



Acta de reunión
Acta N° 673
4 Agosto, 2022 Oficinas CNO

Reunión CNO 673

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
URRA	Enrique Kerguelén	SI	NO
EPM	German Caicedo	NO	SI
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
ENEL Colombia	John Rey	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jorge Zuluaga	SI	NO
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
ENEL Colombia	Libardo Villamizar	SI	NO
AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
Prime Energy	Patricia Mejia	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI

INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Luis Galvis	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Eliana Garzón	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
CELSIA	German Garces	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Antonio Jiménez	SI	NO
ENEL Colombia	Diego Echeverri	SI	NO
JULIA RD	Ivan Mario Giraldo	SI	NO
JULIA RD	Juan Pablo Suarez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jose Morillo	SI	NO
MINENERGIA	Juan Sanchez	SI	NO
MINENERGIA	Cristian Andres Díaz	SI	NO
TERMOYOPAL	Andrés Rodriguez	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 - 10:15	Informe Secretario Técnico.
4	10:15 - 11:15	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
5	11:15 - 11:45	Propuesta de Energía del Suroeste S.A. E.S.P. al Consejo Nacional de Operación.
6	11:45 - 12:25	Informe SSPD.
7	12:25 - 01:10	Informe UPME.
8	01:10 - 01:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el seguimiento a la situación hidrológica del país.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Durante el mes de julio las anomalías de temperatura en el Pacífico ecuatorial continúan negativas especialmente en la región 3.4. y lo que se esperaba que las aguas calientes debajo de la superficie se extendieran paso lo contrario, se redujeron en extensión y fortaleza. Las anomalías de la precipitación en el país continuaron en la zona Andina y Caribe con precipitaciones por encima de los promedios históricos,

El desarrollo de la Niña según los modelos probabilísticos se extenderá hasta fines de 2023 con probabilidades que superan el 50 % y en el 2023 se espera pasar a estado neutral. El IRI manifiesta en su último informe: Durante junio, la TSM por debajo del promedio se debilitó en la cuenca central y oriental; sin embargo, las anomalías negativas se debilitaron durante el mes pasado. Aunque las anomalías de TsSM (180°W -100°W) estuvieron ligeramente positivas, persistieron bajo el promedio cerca de la superficie hasta por lo menos ~75m de profundidad en la cuenca oriental. Las anomalías en los vientos en los niveles bajos del este prevalecieron en el centro y occidente del Pacífico ecuatorial, mientras que, las anomalías en los vientos del oeste en los niveles altos dominaron la mayor parte del Pacífico ecuatorial. La convección estuvo suprimida sobre el oeste y centro del Pacífico. JULIO - SEPTIEMBRE : 60% condición La Niña OTOÑO - INICIO INVIERNO H.N. : 62-66% condición La Niña

Conclusiones

- 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.

- En cuanto a las lluvias se esperan excesos destacados durante agosto y continúa esta tendencia sobre la ubicación de las cuencas de interés hasta septiembre, con un descenso gradual del comportamiento sobre lo normal.

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

Desarrollo

1. ACTAS

ACTA 669: Publicada para comentarios el 4 de julio. Comentarios de ISAGEN, ENERTOTAL, EDELSUROESTE, XM, TEBSA, GECELCA y PROELECTRICA.

ACTA 670: Publicada para comentarios el 4 de julio. Comentarios de ISAGEN, CELSIA y EPM.

ACTA 671: Publicada para comentarios el 2 de agosto. Comentarios de PROELECTRICA, EPM, ISAGEN y XM.

ACTA 672: Publicada para comentarios el 2 de agosto. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN y EPM.

El Consejo aprueba las actas 669 y 670 y para las actas 671 y 672 se da una semana más para comentarios y su aprobación se dará en el mes de septiembre en la reunión ordinaria.

2. ACUERDOS

Los siguientes acuerdos fueron aprobados por el Consejo:

1. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de la central hidroeléctrica Laguneta.

2. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 2, 4 y 5 de la planta de generación Guavio y las respectivas curvas de carga.

3. Por el cual se aprueba la modificación del mínimo técnico del servicio de AGC de la unidad 1 de la central hidroeléctrica PORCE II.

4. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del generador asociado a las unidades 1 y 3 de la planta de generación La Tasajera.

5. Por el cual se deroga el Acuerdo 1327 de 2020 "Procedimiento de realización del Análisis Energético y de Potencia.

6. Por el cual se aprueba la actualización de los procedimientos para solicitar el cambio de parámetros técnicos de las plantas de generación, activos de uso del STN, activos de conexión al STN y sistemas de almacenamiento de energía con baterías SAEB.

7. Por el cual se actualiza el procedimiento para la realización de las pruebas de potencia reactiva de unidades de generación sincrónicas despachadas centralmente.

8. Por el cual se actualiza la integración de la lista de personas habilitadas para emitir el dictamen técnico de las series de irradiación solar horizontal y temperatura ambiente y la verificación de las constantes de la ecuación correspondiente a las pérdidas por temperatura ambiente de las plantas solares fotovoltaicas.

9. Por el cual se actualiza la conformación del Consejo Nacional de Operación para el año 2022.

Conclusiones

- Las actas 669 y 670 fueron aprobadas.

- Los acuerdos presentados fueron aprobados por el Consejo.

3. INFORME CNO 673	NO	Presentar el desarrollo de los temas y avances al Consejo en su sesión 673.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Temas administrativos

1. Teniendo en cuenta la actualización de la integración del CNO con la inclusión de la empresa ISA INTERCOLOMBIA como miembro por elección, representante de la actividad de transmisión nacional, se solicita la autorización del Consejo para la celebración del otrosí 4 del contrato de fiducia mercantil irrevocable de administración y pagos celebrado con Alianza.
2. Se llevó a cabo de manera exitosa la 7ª Jornada Académica del Comité de Distribución en el Hotel Hilton Garden Inn de la ciudad de Bogotá. Se tuvo la participación de más de 140 funcionarios entre expositores, universidades, consultores y empresas del sector. Las presentaciones del evento se encuentran disponibles para consulta en la página web del Consejo. Por otro lado, en este mes y septiembre se realizarán las jornadas de Transmisión, de Supervisión & Ciberseguridad y del subcomité de Plantas, respectivamente.
3. Cumpliendo con el debido proceso, se envió comunicación al Grupo Tesla con copia al Decano y Rector de la Facultad de Antioquia, informando los resultados del concepto técnico de los dictámenes dados en cumplimiento de la Resolución CREG 201 de 2017 y el Acuerdo 1042 de 2018. El plazo para recibir la respuesta a esta comunicación por parte del dictaminador vence el 18 de agosto del año en curso.
4. El Comité Legal recomienda al Consejo la contratación de una firma de abogados especializada, para tratar las inquietudes relacionadas con el control societario y los grupos empresariales, y la definición de reglas de selección de los miembros por elección en el Consejo. El miércoles 3 de agosto del año en curso se envió la solicitud de oferta a las siguientes empresas recomendadas por los integrantes del comité: Gómez Pinzón, Ruiz Asociados y A&M Corporativo S.A.S. El 12 de agosto vence el plazo para el envío de las ofertas económicas. CELSIA menciona que debe enviarse también una carta a Supersociedades, al igual que modificarse el reglamento para que los grupos empresariales no tengan más de 1 voto en el Consejo. Al respecto, se acuerda hacer consulta general a Supersociedades y paralelamente adelantar contratación de la firma de abogados expertos, para que de esta forma se tengan elementos suficientes para analizar las modificaciones al reglamento interno.

Temas técnicos

5. El 1 de agosto del año en curso se llevó a cabo la presentación del informe de la Comisión de Empalme con el nuevo Gobierno. A continuación, se transcribe textualmente la diapositiva con los temas de energía eléctrica que preocupan al gobierno entrante:

“(...)

- *Confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico colombiano dependen en el corto plazo de factores como: i) cumplimiento del cronograma y compromisos adquiridos por gestores del proyecto Hidroituango; ii) de la existencia y duración del fenómeno de El Niño, y en el mediano plazo: iii) del suministro de gas para la generación térmica; iv) la existencia de garantías para atender las mayores solicitudes de conexión al SIN por parte de nuevos generadores.*
- *El escenario futuro de precios de la energía eléctrica para los colombianos en el corto plazo, muestra una tendencia al alza como consecuencia de medidas regulatorias en curso, el estado de pérdidas en el sistema, el incremento de los precios de combustibles fósiles, la implementación de la medición inteligente, incluso potenciales condiciones de sequía y una tendencia de mayor demanda de energía.*
- *Para algunas de las empresas electrificadoras con capital público, se requiere de urgente y especial atención dada su fragilidad financiera, dificultades operativas e ineficiencia, que afectan la calidad del servicio que recibe la ciudadanía.*
- *Retrasos en entrada de proyectos adjudicados en Subastas de Renovables: A la fecha se presentan importantes retrasos en la entrada de los proyectos FNCER subastados en 2019 (meta 2500 MW a 2022), de los cuales ninguno ha entrado en operación a la fecha. Situación originada fundamentalmente por el proyecto Colectora y la línea de transmisión en la Guajira para conectar parques eólicos y solares.*
- *Abastecimiento de Gas y Prestación del servicio público: Las entidades del sector han estimado una potencial reducción de la oferta de gas natural local frente a la demanda, hacia el 2026, lo que llevaría a la necesidad de importar el gas natural faltante; de materializarse se tendría menor confiabilidad y seguridad energética y mayores precios al usuario.*
- *Infraestructura de GN: Se encuentra un sistema vulnerable para la atención de la demanda de Gas Natural para el centro y sur del país, y las potenciales soluciones de nueva infraestructura, entre ellas la Planta de Regasificación, no se han implementado efectivamente y esto requiere de análisis adicionales.*
- *Prospectiva de nuevos recursos de Gas y Crudo: Ecopetrol y ANH manifiestan que existe un potencial considerable en recursos costa afuera y continentales, para mantener las reservas y la extracción del país.*
- *Se encuentra un marco legal desarrollado para la transición energética, que difiere en algunos aspectos a la propuesta del plan de gobierno, como por ejemplo la alta dependencia en uso de combustibles fósiles para la transición. En todo caso, se tendría una base de la cual puede consolidarse la transición energética gradual, justa y ordenada.*
- *Se encuentra una baja coordinación entre autoridades y entidades públicas del sector, para efectos de articular y orientar las acciones que permitan una transición energética gradual, justa y ordenada.*
- *Se evidencian altos riesgos para la implementación efectiva de soluciones y proyectos de energías renovables, como consecuencia de una deficiente planeación y relacionamiento territorial y con las comunidades, para la ejecución de los mismos.*

(...)"

El Consejo define unir a la presentación a la Ministra de que es el CNO, la visión de los temas de su competencia presentados por la Comisión de Empalme. Se pedirá espacio para reunión con la Ministra de Minas y Energía.

6. Entró en servicio el segundo circuito Chinú-Boston 110 kV. Asimismo, en el Comité de Distribución-CD se realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red, para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN.
7. Se envió comunicación a la UPME sobre la identificación de posibles atrapamientos de generación por la

conexión de 53 nuevas plantas, ello a partir de los Informes de Planeamiento Operativo de Mediano y Largo Plazo del CND. La comunicación se puede consultar en la página web del Consejo. Con relación a los posibles impactos de dichos atrapamientos, el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO decidió esperar a las conclusiones de la reunión UPME-CND, para establecer cómo incorporar las restricciones de limitación a la producción en los estudios de planeamiento energético y flexibilidad.

8. El pasado 25 de julio se realizó el segundo taller de Resiliencia. El CND presentó, a partir de la información recopilada, la matriz de riesgos y vulnerabilidades del sector y la metodología desarrollada para su construcción. Teniendo en cuenta los comentarios de los Comités y Subcomités del Consejo, se prolongó hasta el día de hoy el envío de la información requerida, que es necesaria para la construcción de la matriz. El próximo lunes 8 de agosto en horas de la tarde esta se revisará nuevamente, y a partir de ella, se formularán los escenarios CNO a ser simulados en la etapa de *“gestión de riesgos y marco de inversión”*. Al respecto, el Comité de Operación recomendó adoptar como resultado del taller la matriz de riesgos y vulnerabilidades. El Consejo acoge esta recomendación y solicita que se le presenten avances del desarrollo de la metodología y resultados.
9. La CREG expidió para comentarios hasta el próximo 11 de agosto del año en curso las Resoluciones 701 008 y 701 009, por las cuales *“se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas, y se regulan otras disposiciones”* y *“se define la metodología para determinar la energía firme para el cargo por confiabilidad de plantas solares fotovoltaicas y se regulan otras disposiciones”*. El grupo de trabajo de los subcomités de Recursos Energéticos Renovables-SURER y Plantas-SP viene formulando los comentarios, que tienen como eje central la posibilidad o no de tener acceso a Energía en Firme sin mediciones del recurso primario, el rol de los dictaminadores/auditores y la obligatoriedad de usar un único modelo para calcular la ENFICC.
10. INTERCOLOMBIA-ITCO declaró en explotación comercial los circuitos a nivel de 500 kV Chinú-Cerromatoso 3 y Chinú-Copey 1 a partir de las 23 horas del 30 de julio del año en curso. Esta nueva infraestructura incrementó el límite de importación del área Caribe a 2000 MW, lo cual es muy positivo para el SIN. No obstante, esta infraestructura no representa un incremento en el límite de importación de la subárea GCM. Por lo anterior, El Comité de Operación recomendó citar lo más pronto posible al grupo de seguimiento del área Caribe, dada la condición crítica que experimenta actualmente la subárea, y que se mantendrá hasta la entrada de los proyectos de expansión a nivel del STR y STN (2023). El Consejo recomienda citar al Grupo de Seguimiento.
11. Debido al requerimiento elevado de número de unidades equivalentes de generación en el área Oriental y la baja probabilidad identificada de disponer de ellas se convocó al grupo área oriental el pasado 19 de julio. Las principales conclusiones de la reunión se listan a continuación:
 - Se espera para el periodo 2025-2026 un pico de demanda de potencia superior a los 3360 MW.
 - Las fechas tentativas de entrada en servicio de los proyectos de expansión son las siguientes:
 - Norte 230 kV: junio 2025.
 - Sogamoso 500/230 kV: junio 2025.
 - Sogamoso Nueva Esperanza 500 kV, como alternativa de mitigación, año 2024.
 - Norte 115 kV: febrero o marzo de 2026. Alternativa mitigación: Repotenciar STR norte de la Sabana y cierre del circuito Guateque-Sesquilé 115 kV con Esquema Suplementario. Vale la pena mencionar que, sin el segundo transformador de Nueva Esperanza 500/115 kV, ENEL evidencia un incremento en el riesgo de racionamiento de potencia en diciembre 2025. También manifestó que Bogotá no soporta un atraso más del proyecto del STN.
 - Virginia Nueva Esperanza 500 kV: marzo 2024.
 - Para los períodos diciembre 2023- abril 2024, diciembre 2024- abril 2025, diciembre 2025- abril 2026, diciembre 2027- abril 2028 y diciembre 2028- abril 2029, se tendrán 4 unidades asociadas a la planta Chivor fuera de servicio, esto por los trabajos que se adelantarán para la rehabilitación de los túneles de conducción de la central.

12. DISPAC puso en conocimiento la situación de operación radial de su STR, debido a la indisponibilidad de la línea El Siete-Quibdó 110 kV desde las 12:10 horas del sábado 16 de julio del 2022. A la hora indicada ocurrió un evento de falla sobre la estructura No. 20, localizada aproximadamente a 12 kilómetros desde la subestación El Siete, en la comunidad indígena de EL FIERA, resguardo perteneciente a la jurisdicción del Municipio de Carmen de Atrato. Desde el mismo día DISPAC ha intentado ingresar al sitio, pero no ha sido posible por la negativa de las autoridades y guardia indígena para facilitar el acceso. Esta situación generó dificultades en la programación y ejecución de actividades de mantenimiento y de modernización de las subestaciones, implementación del EACP, y pone en riesgo la continuidad del servicio a la totalidad de usuarios de DISPAC por la operación radial desde la Virginia 110 kV. El CNO envió ayer una comunicación al MME solicitando acciones institucionales. El MME indicó que la situación ya se había normalizado.
13. Se envió a la UPME, ASOCODIS, SER, ASOENERGÍA, ACOLGEN y ANDEG el documento de Lineamientos para la Elaboración de los Estudios de Coordinación de Protecciones-EACP de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER. No se recibieron comentarios en el plazo indicado, razón por la cual ya inició el proceso de socialización del documento a los Comités de Distribución y Operación.
14. Se realizó la reunión conjunta de los Comités y Subcomités, donde el CND presentó los Informes de Eventos Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo. Respecto a este último, se destaca:
 - Posible programación de generación de seguridad en la subárea Bogotá para cubrir las restricciones que se generaron por la reducción del límite de transferencia en algunos circuitos a nivel del STR en el norte de la sabana.
 - Reducción del límite de importación teórico de las áreas Caribe y Caribe 2, motivado principalmente por el cambio de modelo de carga antes referenciado.
 - Cambio en los pesos de las unidades equivalentes de TERMOZIPA.
 - Respecto al Informe de Planeamiento Operativo anterior, en esta versión todas las plantas de generación basada en inversores y que se ubican en el área Caribe, cumplen con la curva VRT. Esto se debe a que se utilizó un modelo WECC ajustado y se insiste en la importancia que los agentes entreguen los modelos preliminares para refinar los estudios.
15. Avanza según cronograma el desarrollo de las tareas asignadas por la CREG al Consejo en su Resolución 0101 011 de 2022. El Consultor junto con la secretaría técnica del Consejo publicaron para comentarios internos del CNO las siguientes propuestas de Acuerdos: i) Topologías indicativas de conexión; ii) Requerimientos de Control de Tensión y curva VRT; iii) Envíos de Consignas de potencia activa bajo situación de emergencia; iv) Requerimientos de Supervisión, y v) Guía de formulación y construcción de modelos. El plazo para subir los comentarios es el viernes 12 de agosto del año en curso.
16. Se presentó en el Comité de Operación la situación del proyecto solar La Loma, al que la UPME el 18 de julio de 2022 confirmó que deja sin efecto el concepto de conexión temporal del proyecto solar a la subestación La Loma 110 kV con transformación 500/110 kV, en un pronunciamiento que responde un recurso de reposición del agente. La UPME manifestó que el concepto de conexión temporal impone la obligación regulatoria al proyecto de entrar oportunamente en operación comercial y en caso de no hacerlo, la capacidad de transporte debe quedar disponible y es susceptible de ser asignada nuevamente. Por lo anterior, y entendiendo que la planta no tiene un punto de conexión avalado por la UPME porque no cumple con los requisitos regulatorios vigentes, XM comunicó tal situación al agente y al operador de red.

Conclusiones

-El Consejo define unir a la presentación a la Ministra sobre que es el CNO, la visión de los temas de su competencia presentados por la Comisión de Empalme. Solicitar espacio para reunión con la Ministra de Minas y Energía.

- El Consejo acoge la recomendación del Comité de Operación para adoptar la metodología de Resiliencia con el fin de generar la

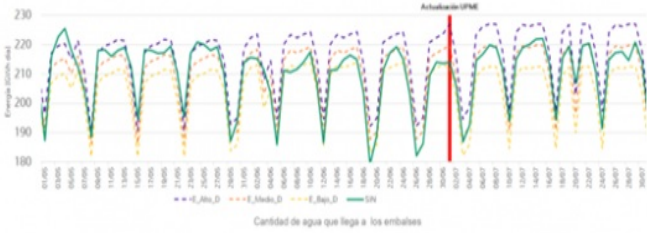
matriz de riesgos de la Operación.y solicita que se le presenten avances del desarrollo de la metodología y resultados.

4. PRESENTACION XM-SITUACION ENERGETICA Y ELECTRICA	NO	Presentar la situación actual de las distintas variables de la operación del SIN y las perspectivas de su evolución.	INFORMATIVO	SI	NO

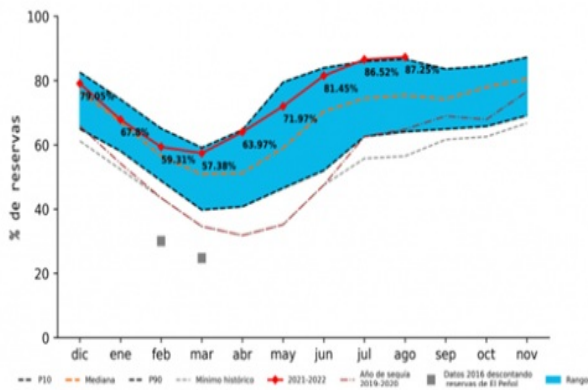
Desarrollo

- En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de las principales variables energéticas del SIN.

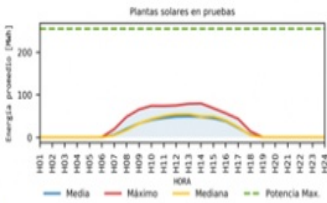
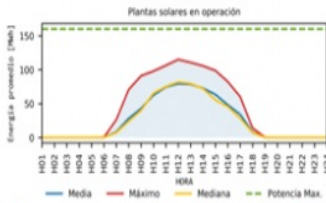
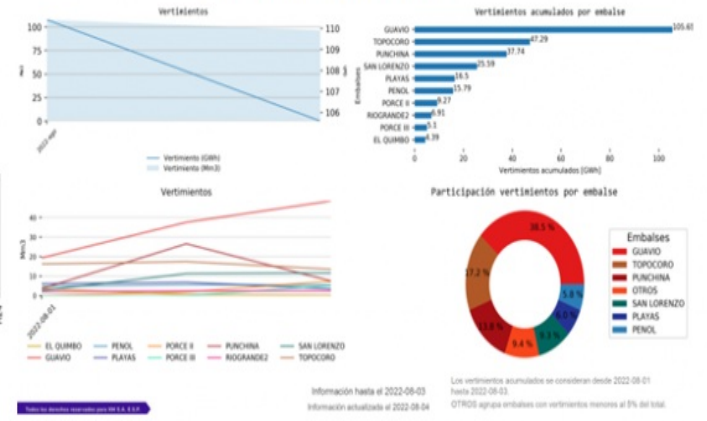
Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida



Aportes hídricos



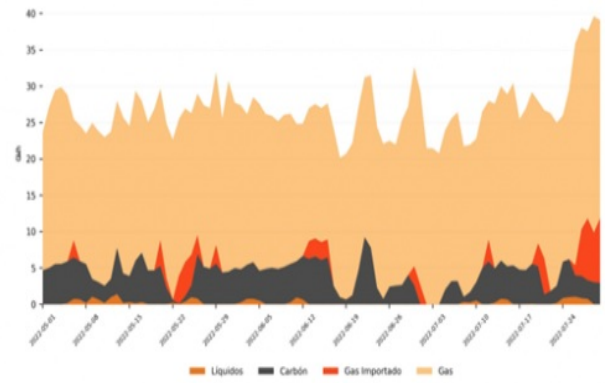
Vertimientos del SIN agosto



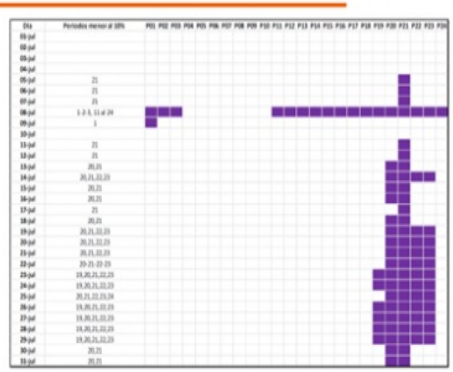
Planta	Capacidad Efectiva (MW)	Generación Promedio (MWh/día)
LA SIERPE	19.9	122.51
TRINA-VATIA BILIZI	19.9	106.27
TRINA-VATIA BILIZI	19.9	105.87
TRINA-VATIA BILIZI	19.9	105.24
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	65.12
HELIOS I	9.9	41.97
CELSIA SOLAR BOLIVARE	8.06	38.7
CELSIA SOLAR ESPINA	9.9	33.19
GRANJA SOLAR BELMONT	5.06	17.14
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	14.99
CELSIA SOLAR LA PAOLA	9.9	13.37
AUTOS CELSIA SOLAR LEVIRAN	1.99	10.69
AUTOS CELSIA SOLAR YUMBO	0.8	8.47
PLANTA SOLAR BAYUNGA I	3	7.47
AUTOS COLOMBINA DEL CAUCA	0.3	5.19
Total	160.23	692.35

Planta	Capacidad Efectiva (MW)	Generación Promedio (MWh/día)
EL PASO	47	430.43
BOQUES SOLARES DE LOS LLANOS 1	17.9	90.01
BOQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	18.9	72.26
LATAM SOLAR LA LOMA	180	1823
SINCE	18.9	10.17
PETALO DE CORDOBA I	9.9	5.42
Total	284.6	618.54

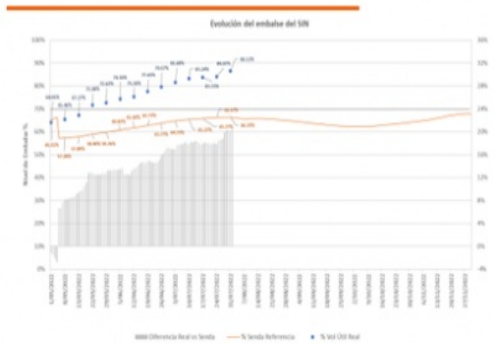
Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Reserva GCM menor al 10%



Senda de referencia Invierno 2022



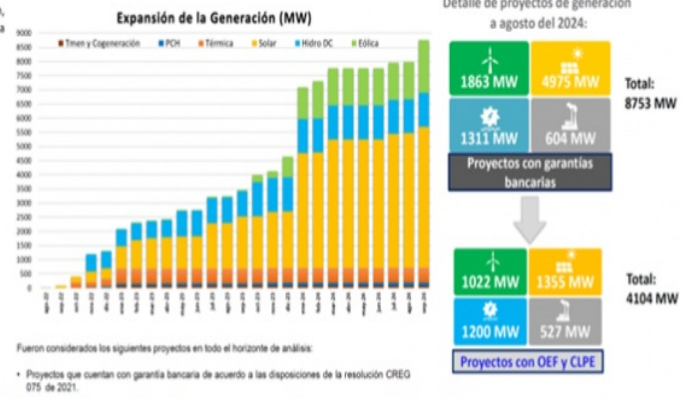
• En las siguientes gráficas se observa el panorama energético del SIN de mediano plazo.

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 <p>Julio 31, 86.52%</p>	Intercambios Internacionales <p>No se consideran</p>	Mantenimientos Generación <p>Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte</p>	Costos de racionamiento <p>Ultimo Umbral UPME para junio 2022</p>	Parámetros del SIN <p>PARATEC, Heat Rate + 15% Plantas a Gas</p>
Embalses <p>MOL, MAX(MOL,NEF) Desbalances de 3.99 GWh/día promedio Se incluye Restricción CAR sistémica</p>	Información combustibles <p>Precio: Reportados por UPME (Act. Dic/2021). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación. Mantenimiento de planta Reprofitadora del 8 al 14 de septiembre.</p>	Expansión Generación <p>Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.</p>		

Datos de entrada y supuestos considerados



Datos de entrada y supuestos considerados

Proyecto Hidroituango información reportada por EPM (27 de julio)

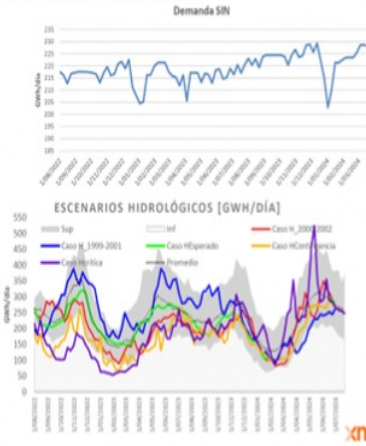


Proyecto Hidroeléctrico Ituango	
Puesta en operación comercial	
Unidades Generadoras	Fecha
Unidad 1	Octubre 15 de 2022
Unidad 2	Octubre 20 de 2022
Unidad 3	Agosto 12 de 2023
Unidad 4	Septiembre 10 de 2023
Unidad 5	Julio 28 de 2026
Unidad 6	Agosto 27 de 2026
Unidad 7	Noviembre 5 de 2026
Unidad 8	Diciembre 5 de 2026

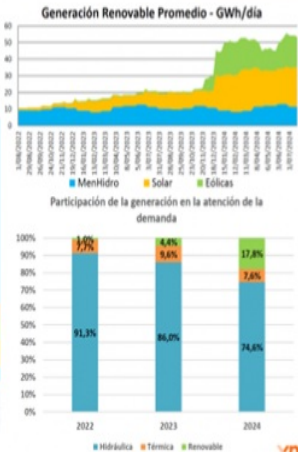
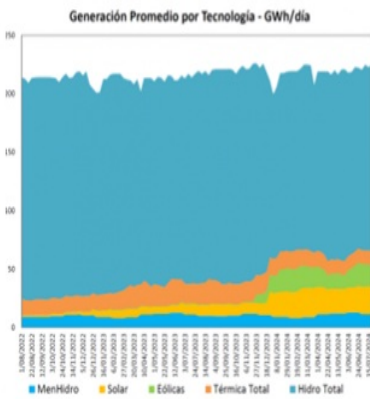
Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda
Escenario medio de la UPME (Actualización julio 2022)

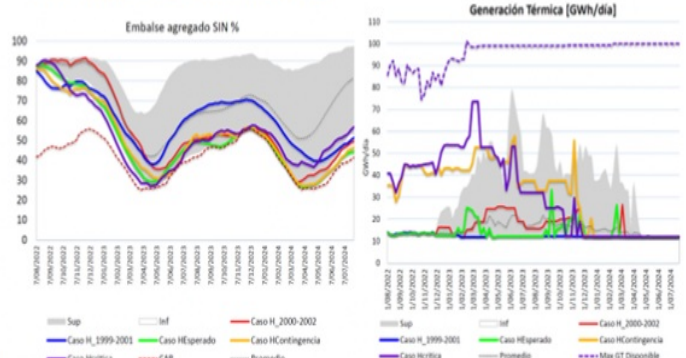
Hidrología	
1 H 2000-2002: Hidrología histórica del periodo ago de 2000 a jul de 2002	4 Caso Contingencia CNO: Hidrología del escenario contingencia del CNO.
2 H 1999-2001: Hidrología histórica del periodo ago de 1999 a jul de 2001	5 Caso H Crítica: Hidrología histórica del periodo ago 2015 a jul de 2017.
3 Caso Esperado CNO: Hidrología del escenario esperado del CNO.	Estocástico: 100 Series Sintéticas; Hidrología Histórica



Resultados Estocásticos

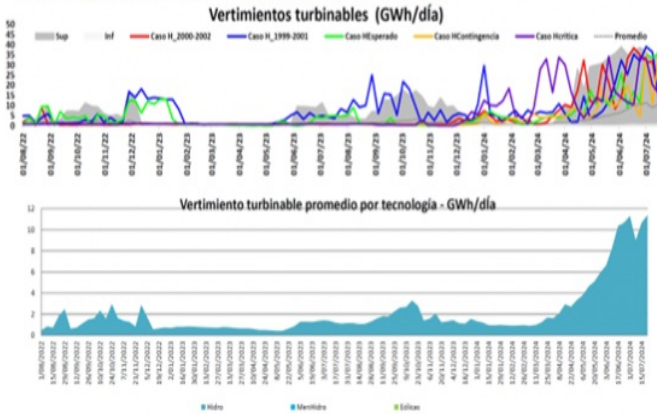


Resultados Determinísticos



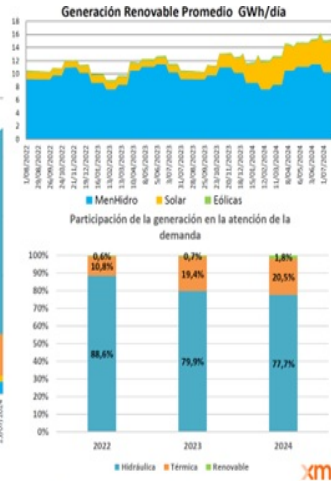
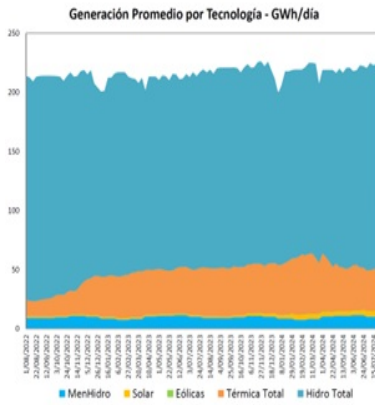
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Resultados de Vertimientos Turbinables

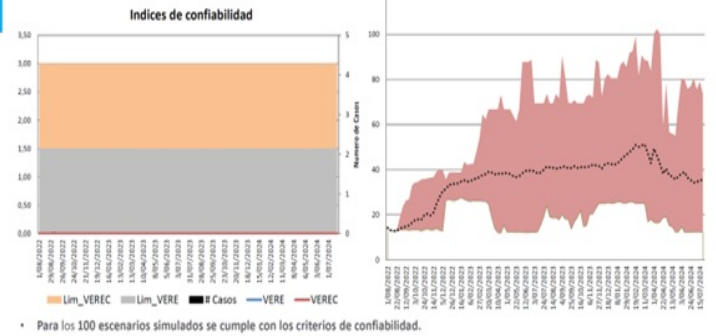


Se presentan también los resultados de la sensibilidad del caso estocástico, el cual considera los proyectos con Contratos de Largo Plazo de Energía-CLPE y Obligaciones de Energía en Firme-OEF, con retraso de un año a excepción del proyecto Tesorito.

Resultados Estocásticos

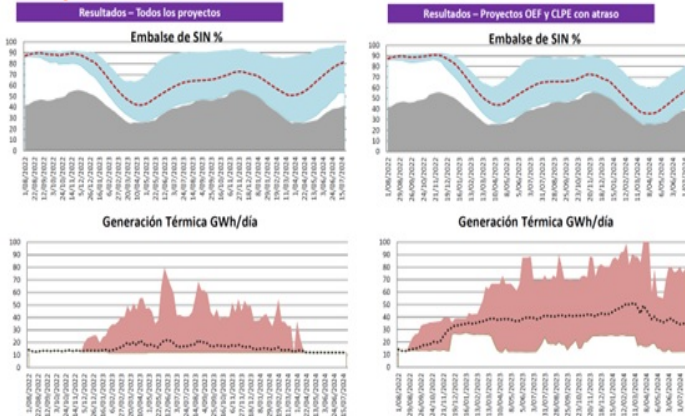


Resultados Estocásticos



• Para los 100 escenarios simulados se cumple con los criterios de confiabilidad.

Comparación resultados



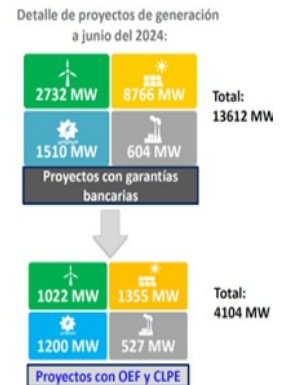
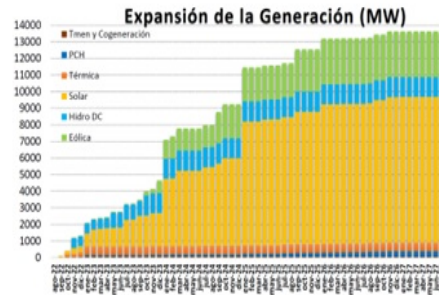
- En las siguientes gráficas se observa el panorama energético del SIN de largo plazo (5 años).

Datos de entrada y supuestos considerados

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

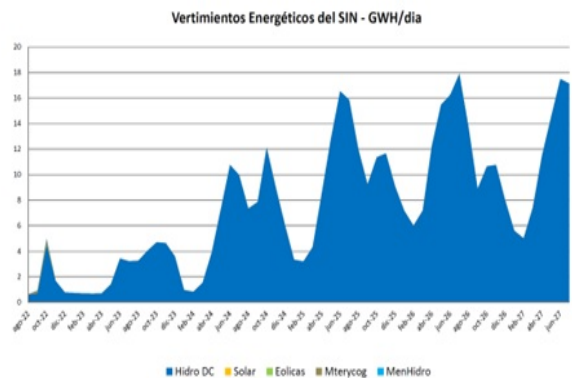
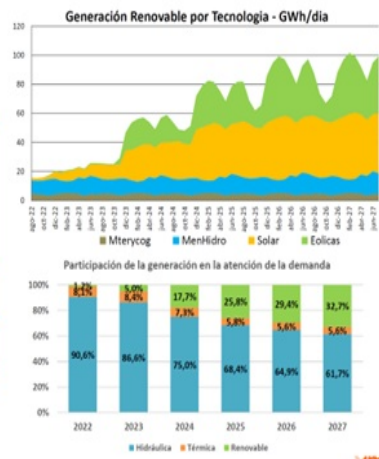
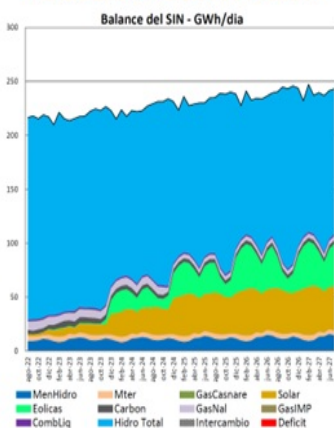


Datos de entrada y supuestos considerados



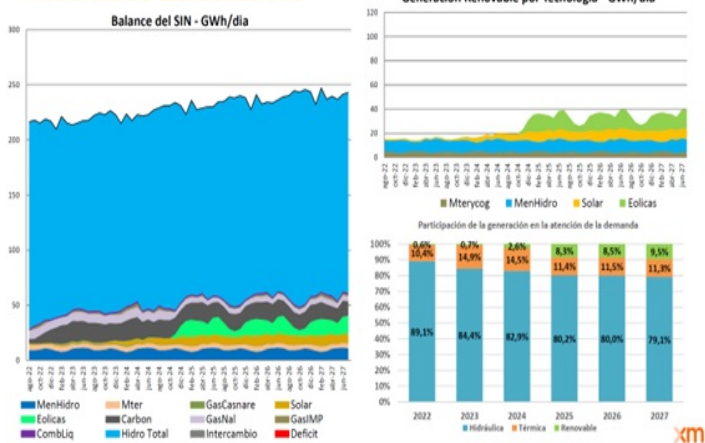
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:
• Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.

Resultados Estocásticos



Se presenta también los resultados de la sensibilidad del caso estocástico, el cual considera los proyectos con Contratos de Largo Plazo de Energía-CLPE y Obligaciones de Energía en Firme-OEF, con retraso de un año a excepción del proyecto Tesorito.

Resultados Estocásticos



Conclusiones y recomendaciones

En el horizonte de simulación de 2 y 5 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 un 1,2% al inicio del horizonte de estudio a 32% al final del mismo para en análisis de largo plazo

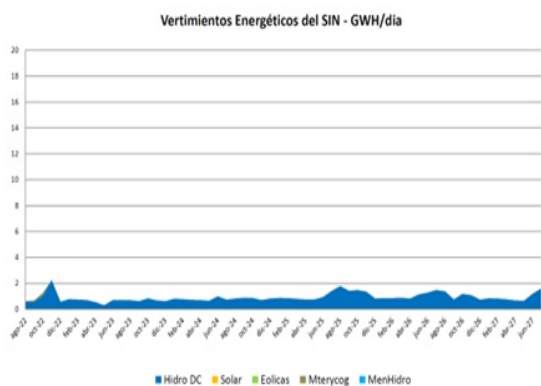
Conclusiones y recomendaciones

Los niveles de aportes de las semanas previas al estudio derivan en una generación térmica similar para todos los escenarios del caso estocástico, presentando valores aproximados a los 12 GWh-día para las primeras etapas del estudio. Este valor corresponde al mínimo requerido desde el punto de vista de restricciones eléctricas

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 continuar con el 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.

Resultados de Vertimientos Turbinables



- El CND presenta el estado de los proyectos con Obligaciones de Energía en Firme-OEF, según la curva S.

Resolución CREG 071 de 2006

"Artículo 8. Auditoría para plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales. La obligación de cumplir con la Curva S, con el cronograma de construcción o repotenciación de la planta o unidad de generación y con la puesta en operación de la misma, será objeto de verificación mediante una auditoría que deberá ser contratada por el Administrador de la Subasta de acuerdo con las disposiciones contenidas en el numeral 1.5 del Anexo 1 de esta resolución."

1.5 CONTRATACIÓN DE LA AUDITORÍA PARA PLANTAS O UNIDADES DE GENERACIÓN NUEVAS O ESPECIALES. (...)

Resolución CREG 061 de 2007

"Artículo 10. Firmas auditoras. Las firmas que practicarán las auditorías para la construcción de plantas o unidades de generación nuevas o especiales, a las que se refiere la Resolución CREG 071 de 2006 (...) deberán ser seleccionadas de la lista de firmas de (...) que adopte el Consejo Nacional de Operación CNO mediante Acuerdo, (...) "

Lista de Firmas Auditoras

Actuales

- ✓ Ingeltec S.A
- ✓ Compañía Colombiana de Consultores S.A.S
- ✓ Deloitte Asesores y Consultores Ltda.
- ✓ Sedic S.A
- ✓ JSAENE S.A.S
- Estudios Técnicos S.A.S
- Gómez Cajiao y Asociados S.A.
- Lee e Infante S.A.S
- Pricewaterhouse Coopers Asesores Gerenciales Ltda.
- Ernst & Young SAS
- Crowe Horwath Colombia S.A.

Acuerdo CNO 1148*

* Acuerdo actual No. 1481 de noviembre de 2021

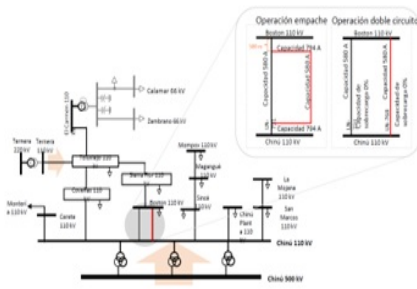
Proyecto, planta y/o unidad de generación	Clasificación de la planta y/o unidad de generación	Inicio Periodo de Vigencia (dd/mm/aaaa)	Fin Periodo de Vigencia (dd/mm/aaaa)	Tipo de Tecnología	Observaciones
ESCUELA DE MINAS	55 MW Especiales	1/12/2022	30/11/2032	HIDRÁULIC A	Entró en operación el 30 de septiembre de 2019.
TERMOYOPAL G3	50 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2028	TÉRMICA	Entró en operación comercial el 31 de agosto de 2020.
TERMOYOPAL G4	50 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2028	TÉRMICA	Entró en operación comercial el 31 de agosto de 2020.
TERMOYOPAL G5	50 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2028	TÉRMICA	Entró en operación comercial el 11 de febrero de 2021.
MIEL II	116.8 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2042	HIDRÁULIC A	Se declaró el 10 de febrero de 2021, a través de la Resolución CREG 013 de 2021, un incumplimiento grave e insalvable de las obligaciones asignadas.
TERMOZOLO1	148 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2042	TÉRMICA	El 23 de abril de 2021 se consolidaron los efectos previstos en el Artículo 36 de la Resolución CREG 061 de 2007.
TERMOZOLO2	80 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2042	TÉRMICA	El 23 de abril de 2021 se consolidaron los efectos previstos en el Artículo 36 de la Resolución CREG 061 de 2007.
CHEMESKY	98.85 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2042	EÓLICO	El 22 de enero de 2022 se consolidaron los efectos previstos en el Artículo 36 de la Resolución CREG 061 de 2007.
TUMAWIND	197.77 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2042	EÓLICO	El 22 de enero de 2022 se consolidaron los efectos previstos en el Artículo 36 de la Resolución CREG 061 de 2007.

Ubicación por departamento de proyectos nuevos con asignación de energía



- A continuación, se presentan las principales situaciones operativas del SIN. Se encuentra el impacto de la entrada de proyectos de red, las expansiones que se han incorporado al sistema y el estado de las principales y subáreas.

Segundo circuito Chinú – Boston 2 110 kV En operación desde el 13 de julio 2022

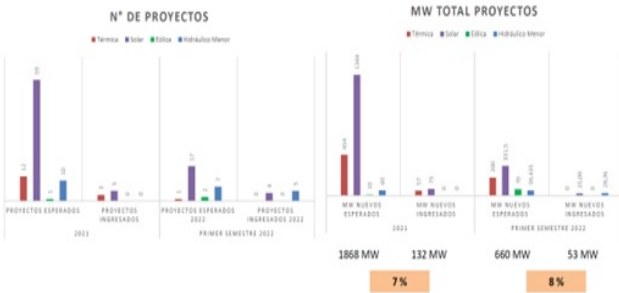


Con este circuito en operación, se presenta un aumento en la confiabilidad en la atención de la demanda de la subárea Córdoba - Sucre al eliminar varias de las restricciones asociadas a límite térmico y por baja tensión, al pasar la capacidad de corriente del corredor, de 790 A con los circuitos empachados a 1160 A de capacidad del corredor con los circuitos por separado.

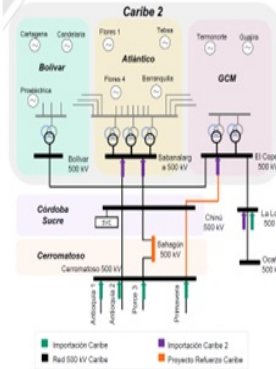
En red completa y un escenario de demanda máxima de la subárea Córdoba - Sucre (operación año 2022) este cambio en la configuración, representa una disminución de carga del circuito Chinú – Boston 1 110 kV cercana al 30%, con lo que se elimina la restricción por sobrecarga de este circuito en estado normal de operación.

Entrada en operación proyectos de generación

Se considera como ingresado cuando el proyecto es declarado en operación comercial.



Cerrromatoso – Chinú 3 + Chinú – El Copey 500 kV y Subestación Sahagún 500 kV



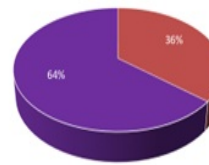
Impacto operación área Caribe

- Aumenta la capacidad de importación de potencia del área Caribe de 1650 MW a 2000 MW
- Aumenta la capacidad de importación de potencia de las subáreas Caribe 2 de un valor entre 1100 y 1300 a un valor entre 1300 y 1400 MW (Según punto de operación SIN)
- Aumenta la fortaleza en tensión en nodos del área, con lo que disminuye el impacto de la contingencia sencilla de un circuito a 500 kV
- Disminuye el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión.
- Facilita la realización de mantenimientos de enlaces intercosta.
- La declaración de condición en emergencia de la subárea GCM, se mantiene ya que está se debe a la ocurrencia de FIDVR.
- Se tiene disponible el punto de conexión para la central Tesorito.

Plantas en pruebas

MW Solares en el sistema

* Capacidad solar en operación [MW] + Capacidad solar en pruebas [MW]



Se tienen 445 MW solares en el sistema:
285 MW pruebas
160 MW en operación comercial

PLANTAS EN OPERACIÓN COMERCIAL PLANTAS EN PRUEBAS

Nombre	Capacidad [MW]	FPO	Nombre	Capacidad [MW]	FIPPS
AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN	4.99	11/06/2022	EL PASO	6.7	02/12/2018
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	03/09/2017	LATAM SOLAR LA LOMA	150	14/02/2022
AUTOG COLOMBINA DEL CAUCA	0.3	30/05/2022	BOSQUES SOLARES LLANOS 4	19.9	13/06/2022
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	27/12/2020	BOSQUES SOLARES LLANOS 5	17.9	13/06/2022
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	03/02/2019	PARQUE EÓLICO GUAJIRA 1	19.9	05/07/2022
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	31/05/2020	PÉTALO DE CÓRDOBA SINCE*	9.9	25/07/2022
CELSIA SOLAR LA PAILA GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	07/08/2021		19.9	30/07/2022
GRANJA SOLAR BELMONTE HELIOS 1	5.06	30/04/2021			
LA SIERPE	9.9	03/03/2022			
PLANTA SOLAR BAYUNCA 1	19.9	25/09/2021			
TRINA-VATIA BSLI	3	30/09/2020			
TRINA-VATIA BSLI	19.9	10/09/2020			
TRINA-VATIA BSLII	19.9	22/01/2021			
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	28/08/2021			

Actualmente se tienen en el SIN 304 MW en pruebas iniciales, previas a la declaración en operación.

*Información reportada por el agente el 25/07/22

El 4 de agosto se espera el inicio de pruebas de la planta térmica El Tesorito (200 MW)

Apertura Cerrromatoso – Chinú 1 500 kV entrada S/E Sahagún 500 kV



Antecedentes

- Se realizan gestiones por parte de CND con CELSIA, ITCO, URRÁ, TEBSA y CNO, buscando minimizar riesgos durante la realización de los trabajos.
- Las consignaciones iniciaron el 26 de julio al medio día. Sufrieron un atraso por indisponibilidad del circuito La Loma – Copey 500 kV.
- El nuevo circuito Chinú – Copey 500 kV fue energizado el 24 de julio a las 17:27 horas. Aún no ha sido declarado en operación comercial.
- Se espera se declare en operación comercial el proyecto UPME 09 de 2019 el día Jueves 4 de agosto finalizando el día y posteriormente dar inicio a las pruebas de Tesorito.

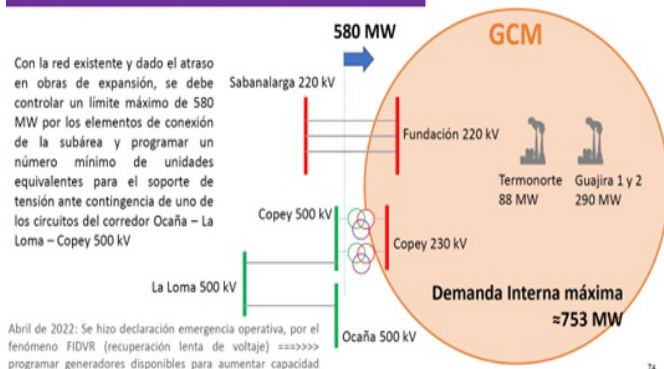
Recomendaciones

- Durante la ejecución de los trabajos, maximizar la disponibilidad del parque de generación del área Caribe 2.
- Maximizar la disponibilidad de la Red de 500 kV entre el interior del país y el área Caribe 2.
- Seguimientos diarios de los pronósticos de la demanda de energía del área Caribe 2 por parte de los Operadores de red y actualizaciones requeridas según lo establecido en el Acuerdo CNO 1303, con el fin de contar con una demanda lo más cercana al tiempo real.

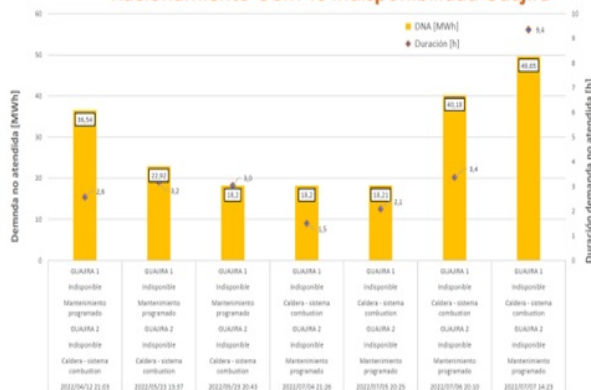
Subárea DISPAC-CHOCO

Se informa por el CND que el enlace EL SIETE- QUIBDÓ 110 kV se encuentra indisponible desde el sábado 16 de julio de 2022, por operación de las protecciones, que registró una sobrecorriente a tierra a una distancia de aproximadamente 11,6 kilómetros desde la subestación El Siete. DISPAC informó que se encuentra gestionando la mediación de las autoridades del municipio del Carmen de Atrato Chocó, con los líderes de la comunidad indígena de El Fiera. En la operación en tiempo real se han observado bajas tensiones en Quibdó 110 kV y no se ha reportado DNA por parte de DISPAC asociado a esta causa. El 30 de julio a las 18:18 se presenta DNA por disparo del circuito Virginia Certeguí 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones QUIBDÓ 110 kV, ITSMINA 110 kV y CERTEGUÍ 110 kV, las cuales estaban conectadas radialmente.

Subárea GCM



Racionamiento GCM vs indisponibilidad Guajira



Recomendaciones



- 01** A los generadores del área:
Adelantar gestiones tendientes a maximizar la disponibilidad de las unidades.
- 02** A ITCO y GEB:
Adelantar gestiones tendientes a poner en operación a la mayor brevedad posible los proyectos de transmisión en construcción.
- 03** A los Agentes (Aire y Afina):
Considerar en los planes de expansión de la red de distribución (STR y SDL) opciones de mitigación al fenómeno FIDVR. Evaluar el impacto de los cambiadores automáticos de tap's bajo carga a nivel del SDL en el fenómeno de fluctuaciones de tensión evidenciada en la sub estaciones del área.
Instalar equipos que permitan registrar con precisión el comportamiento de la carga frente a perturbaciones (PMU).
- 04** A la LIPME:
Definir proyectos de expansión que mitiguen la ocurrencia de fenómenos de FIDVR y los impactos sistémicos del mismo. (Compensadores síncronos)
- 05** Al CND:
Avanzar en la estandarización del reporte de modelos de carga que permitan representar el comportamiento evidenciado en los análisis postoperativos.

En este punto GECELCA manifiesta que no está de acuerdo en la forma como se presenta la información de solicitud de racionamiento del CND y DNA asociada, ya que se da entender que la situación crítica de la subárea es culpa del generador. Al respecto el CND aclara que ante la condición actual de la red por el atraso de proyectos se requiere contar con generación de seguridad interna para minimizar los riesgos en la atención de la demanda y en caso de no contarse con la suficiente generación interna se hace necesario instruir DNA por parte del CND, así mismo se aclara por parte del CND que la DNA asociada a eventos de red en la subárea se incluye en el reporte de eventos de DNA programada y no programada. Adicionalmente, se recomienda hacer seguimiento a los proyectos de transmisión que son fundamentales para las áreas críticas, y que se muestre igual cuando se contrasta con la indisponibilidad de la generación. En este sentido, y teniendo en cuenta la DNA que se ha venido presentando y se prevé seguirá hasta el momento que entren las expansiones de red a nivel de STN y STR (2023), se acuerda citar de manera urgente el grupo de seguimiento del área Caribe, con énfasis en la subárea GCM.

Cambios de parámetros circuitos 115 kV área Oriental

Disminución capacidad nominal



ENEL COLOMBIA solicitó modificar los parámetros técnicos de las siguientes líneas:

Línea	Parámetro a actualizar	Valor anterior	Valor nuevo
Bacatá - Chía 115 kV	Capacidad nominal (A)	854.0	800.0
	Elemento que impone el límite operativo	Transformador de corriente	Línea de transmisión
	Límite de emergencia durante 30 minutos (A)	1000.0	800.0
	Límite térmico (A)	900.0	800.0
Bacatá - El Sol 115 kV	Capacidad nominal (A)	854.0	800.0
	Elemento que impone el límite operativo	Transformador de corriente	Línea de transmisión
	Límite de emergencia durante 30 minutos (A)	1000.0	800.0
	Límite térmico (A)	900.0	800.0

El cambio se hizo efectivo a partir del 26/07/2022

Justificación dada por ENEL COLOMBIA*

*Actualmente la línea Bacatá - Chía 115 kV (BTIA) tiene 21,8 km de los cuales 13,6 km se encuentran en un conductor instalado en el año 2008 y el resto en otro conductor instalado en el año 1957. Por su parte, la línea Bacatá - El Sol 115 kV (BTES) tiene 36 km de los cuales 12,4 km se encuentran en un conductor instalado en el año 2008 y el resto en otro conductor instalado en el año 1957

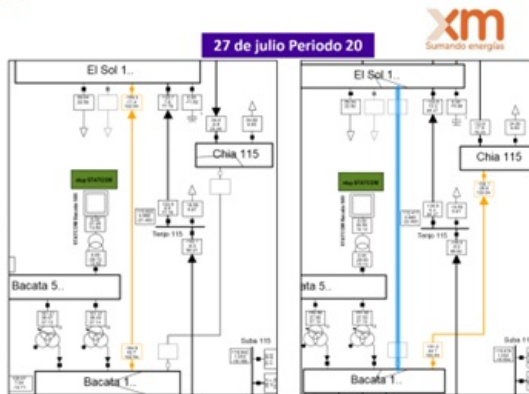
...para los tramos con conductor con más de 60 años en operación y debido a las diferentes condiciones ambientales que se han presentado, el crecimiento de la carga, así como los eventos en los que se han presentado sobrecorrientes (follos y/o descargas atmosféricas), se ha presentado pérdida de la memoria elástica del conductor, por lo cual se presenta mayor elongación a la esperada en los diseños, disminuyendo las distancias de seguridad.

Adicionalmente, estos corredores de líneas atraviesan diferentes sectores de los municipios de Cota, Chía y Cajicá (Cundinamarca), con varias condiciones topográficas, en las que se presentan múltiples invasiones a las servidumbres, en las que se construyen desde casas hasta almacenes de tipo agropecuario. La empresa ha realizado levantamientos y gestiones con los Alcaldías (especialmente de Cota) para liberar la franja, pero es un proceso jurídico largo y dinámico.*
subrayado fuera de texto

Impacto del cambio

Dada la red disponible, los pronóstico de demanda y los nuevos parámetros de Bacatá - Chía 115 kV y Bacatá - el Sol 115 kV, desde el 27 de julio en punta 2 ha sido necesario programar generación de seguridad en Termo Zipa para evitar sobrecargas ante la n-1 de uno de los dos circuitos.

Teniendo en cuenta el impacto de este cambio sobre la generación de seguridad en Termo Zipa hasta tanto entren las obras estructurales del área, el CND solicitó el 25 de julio a ENEL COLOMBIA el plan de trabajo para normalizar la capacidad de estos circuitos.



Situación Mediano/Largo plazo

Se identifica que para aliviar la restricción con las proyecciones de demanda a 2022 se debe programar aproximadamente 25 MW en Temozipa. Teniendo en cuenta la proyección de demanda reportada por Enel a 2024, se deberán programar alrededor de 50 MW adicionales de seguridad para cubrir la contingencia.

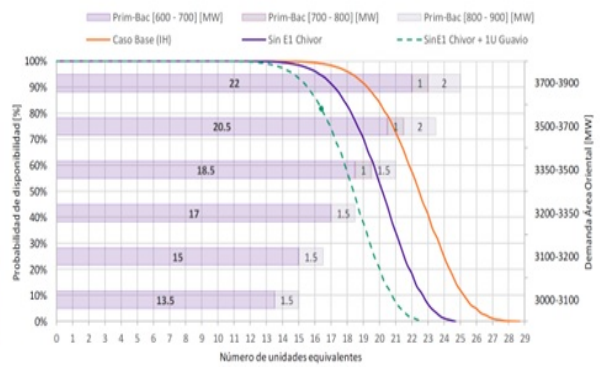
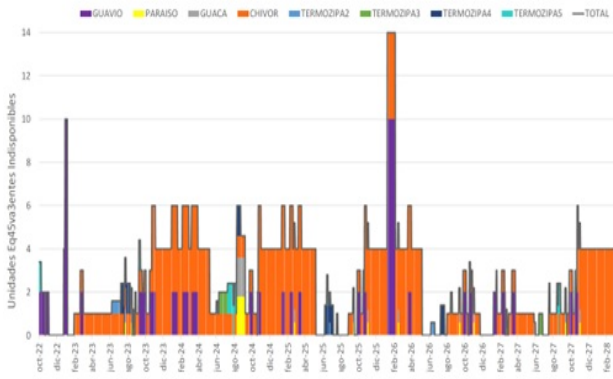
Año	2022	2023	2024
total [MW]	269	290	303

Al respecto, Enel Colombia informó que desde el plan de expansión del STR de Enel versión 2021 presentado a la UPME ha venido estructurando estrategias viables en el corto plazo con el fin de mitigar los retrasos del proyecto del STN mediante obras del STR como la repotenciación a 1200 A de las líneas Bacatá Chía 115 kV, Bacatá El Sol 115 kV, Noroeste Tenjo 115, kV y Tenjo El Sol 115 kV, también el cierre del enlace Guateque Sesquilé 115 kV, permitiendo un punto de inyección desde el sistema de Boyacá. Adicionalmente, se está explorando la factibilidad técnica de la construcción de una nueva línea que permita importar más potencia desde una frontera STN a la zona Sabana Norte de Bogotá. Enel informa que los estudios técnicos y económicos fueron radicados en marzo de 2022 con número 20221110042132 y se encuentra en revisión por parte la UPME.

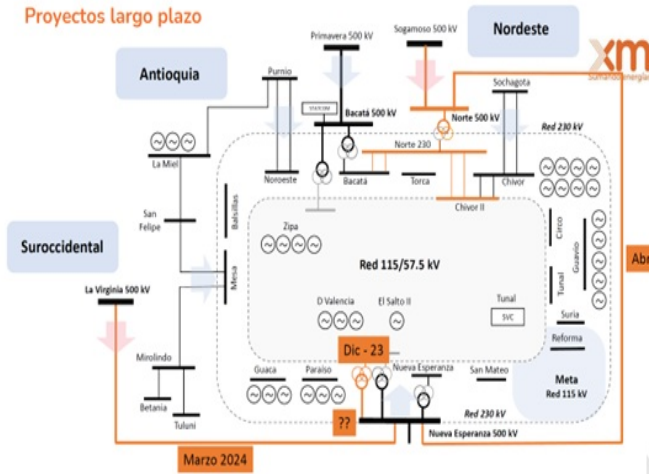
En este punto se manifiesta la preocupación, ya que el cronograma de repotenciación de los circuitos a 115 kV del norte de la sabana de Bogotá comenzaría en el año 2023, lo cual quiere decir que sería necesario la programación de generación térmica en la subárea hasta que la situación sea corregida.

Finalmente, ENEL se comprometió a presentar lo más pronto posible el cronograma de repotenciones.

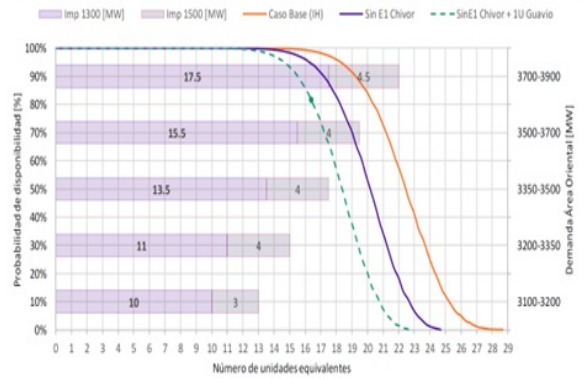
Situación Oriental



Proyectos largo plazo



Unidades equivalentes requeridas Virginia – Nva Esperanza 500 kV (Marzo 2024)



Conclusiones

- Se presentan mantenimientos simultáneos de las principales plantas del área en el 2026.
- Se presenta la coincidencia periódica de mantenimientos de una etapa de Chivor y una unidad de Guavio (6 unidades equivalentes). Disminuyendo la probabilidad de contar con los recursos necesarios para la operación segura del área.
- Con la entrada oportuna de los proyectos de expansión se flexibiliza la operación del área y es posible reducir los riesgos en la operación.

Recomendaciones

- Definir el escenario de demanda a considerar en los análisis, con el fin de identificar la demanda esperada para cada año. (UPME, ENEL, EMSA, Grandes consumidores)
- Realizar una coordinación de los trabajos de Chivor tendientes a minimizar los riesgos para la operación del área por simultaneidades con otras unidades o con años críticos para la atención de la demanda del área. (AES, ENEL, CND, CO)
- Adelantar todas las acciones sectoriales posibles tendientes a entrar en operación los proyectos del área a la mayor brevedad posible. (TODOS)
- Identificar e incluir en el plan de expansión de los OR obras tendientes a minimizar los riesgos para la atención futura de la demanda ante atraso en las obras del STN. (ENEL – EMSA)
- Mantener un trabajo permanente en el grupo de trabajo del área oriental, tendiente a identificar medidas u obras de mitigación ante posibles atrasos adicionales en los proyectos. (Coordina UPME)

El CNO sugiere a la UPME citar lo más pronto posible al grupo de seguimiento del área Oriental, para abordar las medidas de mitigación a la situación anteriormente descrita.

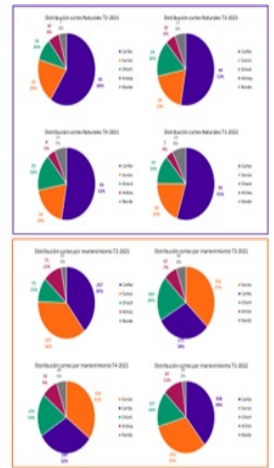
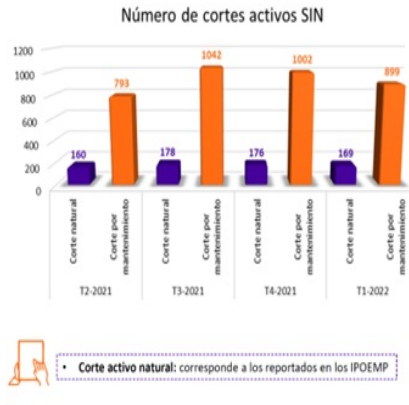
- El CND presenta el resumen del Informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo y el Informe Trimestral de Restricciones. Para mayor detalle, consultar la presentación adjunta a esta Acta.



Cortes alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).



Cortes Emergencia: Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).



Evolución energía fuera de mérito



- El CND presenta el resumen del comportamiento de los principales indicadores de la operación. Para más detalle consultar la presentación adjunta a esta Acta.

Conclusiones

5. PROPUESTA EDELSUROESTE AL CNO	NO	Energía del Suroeste en su calidad de miembro envió una comunicación al Consejo con una serie de recomendaciones para gestionar acerca de la situación energética.	RECOMENDACIÓN	SI	NO
----------------------------------	----	--	---------------	----	----

Desarrollo

Adjunto a esta Acta se encuentra la comunicación enviada por Energía del Suroeste al Consejo. De la misma se destacan las siguientes recomendaciones:

- Solicitarle a la CREG, modificar la Resolución 061 de 2007 en su artículo 17, numeral 9, de tal forma que las auditorías para plantas o unidades de generación sean públicas, independientes y con una periodicidad de entrega de informes claramente definida.
- Solicitarle a la CREG, revisar su concepto en relación con la información a ser utilizada para el planeamiento operativo realizado por el Centro Nacional de Despacho, de tal forma que corresponda exclusivamente a la información periódica, independiente y oportuna reportada por el auditor para plantas o unidades de generación y proyectos de transmisión. Adicionalmente solicitarle al CNO, atender lo propuesto en este numeral, y proceda a modificar el acuerdo 355 de marzo 30 de 2006.

- Solicitar efectuar la gestión necesaria ante las instituciones del Sector Eléctrico Colombiano correspondientes, para que se le suministre oportunamente toda la información cierta relacionada con la fecha de entrada en operación comercial de todos aquellos proyectos de generación con: (i) obligaciones de energía firme (ii) contratos firmados producto de la subasta comercial de energías renovables y (iii) garantías vigentes bancarias de conexión.
- Solicitar crear los mecanismos que le permitan valorar de manera prioritaria y permanente, la realidad de la entrada en operación de las líneas esenciales de transmisión de energía que hacen parte de la expansión del Sistema Interconectado de Transmisión Nacional, ya que sus atrasos pueden poner efectos negativos complejos no solo en los análisis de planeamientos energéticos operativos, sino también en lo fundamental: La disponibilidad del sistema eléctrico nacional para atender de manera adecuada y confiable la demanda de energía eléctrica de importantes regiones del País y en especial en el desarrollo de los procesos de transición energética definidos en políticas públicas ya implementadas por el gobierno nacional.
- La senda de Referencia de la Resolución CREG 209 determina que los agentes dueños de los embalses sólo puedan operar cuando el volumen útil del embalse agregado esté por encima de la referencia definida, en caso de estar por debajo en determinado nivel, se intervienen los embalses, convirtiéndose en una restricción operativa que influye directamente en la percepción de riesgo de los agentes e incrementa el costo de oportunidad del agua. En otras palabras, la Senda se puede ver como un doble mecanismo regulatorio para lograr una confiabilidad que influye directamente en la optimización del agua en los embalses. Si el Cargo por Confiabilidad no da señales adecuadas para el manejo de condiciones críticas y que se requiere de mecanismos adicionales, se estaría planteando que la confiabilidad a un 100% de garantía de suministro es costosa y puede producir distorsiones desde el punto de vista económico.

En este punto se acuerda revisar detalladamente en el SPO y CO las propuestas de Energía del Suroeste y recomendar las acciones necesarias por parte del Consejo

Conclusiones

- Se acuerda revisar detalladamente en el SPO y CO las propuestas de Energía del Suroeste y recomendar las acciones necesarias por parte del Consejo.

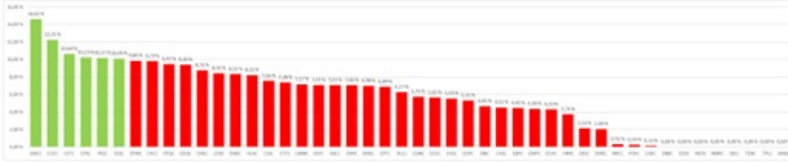
6. INFORME SSPD	NO	Presentar el último boletín de la SSPD acerca de los mercados de electricidad y de gas.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

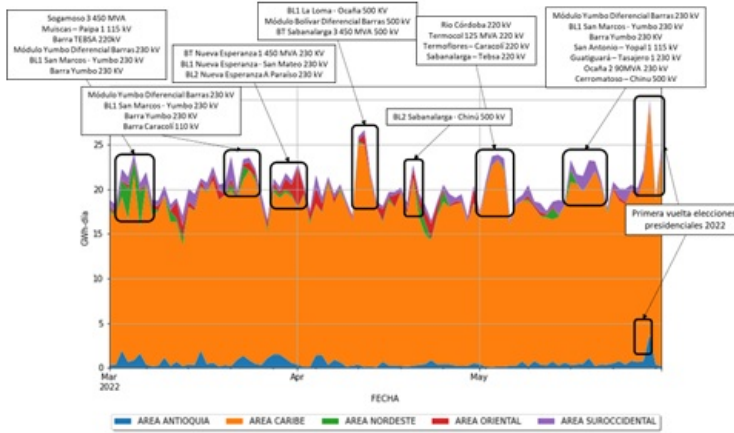
La SSPD presentó el boletín de Monitoreo de Mercados de energía y gas correspondiente al periodo de marzo a mayo de 2022.

En las siguientes gráficas se muestran algunos apartes de la presentación de la SDDP, para mayor detalle consultar la página web del Consejo.

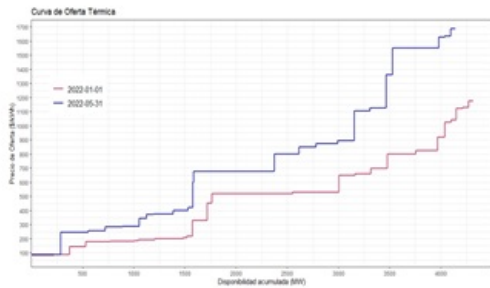
Nivel de cumplimiento ley 1955 at 296 - MME 40715 de 2019



6 agentes cumplen con el límite exigido con base en la información reportada por XM en concordancia con el artículo 6 de la Resolución MME 40715 de 2019. Estos agentes son Vatia, Electrificadora del Caquetá, Compañía de Electricidad de Tuluá, Celsia, Profesionales en Energía y Electrificadora de Santander.



Relación del costo de los combustibles con la formación del precio de bolsa



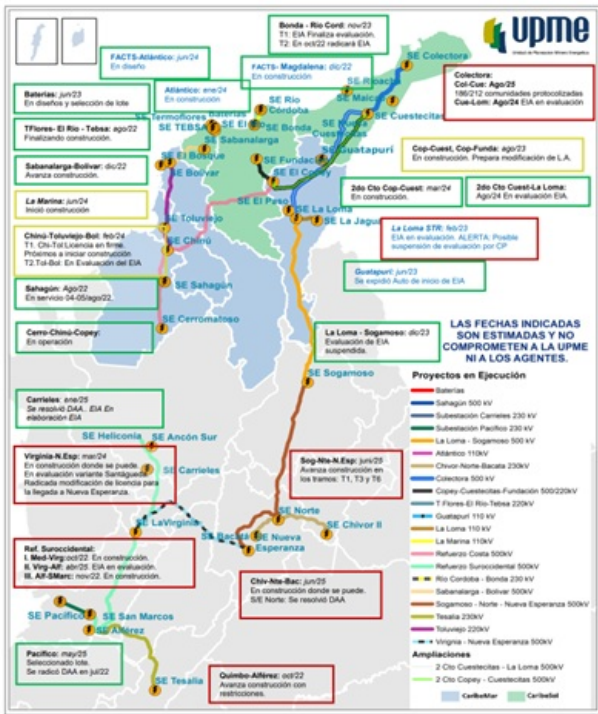
Generación Térmica Acumulada (MW)	Oferta Marginal (\$/MWh)		Diferencia (\$/MWh)
	1 mes	31 mes	
500,0	176,9	243,6	66,7
1000,0	176,5	286,5	109,9
1500,0	295,4	396,2	100,8
2000,0	373,3	471,9	98,6
2500,0	396,1	490,9	94,8
3000,0	400,1	491,4	91,3
3500,0	576,3	536,0	59,7
4000,0	751,8	502,9	248,9

Conclusiones

7. INFORME UPME	NO	Presentar el desarrollo de los proyectos por convocatoria en el SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

En la siguiente gráfica se muestra el estado de las principales convocatorias del STN y STR:



Conclusiones

8, VARIOS

NO

INFORMATIVO

NO

NO

Desarrollo

- Próxima reunión del Consejo el 1 de septiembre.

Conclusiones

