



Acta de reunión
Acta N° 666
7 Abril, 2022 Gotomeeting

Reunión CNO 666

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Antonio Jiménez	SI	NO
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
TERMOYOPAL S.A.S. E.S.P.	Eliana Muñoz	NO	SI
URRA	Enrique Kerguelén	SI	NO
Energía del Suroeste	Gabriel Jaime Ortega	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
AIR-E S.A.S. E.S.P.	Henry Andrade López	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
AFINIA	Javier Restom	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Jorge Zuluaga	SI	NO
Prime Energy	Jose Serje	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
COLOMBIA INTELIGENTE	Juan David Molina Castro	SI	NO
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI

SUPERSERVICIOS	Luis Galvis	SI	NO
AFINIA	Luis Tapias	SI	NO
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
GEB	Miguel Mejía Uribe	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	SI	NO
ENERTOTAL SA ESP	Yamir Dario Sanchez	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Alejandro Páramo	SI	NO
CNO GAS	Fredi López	SI	NO
AIR-E	Hernán Navarro	NO	SI
ENEL COLOMBIA	John Rey	NO	SI
ENEL COLOMBIA	Jorge Cadena	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jose Morillo	SI	NO
JULIA RD	Juan Pablo Suarez	SI	NO
MINENERGIA	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
TERMOYOPAL	Luis Alberto Paez	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Mauricio Palma	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Informe del IDEAM.
		Aprobaciones:

2	09:15 - 09:45	<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	Presentación Colombia Inteligente.
6	11:45 - 12.30	Informe UPME.
7	12:30 - 01:20	<p>Varios.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Situación Central Laguneta - Enel Colombia.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe del IDEAM respecto al seguimiento climatológico y a la predicción climática en el país con énfasis en las zonas de influencia de las centrales hidroeléctricas del SIN.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

El Ideam presentó los indicadores del sistema climático: fenómeno de la Niña y ondas Maideen Julien. Hay elementos que señalan el fortalecimiento de la Niña durante el último mes marcado por el desvanecimiento de núcleos cálidos y fortalecimiento de zonas frías en el Pacífico Ecuatorial. En cuanto a las lluvias de marzo estas se extendieron por todo el territorio nacional con precipitaciones por encima de los promedios históricos y muy influenciadas por el fenómeno de la Niña, las oscilaciones intraestacionales y la advección de humedad. Los pronósticos mencionan que el evento Niña y el retorno a la situación neutral solo se daría hacia julio o agosto de este año.

LA OMM dice que el episodio de La Niña instaurado en el segundo semestre de 2021 sigue activo en el Pacífico tropical, aunque se observan indicios de debilitamiento en los parámetros tanto oceánicos como atmosféricos. En general las agencias internacionales están de acuerdo en el retorno a la normalidad o neutralidad hacia fines de la primavera o inicios del verano del hemisferio norte.

Conclusiones

FENÓMENO LA NIÑA AGO 21 - MAY22 El comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y la evolución del Fenómeno La Niña.

		Presentar las actas pendientes y los acuerdos recomendados para su aprobación por parte del Consejo Nacional de Operación.	APROBACIÓN	SI	NO
2. APROBACION ACTAS Y ACUERDOS	NO				

Desarrollo

1. ACTAS

ACTA 660: Publicada para comentarios el 28 de febrero. ENEL COLOMBIA, EPM, XM, ENERTOTAL.

ACTA 661: Publicada para comentarios el 28 de febrero.

ACTA 662: Publicada para comentarios el 4 de abril de 2022. Comentarios de EPM, TEBSA.

ACTA 663: Publicada para comentarios el 4 de abril. Comentarios de ISAGEN, EPM Y TEBSA.

Acta 664: Publicada para comentarios el 5 de abril. Comentarios de EPM e ISAGEN.

El Consejo aprueba las actas 660 y 661 con los comentarios presentados y da una semana más para comentarios de las restantes actas las cuales se someterán a aprobación en la reunión ordinaria del mes de mayo.

2. ACUERDOS

Se presentaron los siguientes acuerdos:

1. Por el cual se aprueba la modificación del mínimo técnico de las unidades de las plantas de generación Barroso, El Molino y El Popal.
2. Por el cual se deroga el Acuerdo 503 de 2010.
3. Por el cual se actualiza la conformación del Consejo Nacional de Operación para el año 2022.
4. Por el cual se actualiza la integración del Comité de Distribución para el año 2022.
5. Por el cual se actualiza la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de expansión que se ejecuten en los Sistemas de Transmisión Regional STRs.
6. Por el cual se aprueba la actualización del documento de "Pruebas y verificación de parámetros requeridos para la conexión de generadores distribuidos, autogeneradores a pequeña escala y autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW".

El Consejo aprueba los acuerdos recomendados y presentados.

Conclusiones

- Se aprobaron las actas 666 y 661.
- Se aprobaron los acuerdos presentados y recomendados.

3. INFORME CNO 666	NO	Presentar los temas que se estan desarrollando y los que requieren decisiones por parte del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

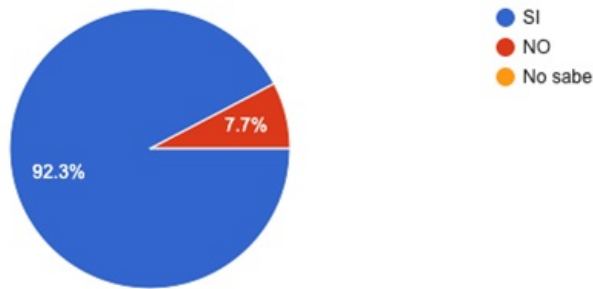
Temas administrativos

1. A continuación, se presentan los resultados de la encuesta realizada a los integrantes del CNO, sobre el plan de retorno a las reuniones presenciales del Consejo:

- Empresas consultadas: 15.
- Empresas que dieron respuesta: 13.

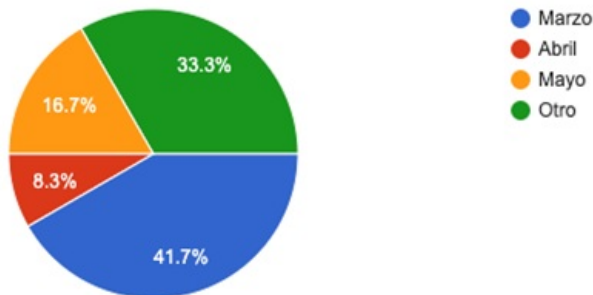
1. ¿La empresa que Usted representa como miembro integrante del CNO tiene un plan de retorno a la presencialidad? (si la respuesta a esta pregunta es NO, por favor pase a la pregunta 4)

13 responses



2. Si la respuesta a la anterior pregunta es SI ¿A partir de qué mes se tiene previsto el plan de retorno a la presencialidad?

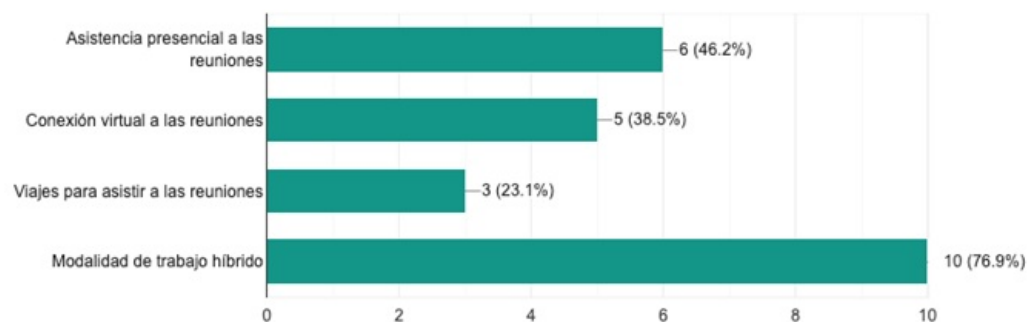
12 responses



3. Si la empresa que usted representa tiene un plan de retorno a la presencialidad, el plan incluye las siguientes alternativas:

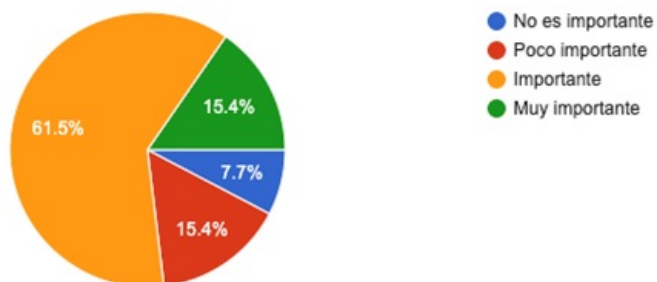


13 responses



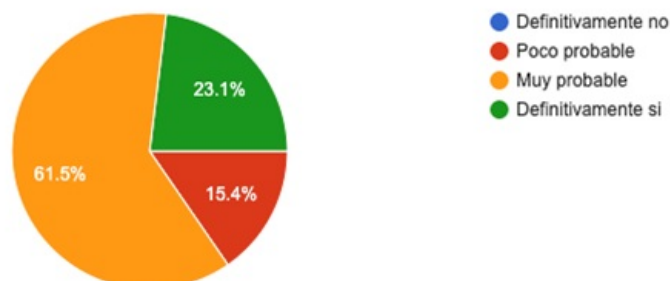
4. ¿Qué tan importante considera Usted que el Consejo Nacional de Operación haga las reuniones de manera presencial?

13 responses



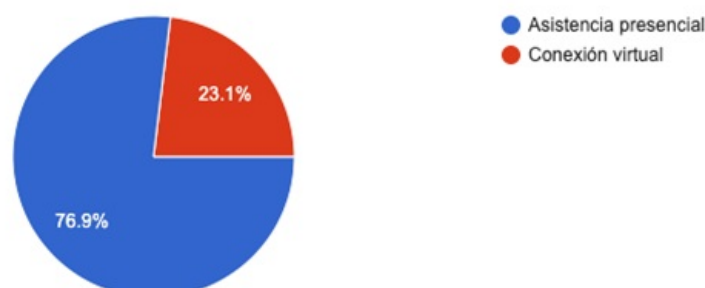
5. ¿Usted asistiría de manera presencial a las reuniones del Consejo que se convoquen a partir del mes de junio de 2022?

13 responses



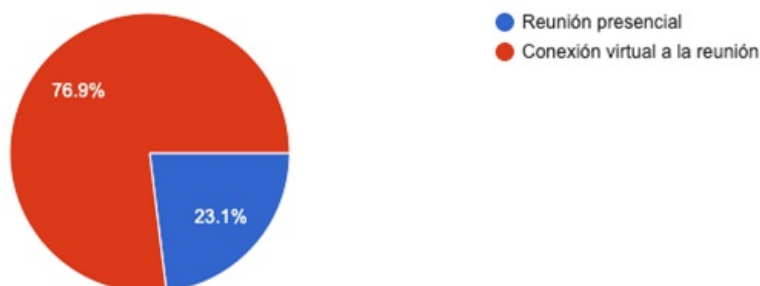
6. Si el Consejo convoca a las reuniones del Consejo de manera presencial a partir del mes de junio de 2022, con opción de conexión virtual. ¿Cuál de las siguientes modalidades de participación escogería?

13 responses



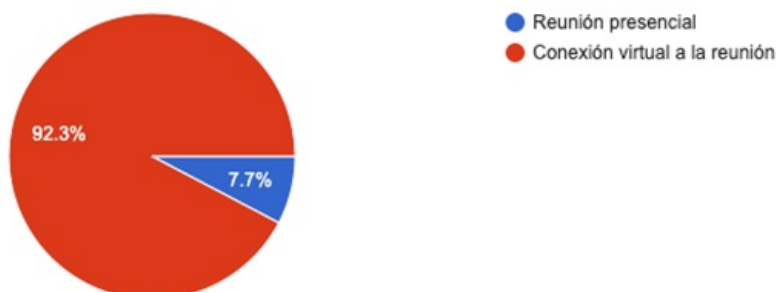
7. Si el CNO convoca las reuniones de los Comités de manera presencial con opción de conexión virtual, a partir del mes de mayo de 2022. ¿Cuál de las siguientes alternativas preferiría?

13 responses



8. Si el CNO convoca las reuniones de los Subcomités de manera presencial con opción de conexión virtual, a partir del mes de mayo de 2022. ¿Cuál de las siguientes alternativas preferiría?

13 responses



A partir de los resultados de la encuesta, se propone al Consejo lo siguiente:

- Citar a reuniones presenciales del CNO a partir del mes de junio de 2022, con el cumplimiento de los criterios de bioseguridad del Ministerio de Salud.
- Citar a reuniones virtuales de Comités y Subcomités, con posibilidad de asistencia presencial en la oficina del CNO, con el cumplimiento de los criterios de bioseguridad del Ministerio de Salud.

El Consejo aprobó el anterior plan de retorno a reuniones presenciales y el mantenimiento de las reuniones virtuales en comités y subcomités.

2. Teniendo en cuenta la fusión de las empresas Enel-Emgesa, Enel-Codensa, Enel Green Power Colombia y ESSA 2 SpA (compañía dueña de los negocios de Enel Green Power en Panamá, Guatemala y Costa Rica) en una empresa que se llama ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P, se debe dar trámite a la celebración de un otrosí al contrato de fiducia mercantil celebrado con Alianza, en el que se actualice la razón social del fideicomitente, que ahora es ENEL Colombia.
3. En la negociación con la empresa Velaio del valor de la migración de la página WEB del CNO a la versión Drupal 9, Velaio hizo la instalación de un repositorio de los desarrollos contratados por el Consejo en GitLab, al que próximamente se podrá acceder desde un menú de la página, sin el cobro por esta actividad. Se solicita al Consejo autorizar la celebración del contrato con la empresa Velaio cuyo objeto es la migración de la página WEB del CNO a la versión Drupal 9. La ejecución del contrato se espera de inicio en el mes de junio de 2022. El Consejo autorizó la celebración del contrato.
4. Se celebró el Convenio Marco de Cooperación Institucional con la Universidad Nacional de Colombia.

Temas técnicos

5. Se recibieron las comunicaciones del MME y de la SSPD, donde estos informan las personas designadas para participar en el grupo de seguimiento para tratar la problemática que se está presentando en el STR de DISPAC y mitigar los riesgos de desatención de la demanda. Con la designación del representante de la UPME en este grupo, se propone convocar a la primera reunión el lunes 18 de abril de 2022.
6. Se recibió la comunicación de la CREG del 23 de marzo de 2022, en la que informa que en el formulario de conexión simplificado enviado por el CNO en cumplimiento de la Resolución CREG 174 de 2021, se retiró todo lo alusivo al nivel de tensión 4 y a usuarios nuevos. Asimismo, solicita al Consejo el envío del documento de lineamientos de los estudios de conexión simplificado, eliminando lo relativo a la conexión al STR. El ajuste de este documento, el formato de conexión simplificado y el Anexo 1 del Acuerdo 1545 fueron presentados en la reunión del Comité de Operación 381 del 31 de marzo de 2022 y en la reunión extraordinaria 279 del Comité de Distribución del 5 de marzo de 2022, quienes recomiendan su modificación y envío a la CREG. Adicionalmente y en cumplimiento de lo previsto en el artículo 16 de la Resolución CREG 174 de 2021, el Comité de Distribución recomienda al Consejo el envío a la Comisión de la minuta de contrato de conexión que utilizarían los AGPE, GGE y GD, cuando aplique, según lo establecido en la resolución antes mencionada. Esta tarea es en conjunto con el CAC quien ya dió su visto bueno para el envío a la CREG.
7. Se recibió la respuesta de la CREG a la comunicación del CNO, mediante la cual se le solicitó el análisis de los riesgos para la operación del SIN y modificación regulatoria, cuando plantas de cogeneración con Capacidad Efectiva Neta-CEN superior a 20 MW, con energía excedente sin garantía de potencia deciden no acogerse al Despacho Central, y en cumplimiento de la regulación, no deben realizar pruebas como se exige a las plantas despachadas centralmente. La CREG solicita al CNO hacer el análisis técnico y enviar las recomendaciones de modificación regulatoria. Se propone al Consejo que esta tarea sea desarrollada por el Comité de Operación.
8. La Universidad de los Andes envió la oferta para celebrar el Acuerdo Específico 6, cuyo objeto es:
 - Implementar el modelo que relaciona el recurso y la potencia de plantas eólicas, así como el protocolo para el reporte de los parámetros necesarios para su ejecución, de acuerdo con las necesidades derivadas de la Resolución CREG 060 de 2019 y la Resolución CREG 148 de 2021, los Acuerdos CNO correspondientes y la demás reglamentación aplicable.
 - Especificar los ajustes que son necesarios realizar en el modelo de parque onshore, que calcula la energía mensual neta a partir de la cual se estima la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), para que dicho modelo pueda ser usado en parques eólicos marítimos (offshore), incluyendo la componente de análisis y tratamiento de datos desarrollada en el marco del Acuerdo CNO 1319.
 - Analizar el estándar IEC 61400-12-2 y otras normas internacionales para establecer el detalle del procedimiento que se debe seguir para la medición y corrección de la velocidad del viento en góndola.

El valor del acuerdo es de 45 millones de pesos y el tiempo de ejecución es de 5 meses. El grupo de trabajo integrado por los Subcomités de Plantas y de Recursos Energéticos Renovables y el Comité de Operación recomiendan al Consejo aprobar la celebración del Acuerdo específico 6. El Consejo aprueba dar trámite a la celebración del Acuerdo Especifico 6 con la Universidad de los Andes.

9. En el seguimiento que hace el Comité de Operación a la conexión definitiva al STN de Drummond, en la reunión 381 del 31 de marzo de 2022, este último informó lo siguiente:

“El retraso en el avance presupuestado, debido a los efectos de las restricciones causadas por el COVID19, que además causó un retraso de cinco meses en la adjudicación de la convocatoria UPME, ha retrasado el cronograma del proyecto de conexión a Río Córdoba y la fecha acordada con el CNO para la puesta en servicio del proyecto de conexión.”

En agosto de 2021, DLTD solicitó a UPME el cambio de FPO del proyecto para diciembre de 2023, con base en lo establecido en la resolución CREG 075 de 2021. A la fecha no se ha recibido respuesta a esta solicitud. En el evento en que fuera autorizada la nueva FPO por la UPME, sería necesario solicitar al CNO una prórroga de la Conexión en T."

Sobre la solicitud al CNO de prórroga de la conexión en T, en el artículo 3 de la Resolución CREG 060 de 2019 se establece lo siguiente:

"Artículo 3. Modifíquese el numeral 7.2 ("Línea de Transmisión para Acometida al STN") del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 7.2 del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 y modificado por el Artículo 1 de la Resolución CREG 93 de 1996, quedará así:

7.2 Línea de Transmisión para Acometida al STN y generación en el STR

Por exigencias propias de confiabilidad y seguridad de la operación del SIN y del STN, no se permitirán conexiones en "T" de ningún tipo de usuario al STN. Adicionalmente no se permite la conexión en "T" de generación en el STR."

10. Teniendo en cuenta lo informado al Consejo en la reunión ordinaria de marzo de 2022 del CNO, donde se presentó el número de las restricciones de mediano y largo plazo que no tienen definida obras de expansión por parte de los Operadores de Red-OR y la UPME, se propone realizar una jornada con los OR involucrados para que estos presenten sus planes de expansión. Esta información, el desarrollo de la jornada y los comentarios del SAPE a la circular CREG 010 de 2022 (Contenido estudios de conexión y espacio físico proyectos clase 1 Resolución CREG 075 de 2021) se tendrán en cuenta en la formulación del comunicado sectorial.
11. En el Comité de Distribución-CD se presentó por parte de AFINIA el avance de la puesta en servicio del segundo circuito Boston-Chinú 110 kV. Al respecto, se ratificaron los avances de la reunión del CD, que permitirían tener en servicio el circuito el 15 de mayo del año en curso. Se realizó el seguimiento a la implementación de los planes de acción definidos por los Operadores de Red DISPAC, CELSIA, EMSA, EBSA, CEDENAR y ELECTROHUILA para solucionar las acciones pendientes derivadas de los análisis de los eventos del SIN, según lo establecido en el Acuerdo CNO 787. Se destacó la buena gestión realizada por CELSIA en el cierre de las acciones pendientes.
12. Las presentaciones de los estudios del CND sobre Resiliencia y Flexibilidad, realizadas el jueves 24 y viernes 25 de marzo del 2022 respectivamente, están disponibles en la página web del Consejo para su consulta. Se programará en el Grupo de Flexibilidad la presentación de los comentarios al contenido de dichos estudios.
13. En el Comité de Operación se informó por varios de los miembros del Consejo, los altos precios de los energéticos (carbón y combustibles) que son utilizados por las plantas de generación para la producción de energía. Adicionalmente, se alertó sobre los altos costos de las tecnologías renovables no convencionales, particularmente los paneles solares, lo cual podría afectar el desarrollo de esta clase de proyectos. En este sentido se recomienda al Consejo, vía el Comité de Operación, hacer seguimiento a esta situación con el objetivo de identificar escenarios que puedan comprometer el abastecimiento futuro. Igualmente se recomienda enviar comunicación a la UPME solicitando si lo ve factible la actualización de los siguientes productos los cuales son esenciales para la toma de decisiones de los agentes del mercado y para la realización de los análisis energéticos del CND y el CNO.
 - Análisis de la estructura de costos de la minería y transporte asociado por escalas de producción de carbón en los departamentos de Norte de Santander, Santander, Boyacá y Cundinamarca.
 - Proyecciones de precios de carbón térmico con foco en el interior del País.
 - Estudios mercado: balance oferta demanda de carbón térmico al interior del País.
 - Perspectivas de la minería del carbón.
 - Análisis prospectivo del mercado nacional e internacional del carbón térmico, metalúrgico y antracita producida en Colombia.

- Proyección de precios de los combustibles líquidos y el carbón mineral.

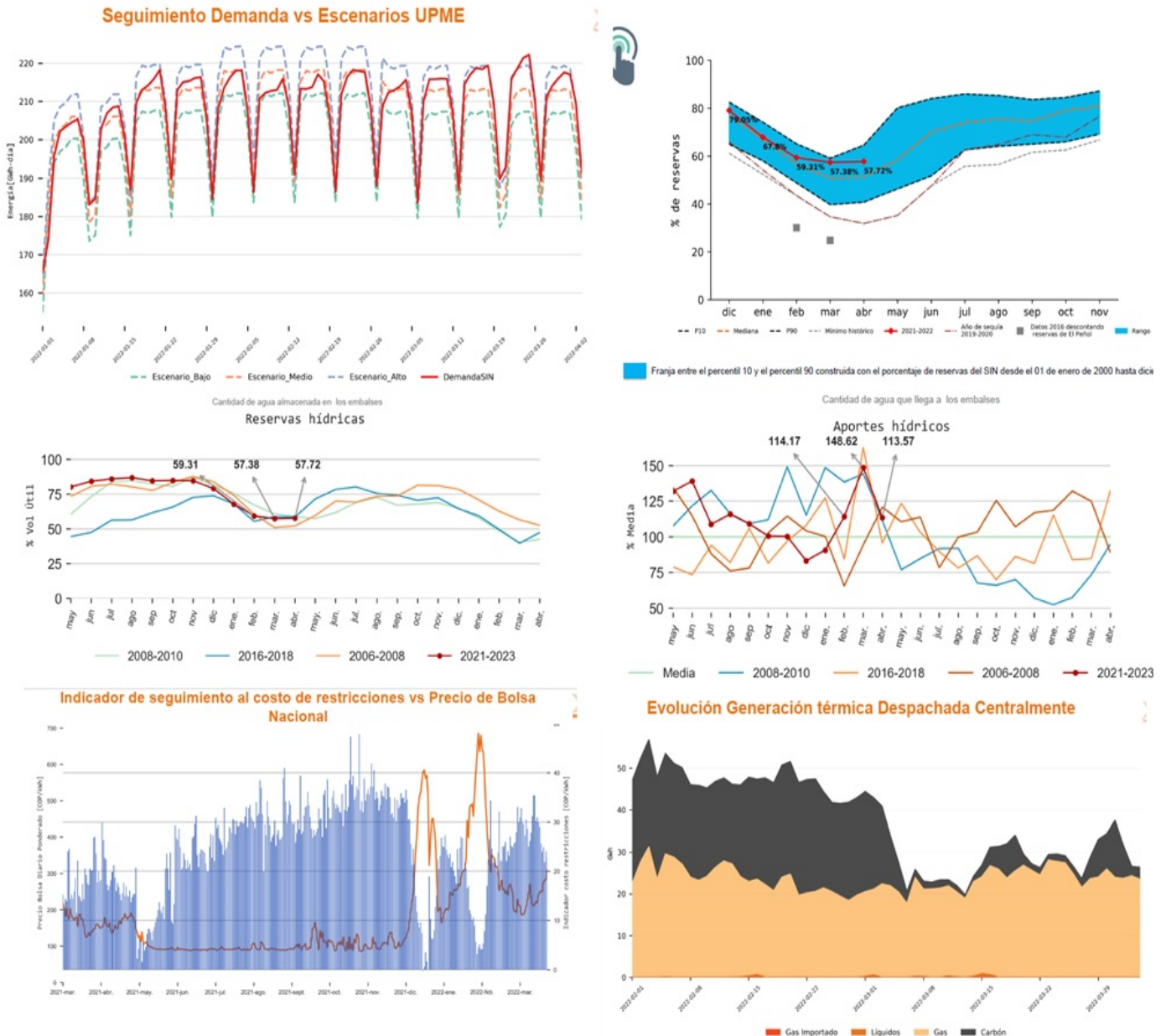
14. En el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO, el CND presentó su propuesta de senda de referencia para la estación de invierno, teniendo en cuenta la metodología adoptada por el subcomité y lo definido por la Resolución CREG 209 de 2020. El día de hoy en la tarde se socializará la propuesta con el Comité de Operación y se convocará al Consejo a una reunión extraordinaria, para la aprobación de la senda y posterior envío a la Comisión.
15. Teniendo en cuenta las recomendaciones del Comité de operación sobre el acuerdo 1547 “*por el cual se aprueban los requisitos técnicos y el esquema de coordinación y operación en isla de los generadores o autogeneradores solares fotovoltaicos o eólicos conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW*”, donde se identificaron varios elementos que deben ser aclarados sobre la conformación de las islas y los criterios operativos, transaccionales y de calidad de la misma, se propone al Consejo enviar comunicación a la CREG solicitando su concepto, la cual sería redactada en el Comité de Operación.
16. En el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO el CND presentó los ajustes a la modelación del SIN, considerando varias actualizaciones y la futura entrada en operación del proyecto Ituango. Se modificaron algunas topologías de embalses y se modelaron restricciones asociadas a la regla operativa de Ituango (de caudal y nivel de embalse). Todos los cambios fueron incorporados para la formulación de la senda de referencia de la estación de invierno del CND.
17. En el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE, el CND recomendó incorporar en los estudios de conexión para generación basada en inversores, análisis tipo fortaleza eléctrica-SCR y definir umbrales de este indicador para todas las subáreas eléctricas del SIN. Al respecto, el subcomité sugirió nuevamente acercarse a la Comisión para incorporar este tipo de análisis, dado que los mismos actualmente no hacen parte del Código de Conexión. En esta misma reunión, gracias a la gestión de Celsia, el Dr. Carlos Alvarez, Experto de Huawei Solar Solutions, presentó algunos aspectos que deben contemplarse al momento de dimensionar una planta solar fotovoltaica. Se abordaron elementos asociados al control de tensión, potencia reactiva, control de frecuencia y fortaleza eléctrica de la red. La presentación está disponible en la página web del Consejo.
18. En los Comités de Operación y Transmisión se presentó por parte del Grupo de Energía de Bogotá los cruces que se conformarían por la entrada en servicio de los enlaces asociados al refuerzo Sur Occidental a la subestación San Marcos 500 kV (líneas Medellín -Virginia-Alfárez 500 kV). En las reuniones se manifestó por parte del CND y CNO el impacto que tendría una falla N-K por caída de torre, motivo por el cual se sugirió a GEB seleccionar la alternativa (de dos opciones) que menor impacto sistémico represente para el SIN. Al respecto, el transportador manifestó que, desde el punto de vista constructivo, presupuestal, procedimental y de permisos, solo es viable la opción que ya está definida. Se acordó estudiar en detalle esta problemática en el Comité de Transmisión y enviar nuevamente a la CREG la propuesta del Consejo sobre delimitar el número de cruces por nivel de tensión.
19. Dando continuidad al trabajo en el modelo de carga iniciado en el año 2019, se organizó un grupo del Comité de Distribución que va a desarrollar un procedimiento para la obtención de información en las cargas del SIN.

Conclusiones

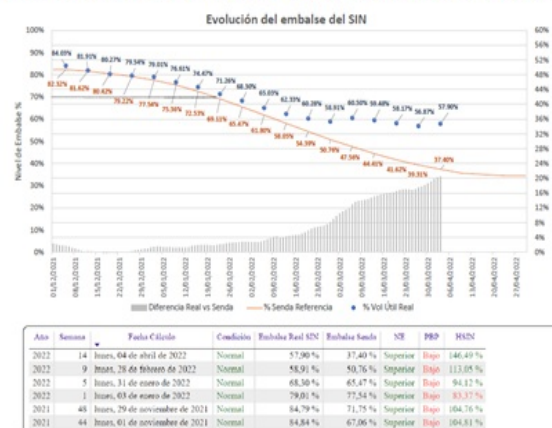
4. PRESENTACION SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar el informe de la situación real y esperada de la operación del SIN.	INFORMATIVO		
--	----	---	-------------	--	--

Desarrollo

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



Senda de Referencia del embalse del SIN Estación de verano 2021-2022



2. En las siguientes figuras se puede observar el comportamiento del SIN según los análisis energéticos de mediano y largo plazo.

Análisis de Mediano Plazo:

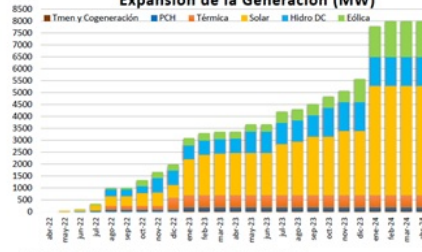
Datos de entrada y supuestos considerados

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.

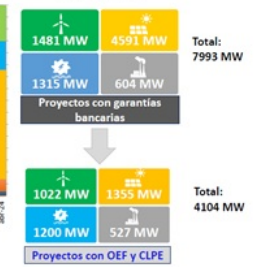


Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación a abril del 2024:



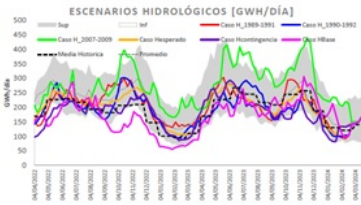
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.

Datos de entrada y supuestos considerados

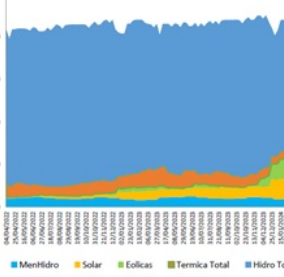


Hidrología	
H 1989-1991: Hidrología histórica del periodo mar de 1989 a feb de 1991	Caso Esperado CNO: Hidrología del escenario esperado del CNO.
H 1990-1992: Hidrología histórica del periodo mar de 1990 a feb de 1992	Caso Contingencia CNO: Hidrología del escenario contingencia del CNO.
H 2007-2009: Hidrología histórica del periodo mar de 2007 a feb de 2009	Caso Base: Hidrología histórica del periodo mar 2015-Feb2017.
Estocástico 100 Series Similares: Hidrología Histórica	

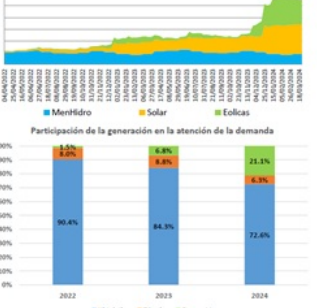


Resultados Estocásticos

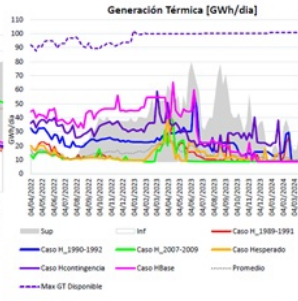
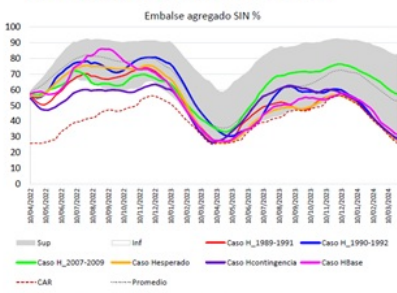
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



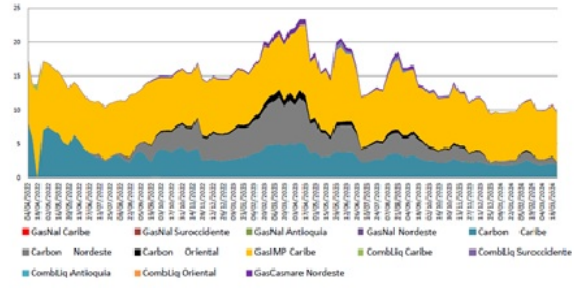
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



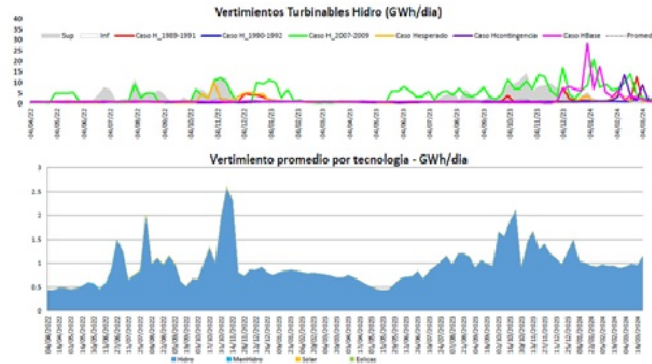
Resultados Determinísticos



Generación Térmica por región GWh/día



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



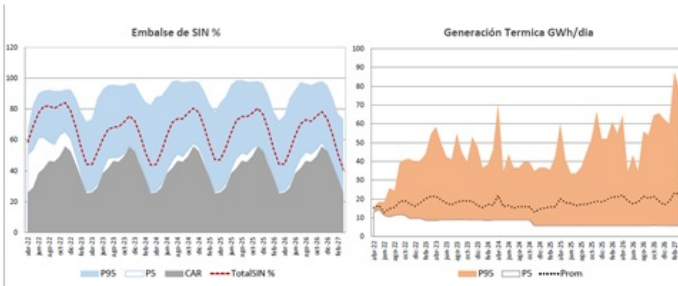
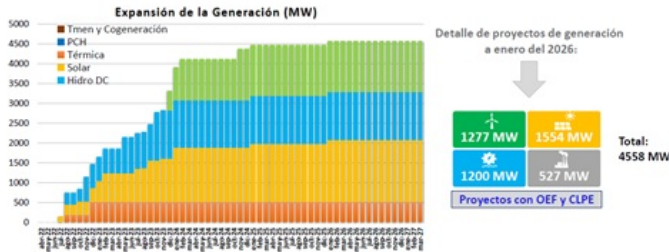
Análisis de Largo Plazo:

Datos de entrada y supuestos considerados

A continuación se detallan los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación.

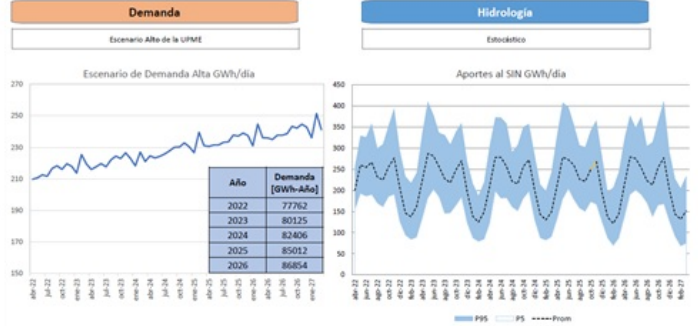


Datos de entrada y supuestos considerados



Supuestos del Estudio

A continuación se detallan los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación.



- En los horizontes de simulación y supuestos considerados (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros), las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- La entrada progresiva de los proyectos de generación renovable supone una reducción en la generación térmica promedio en los próximos años y una reducción en los costos marginales de demanda.
- El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación 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.

3. A continuación, se presentan las principales situaciones operativas presentadas durante el último mes.

Subestación Salitre:

Eventos subestación Salitre 115 kV

Histórico eventos que afectaron la subestación salitre 115 kV (2020-2022)

Código evento	Fecha Ocurrencia	Fecha Finalización	Descripción
2020-1490 2020-1505	27/08/2020 16:56	27/08/2020 17:38	Disparo de los activos asociados a la S/E SALITRE 115 kV. El agente reporta actuación de la protección diferencial de barras por falla en el activo SALITRE CONDENSADOR PARALELO 1 45 MVAR 115 KV.
2020-1638 2020-1655	16/09/2020 10:48	16/09/2020 11:04	Disparo de los activos asociados a la S/E SALITRE 115 kV. El agente reporta actuación de la protección diferencial de barras.
2021-1977 2021-2000	16/09/2021 13:31	16/09/2021 15:17	Disparo de todos los extremos remotos de la subestación SALITRE 115 KV, afectando las S/E SALITRE 115 KV, CHICALÁ 115 KV y MORATO 115 KV.
2022-0539	4/04/2022 6:19	4/04/2022 6:50	Disparo de todos los activos asociados a la barra SALITRE 1 115 KV.
2022-0540	4/04/2022 7:24	4/04/2022 7:27	Disparo de todos los activos asociados a la barra SALITRE 1 115 KV.
2022-0541	4/04/2022 7:33	4/04/2022 7:37	Disparo de todos los activos asociados a la barra SALITRE 1 115 KV.

Riesgos operativos


- En cada uno de los eventos se ha presentado DNA y riegos para la operación segura y confiable del resto de la demanda de la ciudad de Bogotá.
- Se recomienda a CODENSA en compañía del CND y el subcomité de protecciones realizar un análisis detallado de este tipo de fallas en sus redes, de forma que permitan identificar e implementar soluciones de fondo.
- Se recomienda a CODENSA ponerse al día en las acciones resultantes de eventos identificadas por el CND.

Fecha Ocurrencia	Fecha Finalización	Descripción	DNA (MWh)
27/08/2020 16:56	27/08/2020 17:38	Demanda no atendida por disparo de los activos asociados a la S/E SALITRE 115 kV. El agente reporta actuación de la protección diferencial de barras por falla en el activo SALITRE CONDENSADOR PARALELO 1 45 MVAR 115 KV.	25.3
16/09/2020 10:48	16/09/2020 11:04	Demanda no atendida por disparo de los activos asociados a la S/E SALITRE 115 kV. El agente reporta actuación de la protección diferencial de barras.	15
16/09/2021 13:31	16/09/2021 15:17	Demanda no atendida por disparo de todos los extremos remotos de la subestación SALITRE 115 KV, afectando las S/E SALITRE 115 KV, CHICALÁ 115 KV y MORATO 115 KV.	59
4/04/2022 6:19	4/04/2022 6:50	Demanda no atendida por el disparo de todos los activos asociados a la barra SALITRE 1 115 KV.	39.6
4/04/2022 7:24	4/04/2022 7:27	Demanda no atendida por el disparo de todos los activos asociados a la barra SALITRE 1 115 KV.	4.95
4/04/2022 7:33	4/04/2022 7:37	Demanda no atendida por el disparo de todos los activos asociados a la barra SALITRE 1 115 KV.	3.96

Cruces de circuitos:

El CND presenta el inventario de cruces informados por los promotores de nuevos proyectos del STN, al igual que la Identificación de los riesgos que se tendrían para la operación del sistema. Finalmente enumera sus recomendaciones al regulador y UPME. Las siguientes figuras resumen su intervención:


Cruces de circuitos aéreos



El CND solicitó a los promotores de nuevos proyectos en construcción en el STN, si con la entrada de nuevos circuitos se presentarán cruces con otras líneas de transmisión existentes. Se recibió información de CELSIA, GEB, INTERCOLOMBIA y TEC, de la información recibida se identifica:

- 16 proyectos del STN.
- 3 proyectos no se identifican cruces
- 28 nuevos circuitos.
- Aproximadamente 20 circuitos tienen cruces con circuitos existentes o futuros.
- Algunos circuitos se cruzan hasta con 20 circuitos existentes, no obstante, se está solicitando aclaración sobre los vanos comunes que cruzan para evaluar adecuadamente su impacto.


Proyecto UPME 04 - 2014 (Refuerzo 500 kV Suroccidente)



En la última reunión del CT y CO, GEB presentó el trazado definido para la línea San Marcos - Alférez 500 kV y los cruces que se presentarán a la entrada de la subestación San Marcos 500 kV, donde se evidencia un cruce con 4 activos existentes a nivel de 220 kV en un mismo vano.


Dado el impacto sistémico que puede tener lo anterior, el CND recomendó evaluar algunas alternativas técnicas que permitan mitigar o minimizar los riesgos operativos, no obstante, GEB indicó que dado el estado actual del proyecto no es posible realizar cambios en el trazado ni en las obras definidas.

Recomendaciones



- Realizar cronograma de levantamiento de cruces en el sistema y análisis por subárea. - CT
- Analizar la inclusión de un requisito adicional en el acuerdo de proyectos que permita identificar tempranamente la existencia de nuevos cruces – CNO
- Identificar alternativas técnicas o propuestas regulatorias que permitan eliminar cruces actuales, mitigar probabilidad de falla o impacto de la misma en caso de materializarse y la viabilidad técnica y económica de su implementación. - CT
- Establecer en la regulación el número máximo de activos que se permitirán estén involucrados en los cruces, este número podrá ser general para el sistema, depender del nivel de tensión o podrá ser resultado de un análisis detallado que realice la UPME y que dependa de la topología y características de cada proyecto, en todo caso este número máximo al igual que las características técnicas que deben tener los equipos del vano donde se presentan los cruces deben ser considerados desde los DSI para que estos se incluyan en las propuestas económicas de los agentes, junto con los costos de las adecuaciones que se deban realizar en la infraestructura existente en cumplimiento de estos lineamientos. CREG - UPME

Conclusiones



- Con la entrada de nuevos proyectos se identifica la probabilidad de tener nuevos cruces en el sistema que podrían originar eventos N-k, eventos de alto impacto y que no son de fácil cubrimiento en la operación en tiempo real.
- En la actualidad no se tiene en la regulación definido un criterio de máximo número de activos que se pueden ver involucrados en un mismo cruce, no obstante en las convocatorias se recomienda minimizarlos.
- Para el CND y CNO es importante conocer los riesgos en el sistema de forma que se puedan analizar alternativas para minimizar probabilidad de ocurrencia y mitigar impacto en caso de materializarse.

Al respecto, el Consejo recomendó analizar cada uno de los cruces para determinar su impacto sistémico ante una contingencia N-k, todo en el marco del grupo de Resiliencia del CNO.

4. A continuación, se presentan las principales conclusiones y recomendaciones de los estudios de Flexibilidad y resiliencia del CND.

Resiliencia y flexibilidad



El jueves 24 de marzo y viernes 25 de marzo de 2022, el CND presentó en espacio convocado por el CNO, los resultados de los análisis de Resiliencia y flexibilidad, respectivamente. Las presentaciones y grabación de las reuniones pueden ser consultadas en la página web del CNO.

» Las conclusiones y recomendaciones del estudio de flexibilidad fueron las siguientes:

Las simulaciones muestran que el Sistema cuenta con la flexibilidad necesaria para integrar 8.1 GW de FERNC debido a que:

1. Se atiende completamente la demanda considerada.
2. Se encuentra un comportamiento confiable en las reservas hídricas del sistema.
3. Se cuenta con los recursos suficientes para atender las rampas de la demanda neta.
4. Se observan suficientes reservas frías y en caliente según los despachos simulados.
5. No se observan atrapamientos a nivel del STN por la integración de FERNC.

Resiliencia y flexibilidad



» CREG:

Incorporar requisitos de conexión necesarios para garantizar la incorporación segura de FERNC en condiciones de red débil:

- Activación de la regulación primaria de frecuencia en las FERNC ante eventos de sub-frecuencia.
- Regular el aporte rápido de corriente de secuencia negativa durante fallas.
- Regular la maximización del aporte de corriente durante fallas, la no cesación de la entrega de potencia activa y la limitación al aporte de corriente activa.
- Incluir soportabilidad ante rata de cambio de la frecuencia (ROCOF).
- Regular el reporte de modelos y análisis EMT.
- Regular procedimiento para disponer de un modelo de carga dinámico validado del SIN.
- Regular la contribución al corto circuito e inercia de la tecnología basada en inversores.

Resiliencia y flexibilidad



» Dado que se acordó mantener el grupo de trabajo de la Resolución CREG 060 de 2019, se pone a consideración del CNO, dar prioridad en los temas a revisar por el grupo a los nuevos requisitos recomendados para las FERNC.

Resiliencia y flexibilidad



Sin embargo, es necesario:

» UPME:

- Incorporar en el plan de expansión nuevos equipos con capacidad de aporte de corriente de cortocircuito, que permitan una operación segura en el área GCM frente al fenómeno FIDVR y Red débil (nivel de corto circuito e inercia del sistema) para la operación estable de las FERNC.
- Monitorear la integración de nuevos proyectos de generación (independientemente de la tecnología) en la red del STR para evitar posibles atrapamientos: Antioquia, Magdalena medio, CQR, Nordeste y tener en cuenta esta situación en la aprobación de puntos de conexión.
- Incorporar criterios de red débil en el planeamiento de la expansión del sistema (STN, STR y SDL) para la asignación de puntos de conexión y el fortalecimiento la red transmisión y distribución.

Resiliencia y flexibilidad



» Promotores de FERNC:

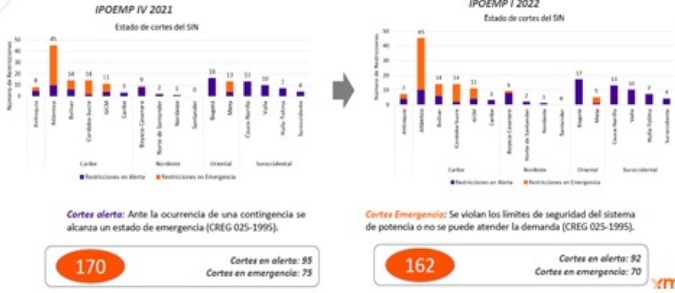
- Tener en cuenta en los diseños y en el ajuste de las funciones de control y protección, la posibilidad de que el SCR sea inferior a 3, de tal forma que los equipos a instalar garanticen la operación estable y segura del parque y el cumplimiento de los requisitos de la resolución CREG 060 de 2019.
- Realizar el ajuste de los controles y protecciones de las plantas considerando el modelo de red completo del área y la interacción con otras plantas de la zona, con ayuda de simulaciones de detalle RMS y EMT.
- Ajustar las protecciones por sobre voltaje y bajo voltaje en los buses AC y DC, así como en los inversores, para que las mismas no presenten disparo frente a tensiones en el punto de conexión que se encuentren dentro de la curva de FVRT definida en la resolución CREG 060 de 2019.

5. El CND presentó las principales conclusiones del Informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo. Las mismas se listan a continuación.

Estado de las restricciones



Eventos de recuperación lenta inducida de tensión – Subárea GCM



Desde los análisis de eventos que realiza el CND con el acompañamiento de los diferentes agentes que participan en la operación del área, se ha identificado que la subárea GCM es susceptible al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (FIDVR por sus siglas en inglés). Lo anterior, ocasiona que ante algunas perturbaciones, se presenten riesgos para la operación segura de la red de transmisión, así como afectación en la calidad de la atención de la demanda. Dadas las particularidades de este fenómeno y su relación directa con los aportes de corriente de cortocircuito de las plantas de generación sincrónica, así como su recurrencia en los análisis post-operativos recientes, se definen las siguientes acciones para la operación:

Recomendaciones para la operación

- **Declarar en estado de emergencia la subárea GCM**, dada la posible ocurrencia del fenómeno de FIDVR.
- Con el propósito de mitigar el impacto y ocurrencia del fenómeno de FIDVR, en escenarios de demanda de la subárea GCM mayor a 590 MW, para contar con mayor nivel de corriente de cortocircuito, desde el despacho diario que realiza el CND se programaran al interior de la subárea GCM las unidades de generación disponibles o las que el CND considere necesarias.

Eventos de recuperación lenta inducida de tensión – Subárea GCM



Análisis de fortaleza de la red con métricas SCR



Adicionalmente se recomienda a la UPME:

- Evaluar proyectos de expansión que mitiguen la ocurrencia de fenómenos FIDVR en la subárea GCM, como pueden ser la instalación de equipos de compensación sincrónica, baterías con tecnología que aporten corriente de corto circuito u otros elementos, que brinden fortaleza a la red del STN y STR, desde el punto de vista de corriente de corto circuito.

Se recomienda a los agentes operadores de la subárea (AIR-E y AFINIA):

- Avanzar en la sintonización y reporte al CND de un modelo de carga que permita representar adecuadamente la dinámica evidenciada en los estudios post operativos, y proponer acciones de mitigación del mismo.
- Analizar en conjunto con el CND la instalación de PMUs en algunas barras que permitan caracterizar el fenómeno y aporten información adicional para el modelamiento de la carga.
- Considerar obras de expansión que mitiguen el impacto del fenómeno FIDVR en la definición de sus planes de expansión.

Recomendación a los promotores

Realizar evaluación de detalle de las métricas WSCR presentadas en el informe y realizar las acciones necesarias para garantizar una operación segura y confiable de los proyectos, sin condiciones desfavorables de estabilidad.

Recomendaciones a la UPME

- Incluir métricas WSCR en los análisis de planeamiento de la expansión.
- A partir de las métricas WSCR identificar la capacidad máxima admisible de recursos FERNC por nodo y zona de influencia eléctrica o subárea.
- Priorizar proyectos de expansión, que permitan aumentar la fortaleza de la red, en las subáreas que presentan bajos niveles de WSCR.

Impacto proyectos en el SIN para el 2022



Impacto proyectos en el SIN para el 2022



Área Caribe

FACTS Guajira - Santa Marta 220 kV y Termocel (Bonda) - Santa Marta 220 kV FPO: 31/07/2022

Ante el crecimiento de generación en GCM y para evitar sobrecarga de un circuito Santamarta - Termocel 220 kV o Santamarta - Termocel 220 kV ante contingencia del otro (corte aprox 320 MW).

Ante el cambio de FPO de Windpeshi de 2022 al año 2024 y los proyectos esperados a la fecha, se prevé que los dispositivos en esta ubicación operen en modo monitoreo (Baipás).

Elimina radialidad de La Jagua y el Paso 110 kV. Mejora perfiles de tensión, permite desmonte de ESPS de sub tensión, disminuye hasta 1 unidad el requerimiento de unidades para soporte de tensión, mitiga restricciones ante contingencia sencilla y permite aumentar el límite de importación del área Caribe hasta 2250 MW y para Caribe 2 hasta 1550 MW.

Sin embargo, puede activarse la restricción de sobrecarga de la Jagua - Codazzi 110 kV ante la contingencia del circuito EL Copey - La Loma 500 kV, se recomienda el aumento de capacidad de corriente del circuito La Jagua - Codazzi 110 kV de 200 a 300 A (propuesta UPME dentro del concepto de conexión del recurso solar LATAM)

Mejora la confiabilidad de la subárea en la atención de la demanda al eliminar las restricciones asociadas a sobrecarga del Chinú - Boston 110 kV ante contingencia sencilla, además incrementa los perfiles de tensión en los nodos de Boston y Sierra Flor a 110 kV

Proyecto La Loma 110 kV Circuitos La Loma - El Paso y La Loma - La Jagua 110 kV FPO: 30/11/2022

Segundo circuito Chinú - Boston 110 kV FPO: Primer semestre de 2022

Área Antioquia

Generación Itango Unidad 1 300 MW FPO 30/07/2022 Unidad 2 300 MW FPO 2/10/2022

FACTS subestaciones Envigado y Guayabal 110 kV - Etapa 1. FPO: 31/07/2022

Transformadores Santa Helena 1 y 2 230/115 kV FPO: 30/06/2022

Subestación Catama 115 kV FPO: 30/12/2022

Bosques Solares de los Uñoní Unidad 4 15,9 MW FPO 01/06/2022 Unidad 5 17,9 MW FPO 19/07/2022

Ante algunos escenarios de demanda y generación se presentan en estado estacionario, altos valores de carga en el circuito Barbosa - Guatapé 220 kV.

Mitigan las restricciones: Ancón Sur - Miraflores 230 kV / Ancón Sur - Envigado 110 kV y Occidente - Medellín 230 kV / Ancón Sur - Envigado 110 kV.

Área Oriental

Elimina restricciones de trafos de conexión y red de 115 kV, mejora el control de tensión en la subárea Meta y reduce el uso de bancos capacitivos en la red de 115 kV.

Hasta la entrada de la subestación Catama 115 kV puede activarse restricción por sobrecarga del circuito Santa Helena - Ocoa 1 115 kV ante N-1 de un ATR de Villavicencio 230/115 kV y del circuito Reforma - Suria 230 kV

Disminuye importación de la subárea Meta, disminuyendo el impacto de restricciones existentes y mejora el control de tensión. Sin embargo pueden activarse nuevas restricciones en la red de 115 kV

Impacto proyectos en el SIN para el 2022



Área Suroccidental

Doble circuito Alirez - Tesalia 230 kV FPO: 26/05/2022

Aumenta el flujo de potencia entre la red de Cauca - Nariño y de Huila - Tolima a través de la red de 230 kV disminuyendo el flujo por la red a 115 kV y por tanto mitiga restricciones de esta red.

Subestación Renacer 230 kV Etapa final FPO: 31/12/2022

Mejora la confiabilidad de la carga del Putumayo al eliminar la radialidad de su alimentación. Representa un camino adicional en la red de 230 kV mitigando la activación de restricciones asociadas a sobrecarga por contingencia sencilla en la red de 115 kV de Cauca-Nariño

Subestaciones Oiba 115 kV, Suaita 115 kV FPO: 22/04/2022

Área Nordeste

Mejora el perfil de tensión de las subestaciones Gimarrá y Barbosa 115 kV, por lo que en red completa, es posible inhabilitar los esquemas suplementarios por baja tensión instalados en ambas subestaciones.

6. El CND presentó el balance general del Plan Semestral de Mantenimientos. El mismo se resume en la siguiente gráfica.

Balance general



Para el PSM I de 2022, el 41% de las empresas no enviaron información o lo hicieron fuera de los plazos, lo que dificulta la coordinación de mantenimientos en los diferentes horizontes de análisis, generando afectación a otros agentes por reprogramaciones o cancelaciones de trabajos y reprocesos al CND.



Recomendaciones



A los agentes:

- Cumplir los plazos del Acuerdo CNO para el envío de información preliminar 10 días antes de las reuniones de coordinación convocadas por el CND.
- Solicitar desde el envío inicial las consignaciones con la mejor información disponible.

Al CNO:

- Retomar la propuesta a CREG de modificar la duración del plan y generar señales para mejora la firmeza y planeación de los trabajos.

Respecto a este punto, el CNO recuerda que los Acuerdos del Consejo son de obligatorio cumplimiento, y que ante un eventual incumplimiento el CND lo debe informar a la SSPD.

7. El comportamiento de los indicadores de la operación se puede consultar en la presentación adjunta.

Conclusiones

5. PRESENTACION COLOMBIA INTELIGENTE	NO	Presentar por parte del líder de la iniciativa COLOMBIA INTELIGENTE los desarrollos del año 2021 y los esperados para el 2022.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

Colombia Inteligente presenta las actividades desarrolladas durante el año 2021, y las perspectivas del sector bajo el CONPES 4075 de transición energética. En relación a este último punto, se acordó que el Comité de Operación revise el CONPES y se busque la presentación del mismo por parte del DNP en el CNO.

La presentación detallada se encuentra anexa a esta Acta.

Conclusiones

6. INFORME UPME	NO	Presentar el avance de los proyectos por convocatoria que se están desarrollando en el SIN.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

En la siguiente grafica se presentan los proyectos y el estado actual de su desarrollo segun la información reportada y socializada por la UPME.



Conclusiones

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

Desarrollo

1. ENEL COLOMBIA presenta las dificultades que tiene en su central Laguneta por la aplicación por parte de XM de la Resolución CREG 086 de 1996 y sus modificaciones Resolución CREG 096 de 2019. De forma general el generador manifiesta que comprende lo establecido en la Resolución, en el sentido de pasar al despacho central cuando la misma genera en una hora más de 20 MWh. No obstante, indica que su capacidad es 18 MW y producir energía con una CEN mayor podría poner en riesgo su recurso.

El Parágrafo del Artículo 3 de la Resolución CREG 086 de 1996 y sus modificaciones (CREG 096 de 2019) establece que:

Quando una planta que haya declarado una capacidad efectiva menor a 20 MW presente entregas de potencia

promedio en período horario a la red mayor a dicho límite en cinco horas, continuas o discontinuas, en un período de treinta (30) días calendario consecutivos, sin que esta entrega de energía haya sido solicitada por el administrador del mercado, se modificará el valor de la capacidad efectiva de la planta.

El ASIC será responsable de realizar este procedimiento.

El nuevo valor de la capacidad efectiva de la planta corresponderá al promedio simple de la potencia promedio en período horario de las cinco primeras horas donde se superó el límite de 20 MW, expresado en valores enteros de MW, aplicando redondeo al entero más próximo. Por tanto, la planta quedará sometida a las reglas aplicables para las plantas que son despachadas centralmente a partir del primer día del siguiente mes calendario, y durante un período de seis meses.

El CNO recomendó a ENEL COLOMBIA referenciar otros casos similares del pasado, específicamente de EPM quien comentó una situación similar que tuvo y la aplicación de la regulación que se llevó a cabo en su totalidad. El tema se llevará al subcomité de plantas como caso de estudio y potencial análisis ante requerimiento de la CREG.

2. Se alertó por parte de algunos agentes la reactivación de la guía de cálculo para la estimación del Caudal Ambiental por parte del MADS. Se sugirió por parte del CNO estar pendiente del tema y direccionar esta responsabilidad al SURER.

3. El secretario técnico del CNO informó que Cerromatoso aún no se ha constituido como Fideicomitente. Se enviará carta para recordarle la importancia de constituirse como fideicomitente e igualmente para cumplir sus obligaciones como miembro del Consejo.

Conclusiones

Presidente - Juan Carlos Guerrero

Secretario Técnico - Alberto Olarte