en los próximos días, con probabilidad mayor del 90% de El Niño persistiendo hasta el invierno del Hemisferio Norte.</p>					
<p>Conclusiones</p> <ul style="list-style-type: none"> - En cuanto a lluvias se esperan condiciones por debajo de lo normal en los próximos tres meses. - En Niño esta presente como lo dice la NOAA. 					
2. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Se presentan las actas pendientes y los acuerdos recomendados para aprobación	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

- ACTAS

ACTA 700: Publicada para comentarios el 1 de mayo. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN, TEBSA, XM y EPM.

ACTA 701: Publicada para comentarios el 1 de mayo. Comentarios de ISAGEN, XM, EPM y GECELCA.

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

Las actas 700 y 701 se aprueban por el Consejo: el acta 702 se da una semana mas para comentarios y se someterá a aprobación en la reunión ordinaria del mes de julio,

- ACUERDOS

Los siguientes acuerdos se recomiendan para aprobación:

1. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 ,9 10 y 11 de la planta de generación Tesorito.

2. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 1, 2 y 3 de la planta Porce II.

3. Por el cual se aprueba la incorporación de la actualización del factor de conversión mediano de las plantas Paraíso, La Guaca y de la cadena hidráulica PAGUA.

4. Por el cual se actualizan los requisitos y procedimientos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN.

El Consejo aprobó los acuerdos recomendados,

Conclusiones

- Se aprobaron las actas 700 y 701.

-Se aprobaron los acuerdos recomendados.

Desarrollo

Temas administrativos

1. No se recibieron comentarios a la oferta de DRIVE (Governance Consultants), y se recomienda al CNO la contratación de esta firma para desarrollar el ejercicio de planeación estratégica 2024-2029. Se propone una reunión con el consultor para hacer ajustes a la oferta, la cual es de \$COP 95.3 millones + Iva. El tiempo de ejecución del proyecto es de 2.5 meses. El Consejo aprueba la solicitud de contratación.
2. Se propone al CNO enviar a la CREG la solicitud de modificación de la restricción prevista en los literales a y b del artículo 27 de la Resolución CREG 123 de 2003, por la que las empresas integrantes del Comité Asesor de Comercialización-CAC no pueden ser integrantes del Consejo. La restricción tiene origen en la existencia del Subcomité de Revisión y Vigilancia dentro del CNO en la Resolución CREG 24 de 1995, que se encargaba de asesorar a la CREG en los aspectos comerciales. Cuando este subcomité fue reemplazado por el Comité Asesor de Comercialización se mantuvo la restricción, que no tiene en cuenta lo previsto en el Decreto 2238 de 2009. Una empresa Operadora de Red actualmente ha manifestado interés para ser integrante del CNO y llenar la vacante del segundo distribuidor, pero por esta restricción no se postula. El Consejo aprueba el envío de esta solicitud a la CREG.
3. Se informa que a partir del 5 de junio del año en curso entra en producción la página WEB del CNO migrada a la nueva versión de Drupal. A partir del viernes 2 de junio a las 6 pm y hasta el domingo 4 de junio, el sitio actual estará en mantenimiento.
4. El día 31 de mayo del año en curso se llevó a cabo el primer taller del Comité de Supervisión. En él se abordaron los aplicativos y nuevas funcionalidades del CND, los medios de supervisión disponibles y la integración de señales al SOE. Las presentaciones estarán disponibles en la página web del Consejo.

Temas técnicos

5. Según los compromisos adquiridos en la pasada reunión 702 del Consejo, se enviaron comunicaciones a MINENERGIA, AFINIA y ENLAZA, sobre los riesgos identificados para la operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN, la condición actual de las subáreas GCM y Bolívar, y la importancia de acometer todas las acciones para la pronta puesta en servicio del proyecto La Loma 110 kV y redes asociadas. Las cartas pueden ser consultadas en la página web del CNO.
6. El 23 de mayo del año 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 166, que tuvo como eje central la preparación del SIN ante la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de "El Niño". El CNO presentó las acciones que los Subcomités y Comités están acometiendo ante un fenómeno de aportes hídricos deficitarios, y los aspectos más importantes de los grupos de seguimiento de las áreas Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental. Asimismo, se recomendó a MINENERGIA la formulación del Plan Caribe, versión 2, dada la crítica situación de esta fracción del SIN. Al respecto, la señora Ministra solicitó a la SSPD revisar que acciones e inversiones no se han acometido del Plan 5 Caribe y actualizar el mismo considerando el contexto vigente. La UPME menciona sobre la recomendación del CNO de la formulación de un Plan Caribe, versión 2, que sobre el plan actual deben revisarse las obras del SDL que los Operadores de Red se comprometieron a ejecutar.

Finalmente, el Consejo solicitó la citación a las reuniones de seguimiento del área Oriental y Chocó-DISPAC, está última pendiente por una revisión de la SSPD con el Operador de Red.

7. El documento "*Flexibilidad en el SIN*" el cual fue formulado por el grupo de trabajo conformado por los subcomités de Plantas, Análisis y Planeación Eléctrica y Planeamiento Operativo, fue recomendado por el Comité de Operación-CO para su presentación y revisión en el Consejo. Se sugiere al CNO sus comentarios (una semana) para posterior presentación en CNO y envío a las entidades sectoriales.

8. El 12 de mayo del año en curso se llevó a cabo la reunión de seguimiento del área Caribe. La memoria de la reunión se encuentra adjunta a este informe.
9. En el Comité de Operación-CO se hizo seguimiento a cada uno de los subcomités del CNO, para identificar los temas, que, a juicio del CO, son de la mayor relevancia para comunicarle al Consejo. A continuación, se presentan los temas:

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- Preocupación por las instrucciones de racionamiento que se dan desde el CND en las subáreas operativas Bolívar y GCM por agotamiento de la red, y que probablemente serán frecuentes si no se toman medidas de mitigación a corto plazo, o se agilizan las fechas de puesta en servicio de los proyectos de expansión, específicamente las subestaciones Carreto 500/66 kV y La Loma 110 kV.
- Declaración de nuevos modos de control del SVC de la subestación Chinú 500 kV por parte de ISA-INTERCOLOMBIA. Al respecto, en este subcomité el CND advirtió que, bajo esta nueva declaración y dependiendo de las condiciones operativas del SIN, sería necesaria la programación de generación de seguridad para el control de tensiones, es decir, suministrar y absorber potencia reactiva de manera permanente.
- Respecto al cierre del circuito Guateque-Sesquilé 115 kV, medida establecida por ENEL y EBSA en el marco del grupo de seguimiento del área Oriental, se está adelantando por parte de EBSA un estudio para determinar los reales parámetros del circuito. Vale la pena mencionar que este Operador de Red solicitó por condiciones de emergencia, la apertura de este enlace por afectación de vidas humanas, animales y otra infraestructura de transporte de energía. EBSA se comprometió en 10 días a tener los reales parámetros del enlace y de esta manera poder cerrar nuevamente la línea. Respecto a la apertura del enlace Guateque-Sesquilé 115 kV, ENEL manifiesta su preocupación sobre la decisión que tomó EBSA, debido al precedente que podría generar el cambio de parámetros técnicos de una línea de transmisión por temas netamente comerciales.
- La UPME menciona que el miércoles 7 de junio del año en curso, de 2 a 5 pm, se citará a la reunión de seguimiento del área Oriental.
- Se conceptuó por parte del SAPE la implementación de un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS, asociado a los transformadores 220/110 kV de la subestación Santa Marta. Dicha medida fue necesaria para evitar las instrucciones de racionamiento que el CND estaba impartiendo, para evitar que una contingencia sencilla ocasionara un evento mayor en la subárea GCM.

Subcomités de Planeamiento Operativo-SPO y Plantas-SP:

- Se acordó en el SPO el caso a ser simulado para establecer los impactos energéticos y de potencia por el no desarrollo de la generación eólica del departamento de la Guajira. El escenario consiste en no considerar estos proyectos en el horizonte de mediano y largo plazo.
- El SPO y SP analizaron conjuntamente la Curva de Convolución de la Generación Térmica Agregada, la cual fue construida por el CND. Asimismo, se revisó nuevamente la metodología planteada por TEBSA para establecer la probabilidad de contar con un nivel de generación térmica. Se concluyó que, si bien ambos enfoques tienen ventajas y simplificaciones importantes, la probabilidad de sostenimiento en el tiempo de cualquier nivel de generación no se puede establecer a través de las dos metodologías.

Subcomité de Controles-SC:

- Se revisó por parte del Subcomité la propuesta del CND de establecer un protocolo de pruebas

simplificadas, para revisar la existencia de ciertas funcionalidades y requisitos en las plantas de generación sincrónicas. Lo anterior teniendo en cuenta que en los análisis post-operativos del CND se pudo corroborar que algunos recursos de generación no estaban participando en el control de tensión, o no se cuenta con ciertos dispositivos, como el Estabilizador del Sistema de Potencia-PSS o Regulador Automático de Voltaje-AVR, ello verificado a través de los informes de pruebas de modelos. En este sentido, el Comité de Operación-CO recomendó informar sobre esta situación al Consejo, dado que, como requisito para la entrada en servicio de este tipo de plantas de generación, se solicita por parte de los Acuerdos del CNO una certificación sobre la existencia del PSS, AVR y la posibilidad de participar en el control de tensión bajo diferentes modos. Adicionalmente, el CO sugirió establecer cuáles son los Auditores y Agentes de Generación que están enmarcados en esta situación y enviar una comunicación a estos para llamarles la atención. El Comité Legal está revisando el documento de *"Integración y Modificación de las listas del CNO"*, en el que se formaliza el procedimiento de retiro de las empresas o personas naturales que hagan parte de una lista del CNO, y sobre las que se evidencie el incumplimiento de sus deberes regulatorios y de acuerdos del Consejo. Finalmente, el CO estableció que en el Subcomité de Controles-SC se formule una propuesta "intermedia", que no sea una prueba exhaustiva de verificación de requisitos, pero que tampoco sea una autodeclaración. La SSPD solicita al CND que les envíen todos los casos que el Operador del Sistema-CND tenga documentados. Asimismo, se aprueba analizar en el Subcomité de Controles del Sistema-SC el procedimiento sugerido por el Centro Nacional de Despacho-CND sobre la verificación de funcionalidades y dispositivos de las plantas de generación sincrónicas.

- Con relación a las pruebas de la curva de carga, en el Subcomité de Controles-SC también se llamó la atención sobre el comportamiento de ciertos Auditores en este tipo de pruebas (Acuerdo 1586) y el no cumplimiento a cabalidad de los procedimientos establecidos en los protocolos del Consejo.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

. En el marco del cumplimiento de las tareas asignadas al CNO por la CREG en sus Resoluciones 101 006 y 007, ya fue expedido el Acuerdo 1700. Asimismo, se formularon por parte del Subcomité dos nuevos productos, relacionados con el reporte de información de mediciones para plantas solares fotovoltaicas y eólicas que no están en operación, y el envío al CND de los parámetros tenidos en cuenta por los Agentes en asignaciones de OEF previas para la construcción de la función de conversión. Adicionalmente, en el GITLAB del Consejo hay 15 propuestas de protocolos que instrumentan las Resoluciones CREG 101 006 y 007 (en consulta interna). Los siguientes documentos están en consulta del público en general: *"Términos de referencia para integrar las listas de auditores de verificación de parámetros de las plantas solares y eólicas"*, los *"Lineamientos para el reporte de la información meteorológica de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en la etapa entre la asignación de OEF y la puesta en operación"* y los *"Lineamientos para el envío de la información utilizada para el modelamiento energético y el cálculo de ENFICC"*.

Subcomité de Protecciones-S Protec:

- Se presentaron por parte de SIEMENS los resultados de las pruebas de función y homologación para la función ANSI 68 de los relés SIEMENS Siprotec 5, concluyendo que para el 100% de los casos probados, en los tres ajustes disponibles (modo monitoreo, encendido y apagado), se tuvieron resultados exitosos para las versiones de firmware 7.6 (CP 200) y 9.3 (CP 300). En este sentido, se concluyó que el desempeño del relé es correcto en cualquiera de los tres ajustes disponibles. SIEMENS comentó que en las versiones de firmware 7.6 (CP 200) y 9.3 (CP 300,) ya no es necesario mantener la función ANSI 68 encendida para mejorar el desempeño de la direccionalidad del mismo. Además, el fabricante recomendó mantener en los relés la misma versión de configuración y firmware.
- De todas maneras, ENLAZA informó que en el mes de marzo del año en curso escaló a SIEMENS un caso de mala operación de relé 7SL87, Siprotec 5 Versión de firmware 7.59, de la bahía de línea San Mateo-Nueva Esperanza. Al respecto, el fabricante informó que el caso está siendo revisado en Alemania, motivo por el cual el subcomité solicitó socializar el evento y los resultados de la simulación, ello para finalmente tomar una decisión sobre la actualización del Firmware.

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

- El Grupo sigue a la espera del escenario base de expansión, que está a cargo de la UPME.

que se tiene en la confirmación o no de la condición por parte de la CREG (Resolución 209 de 2020). Se preguntó qué pasaría si según los indicadores NE y PBP la condición del sistema es Riesgo, por más de dos semanas, y la CREG no lo confirma.

11. En el Comité de Distribución-CD se llamó la atención sobre las desviaciones de la demanda real respecto al pronóstico y sus efectos para la operación del SIN. Según la información del CND y en retrospectiva, con un acertado pronóstico se pudieron haber evitado algunas instrucciones de racionamiento, ello debido a la programación de un recurso de generación por seguridad en el área Caribe.
12. En el Comité de Transmisión-CT se está formulando una comunicación para ser enviada a la UPME, para alertar sobre el incremento de los niveles de corto circuito en algunas subestaciones del STR y STN, la aprobación de bahías de conexión en subestaciones con configuraciones poco flexibles, y la incertidumbre asociada a la operación de recursos con obligaciones de energía firme en redes privadas (Petroeléctrica de los Llanos).
13. La Universidad Nacional de Colombia está adelantando para ACOLGEN un estudio denominado “*Balance de Oferta y Demanda de Energía Eléctrica*”. En este sentido, solicitó al Consejo la información pública que considere conveniente para el desarrollo del estudio. Por lo anterior, se sugiere al Consejo compartir con la Universidad la encuesta llevada a cabo sobre el desarrollo de proyectos, los resultados de la última actualización del “*Radar de proyectos*” y los impactos sistémicos de la Guía de Cálculo del Caudal Ambiental.
14. El 24 de mayo de 2023 se recibió copia de la comunicación de ENEL al Director de la UPME, con el asunto “*Solicitud del Plan de Acción Nacional del grupo Oriental y seguimiento a compromisos de la reunión del 3 de febrero de 2023*”; en esta comunicación se solicita a la Unidad oficializar el Plan de Acción Nacional, construido en diciembre de 2022, y convocar una nueva reunión del grupo Oriental con el fin de realizar la coordinación y seguimiento de este Plan.
15. Con ocasión de la comunicación CNO dirigida a la Señora Ministra sobre los riesgos de operación del SIN, MINENERGIA está organizando dos (2) reuniones con el Viceministro, para abordar los siguientes temas:
 - 6 de junio: Entrada de proyectos y Guía de Caudal Ambiental.
 - 9 de junio: Situación Áreas Caribe y Chocó.

Conclusiones

- El Consejo autoriza enviar carta a la CREG para gestionar la eliminación de la restricción que limita la participación en el CNO de aquellos Operadores de Red/Comercializadores que hacen parte del Comité Asesor de Comercialización-CAC.
- Respecto al documento de flexibilidad, se acuerda una semana para el envío de observaciones, y programar después reunión del CNO para presentar el documento final.
- Se recomienda analizar nuevamente en el Subcomité de Controles del Sistema-SC el procedimiento sugerido por el Centro Nacional de Despacho-CND sobre la verificación de funcionalidades y dispositivos de las plantas de generación sincrónicas.

4.Presentación
XM - Situación
eléctrica y

NO

Presentar el análisis de la
operación y los riesgos para la

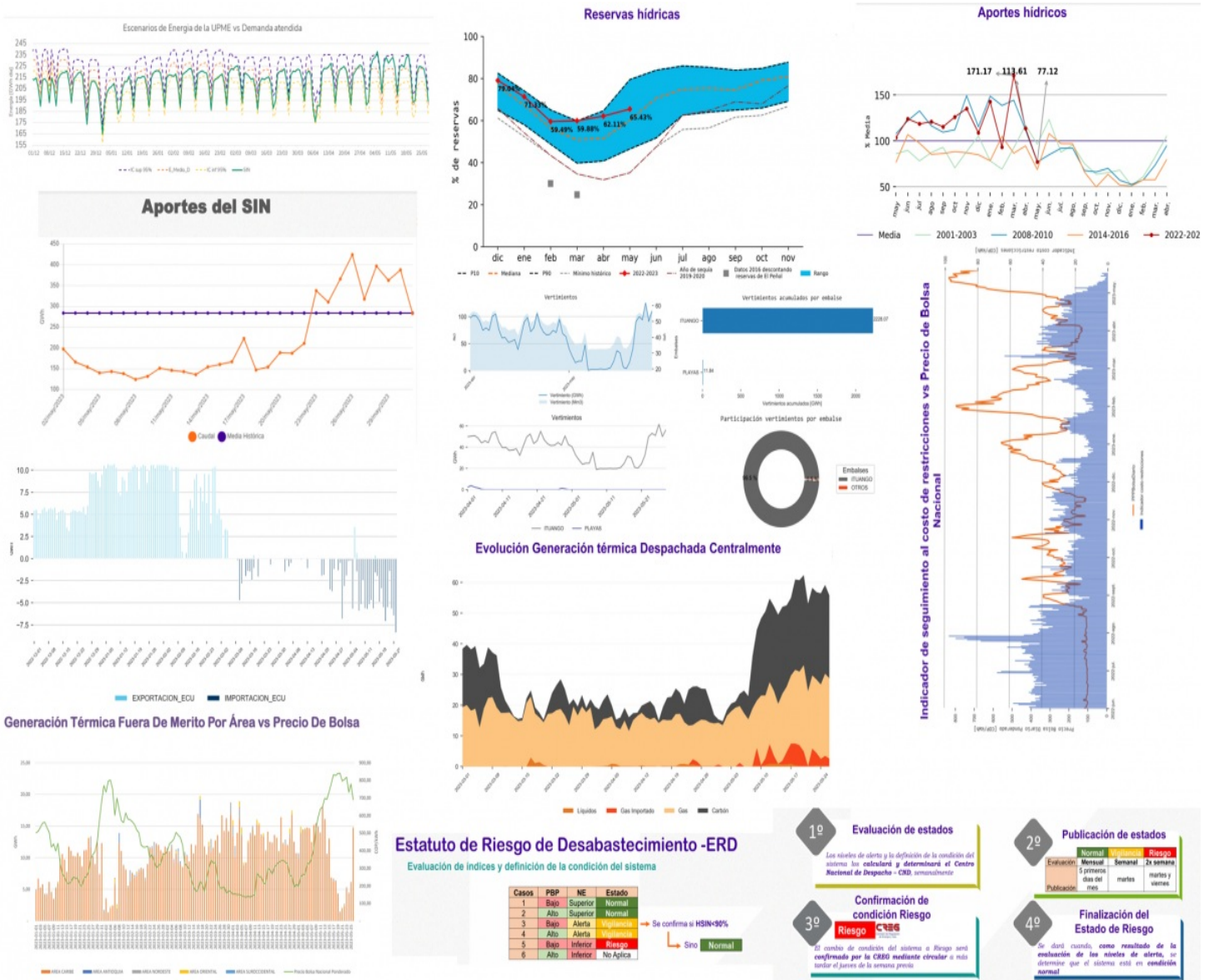
INFORMATIVO

SI

NO

Desarrollo

- A continuación, se presenta el comportamiento de las principales variables asociadas a la operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN



Evaluación de Índices – ERD (Semana 21 2023)

Año	Semana	Fecha calculo	PBP	NE	X [%]	HSIN [%]	Embalse real SIN [%]	Embalse senda SIN [%]	Condición sistema
2023	20	15/05/2023	Bajo	Alerta	4.30	90.13	58.46	61.07	Normal
2023	21	22/05/2023	Bajo	Alerta	4.15	75.70	58.58	62.31	Riesgo

Alerta
Alerta
Inferior



Envía comunicación a la CREG indicando:

... El CND mediante la presente comunicación se permite informar a la Comisión que al aplicar las reglas establecidas en la Resolución CREG 026 de 2014 para la semana veintiuno (21) de 2023 ha identificado que la condición o estado del sistema se clasifica como: RIESGO.

Por lo anterior, quedamos a la espera de que la CREG con los análisis y la información adicional que identifique como relevante, confirme mediante Circular, si en efecto se presenta o no el cambio de la condición del sistema, aplicable a partir de la semana veintidós (22) de 2023, es decir en las ofertas que se presenten el domingo para la operación del lunes 29 de mayo de 2023.

Confirmación del Estado del Sistema- ERD

Bogotá D.C., 24 de mayo de 2023

CIRCULAR No. 041 de 2023

PARA: PRESTADORES DEL SERVICIO, USUARIOS Y DEMÁS INTERESADOS
DE: DIRECCIÓN EJECUTIVA
ASUNTO: CONFIRMACIÓN DE ESTADO DEL SISTEMA EN APLICACIÓN DEL ESTATUTO PARA SITUACIONES DE RIESGO DE DESABASTECIMIENTO

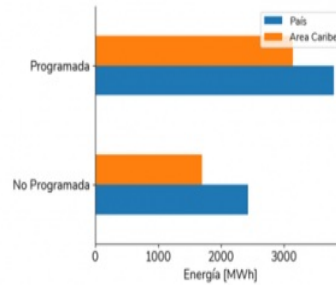
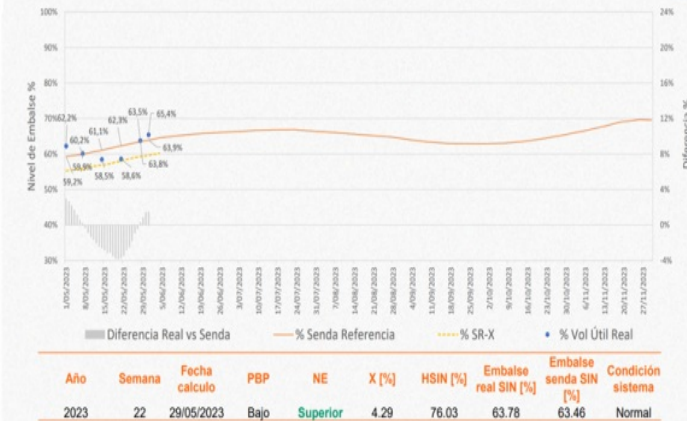
En aplicación de lo dispuesto en el Estatuto, la Comisión en la sesión 1268 del 24 de mayo del presente año analizó la situación energética del SIN, identificando que actualmente el nivel agregado del embalse se encuentra en un percentil superior al 50%, y por encima de la banda inferior definida en la senda de referencia, la situación de aportes hídricos ha venido mejorando en los últimos días y las agencias de pronóstico meteorológico como la NOAA han reportado la expectativa pero no han confirmado la consolidación del fenómeno de El Niño.

En consecuencia, la Comisión informa que una vez realizado el análisis de la situación energética del SIN, conforme a lo dispuesto en el artículo 3 del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, la CREG **no confirma el cambio de condición del sistema. Esta conclusión se mantendrá por las próximas dos semanas** y en todo caso se continuará con la evaluación semanal de los niveles de alerta establecida en el artículo 4 de la Resolución CREG 026 de 2014.

Evaluación de Índices – ERD (Semana 22 2023)



DNA Caribe vs. País



La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 3.143 GWh, siendo un 82.89% de la demanda no atendida programada nacional (3.792 GWh) para el mes de Mayo.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 1.693 GWh, siendo un 69.93% de la demanda no atendida no programada nacional (2.421 GWh) para el mes de Mayo.

- El CND presentó los resultados de las simulaciones energéticas de mediano plazo:

Supuestos

Entrada en operación proyectos



El viernes 31 de marzo de 2023 el CND envió comunicado a EPM, Termocandelaria y Termocaribe, solicitando actualizar fecha de entrada en operación; adicionalmente, para el caso de Ituango se solicitó información actualizada referente a la regla operativa.



Se recibe respuesta de Termocandelaria el día 3 de abril de 2023, indicando que la fecha estimada de puesta en operación del proyecto es 27 de mayo de 2023. **(inicio pruebas segunda semana junio 2023)**



Se recibe respuesta de Termocaribe el día 14 de abril de 2023, indicando que la fecha estimada de puesta en operación del proyecto Termocaribe 3 es el 30 de octubre de 2023.

Se recibe respuesta de EPM el día 20 de abril de 2023, confirmando las fechas de puesta en operación de las unidades 3 y 4, y actualizando las fechas de las unidades 5 a la 8.

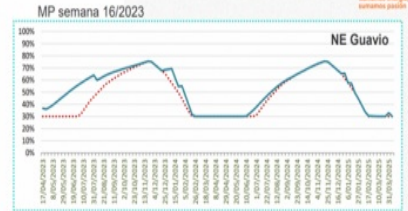
Unidad 3 -> 11/Oct/23
Unidad 4 -> 28/Oct/23
Unidad 5 -> 31/Mar/27
Unidad 6 -> 30/Jun/27
Unidad 7 -> 30/Sep/27
Unidad 8 -> 31/Dic/27

Restricciones actuales en la operación de los embalses



Guavio
Volumen Min = 30% hasta el 31/12/2025
Volumen Max = 17.83% entre 1/01/2026 al 30/04/2026 (mantenimiento bochama)

Información reportada por ENEL 11 y 13 de abril de 2023



ENEL indicó que enviará la solicitud de cambio de parámetros al CND (según acuerdo CNO 1585)

Se solicita celeridad en dicho proceso para que se pueda realizar una adecuada modelación del embalse en para todos los efectos operativos.

EMBALSE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE
GUAVIO NEP	28%	19%	11%	2%	0%	0%	0%	12%	33%	37%	31%	31%
GUAVIO NPV	100%	100%	100%	100%	98%	97%	97%	99%	99%	99%	100%	100%

Se advierte que el cambio de parámetros de embalse tiene repercusiones en el volumen real almacenado como NEP ya que el mismo es un % de Vol Útil y no es sujeto a recalcu ante cambio de parámetros.

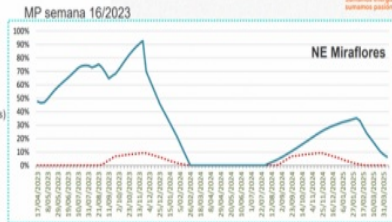
Restricciones actuales en la operación de los embalses



Miraflores

Volumen Max = Curva de descenso entre 1/12/2023 al 29/02/2024
Volumen Max = 0% entre 1/03/2024 al 31/07/2024 (mantenimiento y la adecuación de la presa Miraflores)

Información reportada por EPM 3 de marzo de 2023



Se solicita a EPM revisar la necesidad de realizar actualización de los parámetros del embalse para la realización de los trabajos, de forma que se pueda realizar una adecuada modelación del mismo para todos los efectos operativos.

Se hace claridad que EPM es quien debe garantizar el cumplimiento de la curva guía de descenso ya que su despacho se realizará cumpliendo las reglas vigentes del despacho.

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

Se advierte que el cambio de parámetros de embalse tiene repercusiones en el volumen real almacenado como NEP ya que el mismo es un % de Vol Útil y no es sujeto a recalcu ante cambio de parámetros.

Restricciones actuales en la operación de los embalses



Ituango

Volumen Max = 56.2% hasta el 10/08/2024 (riesgo desdoblamiento túnel de desviación)
Volumen Min = 45.9% hasta el 3/04/2025 (habilitación de la descarga intermedia de la presa)

Información reportada por EPM 11 de abril de 2023



Se solicita a EPM revisar la necesidad de realizar actualización de los parámetros del embalse hasta tanto se superen las restricciones actuales, de forma que se pueda realizar una adecuada modelación del mismo para todos los efectos operativos.

EMBALSE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE
ITUANGO NEP	90%	53%	16%	0%	0%	49%	80%	76%	52%	21%	25%	90%
ITUANGO NPV	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%

Se advierte que el cambio de parámetros de embalse tiene repercusiones en el volumen real almacenado como NEP ya que el mismo es un % de Vol Útil y no es sujeto a recalcu ante cambio de parámetros.

Restricciones actuales en la operación de los embalses

Restricciones mínimas de Embalse



Embalse agregado no utilizable

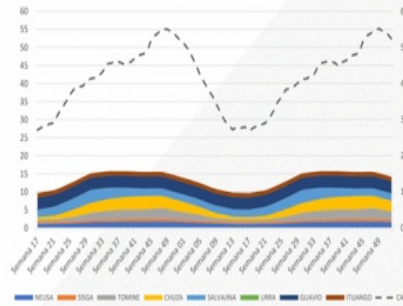
Por efecto de las restricciones declaradas de volúmenes mínimos se identifica que parte del volumen útil del embalse agregado no puede ser utilizado, que se suma al valor de las curvas guía reportadas para algunos embalses.

Embalses con Curvas Guía:

- Urra
- Salvajina
- Agregado Norte Bogotá (Neusa - Suga - Tomini)
- Chuza

Ituango: Volumen Min = 45.9% hasta el 3/04/2025
Guavio: Volumen Min = 30% hasta el 31/12/2025
Ituango 45.9% = 217.66 GWh = 1.2% Agregado nacional
Guavio 30% = 619.43 GWh = 3.4% Agregado nacional

De este modo en estos dos recursos tenemos atrapados el 4.6% del agregado nacional



Plantas sin obligaciones para el verano 23-24



Se planteó la necesidad de revisión en el Comité de operación del CNO del 30 de marzo del 2023 y el CNO del 13 de abril de 2023.



Dado que a la fecha algunas plantas no cuentan con asignaciones de obligaciones de energía firme, no es clara la disponibilidad de combustibles de las mismas para vigencias futuras.

Es necesario definir como se deben considerar las plantas Termocentro, Cartagena 1, 2 y 3 y Termoyopal 2' en el planeamiento energético de mediano plazo.



Termoyopal 2 ha recibido como cesión las OEF de los proyectos Alpha y Beta en la vigencia 2023-2024

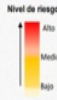


En el CNO extraordinario del 14 de abril de 2023, ENEL solicitó que no se consideraran las plantas Cartagena 1, 2 y 3 en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre del 2023.

Situaciones de riesgo reportados por los generadores térmicos



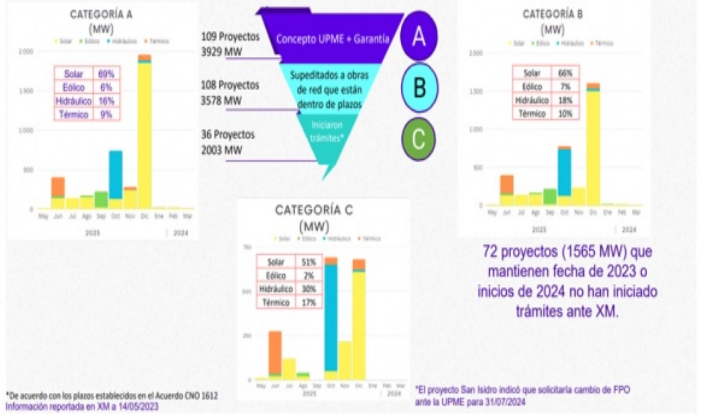
Empresa	Combustible	Suministro*	Costos del combustible	No pago por parte de los agentes	Desplazamiento de equipos y personal	Disponibilidad de repuestos
GENSA	Carbón	Disminución oferta por suspensión a títulos mineros	Financiero			
SOCHAGOTA		Disminución oferta por suspensión a títulos mineros				
TASAJERO		Orden público				
GECECLA		Orden público			Orden público	
EPM (Dorada)	Líquidos					Inventario
TERMOEMCALI		(1)				
PRIME TERMOVALLE		(1)		Financiero		
CANDELARIA				Financiero		
TEBSA	GNI					Financiero
PRIME TERMOFLORES		Eventos de fuerza mayor y disponibilidad de planta de regeneración y transporte		Financiero		



*En el caso de las plantas que operan con líquidos se considera también el tema de transporte

(1) Disponibilidad producto importado, autorización para permitir varios distribuidores registrados en SICOM, proceso nacionalización, libre movilidad de carrotaques, uso BioDiesel.

Proyectos de generación (22 Mayo 2023)



*De acuerdo con los plazos establecidos en el Acuerdo CNO 1612 Información reportada en XM a 14/05/2023

*El proyecto San Isidro indicó que solicitaría cambio de FPO ante la UPME para 31/07/2024

Proyectos de generación



C

Eólico	Promotor	Nombre del proyecto	CEN [MW]	FPO
	ISAGEN	WESP01 (Wayuu) ¹	12	2023-06-30
	Guajira I ¹	19.9	2023-08-31	
	Total	31.9		

Hidráulico	Promotor	Nombre del proyecto	CEN [MW]	FPO
	PCH-INAMAQ	PCH La Cascada de Granada	2	2023-06-30
	Ituango U3 ²	300	2023-10-11	
EPPM	Ituango U4 ²	300	2023-10-28	
TZ S.A.S.E.S.P	PCH TZ II	10.5	2023-12-31	
	Total	612.5		

Térmico	Promotor	Nombre del proyecto	CEN [MW]	FPO
	TERMOCANDELARIA	CC Termocandelaria ²	241	2023-06-20
TERMOCARIBE	Termocaribe ³	42	2023-10-30	
NITRO ENERGY COLOMBIA	Aumento Cogenerador Incauca (De 10 a 60 MW)	50	2023-12-31	
	Total	333		

Proyectos de generación

C



Solar	Promotor	Nombre del proyecto	CEN [MW]	FPO
	BCCY CÓRDOBA	Pétalo del Córdoba II	9.9	2023-12-31
CELSIA COLOMBIA	Solar La Victoria 1	19.9	2023-06-30	
	Solar La Victoria 2	19.9	2023-08-31	
EPPM	Tepuy	83	2023-12-31	
	El Paso ²	67	2023-11-30	
ENEL COLOMBIA	La Loma ^{1,2}	150	2023-11-03	
	PV Fundación	99.9	2023-12-31	
GENERSOL	Sumorte ^{1,3}	35	2023-12-31	
GREENYELLOW	Caimán Cienaguero ³	9.9	2023-12-31	
	BS de Bolívar 500	19.9	2023-12-31	
	BS de Bolívar 501	19.9	2023-12-31	
ISAGEN	BS de Bolívar 502	19.9	2023-12-31	
	BS de Bolívar 503	19.9	2023-12-31	
	BS de Bolívar 504	19.9	2023-12-31	

Solar	Promotor	Nombre del proyecto	CEN [MW]	FPO
	LICA ENERGÍA	Dinamarca	9.9	2023-12-31
PARQUE SOLAR COLOMBIA	La Mená	9.9	2023-12-31	
	Versalles	9.9	2023-12-31	
PARQUE SOLAR LOS GIRASOLES	Los Girasoles	9.5	2023-05-31	
PARQUE SOLAR PLANETA RICA	Planeta Rica	19.9	2023-07-31	
PARQUE SOLAR PORTÓN DEL SOL	Portón del Sol	102	2023-12-31	
	Pétalo del Magdalena I	9.9	2023-12-31	
PLANTA SOLAR NEHEMIAS S A S	Arenal	2	2023-12-31	
SOL DE LAS CIENAGAS	Caracolí ³	50	2023-10-31	
	La Mata ³	80	2023-09-30	
SOLARPACK	La Unión ³	100	2023-12-31	
	Polo Nuevo	9.9	2023-12-30	
GREEN ENERGY	Baranoa	19.3	2023-12-30	
	Total	1045		

¹ Actualmente en pruebas iniciales ² Con Obligaciones de Energía Firme ³ CLPE

Análisis Mediano Plazo (2 años)

Datos de entrada y supuestos considerados



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

El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:
<https://www.enficc.com/Documentos/Estadisticas/Supuestos%20considerados>

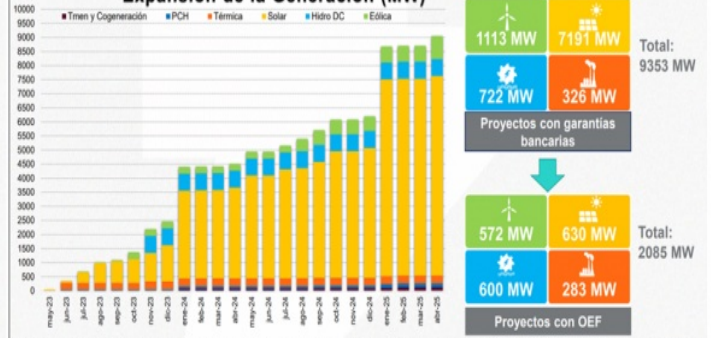


* Se incluye mantenimiento de vaciado de combinación de la central de Ensenada reportados por AES Colombia en comunicación del 6 de mayo de 2022
 * Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Itango reportado por EPM en comunicación del día 03 de marzo y 11 de abril de 2023 respectivamente.
 * Se incluye restricción al embalse y unidades de Guaviro por mantenimiento de la tocatoma, de acuerdo a información reportada por ENEL, en comunicación del 11 de abril de 2023 y reunión del CON 700 del 13 de abril de 2023.

Datos de entrada y supuestos considerados

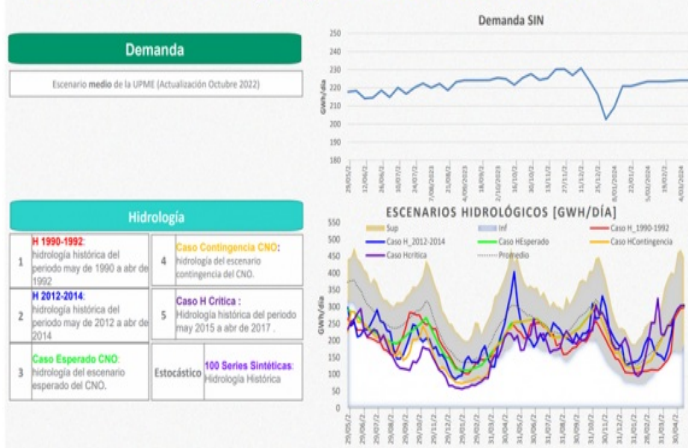


Expansión de la Generación (MW)

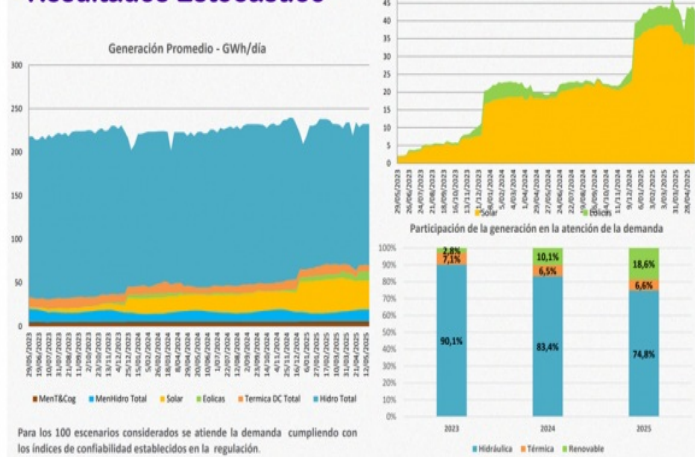


Fueron considerados los proyectos de generación que en el horizonte de análisis cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021. En los proyectos de generación superados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo alimenta.
 * Cartagena 1, 2 y 3 no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo a información entregada por ENEL en el CON 701 del 14 de abril de 2023
 * El proyecto Wintepish no es considerado de acuerdo con comunicación de ENEL COLOMBIA radicada en XM con el número 202344015301-3 del 24 de mayo de 2023

Datos de entrada y supuestos considerados

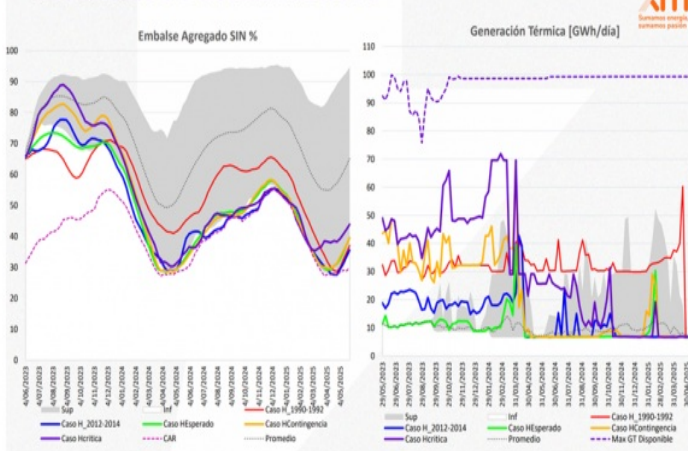


Resultados Estocástico

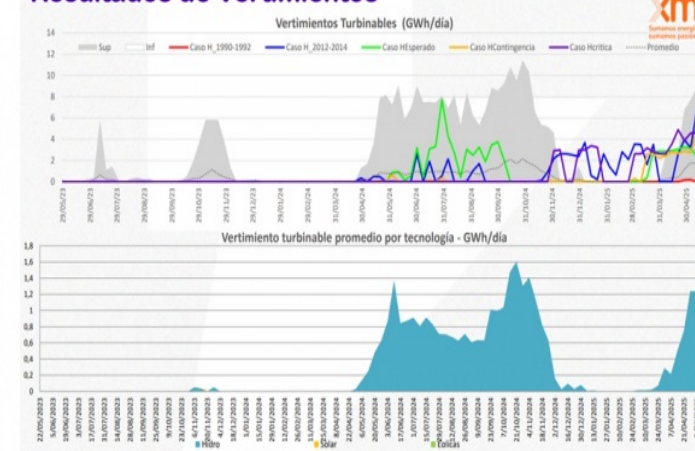


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Resultados Determinísticos



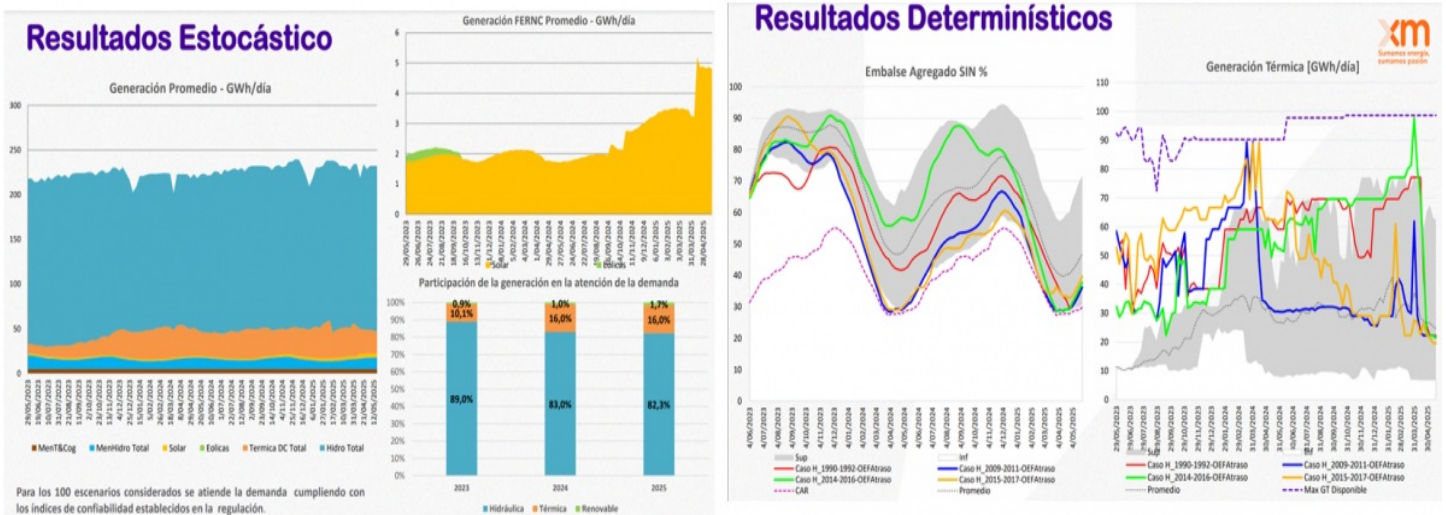
Resultados de Vertimientos



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

- La secretaria técnica del Consejo menciona que la demanda estuvo durante unos días por encima del escenario alto de proyección de la UPME. Si este comportamiento es persistente y constante, motivado por la llegada del fenómeno de “El Niño”, el balance ENFICC/Demanda sería deficitario desde la vigencia 2023-2024.
- Con relación al riesgo financiero manifestado por los generadores térmicos, asociado al posible no pago de los comercializadores por su exposición a bolsa y situación respecto a subsidios y opción tarifaria, algunos miembros del Consejo mencionan que este se incrementó debido a la expedición de la Resolución 101 016 de 2023. Adicionalmente, TERMOEMCALI dice que la formulación de las propuestas normativas a nivel de CREG y Ministerio de Minas y Energía ha ocasionado, a su modo de ver, pánico financiero. Por lo anterior, se acuerda enviar comunicación sectorial referenciando este riesgo y advertir a nivel del CACSSE que el sector financiero es un “jugador” clave para la gestión del fenómeno de “El Niño” que se avecina.

Sensibilidad: considerando solo en operación los proyectos de generación que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF), pero con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en servicio, lo anterior sobre el modelo



Conclusiones y Recomendaciones

- » En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados como escenario base las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- » De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de un 2.8% al inicio del horizonte del estudio a 20% al final del mismo.
- » Bajo el escenario de solo proyectos con OEF y OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación se observa que se cumplen los criterios de confiabilidad, para tal el modelo propone la gestión del recurso hídrico previo al evento del déficit de aportes hídricos y un incremento de la generación térmica en todo el horizonte.
- » La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.
- » El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

- El CND también presentó las principales situaciones operativas:

Pruebas dispositivos DFACTS

» **27/01/2022:** Declaración en operación de los dispositivos FACTS SSSC TERCOCANDELARIA A TERNERA 1 y 2 220 kV.

» **11 y 16/06/2023:** GEB solicita consignaciones de origen normal, para la implementación de un nuevo firmware.

Hora Inicial	Hora Final	Smartvalve	Modo de Operación	Con Inj [A]	Consigna o ajuste:	Recomendación Eléctrica
07:00	11:00	Termocandelaria - Terner 2 y 1 220 kV	Monitoreo	> 130 A	NA	Corriente 130 A* Se requieren 120-130 MW con alguna de las siguientes configuraciones: Opción 1: 1 Termocandelaria Opción 2: 2 Cartagena
11:00	12:00	Termocandelaria - Terner 2 y 1 220 kV	Control tensión	210 A	Setpoint: 283 Vrms (10%*)	Corriente 210 A* Se requieren 290-300 MW con alguna de las siguientes configuraciones: Opción 1: 2 Termocandelaria Opción 2: 3 Cartagena y 1 Termocandelaria
12:00	14:00	Termocandelaria - Terner 2 y 1 220 kV	Control reactancia	210 A	Setpoint: 2.6 Ohms 3.5 Ohms	Corriente 230 A* Se requieren 320 MW con alguna de las siguientes configuraciones: Opción 1: 2 Termocandelaria y 1 Cartagena Opción 2: 3 Cartagena y 1 Termocandelaria

* Tener altos escenarios de generación en Atlántico impacta negativamente los valores de corriente por la línea Termocandelaria - Terner 2.

Solicitud CND

- Programar reunión extraordinaria Comité de Operación para presentar el impacto de estas pruebas en la programación de generación de seguridad del SIN.
- Acelerar el acuerdo CNO para procedimentar las pruebas en este tipo de dispositivos.
- Validar la pertinencia de sugerir a la CREG regular temas asociados por fuera del alcance del CNO.

El CNO define generar un Acuerdo específico que regle las pruebas de estos dispositivos DFACTS, para no hacer incurrir al SIN en generaciones de seguridad innecesarias. Se convocará al Comité de operación, el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y su grupo de trabajo, esto para construir el protocolo

correspondiente.

El CND indica que recientemente se quemaron todos los inversores de la planta solar fotovoltaica HELIOS, que llevaba tres (3) meses en operación. Se acuerda que en el SAPE y el Subcomité de Protecciones-SProtec se invite al promotor y se analice esta situación.

Finalmente, se presentan los indicadores de la operación del Sistema, los cuales se pueden observar en la presentación de XM adjunta, que hace parte integral del Acta.

Intervención EPM: Regla operativa Ituango

EPM presentó la regla operativa de Ituango, a continuación se presenta su descripción e implicaciones para esta central de generación:

2.1 Origen de la Regla de Operación

Objetivo

La Resolución ANLA 1891/2009 establece la regla de operación con el fin de evitar variaciones abruptas de niveles y caudales aguas abajo del proyecto para:

- Evitar la afectación de los recursos hidrobiológicos asociados al río Cauca y permitir el intercambio de aguas entre el río y los complejos cenagosos localizados aguas abajo del sitio de presa. Hay 9 complejos cenagosos que abarcan más de 1000 Hectáreas (hasta Nechi).
- Garantizar la migración de las especies reófilas (especies que realizan subienda para garantizar su proceso reproductivo). 120 especies de peces, 20 de peces con comportamiento migratorio (Bocachico, Bagre, Dorada entre otros).

2.2 Licencia Ambiental y PMA

Variación Máxima de Caudales según PMA

CAUDAL MEDIO EN EL RIO CAUCA (da anterior)	VARIACIÓN MÁXIMA (%)	CAUDALES EXTREMOS A SER DESCARGADOS AGUAS ABAJO DEL SITIO DE PRESA (M ³ /S)			
		Caudal máximo (m ³ /s)	Variación Positiva (%)	Caudal mínimo (m ³ /s)	Variación Negativa (%)
2000	37.50%	2370	18.5%	1630	-18.5%
1750	32.49%	2034	16.2%	1466	-16.2%
1500	27.80%	1708	13.9%	1292	-13.9%
1400	25.80%	1581	12.9%	1219	-12.9%
1350	25.00%	1519	12.5%	1181	-12.5%
1300	24.10%	1456	12.0%	1144	-12.0%
1200	22.20%	1333	11.1%	1067	-11.1%
1100	20.40%	1212	10.2%	988	-10.2%
1000	18.50%	1090	9.3%	907	-9.3%
800	16.70%	919	8.3%	829	-8.3%
800	14.80%	809	7.4%	741	-7.4%
700	13.90%	745	6.4%	655	-6.4%
675	12.80%	717	6.2%	632	-6.2%
600	11.10%	633	5.5%	567	-5.5%
500	9.30%	523	4.6%	477	-4.6%
400	7.40%	415	3.8%	385	-3.8%
300	5.60%	308	2.7%	292	-2.7%
200	3.70%	204	2.0%	196	-2.0%

2.2 Licencia Ambiental y PMA

La Licencia Ambiental

RESOLUCIÓN NÚMERO

(1891)

1 de octubre de 2009

ARTÍCULO SEXTO. Modificar el artículo dieciocho de la Resolución 155 del 30 de enero de 2006, el cual quedará así:

"ARTÍCULO DÉCIMO. Con el fin de evitar variaciones abruptas en los niveles y caudales aguas abajo del proyecto a nivel diario, se autoriza la regla de operación del embalse del proyecto hidroeléctrico Pescadero -

ITUANGO S.A. E.S.P., de la siguiente manera:

Para un caudal promedio descargado el día anterior cercano al caudal máximo turbante (2-1300 m³/s), la restricción está en no generar el día siguiente variaciones de caudal mayores al 25 %, bien sea generando energía o utilizando la descarga intermedia.

- En el caso de tener que descargar caudales por el rebosadero o cuando el embalse se encuentre lleno, esta restricción no aplicará debido a que se estarán descargando excedentes de almacenamiento.

- Cuando el caudal promedio descargado el día anterior equivaiga a la mitad del caudal máximo turbante (2 - 675 m³/s), la restricción consista en no generar el día siguiente, variaciones mayores al 12.5 %.

- Para otros valores de caudales promedio descargados el día anterior la Variación Máxima de Potencia

Restricción de la variación de caudales descargados por la central, para un día dado en función del caudal descargado el día anterior

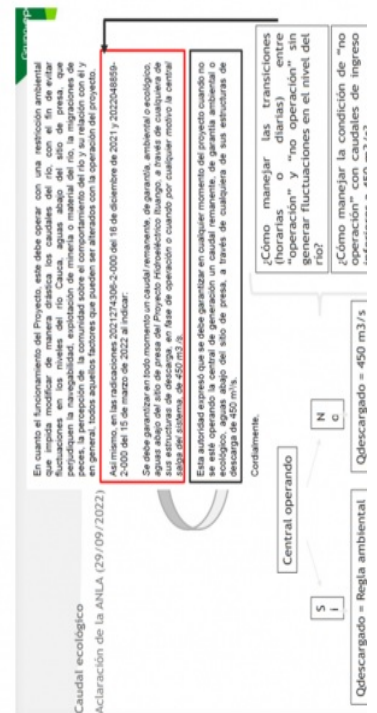
Caudal descargado el día anterior (m ³ /s)	Variación máxima (%)
2000	37.5
1750	32.4
1500	27.8
1400	25.8
1350	25.0
1300	24.1
1200	22.2
1100	20.4
1000	18.5
800	16.7
800	14.8
700	13.9
675	12.8
600	11.1
500	9.3
400	7.4
300	5.6
200	3.7

Nota: Para aquellos valores de caudal que no aparecen exactamente en la tabla se deberá realizar

Variación Máxima de Potencia

Potencia generada día anterior (MW)	Caudal Descargado día anterior (m ³ /s)	± Variación Permisible (%)	± variación de caudal permitido (m ³ /s)	± variación de potencia permitida (MW)
2298	1350	12.5%	168.8	287.2
2212	1300	12.1%	156.7	266.6
2042	1200	11.1%	133.2	226.7
1872	1100	10.2%	112.2	191.0
1702	1000	9.3%	92.5	157.4
1532	900	8.4%	75.2	127.9
1362	800	7.4%	59.2	100.8
1191	700	6.5%	45.5	77.4
1149	675	6.3%	42.2	71.8
1021	600	5.6%	33.3	56.7
851	500	4.7%	23.3	39.6
681	400	3.7%	14.8	25.2
511	300	2.8%	8.4	14.3
340	200	1.9%	3.7	6.3

FC 1.7019



3. Conclusiones

- La Regla de Operación del proyecto busca generar en el río variaciones diarias de caudales y niveles similares a las presentadas históricamente. Para lograr este propósito la regla de operación impone una serie de restricciones a la operación de la Central Hidroeléctrica Ituango que hacen necesario presentarlas ante el C.N.O para su análisis.

A partir de la presentación de EPM, se acuerda retomar la revisión del impacto y modelado de la regla operativa de Ituango para el despacho y la operación, con el fin de presentar al CNO para las aprobaciones que se requieran, posteriormente revisar la posibilidad de incluir la misma en los análisis de planeamiento operativo energético y estudios de flexibilidad. Se convocará al grupo de flexibilidad. Por otro lado, vale la pena mencionar que esta regla podría implicar el derrateo permanente de las unidades de la central y comprometer su ENFICC.

Ante las restricciones que se tienen declaradas para los embalses de Guavio, Miraflores e Ituango, el CND solicitó a EPM y ENEL revisar la necesidad de realizar actualización de los parámetros de estos embalses ante las condiciones que se tienen, de forma que se pueda realizar una adecuada modelación del mismo para todos los efectos operativos.

Conclusiones

5. Lecciones aprendidas del evento de ciberseguridad - EPM.	NO	Presentar los detalles del evento presentado en EPM en meses pasados y las experiencias y lecciones aprendidas.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

En la presentación adjunta a esta Acta, que hace parte integral de la misma, se detalla el evento y sus implicaciones. De todas maneras, a continuación, se resaltan las acciones contingentes y lecciones aprendidas:

Acciones contingentes - Negocio Generación Energía



- Realización de informes y reportes de manera manual.
- Activación de canales de comunicación alternos (celular, trunking y telefonía analógica).
- Adquisición y puesta en servicio de computadores para las salas de operación y actividades críticas.
- Implementación de sistemas alternos de recepción de datos satelitales en PC's fuera de la infraestructura de comunicaciones de EPM.
- Habilitación de acceso a internet fuera del dominio de EPM.
- Creación de correos electrónicos alternos para tramites con entes externos.
- Atención rápida de integración de algunas señales hidrometeorológicas.
- Recuperación de respaldos de la información (nube, servidores físicos y discos externos).
- Revisión, depuración y recuperación de equipos operativos (Reseteo y actualización de antivirus).

Lecciones aprendidas - Evento Ciberseguridad



Fortalecer simulacros de eventos y mantener el esquema de sensibilización en los aspectos de ciberseguridad.

- Propiciar la independientes las redes de TI y TO, entendiendo que existe una mayor vulnerabilidad que se basa en la ingeniería social.
- Reforzar el aseguramiento del perímetros lógicos y físicos en los centros productivos y los Sistemas de Control Industrial.
- Actualizar y validar los procedimientos de contingencia y recuperación.
- Mantener asegurados los respaldos de la información en repositorios físicos de fácil acceso en momentos de crisis.
- Reforzar el respaldo de las comunicaciones operativas con esquemas de alta disponibilidad.
- Integrar señales hidrometeorológicas de campo a redes de TO directamente.
- Mantener equipos de computo y de comunicaciones de respaldo fuera del domino de EPM.

Conclusiones

6. EXPANSION DE GENERACION-EDS	NO		INFORMATIVO	SI	NO
--------------------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

A continuación, se presentan las conclusiones y reflexiones de ESO sobre la expansión del SIN:



El Análisis y las Conclusiones

Al mes de mayo de 2023, se están presentando situaciones adicionales a las ya mencionadas en esta presentación, que definitivamente van a afectar el desarrollo de la Industria de Generación de Energía Eléctrica en Colombia y es probable que las mismas, tengan efectos no positivos en la operación y en la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

- Los atrasos probables en los proyectos de generación de energía con OEF, con asignación CLPE y en las líneas de transmisión esenciales del STN y del STR, unido a la información no oportuna ni confiable para hacer ejercicios de planeamiento energético, pueden tener un efecto no conveniente, ya que pueden limitar la capacidad del CNO de atender su obligación legal de velar por la operación confiable y segura del SIN.



El Análisis y las Conclusiones

Energía del Suroeste expresa lo siguiente:

- Estos hechos y sus efectos en su conjunto, los presentados desde el año 2020 y los nuevos presentados en lo corrido del año 2023, están llevando a la industria eléctrica en Colombia a desarrollar su actividad en escenarios de gran incertidumbre, que sin duda están paralizando el interés de los agentes por invertir o en algunos casos desistir de la implementación de la nueva infraestructura de generación de energía eléctrica del País.
- Por esta razón, después de analizar este conjunto de elementos, es posible afirmar que existe una creciente probabilidad de que se presenten situaciones de racionamientos programados u obligatorios en el sistema eléctrico colombiano en el corto, mediano y largo plazo.

La Expansión de la generación de energía eléctrica en Colombia



El Análisis y las Conclusiones

- No es conveniente que el proyecto de Resolución CREG 143 de 2021, solo por razones operativas y puntuales de mercado (PNDC al despacho central), las cuales se deben solucionar para garantizar la administración y la operación segura y confiable del Sistema Eléctrico Colombiano en el presente y en el futuro, no se valore previamente e institucionalmente de manera simultánea e integral la importancia de las plantas menores para el País.
- Las plantas no despachadas centralmente de todas las tecnologías, individualmente o en su conjunto, permiten entre otros:
 - Apoyar la consolidación de la seguridad e independencia energética de la Nación.
 - Son fundamentales para garantizar la transición energética justa y el desarrollo sostenible del País y sus regiones. Consolidan los procesos de la transición energética justa, garantizado su sostenibilidad y el de las futuras comunidades energéticas.
 - Estimular la competencia en el Mercado eléctrico colombiano, con múltiples actores, con múltiples tecnologías y con diferentes valores de capacidad instalada, que utilizan fuentes naturales renovables para la generación de energía eléctrica.
 - Generan y estimulan la sostenibilidad y la protección de pequeñas cuencas o territorios a lo largo y ancho del País. Desarrollo sostenible apoyado en la transición energética justa.



La Expansión de la generación de energía eléctrica en Colombia



El Análisis y las Conclusiones

Energía del Suroeste expresa lo siguiente:

- Es claro que para el periodo 2023 - 2024 las acciones de verdadero impacto para aumentar la confiabilidad y la seguridad del sistema eléctrico colombiano no serán posible ajustarlas o implementarlas, por la falta del tiempo suficiente para lograr este objetivo mayor. Solo será posible efectuar válidos y necesarios procesos de control, seguimiento y gestión de la información. Estamos sin duda alguna "jugados".
- Es claro que para el periodo 2025 - 2028, se está en el momento justo para que el Gobierno Nacional y las empresas públicas y privadas vinculadas a la industria de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en forma conjunta tomen las medidas adecuadas e implementen las acciones necesarias para garantizar la transición energética justa, el desarrollo sostenible del País y de su regiones y en especial se confirme la necesaria y fundamental seguridad e independencia energética del mismo.

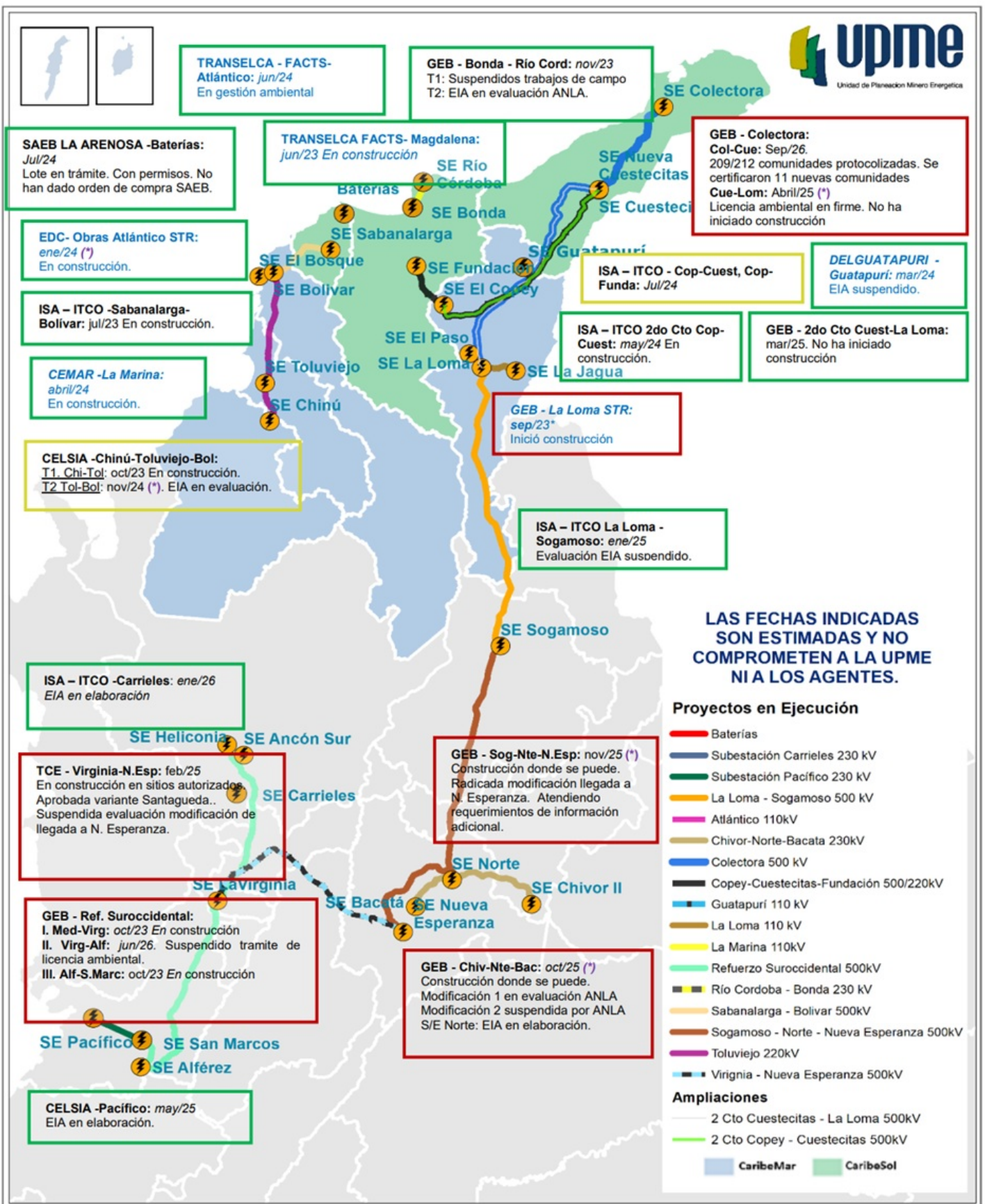


Conclusiones

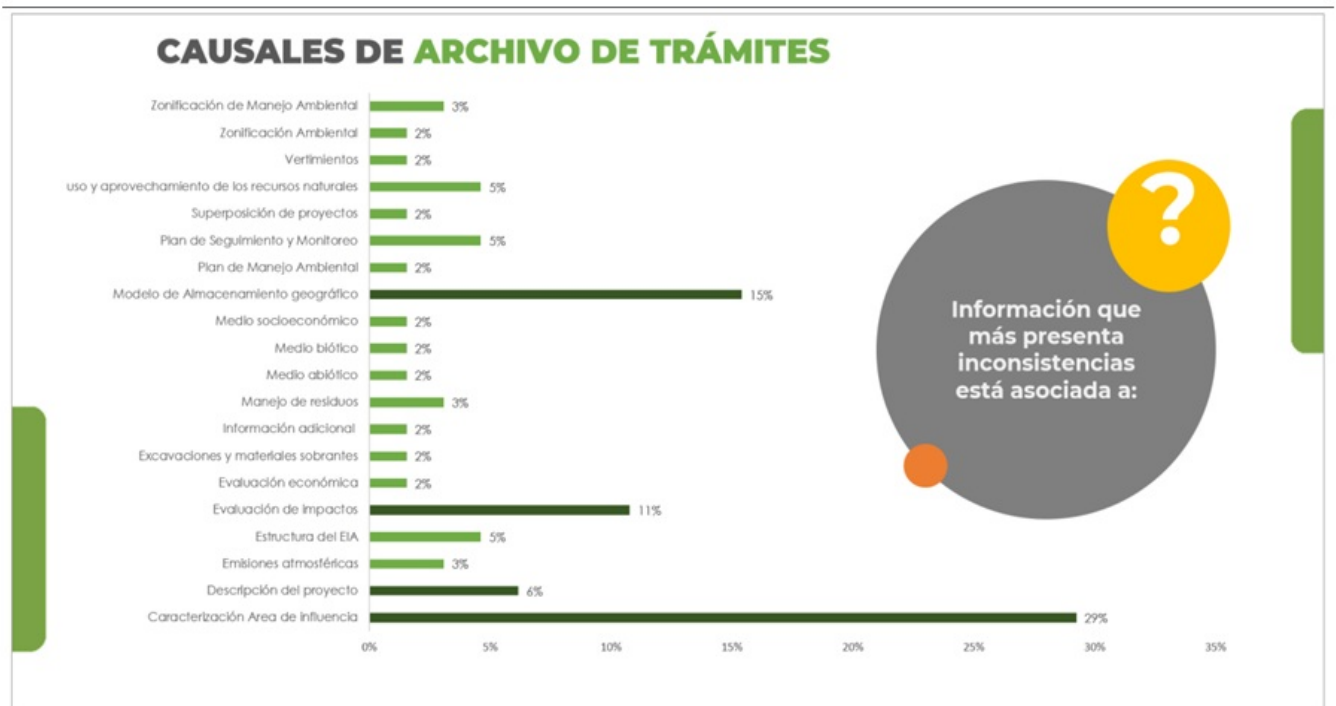
7. INFORME UPME	NO	Presentar los avances de los proyectos por convocatoria.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

A continuación, se presenta el seguimiento a los proyectos de expansión a nivel de STN y STR a los cuales la Unidad hace seguimiento:



- La Unidad menciona que, respecto al informe anterior, no hay grandes novedades. Resalta que está en riesgo la no aprobación de la licencia ambiental del proyecto Bonda-Río Córdoba 220 kV. Respecto al proyecto la Loma 500/110 kV y redes asociadas, se comenta que La Loma 110 kV ya está en construcción, pero la parte en 500 kV aún no.
- Se presentaron por parte de la UPME los principales problemas en los trámites de los Estudios de Impacto Ambiental- EIA por parte de los desarrolladores de los proyectos de expansión. La siguiente gráfica expone la situación:



Fuente: Tomado de presentación ANLA

- Respecto al desarrollo de la segunda fase de integración de plantas de generación renovable no convencional, que involucra la construcción de una red HVDC, la UPME comenta que es procedente hacer un “alto en el camino”, teniendo en cuenta el entorno actual de desarrollo de proyectos eólicos en la Guajira. El detalle y antecedentes de este proyecto se puede observar en la presentación adjunta, que también contiene las cifras de aprobación de proyectos de conexión.
- La Unidad también comentó que la meta del gobierno es concentrarse en la conexión para los próximos 4 años de 6 GW de capacidad renovable no convencional.
- Finalmente, respecto al desarrollo del Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión, la UPME dice que solamente el 20 % del tiempo esta dedicado esta tarea, que es su labor misional; todo esto por la avalancha de solicitudes de conexión que se enmarcan en la Resolución CREG 075 de 2021. La Unidad comenta que están en proceso de buscar una reestructuración para incrementar la planta profesional.

Conclusiones

8. VARIOS	NO		INFORMATIVO	NO	NO
-----------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- Próxima reunión del Consejo el 6 de julio de 2023.

Conclusiones

Presidente - Marcelo Alvarez

Secretario Técnico - Alberto Olarte