



Acta de reunión
Acta N° 681
3 Noviembre, 2022 Oficinas CNO

Reunión CNO 681

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CELSIA	German Garces	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
GECELCA	Angela Padilla	NO	SI
ENEL Colombia	Gina Pastrana	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Antonio Jiménez	SI	NO
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
TERMOYOPAL S.A.S. E.S.P.	Eliana Muñoz	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI

AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
UPME	Henry Josue Zapata Lesmes	SI	NO
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
ENEL Colombia	María Piedad Pareja Zuluaga	NO	SI
AES COLOMBIA	Maria Elvira Valderrama	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
TERMOYOPAL	David Rincón	NO	SI
MINENERGIA	Juan Sanchez	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jorge Zuluaga	SI	NO
UPME	Andrea Rojas	SI	NO
MINENERGIA	Cristian Diaz	SI	NO
CNOGas	Fredil López	SI	NO
ENEL Colombia	Fabián Bahamondes	NO	SI
UPME	Hector Rosero	SI	NO
IDEAM	Helmer Guzmán	SI	NO
Julia RD	Ivan Mario Giraldo	SI	NO
Julia RD	Juan Pablo Suarez	SI	NO
UPME	Luis Hernández	SI	NO
ELECTROHUILA	Mateo Arias	SI	NO
ELECTROHUILA	Nestor Julian Estrada	SI	NO

ELECTROHUILA	Oscar Paredes	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 - 12:15	Información contingencia proyecto Windpeshi en La Guajira - ENEL Colombia.
6	12:15 - 12:45	Informe UPME.
7	12:45 - 13:00	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el seguimiento y la predicción climática en el país.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Las anomalías de la temperatura superficial del mar a lo largo del pacífico ecuatorial siguen presentando valores negativos que reflejan la continuidad del fenómeno de la Niña. Las precipitaciones continúan a lo largo de la zona andina y en el caribe colombiano.

Las predicciones muestran, de los resultados de los modelos, que el evento Niña continuaría hasta el invierno del hemisferio Norte y de allí en adelante la neutralidad estaría marcando la tendencia del clima.

El IRI manifiesta en su boletín mensual: "durante junio, la TSM por debajo del promedio continuaron a lo largo del Océano Pacífico ecuatorial central y oriental durante septiembre; La mayoría de los índices de El Niño disminuyeron durante el último mes, con los últimos valores del índice semanal oscilando entre -0,8 °C y -1,6 °C, Las anomalías de los vientos del este en los niveles bajos y las anomalías de los vientos del oeste en los niveles altos prevalecieron en la mayor parte del Pacífico ecuatorial. La convección se suprimió sobre el Pacífico tropical occidental y central y se intensificó sobre Indonesia. En general, el sistema acoplado océano-atmósfera continuó reflejando La Niña. DICIEMBRE - FEBRERO ~ 75% condición La Niña FEBRERO - ABRIL ~ 54% condición Neutral."

La temporada de huracanes continúa con la expectativa de superior a lo normal por lo tanto se alerta por la presencia de tormentas tropicales que se originarían en el atlántico y cuya trayectoria podría dirigirse hacia el caribe.

Conclusiones

- FENÓMENO LA NIÑA AGO21 - OCT22: El comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional, la evolución del Fenómeno La Niña y la incidencia de la activa temporada de huracanes.

- LLUVIAS: Excesos destacados durante noviembre y diciembre.

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

Desarrollo

- ACTAS:

ACTA 675: Publicada para comentarios el 3 de octubre. Comentarios de PROELECTRICA, TEBSA e ISAGEN.

ACTA 677 y 678: Publicadas para comentarios el 3 de octubre. Comentarios de ISAGEN, TEBSA, EPM y PROELECTRICA.

ACTA 679: Publicada para comentarios el 31 de octubre. Comentarios de TEBSA, XM y EPM. ACTA 680: CNO no Presencial.

El Consejo aprueba las actas 675,677 y 678. El acta 679 se deja para más comentarios y se aprobaría en la

reunión ordinaria del mes de diciembre.

- ACUERDOS:

Se presentaron los siguientes acuerdos:

- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de Heat Rate y CEN de la unidad 3 de la Central Cartagena.

- Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades 1 y 2 de la central de generación Jaguas.

- Por el cual se aprueba la modificación de algunos valores de las series de caudales medios mensuales asociadas a la centrales hidroeléctricas Alto Anchicayá, Calima y Prado.

- Por el cual se aprueba la modificación de algunos valores de las series de caudales medios mensuales asociadas a la centrales hidroeléctricas San Carlos, Jaguas, Miel I y San Miguel.

- Por el cual se aprueba la modificación de algunos valores de la serie de caudales medios mensuales de Urrá -
Por el cual se aprueba la modificación de la topología de la planta hidráulica Cucuana.

- Por el cual se aprueba la actualización de la topología de la cadena Guatape-Playas, de la cadena hidráulica Porce III y de la cadena Esmeralda-San Francisco.

- Por el cual se aprueba la modificación de la topología del embalse Guavio - Por el cual se aprueban las series hidrológicas del embalse Guavio.

- Por el cual se aprueba la actualización de la capacidad efectiva neta y límites de absorción y generación de potencia reactiva de las unidades 1 y 2 de la central de generación San Miguel.

- Por el cual se aprueba la actualización de la capacidad efectiva neta y límites de absorción y generación de potencia reactiva de las unidades 1 y 2 de la central de generación San Miguel.

- Por el cual se aprueba la actualización de la capacidad efectiva neta de las unidades 1 y 2 de la central de generación Troneras.

- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los tiempos de aviso y calentamiento de las centrales de generación Termozipa 2, 3, 4 y 5.

- Por el cual se aprueba la incorporación de la actualización del factor de conversión mediano y la curva de factor de conversión de la central Chivor.

- Por el cual se aprueba el mecanismo para la conexión temporal de los proyectos TermoEBR y TermoProyectos

El Consejo aprueba los acuerdos presentados.

Previo a someter a aprobación el acuerdo de modificación del Reglamento Interno, la Asesora Legal hizo la presentación de la recomendación del Comité Legal del análisis del tema de control societario para la selección de los miembros por elección. Se presentaron las 2 propuestas de redacción de la regla y hubo mayoría para incluir la siguiente regla:

- Por el cual se aprueba la modificación del Reglamento Interno del Consejo Nacional de Operación.

Podrá postularse como miembro por elección: La empresa que no sea controlante, que no sea controlada, o que no tenga un controlante común con un miembro por designación legal, o de un miembro actualmente elegido del CNO.

Las empresas Proelectrica e Intercolombia manifestaron su desacuerdo con la inclusión de esta regla.

A continuación fue aprobado el Acuerdo Por el cual se modificó el Reglamento Interno del CNO. Finalmente y dada la importancia de la participación de la empresa ISA Intercolombia en las reuniones del CNO, se le reitera que es bienvenido como invitado.

Conclusiones

- El acta 679 se sometería a aprobación en la reunión ordinaria de diciembre. Las demás actas presentadas se aprueban con los comentarios incluidos.

- Los acuerdos presentados se aprueban por el Consejo.

Se ratifica la solicitud a Intercolombia para que participe como invitado en las reuniones del CNO.

3. INFORME CNO 681	NO	Presentar el desarrollo de las actividades y de los avances de aspectos técnicos y administrativos del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

1. El Congreso del Mercado de Energía Mayorista-MEM 27 se llevó a cabo con la participación de cerca de 200 empresas y 600 participantes. Las presentaciones del evento se encuentran disponibles en la página web del Consejo.
2. Se solicita autorización del Consejo para promover la reunión con las entidades y desarrolladores de proyectos, para identificar acciones de articulación que faciliten el desarrollo de las obras de infraestructura eléctrica.
3. Durante el mes de noviembre se realizarán las jornadas académicas de los Subcomités de Controles-SC y Recursos Energéticos Renovables-SURER. A continuación se presentan las agendas:

Jornadas SC:

- Control in power Systems using HVDC-VSC.
- Control de tensión y frecuencia con generación basada en inversores.
- Aplicación de POD en FNCER para Sistemas Eléctricos de Potencia.
- Grid Codes: Past, present and future in EU.
- Stability Studies with Inverter based Resources-Theory.
- Estabilidad multi-frecuencia y Modelado EMT en sistemas con gran penetración de energía renovable.
- Experiencias en el ajuste de Estabilizadores de Sistemas de Potencia-PSS.

Jornada SURER:

- Taller dinámico: Modelo de conversión de recurso a potencia de las plantas solares y archivo de reporte de parámetros.
- Climate change Modeling: Multiscale variations and Hydropower, Wind and Solar Energies.
- Escenarios Energéticos: Seis futuros para la transición en Colombia.
- Pronóstico de largo plazo para energía renovable solar y eólica.
- Uso del Visor de Datos, Pronósticos y Alertas Hidrometeorológicas como Apoyo a la Gestión del Riesgo-VIDHAG.
- Gestión de los sedimentos en los embalses.
- Importancia de la gestión del dato en la Radiación Global.

4. Se completó el ejercicio del presupuesto preliminar 2023 con supuestos que hoy son objeto de incertidumbre, como el incremento del salario mínimo. Para este ejercicio se asumió un ajuste del 10 % . La cuota anual para cada uno de los diecisiete miembros sería de 115´872.759 distribuido en tres cuotas de 38´624.253.
5. A partir del concepto de Gomez-Pinzón sobre el concepto de control empresarial, el Comité Legal-CL en reunión extraordinaria evaluó si es procedente hacer una propuesta de ajustes al Reglamento Interno del CNO. Ver presentación.
6. Se presenta a continuación la convocatoria para la selección de los miembros por elección del CNO para el año 2023:

Publicación del aviso de la convocatoria (diario de amplia circulación nacional y página WEB del CNO)	8 de noviembre de 2022
Recepción de postulaciones	21 de noviembre de 2022
Comunicación a las empresas informando quienes se postularon por grupo e instrucciones de acceso a la página web para votar	22 de noviembre de 2022
Votación a través de la página WEB del CNO	28 y 29 de noviembre de 2022

Publicación de los resultados	30 de noviembre de 2022
Expedición del Acuerdo por el cual se integra el CNO para el año 2022	1 de diciembre de 2022

Temas técnicos

7. Se enviaron las siguientes comunicaciones, las cuales pueden ser consultadas en la página web del Consejo:

- Seguimiento a la condición actual y esperada del Sistema Interconectado Nacional - SIN, dirigida a MINENERGIA.
- Comentarios al proyecto de resolución "*Por medio de la cual se modifica el CAPÍTULO 10 de la SECCIÓN 1 del TÍTULO IV de la Resolución CRC 5050 de 2016, y se dictan otras disposiciones*", dirigida a la CREG.
- Comentarios al proyecto de resolución "*Por medio de la cual se modifica el CAPÍTULO 10 de la SECCIÓN 1 del TÍTULO IV de la Resolución CRC 5050 de 2016, y se dictan otras disposiciones*", dirigida a la Comisión de Regulación de Comunicaciones-CRC.
- Integración de la Lista de Verificadores de los Planes de Inversión de los Operadores de Red-Resolución CREG 101 022 de 2022, dirigida a la CREG.

8. En el Comité de Distribución-CD se realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red-OR DISPAC, EMSA, EBSA. Lo anterior para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN. El detalle del seguimiento se presenta en el informe anexo del Comité de Distribución.

9. En el Comité de Operación-CO se acordó un procedimiento para formular los Comentarios a la Resolución 143 de 2021, "*por la cual se establecen las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación*". Al respecto se acordó construir un documento temático entre el CND, EPM y CNO, resumiendo las principales propuestas del proyecto normativo.

El Reglamento propuesto plantea una modificación estructural a la forma de operar el Mercado de Energía Mayorista, nuevos requisitos para participar en el mismo, nuevos servicios complementarios, un despacho vinculante e intradiario, criterios adicionales para establecer las reservas del SIN, nuevas tareas para el Consejo, entre otros elementos. Por lo anterior, la dinámica dentro del CNO para el planteamiento de las observaciones a las resoluciones en consulta y el periodo de fin de año, se envió comunicación a la CREG solicitando modificar el plazo para comentarios, ampliándolo hasta el 17 de marzo del año 2023. Vale la pena mencionar que en el Congreso del MEM la Comisión informó que se recibirán observaciones hasta el mes de enero del año 2023.

10. La Resolución CREG 101-028 prevé el siguiente mandato regulatorio para el Consejo:

"(...) El CNO con base en los modelos presentados por el CND para la representación de los arreglos de unidades de las plantas térmicas de ciclo combinado, la selección de las configuraciones para la operación y de las transiciones entre configuraciones, expedirá un acuerdo para definir los parámetros técnicos a considerar de las configuraciones en el despacho económico y redespacho. El CNO dispondrá de un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días calendario para expedir el acuerdo, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución (...)".

En la reunión del Subcomité de Plantas-SP del 24 de octubre del 2022 se analizaron los parámetros propuestos por el CND para el cumplimiento de la tarea asignada al Consejo. Debido a que se presentaron diferentes interpretaciones de la norma, se solicitó concepto a la Comisión respecto al entendimiento de la

aplicación de la selección de las configuraciones disponibles para el proceso de optimización, según lo establece el despacho programado. Específicamente se requirió aclarar:

“ (...) ¿el CND deberá considerar para la optimización de la función objetivo del despacho económico y el redespacho, la totalidad de las configuraciones en que pueda ser operada una planta de ciclo combinado, independiente de que algunas de estas configuraciones tengan un arreglo unidades que no considere la totalidad de las unidades disponibles?; o ¿solamente deberá considerar las configuraciones que contengan la totalidad de las unidades que declare disponible el agente, que permita la operación en ciclo combinado hasta la disponibilidad declarada? (...)”

En respuesta, la CREG manifestó:

“(...) El despacho programado se debe realizar considerando las configuraciones disponibles de cada planta térmica de ciclo combinado.

Las configuraciones disponibles de una planta de ciclo combinado serán todas las configuraciones que se puedan conformar con las unidades declaradas como disponibles, bien sea que en algunas configuraciones se tenga la totalidad de las unidades disponibles y en otras configuraciones no se tenga la totalidad de las unidades disponibles. A manera ilustrativa, si una planta de ciclo combinado tiene disponibles todas las unidades que la conforman, las configuraciones disponibles serán todas las configuraciones registradas (...)”.

En este sentido, se citó para el día de hoy al Subcomité de Plantas-SP para trabajar en el Acuerdo respectivo, considerando la aclaración de la Comisión.

11. Debido al análisis de los mecanismos de la Resolución CREG 075 de 2021 para las conexiones temporales de plantas generación (artículos 19 y 34), particularmente el caso de Termoproyectos y Termoebr, el Comité de Operación-CO llamó nuevamente la atención sobre las restricciones de red identificadas por la conexión de múltiples proyectos. El CO recomendó a la UPME definir las expansiones necesarias para que ninguna planta se incorpore al SIN con limitaciones. Sobre este punto, el Consejo informó que se envió una comunicación a MINENERGIA advirtiendo sobre este y otros aspectos críticos de la operación del SIN.
12. En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE el CND presentó el balance del factor de potencia del SIN considerando la red actual. En él se evidenció, para varias subestaciones del STR, un factor de potencia inferior a 0.9 para algunos periodos del día. Específicamente se pudo observar para varias áreas eléctricas sensibles, como son Oriental y Caribe, que este comportamiento es frecuente. Al respecto, se llamó la atención sobre las exigencias de potencia reactiva que esto puede ocasionar y el efecto que podría generar en el dimensionamiento de las medidas de mitigación que actualmente están bajo estudio.

En la misma reunión el CND presentó el comportamiento más reciente del SVC de la subestación Chinú. Se pudo identificar un cambio en el patrón de absorción de potencia reactiva, ello debido a la habilitación de la función “q-band”. Al respecto, ISA-INTERCOLOMBIA manifestó que dicha función implica, bajo condiciones normales de operación, que el SVC pueda absorber más potencia, disminuyendo el margen para responder ante eventos de pérdida de carga. El CND aclaró que dicha situación bajo la topología actual no representa un riesgo para el SIN, ya que no se identifican contingencias N-1 que puedan ameritar un mayor margen de potencia reactiva. Finalmente, se acordó para una próxima reunión del SAPE, la presentación por parte del transportador del impacto para el SVC por la habilitación de esta función.

13. El Comité de Operación-CO y el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO recomiendan al Consejo ajustar el escenario crítico que se viene simulando en el planeamiento energético de Mediano y Largo Plazo. Se sugiere considerar el atraso de un (1) año a la fecha esperada de puesta en servicio de los proyectos de generación con compromisos de Energía en Firme, y no contemplar las plantas que tengan Contratos de Energía para el Largo Plazo sin obligaciones de Energía en Firme.
14. Teniendo en cuenta la actualización de los escenarios de crecimiento de demanda de energía eléctrica de la UPME, el CND presentó en el Comité de Operación-CO la actualización del balance ENFICC/Demanda. En él se identifica para la vigencia 2024-2025 que no se cubriría el escenario medio de demanda, que en el ejercicio anterior si se cumplía. Vale la pena mencionar que en este análisis se consideran las plantas que entrarán en operación con compromisos adquiridos bajo el mecanismo del Cargo por Confiabilidad; no se contemplan las plantas en operación que no participaron en la última asignación de Obligaciones de

Energía Firme, es decir, Termocentro, Cartagena 1, 2,3, y Termoyopal 1 y 2.

A partir de los resultados, se recomienda al Consejo alertar nuevamente sobre los resultados obtenidos a MINENERGIA y la CREG.

15. El 12 de octubre del año en curso se realizó la segunda reunión de seguimiento al área Oriental. En ella se revisaron nuevamente los diferentes supuestos de los estudios del CND, la confirmación o no de la conexión de nuevas cargas, la fecha actualizada de la puesta en servicio de los proyectos de expansión de red y los mantenimientos futuros a nivel de generación. A continuación, se presentan los principales hallazgos de la reunión:

- Fecha esperada de puesta en operación de los proyectos de expansión de red:
 - Subestación Norte 230 kV y red asociada: junio 2025.
 - Subestación Sogamoso 500/230 kV y red asociada: junio 2025.
 - Enlace Sogamoso-Nueva Esperanza 500 kV como alternativa de mitigación: año 2024.
 - Red asociada a subestación Norte 115 kV: diciembre 2025 o mayo del 2026.
 - Enlace Virginia-Nueva Esperanza 500 kV: marzo 2024.
- Demanda proyectada para el área Oriental:
 - Subárea Bogotá: En el año 2022 se tendría un pico de potencia de 2324 MW. En el año 2023 se sumarían 540 MW en la sabana norte y 223 en sabana occidente. Asimismo, para el 2026 se tendría un pico de potencia de 2752 MW.
 - Subárea Meta: El Operador de Red-OR informó que Ecopetrol ya no hace parte de su demanda, pero 60 MW podrían ser solicitados por el gran usuario como respaldo en la subestación Ocoa 115 kV. Se espera para el año 2022 sin Ecopetrol, un pico de potencia de 215 MW y de 255 MW para el año 2025.
 - Ecopetrol: El gran usuario informó que en el complejo Rubiales se presenta un consumo pico de potencia de 192 MW, pero que podría incrementarse a 262 MW una vez entre en servicio el proyecto Norte 500/230 kV y su red asociada. Adicionalmente, comentó que la carga San Fernando tiene aprobada una conexión de 209 MW, pero debido a la autogeneración, la línea Reforma-San Fernando 230 kV no ha transportado más de 180 MW. Finalmente, Ecopetrol advierte sobre el surgimiento de nuevas cargas petroleras en la zona.
- Mantenimientos a la infraestructura de generación:
 - Para los períodos comprendidos entre diciembre 2024-abril 2025, diciembre 2025-abril 2026, diciembre 2026- abril 2027, diciembre 2027- abril 2028 y diciembre 2028- abril 2029, se tendrán 4 unidades asociadas a la planta Chivor fuera de servicio, por los trabajos que se adelantarán en las tuberías de presión de la central. Lo anterior implica que durante dichos intervalos de tiempo (5 meses), por casi 5 años se tendrán 4 unidades equivalentes menos en el área Oriental.
 - Respecto a Guavio, durante febrero del año 2026 se proyecta un mantenimiento en esta central, que representa la indisponibilidad de 10 unidades equivalentes de generación para el área.
 - De mantenerse las fechas de las intervenciones de Chivor y Guavio, para el mes de febrero de 2026 se tendrían 14 unidades equivalentes indisponibles en esta área del SIN.

Finalmente se formuló un plan de trabajo de corto plazo para mitigar los riesgos identificados, donde el CNO coordinará la gestión de mantenimientos de generación y transmisión de la zona, hará seguimiento al comportamiento de la demanda, y junto con el CND y los Operadores de red, identificarán las medidas operativas de mitigación, como pueden ser la instalación de compensación síncrona o sistemas de almacenamiento de energía a través de baterías. De todas maneras, a la fecha no se ha enviado oficialmente por parte de la UPME la consolidación de dicho plan de trabajo.

16. El 20 de octubre del año en curso se llevó a cabo el Taller de Supervisión. En este evento se aclararon los procedimientos y buenas prácticas para el ingreso de proyectos y activos al sistema desde la arista de la supervisión. Asimismo, se explicó y aclaró la actividad asociada al plan operativo respecto a la conexión a barra segura y redundancia en telecomunicaciones (actualmente en curso).
17. El Comité de Operación-CO y el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO, a partir de la presentación de PSR sobre sus recomendaciones de ajuste al mecanismo del Cargo por Confiabilidad, sugieren formular un documento con observaciones y propuestas de armonización con otras resoluciones en consulta, como es el proyecto normativo 143 de 2021.
18. Se realizó la reunión de todos los Comités y Subcomités donde el CND presentó los Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo, al igual que el Informe Trimestral de Restricciones. En general el panorama del sistema no ha cambiado y el número de restricciones de alerta y emergencia se incrementó a 94 y 66, respectivamente. Asimismo, se identifican subáreas que han empezado a presentar eventos de Demanda No Atendida-DNA de manera frecuente, como es el caso de Bolívar. El detalle de los informes se puede encontrar en la página web del Consejo.
19. En el Subcomité de Protecciones se sigue interactuando con SIEMENS sobre los riesgos identificados para la operación del SIN y la atención confiable de la demanda, por situaciones asociadas a los Sistemas de Protección de este proveedor. Se discutió sobre el desempeño de la función de bloqueo por oscilación de potencia (ANSI 68) y se compartieron los hallazgos identificados durante algunos eventos analizados. El seguimiento a esta actividad es fundamental dado el número de relés SIEMENS instalados en el SIN que son 214 en total.

EPM solicita un punto para hablar sobre la entra del proyecto Ituango. Se acuerda que en varios se abordará el avance de este proyecto.

Conclusiones

-Se aprueba gestionar reunión de acercamiento con la Viceministra, para contarle lo que es el CNO y exponerle los riesgos que identifica el consejo sobre la operación esperada y futura del SIN.

- Se aprueba la recomendación del Comité Legal sobre su ajuste al reglamento del Consejo.

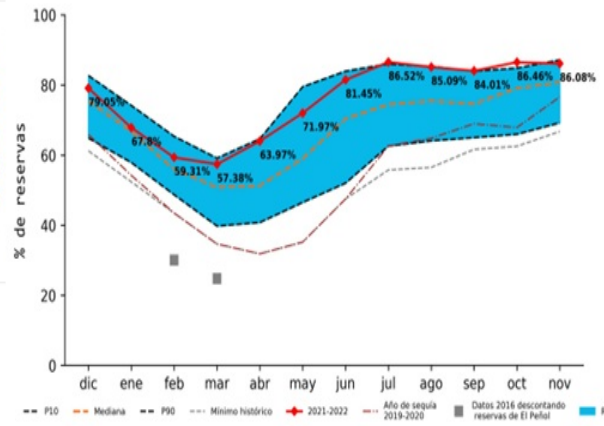
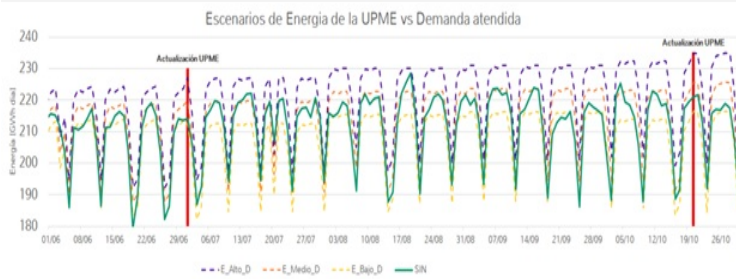
- Se aprueba el escenario crítico de simulación propuesto por el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO y recomendado por el Comité de Operación-CO.

- Teniendo en cuenta el informe presentado al Consejo, se aprueba enviar comunicación sobre el balance ENFICC vs Demanda a la Comisión y a MINENERGÍA.

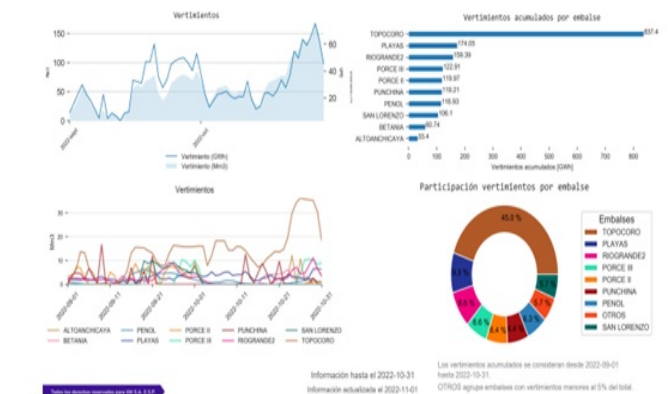
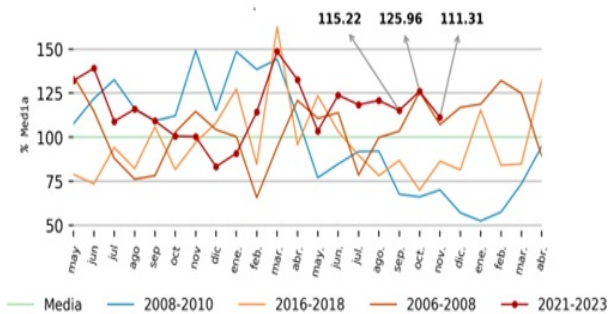
4. SITUACION ENERGETICA Y ELECTRICA-XM	NO	Presentar al Consejo los aspectos operativos y los riesgos para la operación por parte del Operador del sistema.	INFORMATIVO	SI	NO
--	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

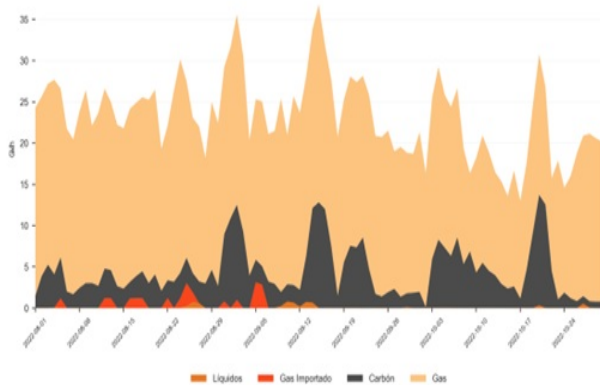
- En las siguientes gráficas se observa el comportamiento de las principales variables del SIN:



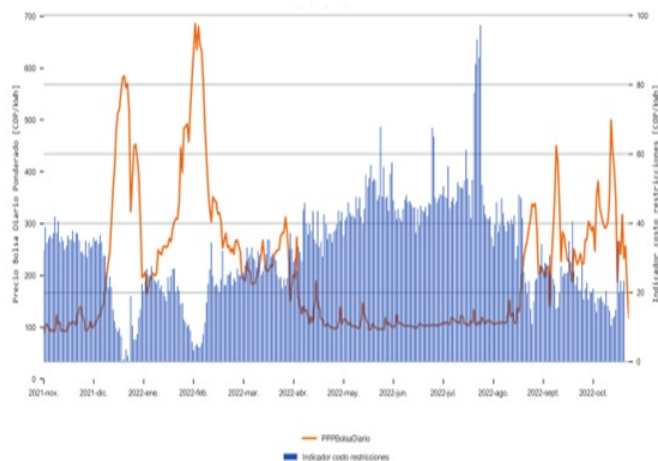
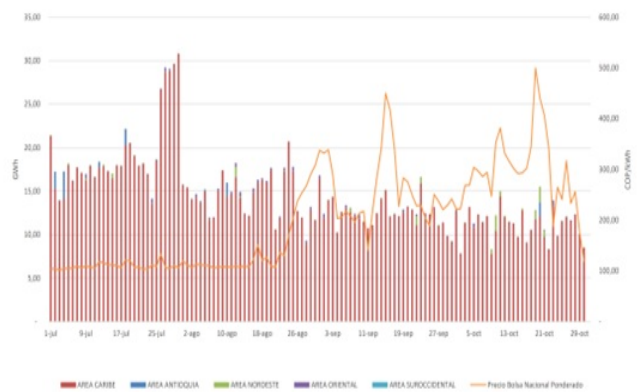
Aportes hídricos



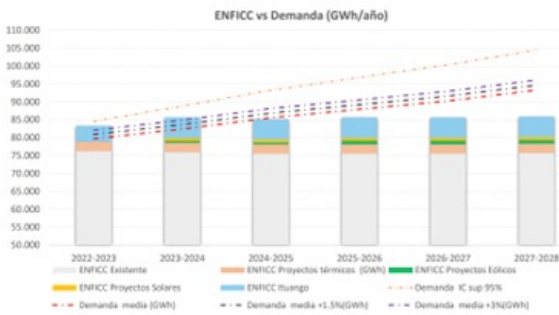
Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Generación Térmica Fuera De Merito Por Área vs Precio De Bolsa



- En las siguientes gráficas se presenta el panorama energético, de mediano plazo:



De acuerdo con los análisis realizados se identifica que para la vigencia 2024-2025 se tiene un faltante de energía firme de aproximadamente 390 GWh/año para cubrir el escenario de demanda medio. No se consideran las plantas en operación que no cuentan con asignaciones de OEF para las vigencias actualmente asignadas. (Cartagena 1, 2,3 y Topyal 1 y 2 solo en la vigencia 2022-2023, Termocentro en ninguna vigencia)

Recomendaciones

Es necesario la entrada en operación en las fechas comprometidas de los proyectos con mayor aporte de energía firme (Ituango y Cierre de ciclo de Candelaria).

La entrada oportuna de los proyectos de transmisión que apalancan la entrada de nueva generación, es fundamental para que puedan honrar sus compromisos.

Se debe asegurar la continuidad en el abastecimiento de combustibles a las plantas térmicas, con el fin de preservar las condiciones de confiabilidad en el SIN.

Estado de cumplimiento de requisitos de Ituango



En este punto se ratifica lo aprobado en el informe del CNO, respecto a los resultados del balance ENFICC vs Demanda.

Mediano 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 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.

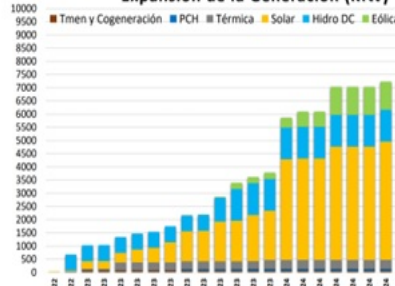
Condición Inicial Embalse Oct 30, 86.80%	Intercambios Internacionales No se consideran	Mantenimientos Generación Ajustados, solicitados y en ejecución en el horizonte	Costos de racionamiento Último Límite UPME para octubre 2022	Parámetros del SIN FORTALEC, Heat Rate + 13% Plantas a Gas
Embalses* MDL, MAZAHUAL, NEP Desbalances de 3.74 GWh/día promedio Se incluye Restricción CAR sistémica	Información combustibles Precios: Reportados por UPME (Act. Dic/2021). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.		Expansión Generación Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.	

*Se incluye restricción del embalse Miraflores por mantenimiento que inicia el 1 de abril de 2023 y finaliza el 31 de agosto del mismo año.

El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace: <https://www.ups.com.co/Paginas/Operacion/Res/Balios/medianaenergia.aspx>

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



Datos de entrada y supuestos considerados

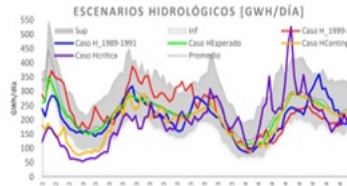
Demanda

Escenario medio de la UPME (Actualización Octubre 2022)



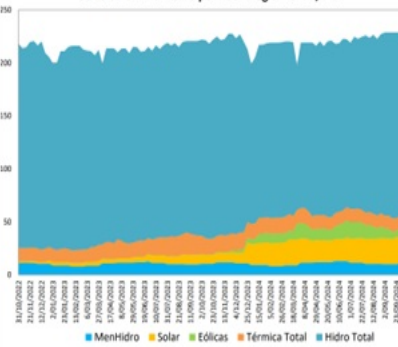
Hidrología

H 1999-2001: 1 Hidrología histórica del periodo oct de 1999 a sep de 2001	Caso Contingencia CNO: 4 Hidrología del escenario contingencia del CNO
H 1989-1991: 2 Hidrología histórica del periodo oct de 1989 a sep de 1991	Caso H Crítica: 5 Hidrología histórica del periodo oct 2015 a sep de 2017.
Caso Fagnano CNO: Hidrología del escenario esperado del CNO.	Estocástico: 100 Series Sintéticas: Hidrología Histórica



Resultados Estocásticos

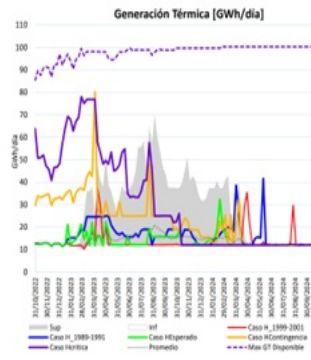
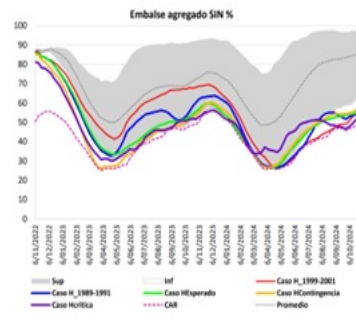
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



Generación Renovable Promedio - GWh/día

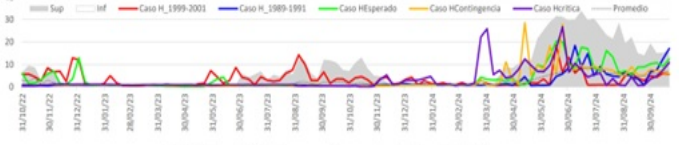


Resultados Determinísticos

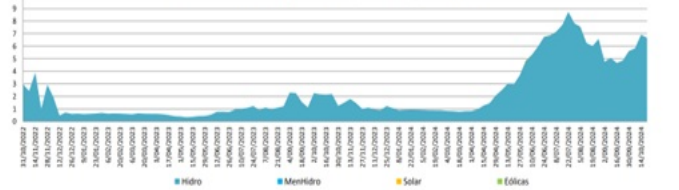


Resultados de Vertimientos Turbinables

Vertimientos turbinables (GWh/día)



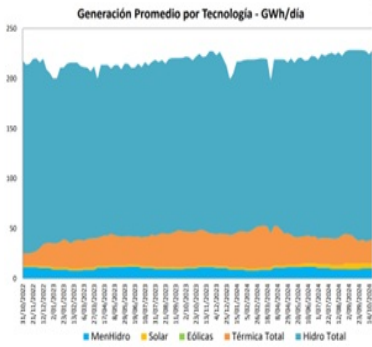
Vertimiento turbinable promedio por tecnología - GWh/día



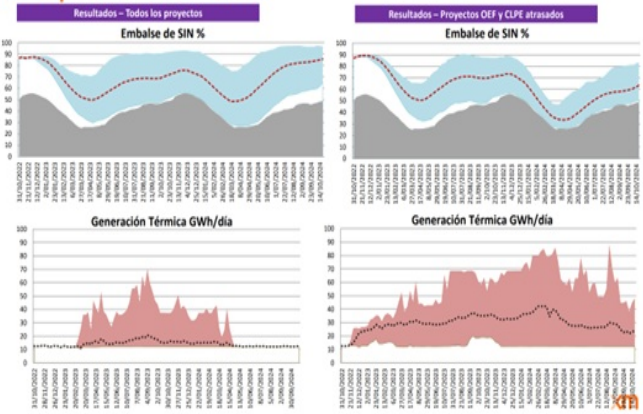
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Respecto a estas simulaciones, se llevó a cabo por parte del CND una sensibilidad al portafolio de proyectos, atrasando en 1 año aquellos que tienen compromisos con el SIN, ya sea de Energía en Firme o Contratos para el largo plazo.

Resultados Estocásticos



Comparación resultados



Conclusiones y recomendaciones

En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados de entrada de proyectos y las sensibilidades a tiempos de entrada de los mismos, 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 cerca de 1% al inicio del horizonte del estudio al 14.7%.

Para la sensibilidad de solo considerar proyectos con OEF y CLPE, la participación de la atención de la demanda del año 2024 de las fuentes renovables sería del 7%, y al atrasar los proyectos un año disminuye a 1.4%.

Conclusiones y recomendaciones

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 transmisión impactan de manera considerable los resultados de análisis, razón por la cual se recomienda continuar con el seguimiento 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 presentan las principales situaciones operativas:

Balance entrada proyectos de generación Trimestre III



En 2021 el 7,1% de la capacidad esperada entró en operación comercial. En el corrido de 2022 el porcentaje es de 9,7%, se espera que al finalizar 2022 el porcentaje aumente a 34,1% con el ingreso de 879 MW adicionales.

Balance entrada proyectos de Transmisión

Área Operativa	Proyectos esperados en 2022		
	Proyectos Esperados	Proyectos Ingresados	Esperados a 31/12/2022
Caribe - STN	6	3	1
Caribe - STR	1	0	0
Suroccidental	2	0	0
Total	9	3	1

- FACTS serie SSSC en los dos circuitos de la línea Ternera - Candelaria 220 kv Caribe
- UPME 05 - 2014 LT Cerromatoso - Chinú 500 kv y LT Chinú - Copey 500 kv (Refuerzos Costa Caribe) Caribe
- UPME 09 - 2019 S/E Sahagún 500 kv. Sección del circuito Cerromatoso - Chinú 500 kv Caribe
- UPME 07 - 2017 Segundo transformador Bolívar 450 MVA 500/220 kv Caribe
- FACTS Guajira - Santa Marta 220 kv y Termocel (Bonda) - Santa Marta 220 kv Caribe
- UPME 06 - 2018 S/E El Rio 220 kv Caribe
- UPME STR 13-2015 Proyecto La Loma 110 kv Caribe
- UPME 05 - 2009 LT Doble circuito Alferez - Tesalia 230 kv Suroccidental
- UPME 04 - 2014 Medellín - La Virginia Suroccidental
- SE Alferez 500 kv y traños 500/230 Suroccidental
- Reconfiguración Juanchito - Pance 230 kv Suroccidental
- Alferez - San Marcos 500 kv Suroccidental

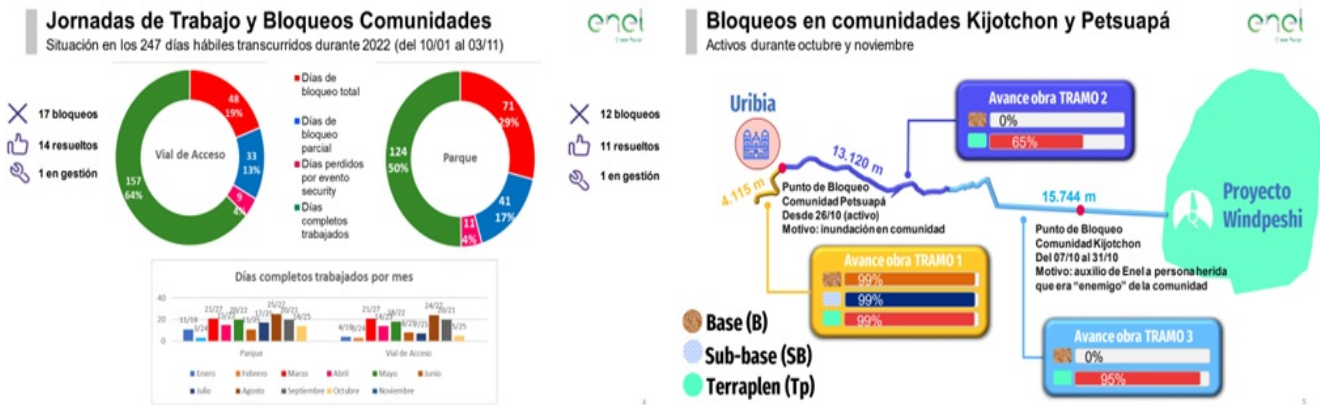
En el corrido de 2022, el 33% de los proyectos esperados ya se encuentran en operación. Se espera que de los 6 proyectos que no han entrado en operación, 1 entre en 2022 y los 5 restantes en 2023 en adelante.

- En la presentación anexa a esta Acta se pueden observar los indicadores de la operación. Al respecto vale la pena destacar:
- Se sigue observando Demanda No Atendida-DNA por las indisponibilidades del circuito Ternera-Gambote 66 kv (robo de conductor). Se acordó que EPM y AFINIA mirarán conjuntamente el tema y presentarán próximamente en el Consejo algunas medidas de mitigación para resolver la situación.

- El CNO recomienda incluir para el próximo año un indicador sobre el comportamiento del factor de potencia en las principales barras del STR, lo anterior considerando la presentación realizada por el CND en el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE. Asimismo, sugiere a XM hacer esta misma presentación en el Consejo.
- Se acuerda mirara en el Comité de Operación-CO mirara el indicador de desviación de las plantas menores de generación, respecto a la forma de cuantificarlo y su alcance. La propuesta se construirá conjuntamente entre el CND y Tebsa. Al respecto, Energía del Suroeste-ESO comenta sobre la importancia de las menores para garantizar la confiabilidad del SIN.
- Se acuerda mirar en el Comité de Operación-CO el inventario de requisitos de las plantas menores, según las resoluciones y acuerdos vigentes.

Informe ENEL-WINDPESHI

ENEL presenta la dramática situación que está afrontando para el desarrollo de este proyecto. En las siguientes gráficas se resume como los constantes bloqueos han llevado al Agente generador a suspender la ejecución del proyecto.



Impactos para Enel, para el proyecto y para La Guajira

Para Enel: Retrasos en la planificación que directamente afectan FPO y cumplimiento de compromisos comerciales de la empresa.

Para el proyecto: Fuertes impactos económicos y de planificación que complejizan la ejecución y disminuyen la rentabilidad.

Para La Guajira: Disminución de la posibilidad de la empresa de invertir en iniciativas que lleven valor a la región.

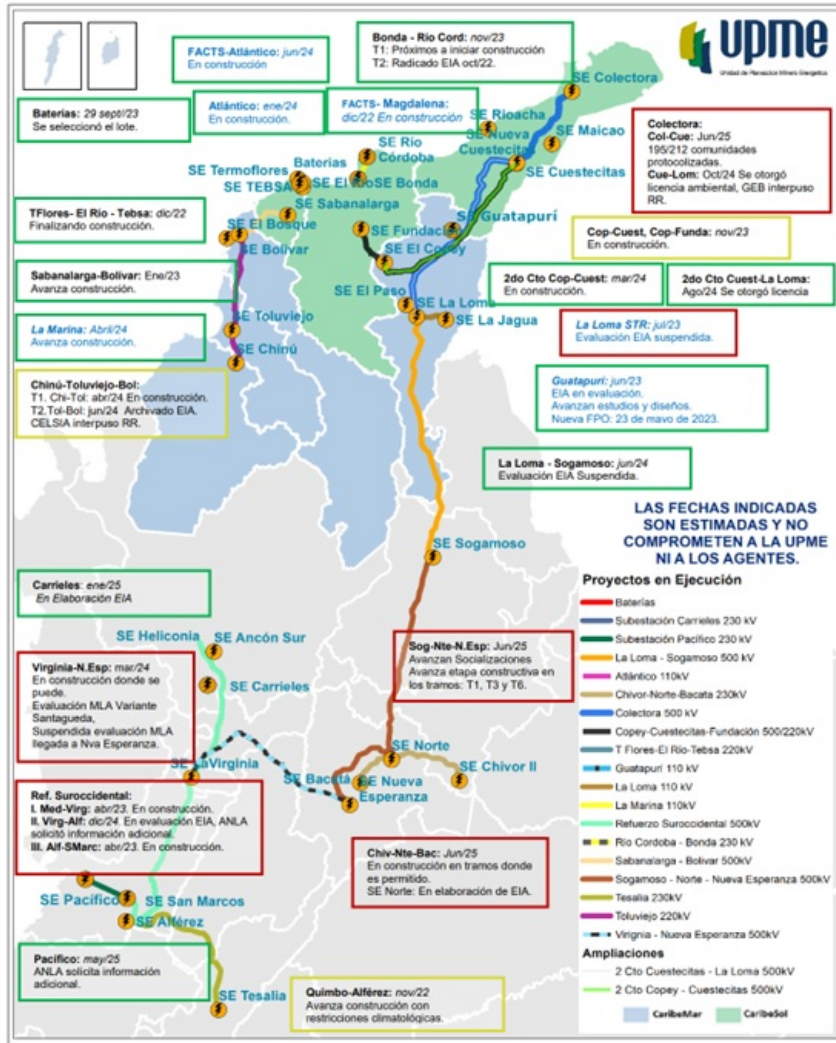
Conclusiones

- La situación presentada por Guajira genera un estado permanente de atención y el aviso inmediato para generar los apoyos necesarios.

5. INFORME UPME	NO	Presentar el avance de los proyectos por convocatoria del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

En la siguiente gráfica se presenta el estado actual de los proyectos de expansión del STN y STR sobre las cuales la UPME hace seguimiento.



Conclusiones

6. VARIOS	NO	Presentar los puntos de varios anunciados al comienzo de la reunión.	INFORMATIVO	NO	NO
-----------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

- Intervención del Gerente de EPM Jorge Andrés Carrillo:

- EPM presenta el estado del proyecto, indicando que el desarrollo del mismo es cercano al 97 %. Asimismo, comenta que Ituango podría entrar en servicio antes del 30 de noviembre del año en curso.
- De todas maneras, menciona que el Board de asesores expertos del proyecto han expresado que se tenga especial cuidado con las pruebas de entrada en servicio, ya que las mismas no son estándar dada la contingencia sufrida en el año 2018.
- EPM también advierte sobre riesgo de sabotaje, en virtud a que un grupo muy importante de trabajadores va a quedar sin empleo próximamente por la culminación de la puesta en servicio de las unidades 1 y 2.

Con relación a los riesgos del proyecto:

- El gerente dice que el vertedero fue diseñado para operar el 70 % del tiempo, sin embargo, lleva tres años haciéndolo de forma continua. EPM indica que la mejor manera de mitigar este riesgo es que la planta Ituango esté produciendo energía.
- Riesgo de destaponamiento de descarga intermedia.
- EPM indica que está monitoreando el macizo reconstruido, ya que al momento que la planta esté generando ello puede generar presiones adicionales (inestabilidad) sobre dicho macizo. Si esto se identifica, se pararía la generación, lo cual haría que el uso del vertedero se siga intensificando más.

Finalmente, EPM menciona que no se quiere acelerar e indica que la no entrada del proyecto el 30 de noviembre de 2022 no pone en riesgo la seguridad del SIN. Al respecto, el Consejo menciona que enviará una carta a MINENERGÍA, advirtiendo sobre la importancia de este y otros proyectos para la confiabilidad del Sistema.

- ISAGEN hace la solicitud de activar el grupo de trabajo de SAPE y Controles para la evaluación del control de tensiones en fronteras compartidas, lejanas y embebidas . Adicionalmente solicita revisar la proporcionalidad de la exigencias técnicas y de información a las plantas menores vs. el impacto, y el Balance confiabilidad seguridad y economía.

Conclusiones

Presidente - Juan Carlos Guerrero

Secretario Técnico - Alberto Olarte