



Acta de reunión
Acta N° 615
1 Octubre, 2020 Gotomeeting

Presentar el acta de la reunión ordinaria CNO 615.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
XM	Gabriel Fernando Paez	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
Prime Energy	Patricia Mejia	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI

SSPD	Angela Sarmiento	SI	NO
SSPD	Camilo Tautiva	SI	NO
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
MINENERGIA	Juan Sanchez Salazar	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
XM	Xiomara Gómez	NO	SI
SSPD	Miguel Velásquez	SI	NO
TERMOVALLE	Olga Beatriz Callejas	NO	SI
MME	Sandra Salamanca	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Carlos Gaitan	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
EMGESA	Jorge Cadena	NO	SI
Termonorte	Manuel Vasquez	SI	NO
CELSIA	Marcelo Alvarez	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
UPME	Antonio Jimenez	SI	NO
URRA	Rafael Piedrahita	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 08:40	Verificación del Quórum.
2	08:40 - 09:15	Informe IDEAM.
3	09:15 - 10:00	Aprobaciones - Actas pendientes. - Acuerdos.

4	10:00 - 10:30	Informe Secretario Técnico.
5	10:30 - 11:45	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
6	11:45 - 12:15	Informe UPME.
7	12:15 - 12:30	Varios
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el estado de las variables hidrometereologicas y los perspectivas del clima en el país.	INFORMATIVO		

Desarrollo

Según el IDEAM, se han materializado las condiciones que caracterizan a un fenómeno de La Niña. Durante septiembre de 2020 se sobrepasaron los umbrales de los diferentes indicadores. Según los diferentes centros de predicción climática a nivel internacional, se esta experimentando un fenómeno de La Niña moderado.

Desde el punto de vista de precipitaciones en Colombia, el IDEAM pronostica lluvias por encima del 20 % de la media climatológica en gran parte de la región Andina para el mes de octubre del año en curso. Lo anterior, según el Instituto, lo corrobora la predicción probabilística. Este comportamiento se mantendría para el trimestre octubre-noviembre-diciembre de 2020.

Para el mes de enero del 2021 las precipitaciones en gran parte del territorio nacional estarían por encima del 20 % de la media histórica, lo cual también se corroboraría por la proyección probabilística. Finalmente, el IDEAM reitera que las condiciones del fenómeno de La Niña están presentes, razón por la cual, el comportamiento climatológico sobre el territorio nacional será modelado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intra estacional y la dinámica asociada a la evolución de La Niña.

Conclusiones

2. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas pendientes de aprobación y los acuerdos recomendados para aprobación del Consejo Nacional de Operación en su sesión 619.	APROBACIÓN	SI	NO
---------------------	----	--	------------	----	----

Desarrollo

1. ACTAS

- Se aprueba el Acta 607 con las observaciones de ISAGEN, PROELÉCTRICA, ELECTRICARIBE y XM. Para el Acta 612, se establece fijar una semana más para comentarios. Se aclara por parte del CNO que las reuniones 608, 609, 610, 611, 613 y 614 fueron reuniones no presenciales y las actas ya están en la página.

2. ACUERDOS

Los siguientes Acuerdos fueron aprobados por el Consejo:

- Por el cual se actualiza la definición y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de activos del STN y STR para el planeamiento y la operación del SIN.
- Por el cual se establecen y actualizan las definiciones y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las unidades y plantas hidráulicas, térmicas, eólicas y solares para el planeamiento operativo y la operación del SIN.
- Por el cual se actualizan los miembros del Consejo Nacional de Operación para el año 2020.
- Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de los parámetros de las unidades y plantas de generación y los modelos del sistema de control asociados a las unidades y plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicos conectadas al STN y STR y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles asociados.
- Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación sincrónicas del SIN despachadas centralmente, y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles de generación.
- Por el cual se modifica el procedimiento para la realización de las pruebas de potencia reactiva de unidades de generación sincrónicas despachadas centralmente.
- Por el cual se aprueba el procedimiento para determinar la velocidad de toma de carga y descarga de las unidades de generación del SIN y el plan de pruebas para su determinación.
- Por el cual se establece la aplicabilidad, la periodicidad y los protocolos para la realización de las pruebas de estatismo y banda muerta de las plantas hidroeléctricas y térmicas despachadas centralmente.
- Por el cual se aprueban los capítulos de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB) que se conecten al SIN: "Definiciones", "Condiciones técnicas para la conexión y pruebas que deben cumplir antes de su entrada en operación comercial", "Definición y formato de reporte de los parámetros técnicos (SAEB)" y "Requisitos de entrada en operación comercial de los SAEB".
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del generador de las unidades de la planta de generación Termoemcali.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio del mínimo técnico de la planta de generación Tebsa. En la revisión de este Acuerdo se llega a un consenso, sobre la importancia para el CNO de analizar alternativas sistémicas que mejoren la flexibilidad del SIN, considerando los parámetros de las plantas convencionales, sin que pongan en riesgo su operación confiable y segura. Adicionalmente, se recomienda por parte del Consejo al CND adelantar el segundo estudio de flexibilidad, incluyendo las observaciones realizadas previamente, y al subcomité de Plantas del CNO, redactar unos términos de referencia para la contratación de un estudio internacional que permita determinar en el corto, mediano y largo plazo las opciones costo-efectivas para incrementar la flexibilidad del SIN, así como, los esquemas necesarios que incentiven su implementación para prestar este servicio.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de la planta de generación El Quimbo.
- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva neta y consumo térmico específico de la planta de generación Proelectrica.
- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la actualización de los parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Topocoro.

- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la actualización de los parámetros técnicos de los volúmenes del embalse El Quimbo.

Conclusiones

3. INFORME CNO 615	NO	Presentar al Consejo el informe de avances y desarrollo de los principales temas que se abordan en los comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

Aspectos Administrativos:

- Se llevó a cabo la jornada de Supervisión y ciberseguridad con la siguiente asistencia:

DIA I – 22 SEPT		DIA II – 23 SEPT		DIA III – 24 SEPT	
ASISTENTES	PANELISTAS	ASISTENTES	PANELISTAS	ASISTENTES	PANELISTAS
129	8	105	9	92	14
TOTAL	137	TOTAL	114	TOTAL	106

Se recibieron muy buenos conceptos en la encuesta, y se dio un paso importante en la socialización de los temas desarrollados por el Comité de Supervisión y Seguridad durante el año en curso.

- ELECTRICARIBE no hará parte del CNO a partir del día hoy, ya que será remplazado como operador por dos empresas, a saber: AIRE y AFINIA. ENEL- CODENSA al ser el mayor mercado de distribución será el nuevo miembro que representa la actividad de distribución, según las reglas de conformación del Consejo establecidas en la Ley.
- Se llevó a cabo el Octavo Foro de Ética del Sector con asistencia de cerca de 400 funcionarios de manera virtual. Las memorias de este evento se encuentran disponibles en la página web del CNO.
- Se realizó la jornada “Control y Modelos del Sistema Interconectado Nacional-SIN: Socialización de Protocolos y Procedimientos CNO”. En ella el Subcomité de Controles presentó los Acuerdos asociados a la modelación y control de los diferentes elementos del SIN, específicamente Unidades de Generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía-SAEB, Cargas, Generación Distribuida y dispositivos FACTS.

ASPECTOS TECNICOS

- Los diferentes Comités y Subcomités del Consejo terminaron la formulación de las propuestas de requerimientos técnicos para la incorporación de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas en los Sistemas de Distribución Local-SDL. En este momento se están articulando los productos/documentos para envío a la CREG, los cuales harán parte de las observaciones del Consejo a la Resolución CREG 170 del 2020 en consulta. Vale la pena mencionar que la propuesta del CNO plantea varias funcionalidades para diferentes rangos de capacidad (0-0.25 MW; 0.25-1 MW; 1-5MW; > 5MW), en contraste con el proyecto normativo de la Comisión, el cual establece condiciones para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución con capacidad mayor a 5 MW. La Resolución asigna una serie de tareas al Consejo para desarrollo en un plazo máximo de 40 días a partir de la fecha de expedición de la Resolución definitiva, las cuales deben ser enviadas a la CREG para sus comentarios y aprobación, previo a que se expidan los Acuerdos. El plazo para comentarios

En este punto se acuerda citar al Comité Legal para analizar en detalle el artículo 7 del proyecto normativo, dado que el mismo tiene presunción de no respetar la Ley 143 de 1994.

- El Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER con el CND están terminando la segunda fase del documento base para la formulación de un Código de Medición de Variables Hidrométricas, que abarque el análisis de las alternativas para dar solución a los problemas identificados en la primera parte del documento entregado a la CREG. La Universidad de los Andes desarrolló el primer borrador del referenciamiento aplicable para la medición de las variables hidrométricas, y está contrastando el mismo con el documento de buenas prácticas desarrollado por el SURER.

Se acuerda para la próxima reunión del Consejo agendar la presentación del documento de referenciamiento internacional y buenas prácticas de los Agentes, formulado por la Universidad de los Andes y el SURER.

- Teniendo en cuenta las tareas acordadas en la reunión 603 del Consejo, sobre el Plan de Acción para evitar eventos como el del 24 de junio en el área Caribe, en la reunión ordinaria del Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE se analizó el listado de subestaciones presentado por el CND en la pasada reunión 612 del CNO. Teniendo en cuenta las inquietudes que surgieron sobre el ordenamiento y la no inclusión de algunas barras, se acordó con el CND analizar detalladamente algunos casos específicos en el marco del SAPE. Asimismo, el Comité de Supervisión y Ciberseguridad y el Subcomité de Protecciones, definieron un cronograma de actividades, que se articulan con la propuesta del Plan de Acción que se presentó previamente.
- El Subcomité de Plantas del Consejo analizó el documento CNO gas *“Intercambio de Información Operativa Gas-Electricidad en Condiciones Normales de Operación”*. Las principales observaciones al mismo se presentan a continuación:
 1. El documento no contiene una justificación de los beneficios del intercambio de información y qué tipo de información haría parte de dicho intercambio. Por lo anterior se considera que el mismo no genera cambios determinantes para superar la problemática actual. Adicionalmente, se entiende que la información que se está analizando para compartir, es considerada pública hoy, por lo cual no es claro qué tipo de ventajas traería para la coordinación gas-electricidad.
 2. Se estipula que el documento se circunscribe a los generadores térmicos, sin embargo, en el desarrollo del mismo no se evidencia la participación de éstos y la información que entregarían con dicho protocolo.
 3. Respecto al sector gas, el transportador incumbente de la Costa ha manifestado en reiteradas ocasiones que, con su infraestructura, no puede prestar el servicio de parqueo, por lo tanto, este servicio no se podría considerar como una información determinante para el protocolo, más aún cuando no es aplicable para todos los transportadores.
 4. Dentro del contenido de la propuesta, no se define el esquema para entregar la información, los responsables de las mismas y los medios que se utilizarían.
 5. Dentro de las variables del sector gas no se considera la capacidad “on line” y los tiempos de renominación con los cuales los transportadores podrían atender redespachos, para que sean considerados en los procesos de optimización del sector eléctrico, reduciendo tiempos de aviso por renominación.

Teniendo en cuenta lo anterior, se coordinará con el CNO gas una reunión para presentar detalladamente las observaciones del Consejo.

- En el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO se analizaron cada uno de los supuestos que son tenidos en cuenta para la obtención de la curva de “Referencia” del volumen útil agregado del SIN, a partir de una simulación determinística con el modelo SDDP. Teniendo en cuenta que la actualización de las series de aporte agregados del SIN representan una mejor condición para el modelo energético, es probable que la evolución del embalse sea más optimista, llegando a niveles superiores al 80 % antes del inicio del verano 2020-2021. En este sentido, se recomendó por parte del SPO mantener la curva de “Referencia”.

En este punto CELSIA e ISAGEN proponen eliminar la información asociada a la Curva de Referencia en los informes semanales del Consejo, sobre la situación energética en el marco de la Resolución CREG 125 de 2020. Al respecto, se acuerda por parte del CNO solicitar al SPO cuál sería su recomendación, si eliminar o no la curva.

- Teniendo en cuenta la actual situación del área Caribe, cuyo límite de importación se encuentra restringido por la indisponibilidad del circuito a 500 kV Porce III-Cerromatoso, y considerando el efecto de esta topología sobre el balance energético si se contempla el mantenimiento de la Planta de Regasificación-SPEC, finalmente se aplazó dicho mantenimiento para el mes de diciembre del año en curso.
- En el Comité de Operación el CND presentó el efecto de algunas reconfiguraciones en varias subestaciones del STR de la subárea Valle, para reducir su nivel de cortocircuito y permitir de esta forma la evacuación de toda su generación. Si bien estas acciones permiten bajo condición normal de operación y ante contingencia sencilla la máxima generación de Termoemcali y Termovalle, se observa que para algunas indisponibilidades adicionales (mantenimientos o fallas), la flexibilidad operativa que brinda la red se podría reducir hasta el 90 %.

Teniendo en cuenta los niveles de cortocircuito actuales y futuros en varias subáreas del SIN, se definió analizar en el SAPE las zonas del Sistema donde las reconfiguraciones topológicas podrían limitar el número de escenarios factibles de generación ante indisponibilidades superiores de orden N-K.

- Se convocó nuevamente al grupo de seguimiento del área Oriental, considerando la fecha de puesta en operación de los proyectos de expansión de red a nivel del STN y STR. En dicha reunión los Operadores de Red y Transportadores mostraron el estado de avance de los proyectos, y el CND junto con la UPME presentaron la situación eléctrica de la subárea al 2024 sin las expansiones asociadas al proyecto Norte 500/230/115 kV y el corredor a nivel de 500 kV Virginia-Nueva Esperanza. Teniendo en cuenta los riesgos identificados, se llevará a cabo una nueva reunión del grupo para analizar detalladamente algunas medidas de mitigación, entre las cuales se destacan:
1. Implementación de Esquemas Suplementarios Especiales y optimización de los requerimientos de potencia reactiva del área.
 2. Potencia localizada e instalación de dispositivos SAEB.
 3. Repotenciación de la infraestructura a nivel de 230 kV y uso de superconductores de alta temperatura.

En este punto ENEL-EMGESA solicitó a la UPME ser incluido en el grupo de seguimiento del área Oriental, a lo cual la Unidad informó que estudiaría el requerimiento. Finalmente se acuerda subir al acta de la reunión las notas de la UPME sobre este encuentro.

- En el Comité de Transmisión el Grupo de Energía de Bogotá-GEB planteó varias alternativas para la atención de la demanda del Putumayo (Junín) con la puesta en servicio de la Subestación Renacer 230 kV. Entre las opciones analizadas, GEB recomendó la conexión tipo T de Junín al enlace Jamondino-Renacer 230 kV. Al respecto, el CND indicó que, desde el punto de vista del intercambio con Ecuador, no se incrementan ni se disminuyen los límites de importación y exportación, sin embargo, se tiene un mejor perfil de tensiones en el área Suroccidental. No obstante, el CNO recordó que la Resolución CREG 060 de 2019 prohibió las conexiones tipo T y recomendó analizar el mejoramiento o deterioro de la confiabilidad para Junín para la alternativa propuesta.
- Se publicó la Circular 60 dirigida a los Operadores de Red, donde se recuerda dar cumplimiento a los numerales del Acuerdo 1303, sobre el reporte de la demanda de potencia de todos los periodos del día, a más tardar al tercer día calendario posterior a la operación.

Conclusiones

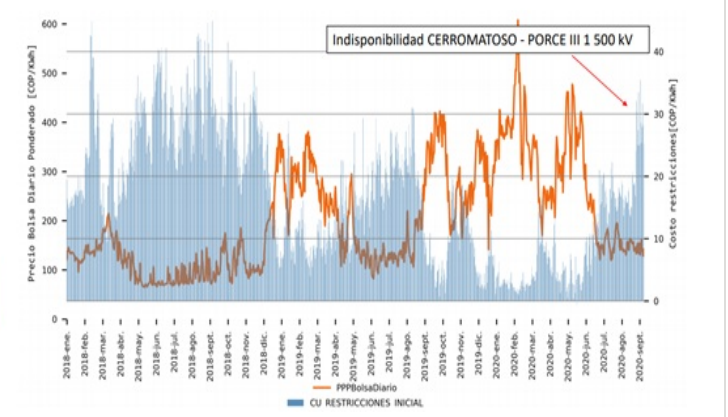
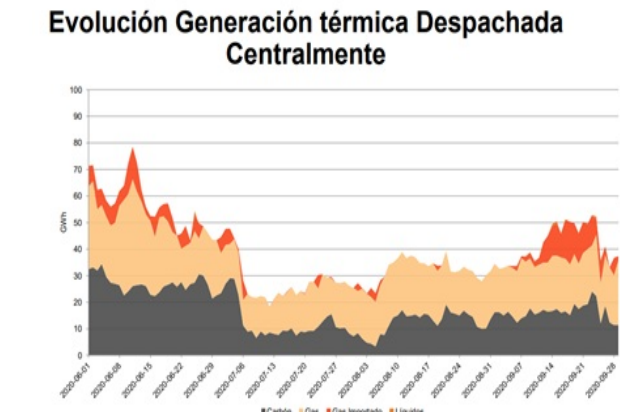
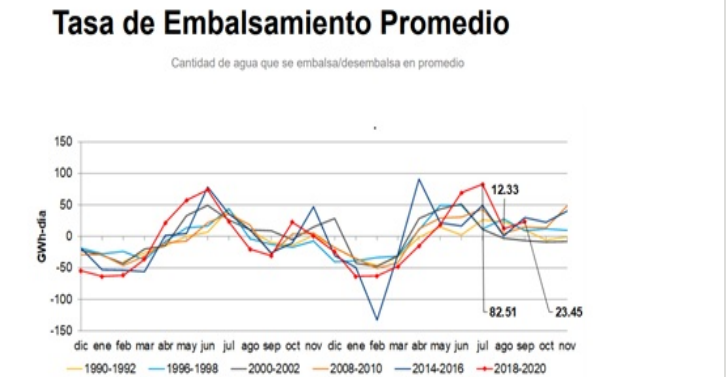
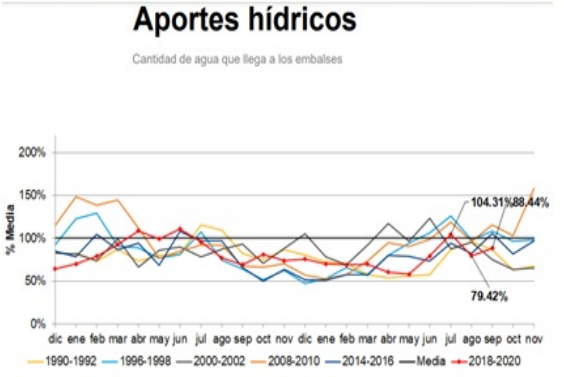
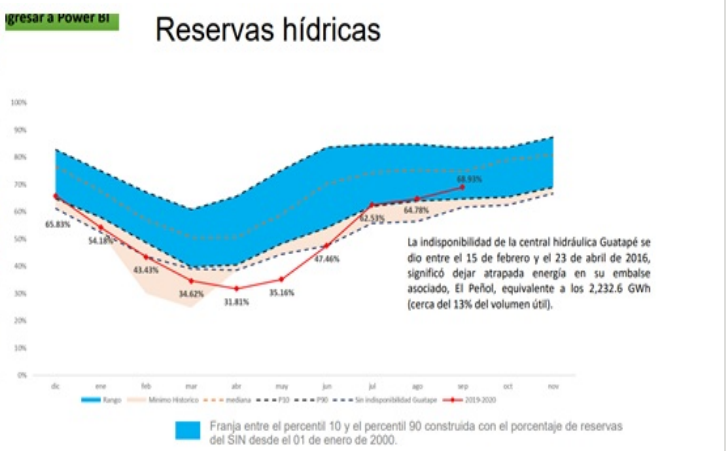
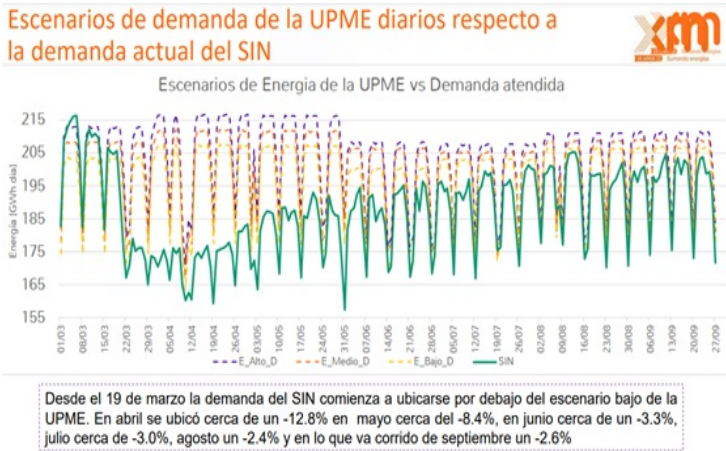
- Se acuerda citar al Comité Legal para analizar en detalle el artículo 7 del proyecto normativo CREG 170.
- En el Comité Legal se estudie cuales serían las responsabilidades del Consejo sobre el Esquema de Separación

de Áreas-ESA, y las potenciales modificaciones del reglamento interno del CNO por la inclusión de ENEL-CODENSA en el Consejo.

4. Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.	NO	Presentar el informe de la situación eléctrica y energética actual y el panorama energético.	INFORMATIVO	SI	NO
--	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

- En las siguientes figuras se presenta la evolución de las principales variables energéticas del SIN:

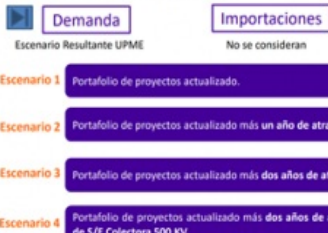


- El CND presenta las simulaciones energéticas de Largo Plazo para varios escenarios de entrada de proyectos de generación.

Objetivo Analizar la suficiencia energética de los recursos del SIN para afrontar los veranos 2021-2022, 2022-2023 y 2023-2024 ante diferentes escenarios de entrada proyectos de generación.

1 Análisis Estocástico

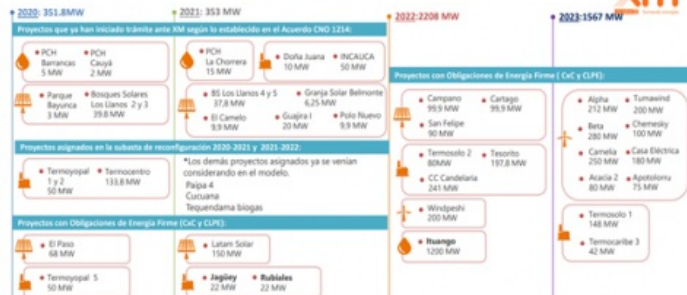
Horizonte 5 años



TOTAL: 157.9 MW

*Para la entrada de esta planta se retiró del mercado la planta menor El Mono 2 de 19.9 MW
**Para la entrada de estas plantas se retiraron del mercado las plantas menores El Mono 1, Camaron cada una de 19.9 MW

Portafolio proyectos considerados



Análisis de resultados - Verano 2021-2022

Para este verano, no se presentan casos de déficit, no obstante, en series críticas se observa una alta exigencia del parque termoelectrico y su infraestructura de abastecimiento de combustibles. Esta exigencia se caracteriza por alcanzar la máxima disponibilidad modelada por periodos de tiempo de hasta seis meses.

Esta operación no tendría precedentes en la historia del parque termoelectrico colombiano y representa una situación de vulnerabilidad para el sistema si esta exigencia no se cumple, requiriendo un mayor uso de las escasas reservas hídricas que se tienen en los escenarios mencionados.

En combinación con la alta exigencia a la generación térmica, se observa un fuerte descenso en las reservas de embalse, las cuales pueden llegar a ubicarse por debajo del 20%. Esta condición representa un estado de riesgo ante la ocurrencia de un evento de poca probabilidad y alto impacto, dado que el sistema tendría un bajo margen de maniobra desde el punto de vista energético.

Análisis de resultados - Verano 2022-2023

En este verano, se espera la entrada de nuevos recursos térmicos y solares. Estos proyectos pueden cubrir cerca del 5% de la demanda durante este periodo de verano.

Nuevamente se observa que la ausencia del proyecto Hidroituango produce una mayor exigencia del parque termoelectrico comparada con la observada del verano anterior, prolongando hasta en cinco meses la generación máxima térmica disponible, incluyendo la de los nuevos proyectos térmicos.

La exigencia vista puede tener muy baja probabilidad de cumplimiento teniendo en cuenta la historia de la operación térmica del SIN, la naturaleza propia de la disponibilidad de estos recursos de generación y de la infraestructura y logística del abastecimiento de combustible.

En combinación con la alta exigencia a la generación térmica, se observa un fuerte descenso en las reservas de embalse. Esta condición representa un estado de riesgo ante la ocurrencia de un evento de poca probabilidad y alto impacto, dado que el sistema tendría un bajo margen de maniobra desde el punto de vista energético.

2 Análisis Determinístico independiente para cada uno de los veranos

Hidrología
Inicio de la Simulación

Hidrología deficitaria tipo Niño que corresponde a la hidrología histórica Agosto 2015 - Julio 2017

Las simulaciones tienen un horizonte de 2 años, iniciando en el mes de agosto ya que los fenómenos climáticos tipo Niño se consolidan en el segundo semestre y su certeza de ocurrencia se define luego del cruce de la barrera de predictibilidad.

Tres simulaciones independientes para cada uno de los veranos:

Periodos de Verano	Descripción
2021-2022	Agosto 2021 a Julio 2023: hidrología histórica del periodo Agosto 2015 - Julio 2017.
2022-2023	Agosto 2022 a Julio 2024: hidrología histórica del periodo Agosto 2015 - Julio 2017.
2023-2024	Agosto 2023 a Julio 2025: hidrología histórica del periodo Agosto 2015 - Julio 2017.

Condición Inicial

Como condición inicial del embalse agregado del SIN, se consideraron los valores históricos para el 01 de agosto, desde el año 2000 hasta el año 2020, y se seleccionaron los siguientes:

Nivel de Embalse a 01-Agosto	Descripción
56%	Corresponde al percentil 5 de los valores históricos desde 2000 hasta el 2020
63%	Corresponde al percentil 20 de los valores históricos desde 2000 hasta el 2020
72%	Corresponde al percentil 50 de los valores históricos desde 2000 hasta el 2020

Resultados análisis estocásticos - 100 series

Periodo de Verano	Escenarios	Series SIN	Operación por debajo de CAF	Valor del Embalse al inicio del verano	Valor mínimo del embalse durante el verano	Aportes Hídricos Promediados en Invierno (GWh/día)	Aportes Hídricos Promediados en Verano (GWh/día)	Generación Térmica Promediada en Invierno (GWh/día)	Generación Térmica Promediada en Verano (GWh/día)	Máximo en Gen. Térmica Máxima
Verano 2021	Portafolio de proyectos actualizado	Series 0001	3 meses	71.1%	22.0%	186.0	21.8	45.1	86.7	3 meses
		Series 0002	1 mes	61.1%	24.0%	173.2	49.3	49.9	86.8	1 mes
		Series 0003	4 meses	52.1%	25.0%	168.2	103.4	77.7	86.8	4 meses
		Series 0004	1 mes	56.1%	26.1%	159.2	109.4	99.1	86.8	1 mes
Verano 2022	Un año de atraso de Ituango	Series 0005	4 meses	78.1%	21.1%	127.1	45.5	47.9	86.8	4 meses
		Series 0006	1 mes	61.1%	24.1%	173.1	49.2	49.3	86.8	1 mes
		Series 0007	3 meses	55.1%	25.0%	167.9	66.4	76.3	86.8	3 meses
		Series 0008	1 mes	58.1%	26.0%	158.9	99.1	99.1	86.8	1 mes

Periodo de Verano	Escenarios	Series SIN	Operación por debajo de CAF	Valor del Embalse al inicio del verano	Valor mínimo del embalse durante el verano	Aportes Hídricos Promediados en Invierno (GWh/día)	Aportes Hídricos Promediados en Verano (GWh/día)	Generación Térmica Promediada en Invierno (GWh/día)	Generación Térmica Promediada en Verano (GWh/día)	Máximo en Gen. Térmica Máxima
Verano 2021	Un año de atraso de Ituango	Series 0009	1 mes	61.1%	24.0%	173.1	49.2	49.3	86.8	1 mes
		Series 0010	3 meses	55.1%	25.0%	167.9	66.4	76.3	86.8	3 meses
		Series 0011	1 mes	58.1%	26.0%	158.9	99.1	99.1	86.8	1 mes
		Series 0012	4 meses	78.1%	21.1%	127.1	45.5	47.9	86.8	4 meses
Verano 2022	Dos años de atraso de Ituango	Series 0013	1 mes	61.1%	24.1%	173.1	49.2	49.3	86.8	1 mes
		Series 0014	3 meses	55.1%	25.1%	167.9	66.4	76.3	86.8	3 meses
		Series 0015	1 mes	58.1%	26.1%	158.9	99.1	99.1	86.8	1 mes
		Series 0016	4 meses	78.1%	21.1%	127.1	45.5	47.9	86.8	4 meses

Periodo de Verano	Escenarios	Series SIN	Operación por debajo de CAF	Valor del Embalse al inicio del verano	Valor mínimo del embalse durante el verano	Aportes Hídricos Promediados en Invierno (GWh/día)	Aportes Hídricos Promediados en Verano (GWh/día)	Generación Térmica Promediada en Invierno (GWh/día)	Generación Térmica Promediada en Verano (GWh/día)	Máximo en Gen. Térmica Máxima
Verano 2021	Portafolio de proyectos actualizado	Series 0017	1 mes	61.1%	24.0%	173.1	49.2	49.3	86.8	1 mes
		Series 0018	3 meses	55.1%	25.0%	167.9	66.4	76.3	86.8	3 meses
		Series 0019	1 mes	58.1%	26.0%	158.9	99.1	99.1	86.8	1 mes
		Series 0020	4 meses	78.1%	21.1%	127.1	45.5	47.9	86.8	4 meses
Verano 2022	Un año de atraso de Ituango	Series 0021	1 mes	61.1%	24.1%	173.1	49.2	49.3	86.8	1 mes
		Series 0022	3 meses	55.1%	25.1%	167.9	66.4	76.3	86.8	3 meses
		Series 0023	1 mes	58.1%	26.1%	158.9	99.1	99.1	86.8	1 mes
		Series 0024	4 meses	78.1%	21.1%	127.1	45.5	47.9	86.8	4 meses

Análisis de resultados - Verano 2023-2024

En este verano, se está contando con un adelanto de los proyectos edicos y térmicos que respaldan el posible atraso de Hidroituango. La dependencia de estos nuevos proyectos para el cumplimiento del suministro de energía, implican una alta incertidumbre energética y la necesidad de realizar la gestión necesaria para cumplir con las fechas de adelanto de estos proyectos.

En caso de que estos proyectos no puedan cumplir con las fechas programadas de adelanto representaría un riesgo de déficit energético para el SIN, a la vez que una exigencia al parque de generación térmica del país y a las reservas hídricas con el fin utilizar los distintos recursos para el suministro de la demanda.

Escenario	Descripción	Condición Inicial 01-Ago	Agosto 2023	Disponibilidad* Dic 23 - Abr 24	Embalaje SIN Inicio Ver 23-24
Escenario 1	Portafolio de proyectos actualizado	56%	82,90	82,80	67%
		63%	81,00	77,50	73%
Escenario 2	Un año de atraso de Ituango	56%	73,90	73,90	73%
		63%	69,22	66,65	72%
Escenario 3	Dos años de atraso de Ituango	56%	69,22	66,65	72%
		63%	64,11	61,53	70%
Escenario 4	Portafolio de proyectos actualizado	56%	82,90	82,80	67%
		63%	81,00	77,50	73%
Escenario 5	Un año de atraso de Ituango	56%	73,90	73,90	73%
		63%	69,22	66,65	72%
Escenario 6	Dos años de atraso de Ituango + un año de atraso de Colectora 500 kv	56%	69,22	66,65	72%
		63%	64,11	61,53	70%

*Disponibilidad calculada por el modelo considerando los índices de indisponibilidad

Conclusiones y recomendaciones generales

En condiciones normales de operación y con los supuestos considerados, ante el atraso de Ituango, se evidencia la necesidad de administrar adecuadamente los recursos del sistema en caso de presentarse eventos de bajos aportes → es necesario gestionar los recursos de generación y transmisión del SIN durante los meses de invierno para lograr contar con el embalsamiento requerido para afrontar los meses de bajos aportes, diciembre a marzo, de forma que se pueda atender la demanda de forma confiable, segura y económica.

Ante la incertidumbre y retraso en la entrada de Ituango y una eventual ocurrencia de fenómenos climáticos tipo Niño en los siguientes periodos de verano, la confiabilidad del SIN queda dependiente de una elevada exigencia del parque térmico y del manejo de las reservas de embalse → poco margen de maniobra desde el punto de vista energético, representando una vulnerabilidad en la atención de la demanda.

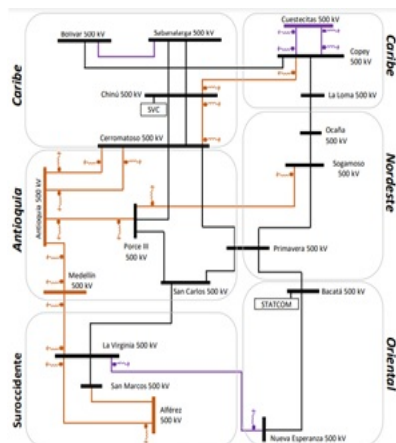
En caso de que los proyectos de generación no puedan cumplir con las fechas consideradas en los análisis, representaría un riesgo de déficit energético para el SIN, a la vez que una exigencia al parque de generación térmica del país y a las reservas hídricas con el fin utilizar los distintos recursos para la atención de la demanda.

Independiente a la gestión de la entrada de proyectos, el panorama de desarrollo de los mismos sugiere la necesidad de señales claras al mercado de gestionar las reservas de embalses que garanticen los más altos niveles posibles al inicio de cada periodo de verano para los próximos años.

Finalmente, para este punto, se acuerda llevar a cabo un análisis similar, considerando que contractualmente la planta de regasificación del Caribe podría no estar en servicio a partir del año 2025.

- El CND presenta la red a nivel de 500 kV esperada para el 2021 con la entrada en servicio de los proyectos definidos por la UPME y que están en construcción. Si bien se identifica para el área Caribe un incremento significativo de su límite de importación (+ 900 MW) se esperan situaciones operativas, sobre todo en demanda mínima para varias zonas del SIN, que representarán un reto operativo para el control de tensiones. Por ello se recomendó a la UPME definir elementos de compensación dinámica inductiva para preservar la seguridad del SIN.

Teniendo en cuenta el Refuerzo Costa Caribe, el CND indicó que se reducirían los requerimientos de generación en la subárea GCM, sin embargo, se prevé que en algunos periodos se requeriría generación por seguridad en esta subárea. Al respecto GECELCA indicó que es importante revisar estos requerimientos y el eventual ciclaje que causaría en las unidades de Termoguajira, lo cual podría afectar su vida útil, tal como se ha venido indicando en distintos comités y que se reflejó en una comunicación enviada a la CREG en el 2020.



Limites de importación de potencia áreas del SIN operación 2020

Área	Importación (MW)	Limitante
Caribe	1500	Nº 1 Circuito corredor Ocala - La Loma - El Copay 500 kV
Nordeste	1065	Nº 1 Primavera - Sogamoso 500 kV / Baja tensión red 115 kV
Oriente	900	Nº 1 Primavera - Bogotá 500 kV / Subestación Ramiro - Nordeste
Suroccidente	500	Nº 1 y 2 230 kV y aptamiento reserva de Mvar
Antioquia	500	Nº 1 San Carlos - Virginia 500 kV / Autocarga San Marcos 500/230 kV y La Virginia 500/230 kV
Generación de seguridad ante contingencia Nº 3 en 500 kV		

Proyecto	Longitud (Km)	Área de Impacto	FPO
Cerromatoso - Antioquia 1 a 500 kV	112	Antioquia - Caribe	31/12/2020
Cerromatoso - Antioquia 2 a 500 kV	112	Antioquia - Caribe	31/12/2020
Antioquia - Medellín 500 kV	110	Antioquia - Caribe	31/12/2020
Antioquia - Porce 3 500 kV	112	Antioquia - Caribe	31/12/2020
Porce 3 - Sogamoso 500 kV	232	Antioquia - Caribe - Nordeste	31/12/2020
Chini - Cerromatoso 3 500 kV	136	Caribe	31/06/2021
Chini - Copay 500 kV	232	Caribe	31/06/2021
Medellín - La Virginia 500 kV	158	Antioquia - Suroccidente	30/09/2021
La Virginia - Alférez 500 kV	183	Suroccidente	30/06/2021
San Marcos - Alférez 500 kV	35	Suroccidente	30/05/2021

Limites de importación de potencia áreas del SIN operación 2021

Área	Importación (MW)	Limitante
Caribe	2300	Nº 1 Circuito La Loma - El Copay 500 kV
Nordeste	1400	Nº 1 Primavera - Sogamoso 500 kV / Baja tensión red 115 kV
Oriente	900	Nº 1 Transformador Nueva Esperanza 500/230 kV contra el otro
Suroccidente	1000 - 1100	Nº 1 San Marcos 500/230 kV / Alférez 1 y 2 500/230 kV y Alférez 1 500/230 kV / Alférez 2 500/230 kV
Antioquia		Desarrollar unidades de seguridad por contingencia Nº 3

Aporte de Mvar por la transmisión a 500 kV

Circuito	Área de Impacto	Longitud (Km)	Compensación reactiva (Mvar)	Aporte (Mvar)	FPO
Cerromatoso - Antioquia 1 a 500 kV	Antioquia - Caribe	112	2 x 50 Mvar	46	31/12/2020
Cerromatoso - Antioquia 2 a 500 kV	Antioquia - Caribe	112	2 x 50 Mvar	46	31/12/2020
Antioquia - Medellín 500 kV	Antioquia - Caribe	110	2 x 60 Mvar	23	31/12/2020
Antioquia - Porce 3 500 kV	Antioquia - Caribe	112	2 x 40 Mvar	66	31/12/2020
Porce 3 - Sogamoso 500 kV	Antioquia - Caribe - Nordeste	232	2 x 84 Mvar	134	31/12/2020
Chini - Cerromatoso 3 500 kV	Caribe	136	2 x 60 Mvar	57	30/09/2021
Chini - Copay 500 kV	Caribe	232	2 x 84 Mvar	134	30/09/2021
Medellín - La Virginia 500 kV	Antioquia - Suroccidente	158	2 x 84 Mvar	37	30/06/2021
La Virginia - Alférez 500 kV	Suroccidente	183	2 x 84 Mvar	70	30/06/2021
San Marcos - Alférez 500 kV	Suroccidente	35	0 Mvar	46	30/05/2021
TOTAL		1422		1192	659
La Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	Suroccidente - Oriental	190	2 x 60 Mvar	127	30/08/2022
El Copay - Cuestecitas 1 500 kV	Caribe	215	2 x 84 Mvar	111	30/01/2022
El Copay - Cuestecitas 2 500 kV	Caribe	220	2 x 84 Mvar	118	31/08/2022
Salsalarga - Bolívar 500 kV	Caribe	64	0 Mvar	83	30/06/2022
TOTAL		2111		1648	1098

Tomando como base un aporte de 1.3 Mvar por kilómetro a 500 kV, se tendría aun con la compensación reactiva en operación un aporte total de 784 Mvar.

- Se acuerda por parte del Consejo preparar SIN una comunicación sectorial alertando sobre la situación energética esperada, a partir de las simulaciones del CND, y complementarla referenciando las restricciones y limitaciones de red en el corto y mediano plazo, que podrían condicionar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía en Firme-OEF. En este punto el CND informa que al igual que el CNO, recibió por parte de la UPME un concepto de la CREG a un tercero, donde la Comisión interpreta que el Acuerdo 1019 del Consejo puede ser utilizado para permitir la conexión de nuevos proyectos de generación. Por lo anterior, se acuerda analizar este punto en el SAPE y el Comité Legal.
- Se presenta la situación del área Caribe por la indisponibilidad del circuito Cerromatoso-Porce III 500 kV. Debido a esta topología y por las características de generación y demanda de esta fracción del SIN, el CND declaró entre el 19 y 21 de septiembre el estado de emergencia del área, y a partir del día 20 del mismo mes, CAOP a nivel nacional. Por lo anterior, se reprogramó el mantenimiento de la planta de regasificación del Caribe para llevarse a cabo entre el 5 y 9 de diciembre. Ante solicitud de GECELCA, el CND confirmó que en la respuesta dada a SPEC sobre la reprogramación del mantenimiento de la planta de regasificación del Caribe se tuvieron en cuenta los mantenimientos registrados por las plantas de generación, incluyendo el de la unidad Guajira 1. Así mismo, GECELCA recordó que el mantenimiento de esta unidad de generación ya había sido aplazado por solicitud del CND ante la fecha planteada inicialmente por SPEC.

Conclusiones

- Revisar en el Comité Legal la interpretación que da la CREG según la cual el Acuerdo CNO 1019 puede ser utilizado para permitir la conexión anticipada de proyectos de generación.

5, INFORME
UPME

NO

Presentar el estado actual de las convocatorias.

INFORMATIVO

NO

NO

Desarrollo

La Unidad indica que el estado de las convocatorias de los proyectos de expansión a nivel de STN y STR no ha cambiado respecto al informe anterior. Sin embargo, resalta:

- Se reactivaron varios procesos de consulta previa para algunos proyectos de expansión.
- El refuerzo a nivel de 500 kV Cerromatoso-Chinú-Copey estaría en servicio en el mes de junio de 2021.
- La conexión completa de Ituango, es decir las 5 líneas a nivel de 500 kV, entrarían en servicio este año (2020).
- El proyecto Norte 500/230/115 kV cuenta con licencia ambiental condicionada. Asimismo, tiene problemas para la llegada de la línea Norte-Nueva esperanza 500 kV en esta última subestación.
- La subestación Palenque 230 kV y redes asociadas ya está en servicio.
- Se espere que la subestación Suria entre en operación en el mes de febrero de 2021.
- El corredor Medellín-Virginia 500 kV avanza en su construcción. La línea Alférez-San Marcos 500 kV está próxima a empezar construcción. La línea Virginia-Alférez es objeto de un nuevo Diagnóstico Ambiental de Alternativas-DAA.

Conclusiones

6. VARIOS

NO

INFORMATIVO

Desarrollo

- Algunos integrantes del Consejo manifiestan su preocupación porque para la auditoría de parámetros del Cargo por Confiabilidad, como la serie histórica de aportes, un agente del mercado (HMV) está llevando a cabo dicho proceso.

Al respecto, XM aclaró que HMV no es un agente del mercado y no se tiene registro en XM que la firma HMV desempeñe actividades de generación. Adicionalmente, frente a la preocupación que se manifestó por parte de algunos miembros del Consejo, sobre el conflicto de interés de HMV para auditar a otras empresas generadoras, XM explicó que según lo manifestado por HMV en la presentación de ofertas para el contrato del asunto, la firma declaró únicamente un conflicto de interés con respecto a la central de generación San Miguel, razón por la cual la firma HMV estaba llevando a cabo la auditoría de veintinueve (29) plantas hidráulicas, tal como fue informado por XM al CNO en noviembre de 2019.

Adicionalmente, XM manifestó que en el proceso de contratación de la empresa se tiene establecido un procedimiento en el que se le solicita a las firmas hacer una declaración escrita, en la cual los Auditores deben manifestar si se encuentran incursas en alguna de las situaciones de conflictos de interés sobre las cuales se interroga a los proveedores al momento de presentar su oferta de servicios.

Algunos agentes también informaron sobre algunas situaciones propias del desarrollo de la auditoría. Específicamente, informaron que el Auditor ha solicitado información por fuera de los procedimientos o protocolos definidos en la reglamentación vigente, sobre este tema XM propuso realizar reuniones con dichos agentes que permitieran identificar las situaciones en las que el Auditor ha solicitado información por fuera de lo establecido en la normatividad vigente.

Finalmente, ante lo manifestado por algunos miembros del CNO, se solicitó hicieran llegar información concreta que ayudara a identificar conflictos de interés por parte de HMV con el fin de poder proceder por parte de XM como administradores del contrato.

El Secretario Técnico también informó acerca de algunas consultas del auditor y las cuales se habia dado respuesta dentro del marco de las competencias y acuerdos del Consejo.

Teniendo en cuenta las inquietudes, el CND mencionó que lo mas práctico era programar unas reuniones por aparte con los Agentes para escucharlos.

- Se informa que el Subcomité de Controles emitió concepto favorable para que ISAGEN en TERCOCENTRO pueda hacer las pruebas de la Curva de Cargabilidad durante los próximos 90 días.
- Se acuerda por parte del Consejo presentar una moción de agradecimiento por la participación de ELECTRICARIBE, en todos los Comités y Subcomités del Consejo. y en particular de los ingenieros Henry Andrade y Alvaro Restom como representantes de ELECTRICARIBE en el Consejo.

Conclusiones

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte