

**Acta de reunión**

Acta N° 710

3 Agosto, 2023 Oficinas C.N.O.

Reunión C.N.O. 710**Lista de asistencia**

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
ENEL Colombia	Yohana Galvis Silva	NO	SI
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
XM	Jaime Alonso Castillo	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
Termoyopal Generación 2	David Rincon	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jhon Cristian Giraldo	SI	NO

CNO	Adriana Perez	SI	NO
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
UPME	Carlos Adrián Correa	SI	NO
CEO	Juan David Castaño	SI	NO
EPM	German Caicedo	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Juan Carlos Rueda	NO	SI
AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
EPM	Nestor Tabares	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	SI	NO
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Sergio Zelner	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Diego Miguel Piñeros	SI	NO
MINENERGÍA	Cristian Díaz	SI	NO
XM	Esteban Tobon	NO	SI
UPME	Carlos Arturo Saldarriaga	SI	NO
DRIVE	Edgar Gutierrez	SI	NO
CNOGas	Fredi López	SI	NO
AIR-E	Farid Vargas	NO	SI
ENERCA	Fernado Parra	SI	NO
UPME	Jorge Fonseca	SI	NO
MINENERGÍA	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
AFINIA	Maria Cecilia Villacob	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe IDEAM.
2	09:15 - 09:45	Aprobaciones <ul style="list-style-type: none">• Actas pendientes.• Acuerdos.
3	09:45 - 10:45	Informe Secretario Técnico.
4	10:45 - 11:45	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
5	11:45 - 12:30	Presentación medidas de mitigación área Caribe (Afinia y Air-e).
6	12:30 - 01:00	Informe Upme-
7	01:00 - 01:20	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar la situación actual hidroclimática, la evolución del fenómeno del Niño y las perspectivas de evolución del mismo y su impacto en el territorio nacional.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

El IDEAM menciona que por esta época el clima nacional está influenciado principalmente por tres factores: El Niño y la interacción océano- atmósfera, las ondas MJ y la temporada de huracanes.

Los dos océanos están cálidos a lo largo de sus ejes ecuatoriales y muy fortificado ese calentamiento frente a las costas de Suramérica al norte.

Se encuentran varias ondas transitando y transportando humedad y en cifras desde el 15 de mayo han transitado

27 ondas.

Las anomalías de la temperatura en las cuatro regiones del pacífico ecuatorial son todas positivas y en la subsuperficie se conservan ondas cálidas especialmente frente a suramérica.

La NOAA menciona que existe una probabilidad sobre el 90% de que El Niño continúe durante el invierno del hemisferio norte y que la probabilidad es del 81% de tener un Niño Moderado y del 20% de Niño Fuerte.

Conclusiones

- Lluvias probabilidad de déficit: 50% -60% Agosto, 60% -70% septiembre y 50% -60% Octubre.
- El Niño continúa presente en el territorio nacional.

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

Desarrollo

- ACTAS:

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

ACTA 706: CNO NO PRESENCIAL.

ACTA 707: Publicada para comentarios el 31 de julio. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN, EPM y ENERTOTAL.

ACTA 708: Publicada para comentarios el 1 de agosto. Comentarios de EPM.

ACTA 709: C N O no presencial.

El Consejo aprueba el acta 705, y para las actas 707 y 708 se da un espacio adicional de una semana y su aprobación se daría en la reunión ordinaria de septiembre.

- ACUERDOS:

1. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de la planta San Carlos.
2. Por el cual se aprueba la ampliación del plazo de la vigencia de los resultados de la batimetría del embalse Neusa.
3. Por el cual se actualiza la integración de la lista de verificadores de la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local.

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo Nacional de Operación.

Conclusiones

- Se aprueba el acta CNO 705.

- Se aprueban los acuerdos recomendados.

3.INFORME CNO 710	NO	Presentar al Consejo las gestiones y acciones desarrolladas en el último mes.	INFORMATIVO	SI	NO
----------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

1. Con relación al Plan Estratégico del Consejo, se llevó a cabo una **reunión con DRIVE CONSULTANTS**, cuyo objetivo fue definir el número de entrevistas, encuestas, el contenido de las preguntas que se realizarán y las sesiones presenciales.

Temas técnicos

2. La jornada técnica del Comité de Distribución se llevó a cabo los días 25 y 26 de julio del año 2023. Se contó con la participación de más de 85 personas, entre expositores, universidades, empresas del sector, consultores y miembros del CNO. Se abordaron temas relevantes, como el rol de las redes de distribución activas, esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia con la participación de recursos distribuidos, microrredes, electrificación del transporte y resiliencia de los sistemas de distribución. Las presentaciones están disponibles en la página web del Consejo.
3. El 12 de julio del año 2023 se llevó a cabo la reunión del Comité Asesor de Estrategia-CE para abordar las preocupaciones de Energía del Suroeste-ESO sobre la *"Confiabilidad y Expansión del Sistema Eléctrico"*, lo anterior según la recomendación del Consejo en la pasada reunión del CNO.

Adjunto a este informe se encuentran las gestiones que ha realizado el CNO para cada una de las observaciones de ESO, que fueron el eje para abordar la discusión y permitir al CE plantear las siguientes recomendaciones:

- Proponer reunión con entidades sectoriales, para tratar los aspectos críticos de la operación del SIN.
- Elaborar un documento "explicativo" y didáctico" de la situación operativa actual para ser compartido con las entidades sectoriales, referenciando las medidas de mitigación y obras estructurales que necesita el sistema en el corto, mediano y largo plazo. Adicionalmente, relacionar desde cuando el CNO ha dado las alertas a las distintas entidades.
- Dar respuesta a la comunicación de Energía del Suroeste, indicando las gestiones adelantadas por el Consejo.

Respecto a la última recomendación, se sugiere al CND retomar el estudio de Resiliencia, cuyos resultados permitirán construir la matriz de riesgos definitiva. Finalmente, se propone al CNO hacer una reunión con el nuevo Ministro de Minas y Energía, una vez este se posesione, para informarle los riesgos actuales y futuros que podrían comprometer la operación del SIN.

4. El 23 de julio del año 2023 se llevó a cabo la reunión CACSSE 168, que tuvo como eje central el desarrollo de las actividades de preparación definidas por MINENERGIA para afrontar la ocurrencia del fenómeno de "El Niño". El CNO presentó las acciones que los Subcomités y Comités están acometiendo ante un fenómeno de aportes hídricos deficitarios, y los aspectos más importantes de los grupos de seguimiento de las áreas Caribe, Chocó-DISPAC y Oriental (ver presentación adjunta a este informe).

A continuación, se resaltan algunos aspectos de la reunión:

- La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD realizó visitas a las plantas de generación térmica Termovalle, Termoemcali, Termoguajira y Termonorte. Al respecto, la unidad 2 de Termoguajira tiene una restricción operativa de 20 MW, cuyo tiempo de reparación sería cercano a seis (6) horas.
 - MINENERGIA informó que ha formulado un plan de acción en la búsqueda de asegurar la disponibilidad de los combustibles líquidos, gas natural y carbón mineral para las plantas de generación térmica, este se llama "*Rutas del carbón, gas y combustibles líquidos*". El Ministerio indicó que realizó 39 reuniones con los agentes del sector y otras instituciones, esto para asegurar la logística y disponibilidad de las fuentes primarias.
 - La CREG mencionó que aún no ha revisado la recomendación del Consejo, sobre actualizar el Estatuto de Racionamiento-Resolución CREG 119 de 1998.
 - La UPME informó que las proyecciones de demanda y los precios de los combustibles líquidos y carbón mineral están en proceso de actualización y próximamente serán publicadas en su página web. Asimismo, indicó que publicaron el Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión y se reunieron con el Operador de Red DISPAC para revisar temas operativos asociados a la compensación de la subestación Certegui 110 kV, próxima convocatoria que será abierta por parte de la Unidad.
 - El CND presentó el panorama energético y sus conclusiones sobre las simulaciones de mediano plazo para afrontar un evento de aportes hídricos deficitarios. Adicionalmente, informó que la SSPD envió los planes de mejora para aquellos recursos que tienen una Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad-ENFICC inferior a sus Obligaciones de Energía en Firme-OEF. Finalmente, mencionó que, con la información compartida por la SSPD, no sería necesaria la modelación de dichos planes de mejora en el planeamiento operativo del CND.
 - EPM presentó la regla operativa de Ituango, la cual podría implicar un mínimo operativo obligatorio en función de las condiciones de aportes. Asimismo, sugirió al Consejo la programación de un taller conjunto CND-CNO-EPM, para socializar la regla con los Subcomités de Plantas y Planeamiento Operativo (SP-SPO), y el Comité de Operación-CO.
 - El CNOg mostró el balance de gas natural contemplando los requerimientos de este energético por parte de las plantas térmicas, producto de las simulaciones realizadas por el CND. Las conclusiones del ejercicio son consecuentes con las presentadas al CNO en su reunión 707, es decir:
 - Las plantas del interior, que tienen honradas su OEF con combustibles líquidos, pueden hacerlo con el gas sobrante de la región caribe. Lo anterior a pesar de que en el interior para el verano 23-24 se observan faltantes, fácilmente gestionables con SWAPS operativos.
 - El CNOg concluye que todas las plantas honrando su OEF con gas, generan un faltante de este energético, motivo por el cual tendrían que acudir al mercado secundario. Si la generación de las plantas térmicas es similar a la que se presentó en el periodo 2015-2016, no se observan inconvenientes.
5. En el Comité de Operación-CO se hizo seguimiento a cada uno de los subcomités del CNO, para identificar los temas, que, a juicio del CO, son de la mayor relevancia para comunicarle al Consejo. A continuación, se presentan los temas:

Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE:

- El CND presentó las alternativas de mitigación sugeridas con antelación para disminuir los riesgos de Demanda No Atendida-DNA en el área Oriental. Estas consisten en la instalación de compensadores síncronos, sistemas de almacenamiento electroquímico a través de baterías y dispositivos DFACTS. Si estos dispositivos se instalan en el SIN, los requerimientos de unidades equivalentes para el área pueden disminuir hasta en 4 unidades.
- EBSA planteó en la misma reunión una alternativa tecnológica para recuperar la capacidad de transporte

del enlace Guateque-Sesquilé 115 kV, que consiste en el tendido de un superconductor conservando la misma infraestructura de soporte. El Operador de Red e ISA, dueño de los activos, se reunirán para establecer aspectos contractuales para la “maduración” de esta alternativa.

- Se conceptuó por parte del SAPE la instalación de un nuevo Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS del SIN en la sabana norte de Bogotá. Esta medida evita la programación de DNA durante la ejecución de las actividades de repotenciación de los circuitos a nivel de 115 kV Noroeste-Tenjo y Tenjo-El Sol.
- ENLAZA-GEB presentó el estado de avance del proyecto La Loma 110 kV y redes asociadas. Si bien el transportador mantiene el 5 de noviembre del 2023 como fecha de puesta en operación de esta expansión, manifestó que persisten las dificultades prediales y sociales (“consejo Coconebo”), que podrían comprometer la fecha de entrada en servicio del proyecto.
- Respecto a la media de mitigación en la subestación El Paso 110 kV, el Consejo expidió la circular CNO 118, dirigida a los transmisores nacionales, regionales y operadores de red; esta pone de manifiesto la necesidad de AFINIA sobre el préstamo de un transformador 34.5/13.8 kV-6.5 MVA, para garantizar la operación de la red asociada a El Banco 110 kV hasta la puesta en servicio de la obra La Loma 110 kV. A la fecha, ningún agente ha manifestado la posibilidad de prestar el equipo.
- Respecto a las medidas de mitigación de Gambote 66 kV, AFINIA presentó la actualización de los análisis asociados a la instalación de la compensación Maria La Baja 34.5 kV-6 MVA. Si bien con este dispositivo se evitaría la programación de DNA hasta el año 2025, a partir de ese momento no se tiene definida ninguna medida adicional. El Operador de Red se comprometió a estudiar opciones complementarias. Vale la pena mencionar que el proyecto que resuelve esta situación es la subestación Carreto 500/66 kV, cuya fecha de entrada en operación es el año 2027 (no se ha dado apertura oficial a esta convocatoria).
- El subcomité recomendó al Consejo reiterar su recomendación a MINENERGIA sobre formular un Plan Caribe versión 2, ya que son varios los “puntos” de esta fracción del SIN donde sería necesario en el muy corto plazo la programación de Demanda No Atendida-DNA, es decir, no es solamente Gambote 66 kV y El Banco 110 kV.
- Se sugiere al Comité de Operación-CO y al CNO llevar a cabo una nueva jornada de restricciones junto con el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión-CAPT, lo anterior para que la Unidad considere en la actualización del Plan de transmisión las restricciones que aún no tienen obras definidas por parte de ellos y los Operadores de Red.

Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO:

- Se analizó por parte del subcomité la presentación de la ANLA sobre el estado de licenciamiento de varios proyectos de generación solar fotovoltaicos y eólicos, que cuentan con concepto por parte de la UPME y tienen fecha de entrada en operación entre el periodo 2023-2025. En total, de los 30 proyectos referenciados, 28 no se han acercado a la Autoridad Ambiental para iniciar los trámites de licenciamiento. Al respecto, se acordó en el SPO contrastar el listado del ANLA con la información de la base de datos del CND y dependiendo de los resultados, formular nuevas sensibilidades en los ejercicios de planeamiento energético de mediano y largo plazo.
- En la reunión de agosto del SPO el CND actualizará el balance ENFICC/Demanda, considerando el escenario alto de demanda de la UPME. Asimismo, presentará los análisis energéticos y de potencia de mediano y largo plazo con dicho escenario de consumo.

Subcomité de Controles-SC:

- Se analizaron por parte del subcomité los requisitos asociados a la autogeneración basada en inversores conectada al STR y STN, sin entregas de excedentes al Sistema. Teniendo en cuenta que no es claro cómo se validarían algunos requisitos contemplados en la Resolución CREG 060 de 2019, se formuló y envió comunicación a la Comisión solicitando concepto aclaratorio.

- El CND llamó la atención sobre la necesidad de realizar el ajuste de los Estabilizadores de los Sistemas de Potencia-PSS del SIN. Se socializó el concepto de oscilación forzada, el cual estaría presente en algunas de las oscilaciones de muy baja frecuencia identificadas. Se indicó la alta participación de las unidades de Betania en el modo más crítico y la urgente necesidad de finalizar con el ajuste de su PSS.

Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER:

- Se llevó a cabo reunión conjunta CREG-CND-CNO para analizar algunos aspectos asociados a las Resoluciones CREG 101 006 y 007, relacionadas a las vigencias de los Acuerdos, aplicación de los mismos para algunos mecanismos de asignación de Energía en Firme y los protocolos de soporte para la transición.
- Como resultado de la reunión CND-CREG-Barlovento, este último único dictaminador de la lista de verificación de las series de Irradiación Global Horizontal y Temperatura Ambiente, se identificaron 33 proyectos de generación solar fotovoltaica que, si bien ya tienen dictamen, no tienen ningún Acuerdo que los soporte.
- Teniendo en cuenta el concepto de la CREG y lo informado por Barlovento, se recomienda al CNO expedir una circular informando a los dictaminadores y auditores (listas Resoluciones CREG 167 y 201 de 2017), sobre los acuerdos que deben considerar en sus actividades de verificación.
- En el marco de la tarea asignada por el Decreto MINENERGIA 0929 de 2023, el subcomité se reunió para socializar cada una de las metodologías de cálculo de la capacidad de regulación de las plantas hidroeléctricas. Al respecto, se pudo establecer que cada una de ellas tienen como soporte los lineamientos de la Resolución CREG 060 de 2019.

Subcomité de Protecciones-S Protec:

- SIEMENS envió finalmente el informe sobre la función ANSI 68 de sus relés versión "PROTEC". A partir de este se analizará y emitirá recomendación técnica por parte del subcomité en relación a la habilitación o no de dicha función.
- El CND alertó sobre un posible riesgo en el SIN por descoordinación de protecciones. Manifestó que no hay certeza sobre la implementación de sus recomendaciones en los estudios ECAP, lo cual se podría constituir en un incumplimiento de los acuerdos del Consejo.

Subcomité de Plantas-SP:

- Respecto al mantenimiento de la planta de regasificación de Pasacaballos del mes de agosto del año en curso, en el subcomité se hizo el balance oferta/demanda de gas y se revisó su impacto para el sector eléctrico. Se observó que ante la indisponibilidad de un circuito inter-costa y evento N-1 en la red de 500 kV se podría presentar un déficit hasta de 400 MW.
- Se recomienda al CNO enviar nueva comunicación a la CREG sobre la importancia de la coordinación gas / electricidad, lo anterior debido a la inactividad de esta última respecto al plan de trabajo formulado con el CNOg desde el año 2019.

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

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

6. El Comité de Distribución-CD aprobó un indicador de desconexiones por año, el cual considera aquellos eventos que generan Demanda No Atendida-DNA y degradación de la topología del SIN. Se acordó por parte del Comité, como prueba, calcularlo cada dos (2) meses antes de establecerlo como uno de los indicadores de la operación para el año 2024. Finalmente, se recomendó al Comité de Transmisión adoptar este mismo índice. El CD sugirió al CNO enviar una nueva comunicación a la CREG solicitando la actualización del Estatuto de Racionamiento-Resolución 119 de 1998. Finalmente, el CD llamó la atención sobre el impacto que están teniendo las desviaciones de demanda en las instrucciones de racionamiento que se están dando desde el CND por el agotamiento de la red del área Caribe. Al respecto, se acordó en el Comité establecer una metodología para determinar qué proporción de la DNA no programada podría ser atribuida a dichas desviaciones.

7. Se llevará a cabo reunión de seguimiento del área Oriental el tres (3) de agosto del año en curso. En ella se abordará el detalle de las medidas de mitigación de corto plazo anteriormente descritas, la revisión de las proyecciones de potencia, los resultados de la reunión EBSA-ISA sobre la recuperación de la capacidad de transporte del enlace Guateque-Sesquilé 115 kV y la fecha de entrada en operación de las expansiones ya definidas. Vale la pena mencionar que la demanda de potencia del área ya superó los 2980 MW y se espera que este año alcance los 3000 MW, es decir, el sistema estaría a 500 MW de alcanzar el “punto” de quiebre que activa todos los riesgos para esta fracción del SIN.
8. El viernes 28 de julio se tuvo una reunión convocada por Acolgen, quien realizó consultas puntuales sobre aspectos de la operación del SIN. Asimismo, solicitó la posibilidad de conocer y hacer comentarios a la metodología técnica para determinar la capacidad de regulación de una planta de generación, tarea que está desarrollando el SURER y el SP. Al respecto, se propone al CNO socializar el documento en el espacio de consulta de la página web del CNO, esto con posterioridad a la revisión del mismo por parte del Comité de Operación-CO.
9. Respecto a los compromisos adquiridos por DISPAC en la pasada reunión de seguimiento del 23 de junio del año en curso, el Operador de Red solicitó ampliar la fecha para suministrar al CND el estudio del Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS que mitigaría la DNA ante un evento de falla N-1 en cualquiera de los circuitos a nivel de 110 kV del corredor Certegui-Quibdó-El Siete-Barroso. El Operador se comprometió a entregar el Esquema el 31 de agosto del 2023. Asimismo, informará el 4 de agosto si desde el punto de vista operativo se puede acoger a las condiciones descritas en la Resolución CREG 153 de 2019 (excepción a los límites de variación de la tensión nominal en la operación de los STR's). Finalmente, comentó que el 11 de agosto presentará a la UPME los análisis sobre la implementación de una medida de mitigación efectiva de mediano plazo, debido a los beneficios técnicos marginales de la compensación capacitiva Certegui 110 kV.
10. El 28 de julio del año en curso el CND presentó a los comités y subcomités del Consejo el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP e Informe Trimestral de Restricciones-ITR. A continuación, se presentan los aspectos más destacados de los mismos:
 - El SIN actualmente tiene 163 restricciones, 97 son de alerta y 66 de emergencia.
 - Desde enero de 2023 a la fecha, se han dado por parte del CND 71 instrucciones de racionamiento en el área Caribe, ello por el agotamiento de la red en esta fracción del SIN.
 - El CND identificó 115 restricciones en el SIN a 2030, que no tienen obra definida por parte de los Operadores de Red y la UPME.
 - Son 23 las subestaciones del STN y STR que tienen un nivel de cortocircuito superior al 100 % de su capacidad de corte; 45 subestaciones están por encima del 90 % de dicha capacidad de interrupción.
 - Nuevamente se identifican atrapamientos de generación por la conexión de nuevas plantas, los cuales tendrían una probabilidad alta de materializarse (caso del departamento del Meta, por ejemplo).
 - La entrada parcial de proyectos, como es el caso del anillo a 500 kV en el departamento del Valle (Alfárez), genera nuevas restricciones.
 - La entrada en operación de la subestación La Marina 66 kV y redes asociadas genera siete (7) nuevos cortes.
 - Para subestaciones radiales asociadas a zonas excluidas, cuya conexión al SIN se encuentra agotada, es decir, presentan un riesgo de programación de DNA, la relación beneficio/costo de cualquier proyecto que se defina está plenamente justificado.
 - Según la información del ITR, las restricciones por mantenimiento o indisponibilidad de activos es casi 10 veces mayor a los “cortes” naturales. Vale la pena mencionar que el Sistema se planea considerando una red completa.
 - Teniendo en cuenta lo anterior, el Comité de Operación recomienda nuevamente al CNO enviar una comunicación sectorial alertando sobre los riesgos para la operación del SIN.
12. Se expidió el Decreto 1276 del 31 de julio del año 2023. En él se plantea, entre otros aspectos:
 - Asignar directamente Obligaciones de Energía en Firme-OEF a las plantas que se ubiquen en la guajira y participen en una subasta del Cargo por Confiabilidad.
 - Reemplazar Termoguajira por plantas de generación con bajas emisiones y esquemas de almacenamiento electroquímico.
 - Permitir a ECOPEPETROL construir proyectos de generación renovables.

- Suspender los Contratos de Suministro de Energía para el Largo Plazo.

13. El pasado viernes 28 de julio se reunió el grupo de flexibilidad del Consejo. En ella la secretaría técnica propuso los objetivos del mismo para el segundo semestre del año 2023, específicamente acercar el Flujo de Carga Óptimo con Restricciones de Seguridad-SCOPF a la realidad operativa, cuantificar la flexibilidad que aportan los Recursos Energéticos Distribuidos-DER y modelar la regla operativa de Ituango y la Guía de cálculo de Caudal Ambiental.

Conclusiones

- Con relación a la carta de respuesta a Energía del Suroeste-ESO, se acuerda dar un plazo de una semana para revisar la propuesta de respuesta formulada desde la secretaría técnica del Consejo.
- Por solicitud de ACOLGEN se acepta socializar el documento de metodología de cálculo de la regulación de embalse para comentarios del público en general.
- El CNO acordó enviar una nueva comunicación a la CREG solicitando la actualización del Estatuto de Racionamiento, Resolución 119 de 1998. También se incluirá lo manifestado previamente respecto al nivel de cortocircuito de varias subestaciones del STN y STR.

4. PRESENTACION CND SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar al Consejo las variables operativas y los riesgos para la operación en el corto y mediano plazo.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

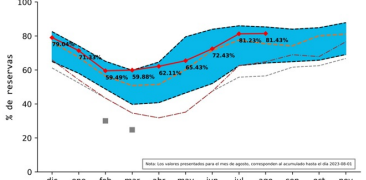
Desarrollo

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

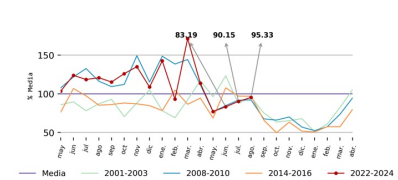
Escenarios de Energía desagregados a partir de las proyecciones de la UPME (DPU) respecto a la demanda actual del SIN



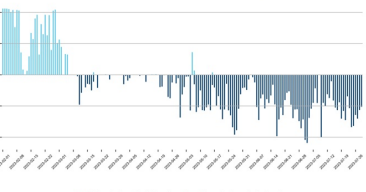
Reservas hídricas



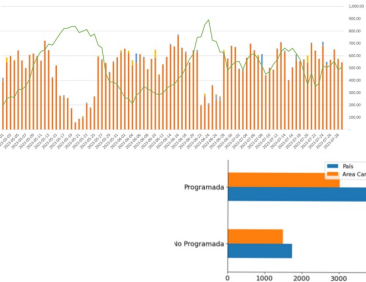
Aportes hídricos



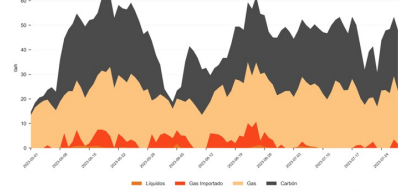
Importaciones y exportaciones de energía



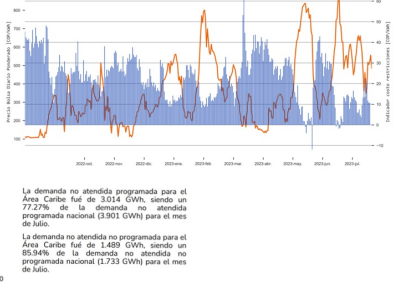
Generación Térmica Fuera De Merito Por Área vs Precio De Bolsa



Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



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



La demanda no atendida programada para el Área Caribe fue de 3.014 GWh, siendo un 77.27% de la demanda no atendida programada nacional (3.901 GWh) para el mes de junio.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fue de 1.489 GWh, siendo un 55.94% de la demanda no atendida no programada nacional (2.662 GWh) para el mes de junio.

Vale la pena mencionar que la demanda de Caribe y DISPAC están creciendo casi al 4 %

- En la siguiente gráfica se presenta el análisis energético de mediano plazo:

Actualización en la entrada en operación proyectos

Termo candelaria
Se recibe actualización de información de Termocandelaria el día 27 de julio de 2023, indicando que la fecha máxima para la puesta en operación del proyecto es 20 de agosto de 2023.

Actualización en consideración de proyectos

enel
En el CNO extraordinario del 14 de abril de 2023, ENEL solicitó que no se consideraran las plantas Cartagena 1, 2 y 3 en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre del 2023. Cartagena 3 tiene consignaciones solicitadas a la fecha hasta el 30 de noviembre de 2023. Enel reportó que con el consorcio SIN Tercocartagena SAS adelantó un proceso de acuerdo de compraventa de la Central Térmica Cartagena y del 100% de la participación de la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

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

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

Restricciones actuales en la operación de los embalses

epm Ituango
MP semana 29/2023
NE Ituango
Volumen Max = 56.2% hasta el 13/08/2024 (Energía desviada respecto al nivel de derivación)
Volumen Min = 45.9% hasta el 03/08/2024 (Inhibición de la descarga normal de la presa)
Información reportada por EPM 13 de julio de 2023

EMBALSE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE
ITUANGO NEP	90%	13%	10%	0%	0%	80%	70%	52%	31%	21%	90%
ITUANGO NPV	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%

Se advierte que el cambio de parámetros de embalses tiene repercusiones en el volumen real almacenado como NEP ya que el mismo es un % de Vol Us y no es sujeto a recalcular ante cambios de parámetros.

EPM dio respuesta a solicitud de revisión de actualizar NEP y NPV a lo que respondió que la operación fide de agua de la central permite el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Fiemre, por lo tanto consideran que las Obligaciones de EPM serán presentadas la contabilidad del SIN no presentando novedades.

Restricciones actuales en la operación de los embalses

enel Guavio
Volumen Min = 30% hasta el 31/12/2025
Volumen Max = 17.83% entre 1/01/2026 al 30/04/2026 (manejo normal de la planta)
Información reportada por ENEL 11 y 13 de abril de 2023

MP semana 25/2023
NE Guavio

EMBALSE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE
GUAVIO NEP	28%	15%	11%	2%	0%	12%	12%	33%	27%	35%	33%
GUAVIO NPV	100%	100%	100%	100%	100%	97%	99%	99%	99%	100%	100%

En curso la solicitud de cambio de parámetros del embalse (según acuerdo CNO 1558)

Se advierte que el cambio de parámetros de embalses tiene repercusiones en el volumen real almacenado como NEP ya que el mismo es un % de Vol Us y no es sujeto a recalcular ante cambios de parámetros.

ENEL dio respuesta a solicitud de revisión de actualizar NEP y NPV a lo que respondió que ya inició el trámite de actualización temporal de parámetros, al no tener variación mayor al 10% de la ENFPCC embalse que se mantiene igual NEP y NPV (Res CREG 036 de 2010).

Restricciones en la operación de los embalses

Adicionalmente se solicita a los agentes verificar si se requiere actualizar las curvas de potencia y nivel de cambios reportados al CND según Acuerdo CNO 1558

aes
Actualizado información 3/03/2023

epm
Actualizado información 15/06/2023

EMBALSE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE
NEP	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
NPV	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

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

Información proyectos - De acuerdo con información de ANLA

De acuerdo con la información indicada por el ANLA en la reunión del CNO del mes de junio se realizó un cruce con la información de proyectos de generación considerados en los estudios de planeamiento operativo energético de lo cual se resalta:

- 2584 MW cuentan con licencia ambiental, de los cuales el 55% tiene obligaciones de energía con el Sistema,
- 492 MW que tienen licencia ambiental entendemos no tiene licencia de la conexión (Alpha y Beta)
- De los proyectos esperados para 2023:

Año	Proyectos esperados (MW)	Con licencia (MW)
2023	3879	611
2024	4819	700
2025	3556	792
2026	3923	481

- De los proyectos que hoy se encuentran en pruebas iniciales, el ANLA solo mencionó 1 (150 MW) en su reporte

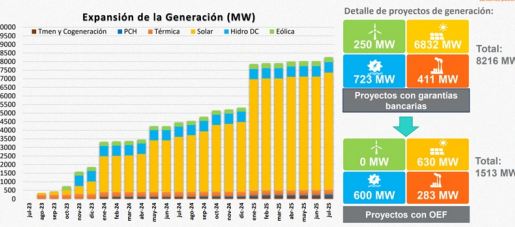
UPME menciona que PROCURADORIA va exigir a las Corporaciones Autónomas Regionales-CAR, que reporten la información de licenciamiento de sus proyectos.

Datos de entrada y supuestos considerados

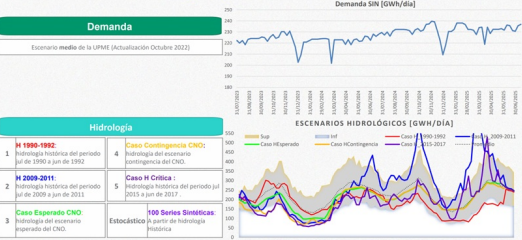
Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con qué generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos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



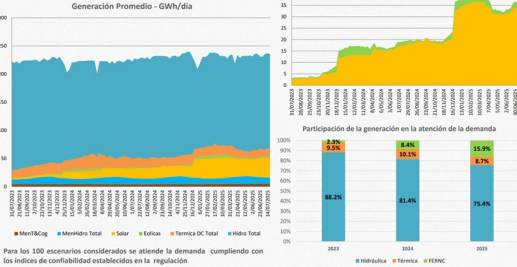
Datos de entrada y supuestos considerados



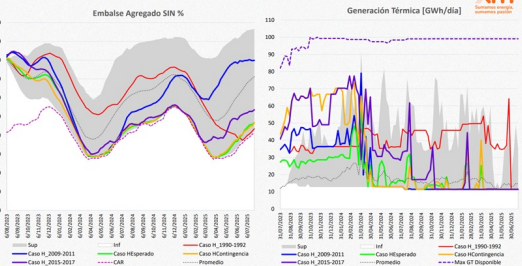
Datos de entrada y supuestos considerados



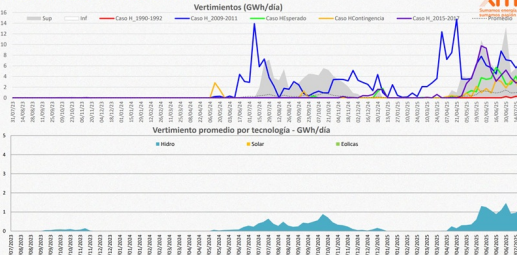
Resultados Estocástico



Resultados Determinísticos

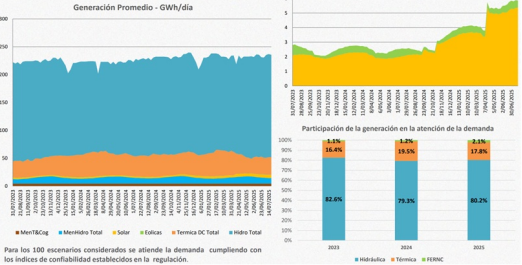


Resultados de Vertimientos

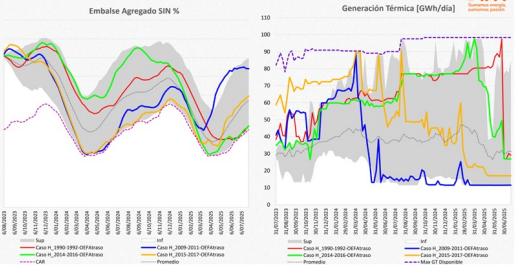


Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación, considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF), pero con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO). Lo anterior sobre el modelo estocástico y series determinísticas deficitarias 1990-1992, 2009-2011, 2014-2016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

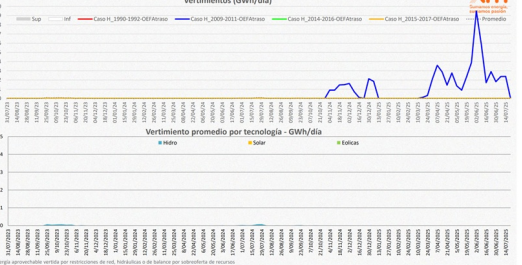
Resultados Estocástico



Resultados Determinísticos



Resultados de Vertimientos



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 2.3% al inicio del horizonte del estudio a 15.9% al final del mismo.
- Bajo el escenario de solo proyectos con OEF atrasados un año en su FPO se observa que no se cumplen los criterios de confiabilidad. Lo anterior, requiere la anticipación del uso de generación térmica que permite gestionar adecuadamente el recurso hídrico previo al evento del déficit de aportes hídricos.
- 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.

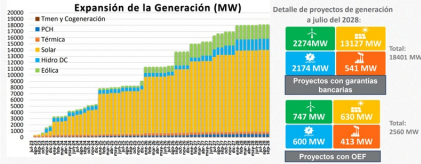
- En las siguientes gráficas se presenta el análisis energético de largo plazo:

Datos de entrada y supuestos considerados

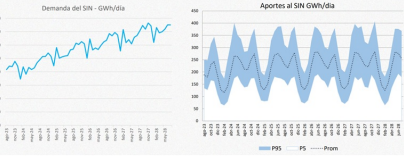
Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánto generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos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



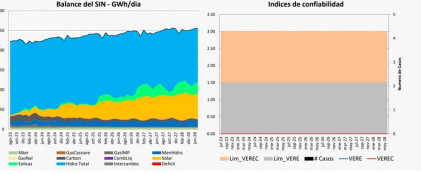
Datos de entrada y supuestos considerados



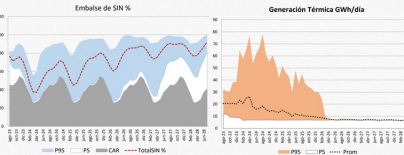
Datos de entrada y supuestos considerados



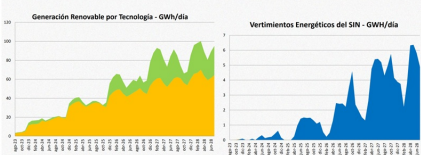
Resultados Largo Plazo - Estocástico



Resultados Largo Plazo - Estocástico

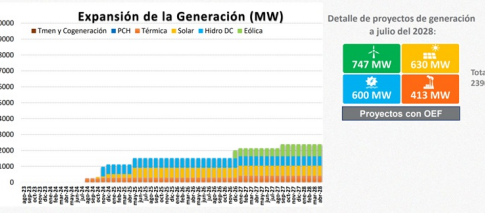


Resultados Largo Plazo - Estocástico

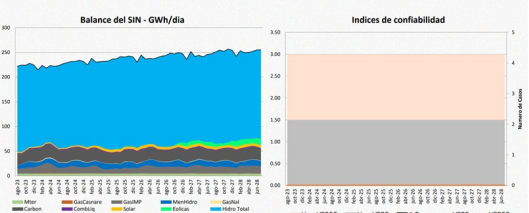


Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación, considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO)

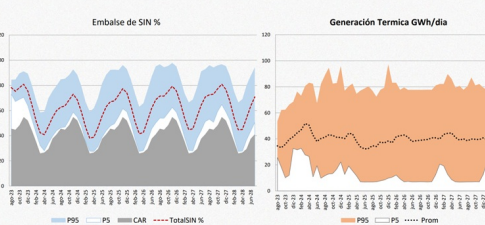
Datos de entrada y supuestos considerados



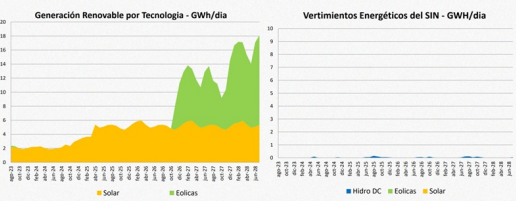
Resultados Largo Plazo - Estocástico (Sensibilidad)



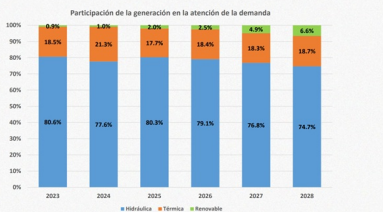
Resultados Largo Plazo - Estocástico (Sensibilidad)



Resultados Largo Plazo - Estocástico (Sensibilidad)

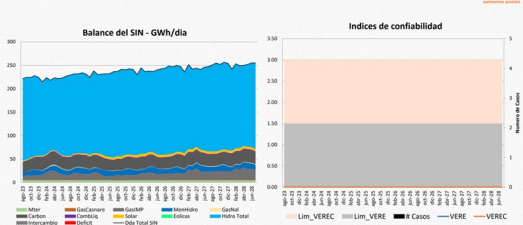


Resultados Largo Plazo - Estocástico (Sensibilidad)

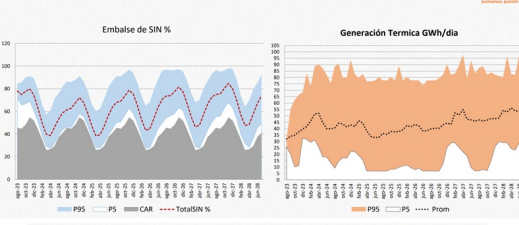


Se realiza sensibilidad considerando solo aquellos proyectos NO eólicos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF), con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO).

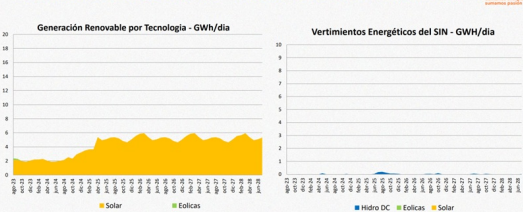
Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)



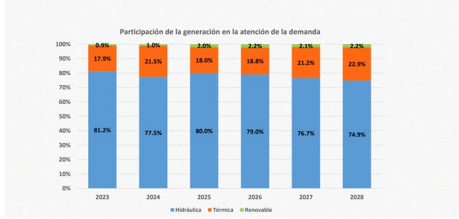
Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)



Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)



Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)



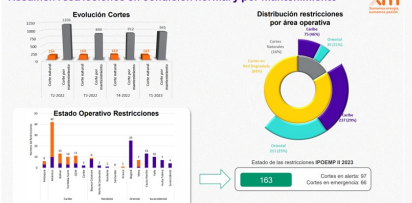
Conclusiones y Recomendaciones

- En el horizonte de simulación de 5 años, con los supuestos considerados (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros), las simulaciones muestran que se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables no convencionales, las cuales pasan de un 3.6% al inicio del horizonte del estudio a 37% en el año 2028.
- Para el caso de sensibilidad a la expansión de la generación que considera proyectos OEF (Sin eólicos) atrasados un año, se cumplen los criterios de confiabilidad del sistema establecidos en el código. Se observa una mayor participación de la generación térmica con altos valores (promedios mensuales que pueden superar 90 GWh/día) en series deficitarias extremas y en meses de los veranos del horizonte.
- La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.
- El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

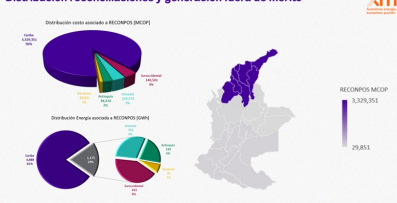
El CNO recomienda al CND realizar los análisis energéticos considerando SOLAMENTE aquellos proyectos que tengan certidumbre, es decir, si se sabe que algunos desarrollos no tienen licenciamiento, los mismos no deberían ser considerados. El CND plantea solicitar al SPO revisar en el planeamiento operativo la posibilidad de realizar la valoración indicada como aporte a la confiabilidad y resaltar en el taller de plantas menores este aporte en la confiabilidad por este tipo de recursos.

- El CND presenta las principales condiciones operativas, las cuales se resumen a continuación:

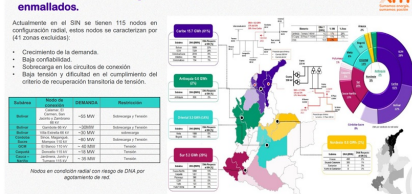
Resumen restricciones en condición normal y por mantenimiento



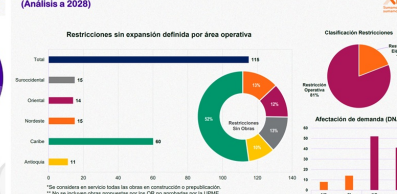
Distribución reconciliaciones y generación fuera de merito



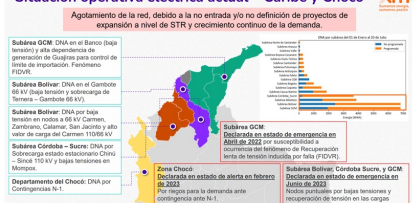
Subestaciones en configuración radial o débilmente enmalladas.



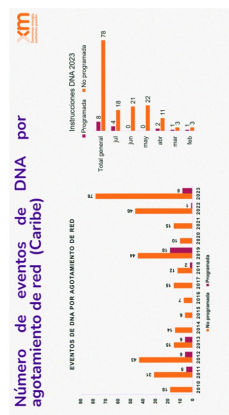
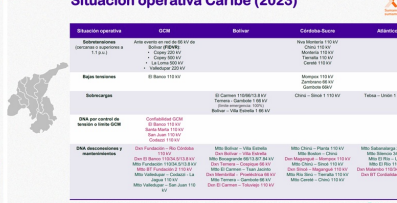
Resumen restricciones por área operativa sin obras de transmisión asociada (Análisis a 2028)



Situación operativa eléctrica actual – Caribe y Chocó

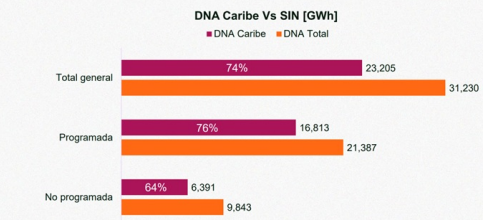


Situación operativa Caribe (2023)

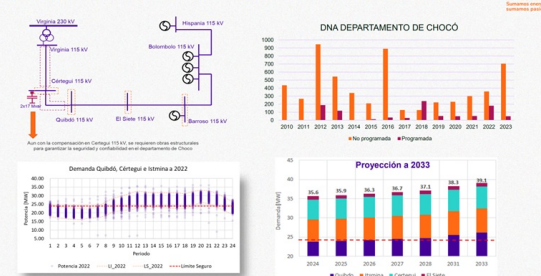


Respecto a los niveles de corto circuito, se menciona por parte de la secretaría técnica del Consejo que son 23 las subestaciones del STN y STR que tienen un nivel de cortocircuito superior al 100% de su capacidad de corte, y 45 subestaciones están por encima del 90% de dicha capacidad de interrupción. Por lo anterior, se acordó enviar una comunicación a la CREG sobre esta problemática, incorporando la solicitud de actualización del Estatuto de Racionamiento, Resolución CREG 119 de 1998.

DNA Caribe en 2023



Situación Chocó (Declarada en Alerta Febrero de 2023)



Proyectos que eliminan o mitigan riesgos en el mediano plazo:

Adoptados por el Plan - sin promotor:

Se propone a la UPME evaluar la posibilidad de adelantar las FPO's de estos proyectos

Proyecto	FPO
JPME 06-2021 Subestación Carreto 500 kV	2027*
JPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV	2027
JPME STR 11-2021 Subestación Alcaraván 115 kV	2027
Bahía por 500 kV transformador Nueva Esperanza 2 500/115 kV	2024

(FPO reportada en el portal MDC de XM)

Opciones de mitigación evaluadas:

Se propone a la UPME evaluar y adoptar lo antes posible las obras de mitigación propuestas por el CND y/o los agentes

Proyecto	FPO
Compensadores síncronos GCM	2024*
Sopo 230/115 kV (Oriental)	2026
Magangué 230/115 (GCM y Córdoba - Sucre)	2027*
Tonchala 230/115 kV (Norte de Santander)	2027
Corso 500/115 kV (Oriental)	2027
Mitigación Chocó (infraestructura STN y/o STR)	2028*

Las obras en naranja eliminan riesgos ya materializados para la atención segura y confiable de la demanda

En este punto la secretaria técnica del Consejo comenta que también se deben definir medidas de mitigación de muy corto plazo para el área Oriental en el periodo 2024-2025, lo anterior considerando los análisis del CND, que establecieron un valor de 3500 MW como la demanda de potencia que activa los riesgos para esta fracción del SIN.

- El CND presenta eventos recientes sobre la infraestructura en 500 kV:

Indisponibilidades por AMI - Julio 2023



Antioquia – Porce III 500 KV

- Activo indisponible, por declaración del agente por Acto Terrorista en los circuitos de LT Antioquia – Porce III 500 kV.
- El día 16 de julio de 2023 a las 13:37 horas se produjo una falla en los circuitos de LT Antioquia – Porce III 500 kV y Porce III – San Carlos 500 kV, quedando estos indisponibles.
- En inspección aérea efectuada el mismo día, cerca de las 15:00 horas, se observó derribada en el suelo la torre 200 y al caer esta torre afectó las torres 199 y 198 y el vano de las torres 198 y 197 del circuito Antioquia – Porce III 500 kV. Estas torres están ubicadas en el municipio de Guadalupe, departamento de Antioquia.
- El día 22 de julio, de 2023, el grupo EXDE y el grupo Marte del Ejército Nacional logró ingresar al sitio de la torre 200 del circuito Antioquia - Porce III 500 kV confirmando que la causa de la caída de esta torre fue por la activación de explosivos en las patas de la misma, al parecer, por grupos al margen de la ley.
- A la fecha indisponible LT Antioquia – Porce III 500 kV

Cerromatoso –Porce III 500 KV

Activo disponible, afectación en torre reportada el 30 de julio de 2023 - pendiente por confirmar causa raíz. (recierres deshabilitados)

- El CND presenta el balance de gas asociado al mantenimiento de la Planta de Regasificación:

2. AIR-e

Se El Operador de Red-OR socializó en el SAPE el Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS asociado a la línea Tebsa-Unión 110 kV el esta contemplado sólo para las etapas de construcción que demore el proyecto en colocarse en servicio, es decir hasta que entre el servicio la nueva línea Tebsa- Magdalena 110 kV. cual solo está contempladocontemplado sólo para las etapas de construcción que demore el proyecto en colocarse en servicio, es decir hasta que entre en servicio la nueva línea Tebsa-Magdalena 110 kV.s etapas de construcción que demore el proyecto en colocarse en servicio, es decir hasta que entre el servicio la nueva línea Tebsa- Magdalena 110 kV. Eual esta contemplado sólo para las etapas de construcción que demore el proyecto en colocarse en servicio, es decir hasta que entre el servicio la nueva línea Tebsa- Magdalena 110 kV.n la etapa 1 de ejecución para la convocatoria UPME STR 02 - 2019 Atlántico, se contempla la energización de las nuevas líneas Magdalena - El Rio 110 kV y Magdalena - Unión 110 kV. Lo anterior ayuda a mitigar la cargabilidad de la línea 707 Tebsa- Unión 110 kV. Adicionalmente, con la entrada de la nueva Línea Magdalena - Tebsa 110 kV, se elimina esta condición de alta cargabilidad en la línea 707 Tebsa - Unión con fecha de entrada en operación completa en septiembre del año 2023.

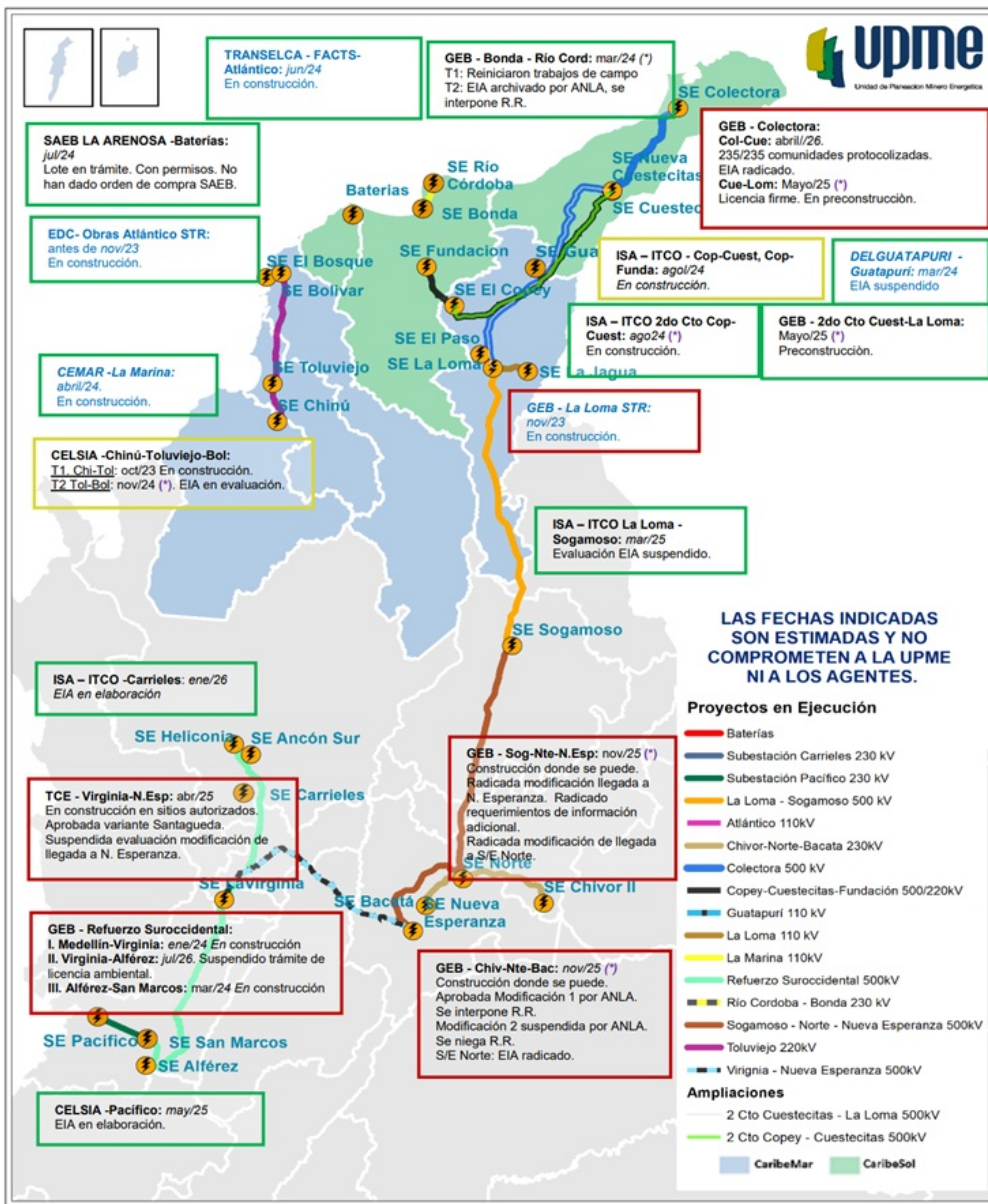
Se aclaró por parte de AIR-E que actualmente no tienen ninguna restricción en el SIN que amerite la programación de Demanda No Atendida-DNA desde el despacho. En la presentación adjunta a esta acta podrá encontrar más detalle sobre el ESPS.

Conclusiones

6. INFORME UPME	NO	Se presenta por parte de la UPME la actualización de las fechas y actividades en desarrollo de las obras por convocatoria en el SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

En la siguiente gráfica se presenta el seguimiento que hace la Unidad a las convocatorias del STN y STR.



Respecto a los compensadores síncronos recomendados por el CND y el estado de la convocatoria de las baterías-SAEB en Atlántico la UPME comentó:

- Compensadores: están en el proceso de planeamiento de este año, pero pueda q la convocatoria salga hasta el año 2024.
- SAEB: Para esta convocatoria no se considerarán más funciones, pero se pueden contemplar otras líneas de control para incorporar más contingencias en el alcance del proyecto.

Conclusiones

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

Desarrollo

- EPM presentó la regla operativo Ituango. Al respecto, se debe resaltar el Mínimo Operativo- MO obligatorio que se necesitará por parte de la planta, esto en función de la cota del embalse y los aportes a Ituango cuando son menores a 450 m3/s. EPM indicó que para aportes por encima de ese caudal no hay necesidad de un MO.

- AES advirtió sobre posibles vertimientos en el embalse Esmeralda dado que el mismo, a la fecha, está prácticamente lleno, lo anterior independientemente que estemos o no transitando un fenómeno de “El Niño”. El generador plantea la necesidad de hacer pedagogía sobre este tipo de situaciones con el sector.

Conclusiones

-Próxima reunión del CNO el día 7 de septiembre de 2023.

Presidente - Marcelo Alvarez

Secretario Técnico - Alberto Olarte