



Acta de reunión

Acta N° 658

13 Enero, 2022 Gotomeeting

Reunión ordinaria CNO 658 y bienvenida a los nuevos miembros C N O para el 2022:

TERMOYOPAL

ENERGIA DEL SUROESTE

CERROMATOSO

GRUPO DE ENERGIA DE BOGOTA

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
Empresa Eléctrica Regional	Alexander Rodriguez	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Angela Sarmiento	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Antonio Jiménez	SI	NO
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
TERMONORTE	Diego Eduardo Camacho	SI	NO
TERMOYOPAL S.A.S. E.S.P.	Eliana Muñoz	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI

EMGESA	Jorge Horacio Cadena	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jorge Zuluaga	SI	NO
TERMOTASAJERO	Jose David Montoya	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
Energía del Suroeste	Julieta Naranjo	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
CELSIA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
Prime Energy	Patricia Mejia	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	SI	NO
SSPD	Alejandro Páramo	SI	NO
UPME	Javier Martinez	SI	NO
CERRO MATOSO	Jorge Aruachán	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Jorge Fonseca	SI	NO
MINENERGIA	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
TERMOYOPAL	Luis Alberto Paez	NO	SI
SUPERSERVICIOS	Luis Galvis	SI	NO
SUPERSERVICIOS	Oscar Paramo	SI	NO
CERROMATOSO	Zamir Centanaro	NO	SI

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	8:30 - 8:35	Bienvenida a nuevos miembros C N O 2022.
2	8:35 - 9:20	Informe IDEAM.

3	9:20 - 9:50	Aprobaciones • actas pendientes • acuerdos
4	9:50 - 10:20	Informe Secretario Técnico.
5	10:20 - 11:20	Presentación XM - Situación eléctrica y energética.
6	11:20 - 12:05	Presentación informe Unidad de Monitoreo UMMEG.
7	12:05 - 12:50	Informe UPME.
8	12:50 - 13:05	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe de la situación hidrometereológica del país y los pronósticos.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo El IDEAM presento el estado actual de las diferentes variables que tiene incidencia en el clima en el país. Las anomalías de la temperatura superficial del mar, en las cuatro regiones del Pacífico Ecuatorial son todas negativas. Aguas profundas tienen volúmenes de aguas frías del centro hacia el este pero hay un incremento de fuentes subsuperficiales de aguas cálidas en el oeste. El ONI llegaría a su quinto mes por debajo de menos 0.5 con lo cual el IDEAM declararía el evento NIÑA de manera oficial. Las Oscilaciones Intraestacionales predominaron en fase subsidente y los pronósticos reflejan una dominancia de evento Niña durante el primer semestre y migración a situación neutral durante el resto del año. La OMM menciona en su reporte que las condiciones La Niña se han desarrollado en el Pacífico Tropical en tanto que los indicadores oceánicos y atmosféricos alcanzaron los umbrales de este evento. Los últimos pronósticos de los Centros de producción mundial de pronósticos a largo plazo de la OMM sugieren que la condición oceánica podría permanecer en condiciones La Niña hasta finales de 2021. Se favorece un evento de categoría débil a moderada. Los mapas de climatología, los pronósticos de temperaturas, las velocidades del viento y las series de años análogos completaron la presentación del IDEAM.					
Conclusiones - FENÓMENO LA NIÑA AGOSTO SEPTIEMBRE 2021 - MARZO 2022 De acuerdo con los análisis del Ideam, el					

comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y la evolución de las condiciones asociadas con la niña.

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

Desarrollo

I. ACTAS:

ACTA 649: Publicada para comentarios el 29 de noviembre de 2021. Comentarios de ISAGEN, PROELECTRICA, EPM y TEBSA.

ACTA 650: Publicada para comentarios el 29 de noviembre de 2021. Comentarios de PROELECTRICA, XM, y TEBSA-

ACTA 651 y 654: CNO NO PRESENCIALES

ACTAS 652 y 653: Publicadas para comentarios el 29 de noviembre de 2021. Comentarios de EPM, PROELECTRICA, XM, y TEBSA.

ACTA 655: Publicada para comentarios el 27 de diciembre de 2021. Comentarios de XM, TEBSA, ISAGEN y EPM.

ACTA 656: Publicada para comentarios el 27 de diciembre de 2021. Comentarios de de ISAGEN, TEBSA y EPM.

ACTA 657: C N O NO PRESENCIAL.

El Consejo aprueba las actas 649, 650, 652 y 653. Las actas 655 y 656 se da un plazo de una semana más para comentarios y su aprobación se dará en la reunión ordinaria de febrero

II. ACUERDOS

1. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las plantas térmicas Termoyopal 1, 3, 4 y 5 y las respectivas curvas de carga.
2. Por el cual se modifica el parámetro de velocidad de toma de carga y descarga de las unidades Gecelca 3 y 3.2.
3. Por el cual se aprueba la actualización del consumo térmico específico de la planta de generación Flores 1 CC con gas.
4. 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.
5. Por el cual se actualiza la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de instalación de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) que se ejecuten para mitigar necesidades en el STN o en un STR.

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

Conclusiones

- Se aprueban las actas 649 a 653. Se da una semana adicional para revisar las actas 655 y 656 y se someterán a aprobación en la reunión del mes de febrero.

- Los nuevos miembros del Consejo no se incluyen en la aprobación de las actas del año 2021.

- Se aprueban los acuerdos recomendados.

		Presentar el informe de			
--	--	-------------------------	--	--	--

3. INFORME CNO 658	NO	actividades del Consejo, de sus comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

I. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:

1. Adjunto a este informe se presenta el presupuesto de funcionamiento del Consejo para el año 2022 junto con los supuestos definitivos considerados en el mismo. Este presupuesto fue aprobado por el presidente del Consejo tal y como lo definió el Consejo en su reunión 655 del pasado 2 de diciembre de 2021. se propone al Consejo que la inquietud particular que tiene Celsia sobre un ítem de este se revise directamente con el representante de Celsia. El Consejo está de acuerdo.
2. La CREG dio respuesta al recurso interpuesto por ITCO a una decisión del CNO tomada en la reunión 646, sobre la decisión de mantener la regla de GRUPOS EMPRESARIALES prevista en el Reglamento Interno para la conformación del Consejo. La Comisión manifestó no tener competencia para pronunciarse sobre la decisión tomada por el CNO, porque se trata de una disposición del reglamento interno, que no es una decisión técnica y no está asociada a la operación del Sistema Interconectado Nacional. Además, se abstiene de abrir una actuación administrativa porque considera que ni la ley ni la reglamentación asignan funciones administrativas al Consejo y por lo tanto sus acuerdos no son actos administrativos. Sobre la conformación del Consejo para el año 2022 y la vacancia del segundo representante de transmisión, se manifiesta que se está pendiente del proceso que adelanta Intercolombia y XM como integrantes del Grupo Ecopetrol. Al respecto el representante de Intercolombia y XM manifiestan que en el Convenio Interadministrativo hay un compromiso de levantar la unidad de propósito y dirección frente a XM, ya se dio inicio frente al cambio de los miembros de la junta directiva, los cuales son todos independientes. La fecha de cumplimiento de los compromisos es de 6 meses, que vence el 29 de mayo de 2022. XM mantendrá informado al CNO del avance y cumplimiento de estas actividades.
 - Se presenta la solicitud de invitación de Intercolombia a las reuniones del Consejo para aprobación del CNO lo cual se aprueba para el año 2022.
3. MINENERGÍA emitió su concepto sobre las distintas alternativas propuestas por el Consejo para la selección del representante de la demanda regulada. Con base en este concepto, el Comité Legal analizó y trae su recomendación de inclusión de las reglas de selección del representante de la demanda regulada.

A continuación, se presenta el cronograma de elección de dicho representante, considerando la recomendación del Comité Legal:

Publicación del aviso de la convocatoria (página WEB del CNO)	18 enero de 2022
Recepción de postulaciones	24 de enero de 2022
Comunicación a las empresas informando quienes se postularon por grupo e instrucciones de acceso a la página web para votar	26 de enero de 2022
Votación a través de la página WEB del CNO	31 de enero y 1 de febrero de 2022
Publicación de los resultados	2 de febrero de 2022
Expedición del Acuerdo por el cual se integra el CNO para el año 2022	3 de febrero de 2022

Se hizo la presentación de la recomendación del Comité Legal sobre los criterios a incluir en el Reglamento Interno para la selección del representante de la demanda regulada, según el concepto del Ministerio de Minas y Energía del 24 de diciembre de 2021. Se resaltan algunos elementos importantes del concepto del Ministerio sobre la facultad que tiene el Consejo para establecer las reglas de selección de quienes lo conforman.

El Comité Legal recomienda que de manera transitoria se incluyan los siguientes criterios de selección del representante de la demanda regulada:

- Que desarrolle exclusivamente la actividad de comercialización, y
- Que venda energía a los usuarios finales.

El Consejo decidió incluir en el Reglamento Interno los siguientes criterios de selección del representante de la demanda regulada, para que sea consistente la representación de los usuarios regulados:

- Que desarrolle exclusivamente la actividad de comercialización, y
- Que venda energía a los usuarios regulados.

Además decidió que estos criterios no se incluyan como un procedimiento transitorio, ya que actualmente es el procedimiento a aplicar, dado que no se cuenta con la reglamentación de los agregadores de la demanda por parte de la CREG y del Ministerio de Minas y Energía.

Sobre el cumplimiento del Decreto 2238 de 2009 se menciona que todos los miembros del Consejo deben dar cumplimiento a este, sin embargo en el Reglamento se hace énfasis en la necesidad de que el representante de la demanda regulada debe dar cumplimiento al decreto, en especial por la naturaleza de la actividad que desarrolla.

A continuación se presenta la propuesta de ajuste de las reglas de invitados al CNO, teniendo en cuenta lo previsto en el artículo 46 de la Ley 2099 de 2021. Actualmente, en el Reglamento Interno hay un cupo de 4 invitados al Consejo. Se propone que no haya cupo o que sean 8 cupos.

El Consejo decide que se amplíe el cupo a 6 invitados en las reuniones del Consejo, teniendo en cuenta los nuevos grupos por elección. En el evento que se reciban más de 6 solicitudes, se analizará la situación.

Sobre la conformación del Comité Asesor de Estrategia se propone también que se modifique su conformación, para que se adapte a lo previsto en la Ley 2099 de 2021. El Consejo aprueba que se debe propender porque en el Comité Asesor de Estrategia estén representados los nuevos grupos por elección.

4. El 4 de enero de 2022 se publicó y envió a los agentes generadores, transmisores y distribuidores la Circular 87, en la que se les da un plazo hasta el 19 de enero de 2022 para solicitar ser invitados a los Comités y Subcomités del Consejo.
5. Los Comités y Subcomités están trabajando en la definición del Plan Operativo del año 2022 en las reuniones del mes de enero.
6. Se propone al Consejo: la revisión de la regla de invitados al CNO, el periodo anual del presidente que se inicie en febrero de cada año y la regla de integración del Comité Asesor de Estrategia para que se incluyan los representantes de los nuevos grupos que conforman el Consejo.
7. Se organizarán 2 reuniones de inducción en los principales aspectos legales y administrativos del CNO, para los Comités y Subcomités . Otra reunión específica para los nuevos miembros del CNO y una específica para las autoridades sectoriales.

La propuesta de cronograma de estas reuniones es la siguiente:

Enero 17 ----- Nuevos miembros

Enero 20 -----Subcomités

Enero 26 ----- Comités

Enero 28 ----- UPME, CREG, MME y SSPD

Sobre las inducciones se informa que se grabarán y se dejarán en el espacio de videos de la página WEB.

8. Solicitamos la designación de los representantes en los comités y subcomités a las empresas que aún no lo han hecho, para poder actualizar las bases de contactos.

II. ASPECTOS TÉCNICOS:

9. Se expidió la Resolución CREG 229, que deja en firme el proyecto normativo CREG 187, el cual define para la aplicación de la curva de capacidad PQ de la Resolución CREG 060 de 2019, que el CNO determine mediante simulaciones una Curva de tensión-QV complementaria. Adicionalmente, establece una transición de tres años para el cumplimiento de los requisitos en el punto de conexión.
10. Se expidió la Resolución CREG 230 de 2021, que deja en firme el proyecto normativo CREG 174 de 2021, *"Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional"*. Como se mencionó previamente en el informe del Consejo 655, en esta norma se asignan cinco (5) tareas al Consejo, las cuales corresponden a la actualización de las actividades desarrolladas en el marco de la Resolución CREG 030 de 2018, y una adicional asociada a la estandarización de los contratos de conexión. El plazo establecido para el cumplimiento de las tareas se modificó, definiéndose 80 días hábiles para el cumplimiento de todas las actividades (15 de marzo de 2022).
11. Se envió comunicación a la CREG con los comentarios del CNO a la Resolución CREG 173 de 2021, *"por la cual se adiciona un Capítulo Transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW y se dictan otras disposiciones"*. La comunicación se encuentra disponible en la página web del Consejo.
12. Se expidió la Resolución CREG 210 con base en el proyecto normativo CREG 200 de 2021, *"por la cual se modifican los artículos 2 y 5 de la Resolución CREG 026 de 2014"*. En esta norma se define, para evitar eventuales activaciones del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento por la materialización de condiciones de frontera, una nueva condición para determinar el estado del indicador NE.
13. El Consejo viene desarrollando todas las actividades y tareas asignadas por la CREG en su resolución 148 del 2021, la cual estableció los requisitos de conexión, operación, supervisión y otras disposiciones para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas en los sistemas de distribución local y cuya capacidad es mayor o igual a 5 MW. Durante la semana pasada se socializó con los Comités y Subcomités del CNO las propuestas de protocolos y acuerdos, las cuales fueron puestas para sus comentarios hasta el 14 de enero de 2022. El objetivo es publicar los productos el próximo 20 de enero del año en curso, cumpliendo con los lineamientos de publicidad definidos por la comisión. Isagen solicitó la ampliación del plazo para enviar los comentarios a los documentos de la Resolución CREG 148 de 2021 para lo cual se revisarán los tiempos con el consultor.
14. El CND dio traslado al CNO de la solicitud de EPM sobre la realización de pruebas especiales en la central Porce II. Lo anterior, dado que según lo establecido en el Acuerdo CNO 1236, es el Consejo Nacional de Operación quien autoriza la realización de este tipo de pruebas, previo cumplimiento a lo establecido en el procedimiento para tal fin. También se informó por parte del CND que XM procederá a incluir la restricción operativa derivada en sus análisis energéticos. El CO recomendó al CNO aprobar la autorización para la realización de las pruebas y el SPO en su reunión extraordinaria del 12 de enero de 2022, revisó la afectación de estas pruebas en los análisis energéticos y concluyó que no se presenta impacto.
15. En el marco del Subcomité de Planeamiento Operativo- SPO se informó por parte de ENEL EMGESA las acciones estructurales que se están llevando en embalse El Quimbo, las cuales reducen temporalmente su capacidad de almacenamiento. En el SPO se mostraron por parte del CND los impactos en el planeamiento

energético de mediano plazo de esta situación, y en la senda de referencia vigente para este verano 21-22. Se concluyó que no hay impacto de la consideración de la restricción del embalse El Quimbo en la senda vigente.

16. Seguimiento plan de acción entrada en operación circuito 2 Chinú Boston 110 Kv: AFINIA le informó al Comité de Distribución las acciones que ha venido adelantando asociadas a la entrada en operación del proyecto segundo circuito Chinú Boston 2 110 kV, de acuerdo con las recomendaciones realizadas en la reunión extraordinaria 268 realizada el día 3 de noviembre de 2021, se resalta lo siguiente:
 - Revisar la posibilidad de instalar un dispositivo DLR en el circuito Chinú Boston 1 110 kV, con el fin de aumentar su capacidad de acuerdo con las condiciones de temperatura que se estén presentando (Se contactó a la empresa HEVRON para revisar la alternativa y se contactará a TRANSELCA para revisar las experiencias con el proyecto piloto).
 - Acelerar la construcción de la estructura en H que se requiere (Se continua con la fecha probable de marzo de 2022).
 - La comunidad todavía no ha entregado el nombre del proveedor para realizar el estudio electromagnético en el área, adicional al que ya realizó AFINIA.
17. El Comité de Distribución 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 eventos del SIN. Al respecto se debe destacar que DISPAC tiene 44 acciones pendientes, EMSA no tiene actualización de gestiones desde inicios de agosto de 2021, EBSA tienen 27 acciones pendientes, y CEDENAR y ELECTROHUILA 22 cada uno.
18. Se presenta para aprobación del Consejo el envío de la comunicación construida desde el Subcomité de Controles y el Comité de Operación, sobre los criterios de confiabilidad y redundancia en la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia-AGC. Se solicita por parte de CELSIA un espacio para revisar la comunicación y hacer los comentarios respectivos, lo cual se acepta. También se define que los demás miembros envíen sus comentarios a la comunicación que esta en los archivos de esta reunión.
19. En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica se presentaron por parte de CELSIA los retos que representan los Autogeneradores y Cogeneradores para la operación de los Sistemas de Distribución Local. Entre estos sobresalen:
 - Desviaciones recurrentes de los pronósticos de demanda asociados a la autogeneración, ya que estos al no tener garantía de potencia, pueden modificar sin previo aviso al operador de red su programa de generación y consumo interno. Dicha situación podría comprometer la seguridad del SIN dependiendo de los porcentajes de integración de estas tecnologías de producción.
 - Respecto a la cogeneración, la variabilidad de su potencia inyectada a la red dificulta en algunas ocasiones la gestión de mantenimientos sobre la infraestructura de transporte.
 - Para el control de tensión en el punto de conexión, el nivel de consumo interno de los autogeneradores desplaza la Curva de Cargabilidad-PQ, dificultando la entrega u absorción de potencia reactiva.

Dichos retos fueron socializados con la CREG para que este los considere en la actualización del Código de Distribución.

Conclusiones

El Consejo decidió incluir en el Reglamento Interno los siguientes criterios de selección del representante de la demanda regulada, para que sea consistente la representación de los usuarios regulados:

- Que desarrolle exclusivamente la actividad de comercialización, y
- Que venda energía a los usuarios regulados.

Aemás decidió que estos criterios no se incluyan como un procedimiento transitorio, ya que actualmente es el procedimiento a aplicar, dado que no se cuenta con la reglamentación de los agregadores de la demanda por parte de la CREG y del Ministerio de Minas y Energía.

- El Consejo decide que se amplíe el cupo a 6 invitados en las reuniones del Consejo, teniendo en cuenta los nuevos grupos por elección.

- El Consejo aprueba que se debe propender porque en el Comité Asesor de Estrategia estén representados los nuevos grupos por elección.

- El Consejo aprueba la solicitud de INTERCOLOMBIA para ser invitado a las reuniones del Consejo durante el año 2022.

4. PRESENTACION XM	NO	Presentar el informe de la situación operativa del SIN y los riesgos para la operación..	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

El CND trae en su presentación un balance del comportamiento de las variables en el año 2021, pero se deja para revisión. En las siguientes gráficas se presenta la evolución de las principales variables energéticas del SIN y la situación energética destacando una situación que se conecta con el radar de proyectos y que debe tenerse en cuenta para el planeamiento. Para el 2021 se tenía previsto la entrada de 82 proyectos con una capacidad de 1868 MW y entraron en operación 8 proyectos con una capacidad de 132 MW. En transmisión entraron 2 proyectos, en el STR entraron 5. Hay una constante es el atraso en la entrada de los proyectos. Las variables se dejan para consulta.

En las siguientes gráficas se presenta el panorama energético de mediano plazo considerando los proyectos que tienen garantías a la luz de la resolución CREG 075 de 2021, adicionalmente se realizaron sensibilidades considerando solo los proyectos que tienen OEF o CLPE y otra considerando un año de atraso de estos últimos proyectos, se resalta que para los diferentes casos analizados se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.



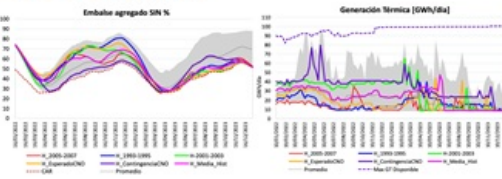
Datos de entrada y supuestos considerados



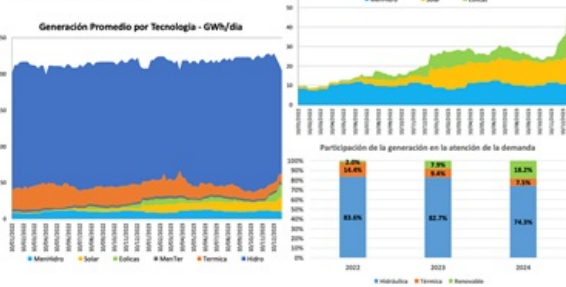
Datos de entrada y supuestos considerados



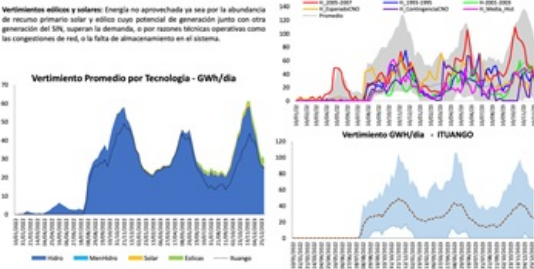
Escenario Estocástico



Escenario Estocástico



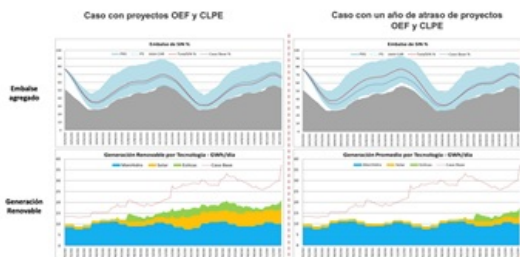
Escenario Estocástico



Panorama Energético - Sensibilidades



Resultados Análisis Energéticos Sensibilidades



Caso 1

Caso con proyectos OEF y CLPE

Caso con un año de atraso de proyectos OEF y CLPE

Índice de Conflicto

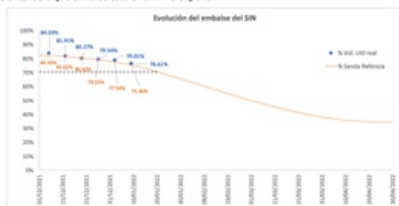
Generación Nueva OEA/CLPE

Participación de la atención de la 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.

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

❖ Si el embalaje útil real es mayor o igual que la senda de referencia, o mayor al 70% del volumen útil agregado del SIN, se entenderá que el índice está en un nivel superior.



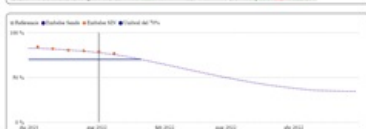
SEGUIMIENTO INDICADORES RESOLUCIÓN CREG 209 DE 2020



INFORMACIÓN HISTÓRICA

After

Ano	Setor	País/Obrato	Condição	Estimativa R\$ Bil	Estimativa Euro Bil	SD	PMF	SDH
2012	1	Brasil, 30 de agosto de 2012	Normal	70,00	77,34	Suporte	44,73	100,00
2012	1	Brasil, 30 de agosto de 2012	Normal	84,78	93,98	Suporte	48,02	100,00
2012	4	Brasil, 30 de setembro de 2012	Normal	53,57	57,98	Suporte	39,81	100,00
2012	46	Brasil, 30 de outubro de 2012	Normal	34,75	37,78	Suporte	23,73	100,00
2012	1	Brasil, 30 de agosto de 2012	Normal	84,78	93,98	Suporte	48,02	100,00
2012	1	Brasil, 30 de agosto de 2012	Normal	84,00	91,64	Suporte	47,04	100,00
2012	31	Brasil, 30 de agosto de 2012	Normal	33,04	35,93	Suporte	22,67	100,00



Sobrecarga línea Jardinera – Jamondino 115 kV

En la elaboración del despacho económico diario realizado a partir del 20 de diciembre de 2021, se encontró que la línea de transmisión Jardinera - Jamondino 115 kV presentaba cargabilidad cercana al 100%.

A raíz de lo anterior se adelantaron las siguientes gestiones:

- ❖ El centro de control de XM se comunicó con el operador de CEDENAR y este último indicó que no se han presentado alarmas de sobre carga en tiempo real en el circuito Jardimera - Jomondino 125 KV, ni en la subestación Jomondino 125 KV.
- ❖ Desde Desembarcos operativas de XM se comunicó con CEDENAR y el agente indicó que: "el límite de la cargabilidad de la línea está asociado a la conexión de los CTs y se tiene programado para el 12 de enero de 2022 la consignación Nacional C0204289 donde se actualizará la conexión de los equipos de medida y aumente la capacidad de carga de la línea".

Esta situación no implicó programación de DNA en el despacho ni desatención de demanda en tiempo real.

Se presenta lo que establece la Resolución CREG 229 de 2021:

Resolución CREG 229 de 2021 - Por la cual se adiciona un inciso al final del literal b) del numeral 5.7 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019



Para la aplicación de la curva P-Q anterior el C.N.O., con apoyo del CND, deberá determinar mediante simulaciones de la operación del sistema una curva Q-V o equivalente en el punto de conexión, que conjuntamente con la curva P-Q permitan determinar los requisitos que deben cumplir las plantas en el punto de conexión.

Adoptar la Curva Q-V o su equivalente será opcional, en todo caso, de no optar por ella, la planta deberá cumplir las disposiciones respecto a la curva P-Q en el punto de conexión. En caso de adoptarse, la curva P-Q en el punto de conexión debe entenderse como una curva ajustada en función de los requisitos operativos de potencia reactiva y tensión resultantes de aplicar la curva Q-V o su equivalente.

Periodo de transición. Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que tengan proyectado conectarse al STN o STR, y que tengan concepto de conexión aprobado por la UPMH al 15/07/2020 (65 proyectos), podrán entrar en operación cumpliendo con la curva P-Q en los terminales de alto voltaje del transformador elevador del generador. Transcurrido un plazo de 36 meses a partir de la fecha de puesta en operación de la planta, esta deberá cumplir con la curva P-Q ajustada de acuerdo con la curva Q-V o su equivalente en el punto de conexión. En ambos casos deberá verificarse el cumplimiento de los requisitos realizando las pruebas respectivas.

Para dar cumplimiento a la anterior el CND y el CNO solicitaron a los promotores de los proyectos la información necesaria para el adecuado modelamiento de los proyectos y así determinar el impacto de la aplicación de la Resolución en el SIN. El plazo para el envío de la información es el lunes 17 de enero de 2022.

Para dar cumplimiento a la Resolución, se deben hacer estudios que tengan en cuenta la infraestructura desde el punto de conexión hasta el lado de alta del transformador. Si no se consigue la información, la recomendación del CND es mantener el requisito como está previsto en la Resolución CREG 060 de 20219, hasta que no se obtenga la información para hacer las nuevas simulaciones.

Teniendo en cuenta que, no obstante se ha solicitado la información para dar cumplimiento a la tarea regulatoria, el Consejo está de acuerdo con la convocatoria a un taller el 17 de enero, dirigido a los agentes que deben entregar la información solicitada, en el que se expliquen y aclaren las dudas que hay sobre la solicitud. Adicionalmente, se citará a reunión al grupo de trabajo del SAPE y Controles.

A continuación se presentan las gráficas del resumen del IPOEMP:



Impacto proyectos en el SIN para el 2022

Área Oriental

Transformadores Santa Helena 1 y 2
230/115 kV FPD: 30/12/2022

Subestación Catana 115 kV
FPD: 30/12/2022

Resacas Solares de los Cármenes
Unidad 4 115.5 MW FPD: 31/06/2022
Unidad 5 117.5 MW FPD: 31/06/2022
Unidad 6 117.5 MW FPD: 31/12/2022

• Elimina restricciones asociadas a la importación de potencia del Mito. Sobrecarga Villavicencio 1 230/115 kV ante N-1 de Villavicencio 2 o 3 230/115 kV. Sobre carga en estado normal de operación de Oca - Santa Helena 115 kV. Sobrecarga Villavicencio - Oca 1 y 2 115 kV ante N-1 Villavicencio - Barral 115 kV y Sobrecarga Villavicencio - Oca 1 y 2 115 kV ante la contingencia de uno de ellos. Además mejora el control de tensión en nodos de la subárea, con lo que se reduce el requerimiento y uso de bancos capacitivos en la red de 115 kV.

• Hasta la entrada de la subestación Catana 115 kV puede activarse restricción por sobrecarga del circuito Santa Helena - Oca 1 115 kV ante N-1 de un ATR de Villavicencio 230/115 kV.

• Disminuye los requerimientos de importación de potencia del Mito, disminuyendo el impacto de restricciones existentes, mejora el control y perfil de tensión de la red 115 kV. Sin embargo, pueden activarse nuevas restricciones como: Puerto Gaitán - Puerto López 1 115 kV / Compadreño - Puerto López 1 115 kV. Suria - Santa Helena 1 115 kV / Suria - Santa Helena 2 115 kV, Puerto López - Suria 1 115 kV / Puerto López - Suria 2 115 kV y Puerto López - Suria 2 115 kV / Puerto López - Suria 1 115 kV, las cuales se gestionan principalmente con limitación de generación conectada a Puerto Gaitán, Suria y Campo Rionegro. Finalmente, hasta la entrada de la subestación Catana 115 kV y obras asociadas, se activa la restricción Reforma - Suria 230 kV / Oca - Santa Helena 115 kV.

Área Suroccidental

El flujo de potencia en la red de Cauca - Nariffo y Huila - Tolima aumenta a través de la red 230 kV y disminuye en la red a 115 kV, lo que reduce la criticidad de restricciones como Jamundino - Páto 115 kV / Jamundino - Catambuco 115 kV, Páto - San Martín 115 kV / Catambuco - San Martín 115 kV y Betania - El Reino 115 kV / Betania - Salsero 115 kV. Mejora la confiabilidad de la carga del Putumayo, al eliminar la realidad de su alimentación. En escenarios de importación y exportación de potencia Colombia - Ecuador, la conexión Jamundino - Renacer 230 kV representa un camino adicional a la potencia mitigando restricciones asociadas a sobrecarga por contingencia sencilla en la red de Putumayo - Betania.

Los indicadores de operación se pueden consultar en la presentación.

Sobre la DNA del área Caribe se llama la atención por los eventos recurrentes en el circuito Ternera Gambote. Hubo 5 eventos en este circuito. En agosto Afinia manifestó que era un tema de robo de conductores. Se aprecia que solo en la subárea Bolívar no ha habido reducción de la demanda no atendida no programada debido a los eventos en el circuito antes mencionado. Se propone que este tema se incluya en la agenda del Comité de Distribución.

Las gráficas del radar de proyectos se pueden consultar en la presentación.

Se advierte que varias obras del STN presentan atrasos adicionales frente al último informe y en las obras por ampliación también presentan atrasos. Al nivel del STR la mayor parte de proyectos están atrasados.

Conclusiones

- El Consejo está de acuerdo con la convocatoria a un taller el 17 de enero, dirigido a los agentes que deben entregar la información solicitada para el cumplimiento de las tareas de la Resolución CREG 229.

5.PRESENTACION INFORME UNIDAD DE MONITOREO UMMEG-SSPD SSPD	NO	La Unidad de Monitoreo del Mercado Eléctrico y de Gas de la SSPD presenta su informe del análisis del mercado eléctrico y de gas.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

La UMMEG presentó el informe del comportamiento de los mercados de energía eléctrica y de gas correspondiente al cierre del año 2021. La variación de las diferentes variables fue presentada con sus correspondientes variaciones comparadas con meses anteriores. La presentación de la UMMEG se solicitó para ser incluída en el acta de esta reunión.

Conclusiones

- Se solicitó la presentación para ser incluída en el acta de esta reunión.

6. INFORME UPME	NO	Presentar el estado actual del desarrollo de los proyectos por convocatoria que se encuentran en desarrollo.	INFORMATIVO		
--------------------	----	--	-------------	--	--

Desarrollo

La UPME hizo la presentación del avance de los proyectos por convocatoria, que se puede consultar en la página.

- Proyecto Atlántico: ya tuvo licencia ambiental. Hay algunas dificultades con el espacio público. No hay novedad de la fecha de entrada en operación.
- Baterías: no hay novedad.
- Termoflores - Río Tebsa: proyecto avanzado, previsto para agosto de 2022.
- Sabanalarga - Bolívar: prevista para el primer trimestre de 2023.
- La Marina: ya tiene licencia ambiental, dificultad con el permiso de intervención del espacio público.
- Subestación Sahagun: puede estar antes de la fecha.
- Cerro Chinu Copey: previsto para julio de 2022. Está finalizando proceso de construcción. Está pendiente un ajuste de licencia.
- Carrieles: no tiene novedad.
- Virginia Nueva Esperanza: licencia condicionada, en enero se debe iniciar la construcción el tramo condicionado.
- Suroccidental: el ritmo de avance de construcción es lento. No se puede precisar la fecha de entrada en operación.
- Subestación Pacífico y líneas asociadas:
- Quimbo Alférez: registra un atraso mayor. La UPME recomienda tomar acciones diferentes.
- Chivor Norte Bacatá: se ha avanzado en la selección del lugar de la subestación y modificación de la llegada de la línea.
- La Loma Sogamoso. El EIA continua en elaboración. Hay que monitorear la necesidad de consulta previa.
- La Loma STR: prevista para noviembre de 2022.
- Guatapurí: consulta previa ya surtida.
- Copey Cuestecitas: el EIA está en evaluación. La fecha está para mayo de 2023. De esta obra

dependen proyectos que tienen compromisos.

- San Juan: está en servicio desde finales de diciembre
- Colectora: se avanzó en la consulta previa. A finales de 2021 se avanzó considerablemente.
- Las obras consideradas como ampliación son: la conexión de Termocandelaria que está en fase final; los FACTS del corredor Santa Marta Honda Termoguajira: se avanza y no está comprometida la fecha de entrada. De este equipo depende la conexión anticipada del proyecto Windpeshi que tiene compromiso. Facts distribuidos en corredores de las líneas de Atlántico, asociadas a Termoflores y Caracolí, están previstos para instalar en el 2024 y no se ve riesgo.

Conclusiones

7. VARIOS

Desarrollo

- Celsia plantea la situación el cambio de diferencial de barras en Yumbo que está limitando la generación de las plantas Albán lo cual Intercolombia había manifestado que en los últimos días de diciembre quedaba habilitada, pero no sucedió. Se tiene previsto que esté lista en marzo y solicita el seguimiento al CND y al CNO. Intercolombia presentará el tema en la siguiente reunión del CNO y abordará el tema de la renovación de las subestaciones antiguas.
- EPM indica que la presentación de la planta Hidroituango se hará en la siguiente reunión del CNO.
- Gecelca informa que hubo una situación en diciembre con las garantías exigidas, que se elevaron considerablemente por la metodología de cálculo, pero les preocupa que puede limitar los recursos para la operación. El tema lo están revisando con XM y quieren saber si algún otro generador se encuentra en esta situación.
- Isagen manifiesta que el SURER ha demandado muchos recursos, y solicita pensar en la necesidad de crear un subcomité diferente. Se viene trabajando en un grupo en el que se incluyen las mismas personas del SURER, se evaluará si se mantiene el grupo con otras personas. Sugiere que se adopten medidas para lograr mayor eficiencia.
- Se somete a consideración del CNO la solicitud de Prime Energy para ser invitado a las reuniones del Consejo durante el año 2022 El CNO aprueba esta solicitud.

Conclusiones

