



Acta de reunión
Acta N° 619
5 Noviembre, 2020 GOTOMEETING

Presentar el acta de la reunión 619 del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
CODENSA	Diana Marcela Jiménez Rodríguez	NO	SI
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
CODENSA	Francisco Messen	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
CODENSA	Wilman Garzon Ramirez	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
EMGESA	John Rey	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
EPM	Luz Stella Pineda Quiroz	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
Prime Energy	Patricia Mejia	SI	NO

INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
XM	Diego Felipe García	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	NO	SI
XM	Yazmin Eliana Urrego lezcano	NO	SI
CEDENAR	Ivan Edmundo López Salazar	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Cristian Augusto Remolina	NO	SI
SSPD	Camilo Tautiva	SI	NO
CELSIA	German Garces	NO	SI
PROELECTRICA	Heidy Mendoza	NO	SI
EMGESA	Jorge Cadena	NO	SI
MME	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
SSPD	Miguel Velasquez	SI	NO
TERMOVALLE	Olga Beatriz Callejas	NO	SI
UPME	Antonio Jimenez	SI	NO
CODENSA	Luis Alejandro Rincón	NO	SI
MME	Sandra Salamanca	SI	NO
UNIANDES	Andres Gonzalez	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 - 11:30	Reglamento medición variables hídricas - documentos soporte.
6	11:30 - 12:30	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
7	12:30 - 01:15	Informe UPME.
8	01:15 - 01:30	Varios.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe de la situación del clima y los pronósticos de evolución del mismo en el país.	INFORMATIVO	SI	NO
Desarrollo El clima durante el mes de octubre estuvo influenciado por la zona de confluencia intertropical, las ondas ecuatoriales, las ondas del este y la MJO. La anomalía de la temperatura superficial del mar se ha venido enfriando, indicando un fenómeno de la Niña entre fuerte o moderado y según los Centros internacionales, las condiciones de la Niña ya están presentes. La predicción determinística de las precipitaciones del IDEAM indican lluvias entre el 10 y 20 % por encima de la media histórica para el mes de noviembre del año en curso, y para enero de 2021, estarían entre el 20 y 40 % por encima de la media climatológica. Según el IDEAM, las condiciones de la Niña persistirán, y en este contexto, el comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado por las perturbaciones de la escala intraestacional y la dinámica asociada a la evolución de la Niña. ISAGEN menciona que los pronósticos del IDEAM están desfasados con respecto a la realidad y recomienda al SURER tomar acciones al respecto. Se acuerda enviar comunicación al IDEAM para que mejoren los pronósticos y el modelamiento de los fenómenos locales.					
Conclusiones					
2. ACTAS Y		Presentar al Consejo las actas pendientes y los acuerdos			

ACUERDOS	NO	recomendados para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO
----------	----	----------------------------------	------------	----	----

Desarrollo

1. ACTAS:

Se aprobó el Acta 612. Se da una semana más para comentarios al Acta 615. Las Actas 616, 617 y 618 estuvieron asociadas a reuniones no presenciales, motivo por el cual no son sometidas para aprobación del Consejo.

2. ACUERDOS:

Se aprobaron los siguientes acuerdos:

- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta, mínimo técnico y rampas de la planta de generación Termosierra.
- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta y las rampas de la planta de generación Termocentro.
- Por el cual se aprueba la ampliación de la vigencia de los resultados de la batimetría de los embalses Porce II, Troneras y Miraflores.

Conclusiones

- Se aprobó el acta 612 y se da una semana más para comentarios al acta 615.

- Se aprobaron los acuerdos recomendados.

3. INFORME CNO 619	NO	Presentar el informe de actividades del Consejo, comités y subcomités.	INFORMATIVO	SI	NO
--------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

1. El 30 y 31 de octubre, y 1 y 2 de noviembre de 2020, se publicó en El Tiempo un aviso convocando a las empresas interesadas en postularse como miembros por elección del CNO, a consultar los términos correspondientes a través de su página WEB. A partir del 30 de octubre de 2020 y hasta el 20 de noviembre del mismo año, se publicarán en la página WEB del CNO los términos para que se postulen las empresas de generación, transmisión y distribución interesadas en ser miembros por elección del CNO para el año 2021.

El cronograma de selección de los miembros por elección CNO es el siguiente:

Recepción de postulaciones.	20 de noviembre de 2020.
Comunicación a los agentes informando las empresas postuladas por grupo e instrucciones de acceso a la página web.	27 de noviembre de 2020.

Votos por actividad a través de la página.	3 y 4 de diciembre de 2020.
Publicación de los resultados de la votación.	7 de diciembre de 2020.

2. El Comité Legal del Consejo se reunió para revisar el artículo 7 de la Resolución CREG 170. Al respecto, se estableció que las Leyes 142 y 143 de 1994 definieron con claridad la competencia del Consejo para la aprobación y expedición de los Acuerdos, en cumplimiento de las funciones asignadas. Para su expedición se requiere de manera exclusiva de la aprobación de los integrantes del CNO, quienes asumen la responsabilidad por su contenido. Por lo anterior, y de acuerdo con los artículos 6 y 121 de la Constitución Política, se solicitó a la Comisión la eliminación del artículo 7. El Consejo entiende la relevancia de las tareas asignadas por la Comisión en la resolución 170, y por esto, enviará los Acuerdos a la Comisión para sus comentarios, de manera previa a su aprobación por parte del Consejo, y hará un proceso de socialización con el público en general, como lo ha hecho en anteriores ocasiones.

3. Se enviaron a la CREG los siguientes documentos, como parte de las observaciones técnicas del Consejo a la Resolución CREG 170 del 2020 en consulta:

- Requisitos de conexión propuestos para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas en los SDL.
- Afectación en la calidad de la potencia por la conexión de energía solar fotovoltaica y eólica (basada en inversores) en las redes de distribución.
- Arquitectura de Supervisión y Ciberseguridad DER en los SDL (plantas fotovoltaicas y eólicas).

Revisión esquemas de protección recomendados en el Acuerdo 1322 considerando la curva FRT propuesta para generadores en el Sistema de Distribución Local-SDL.

Adicionalmente, se enviaron comentarios de detalle al proyecto normativo, recalcando la importancia de establecer requisitos de conexión y operación a las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas en el SDL y con capacidad menor a 5 MW. También se recomendó definir claramente la jerarquía de control para la operación de los recursos de generación conectados en los sistemas de distribución, sobre todo cuando estos opten por el despacho central, y se presenten diferencias entre los objetivos operativos del CND y CLD. Estos comentarios y los documentos referenciados anteriormente pueden ser consultados en la página web del Consejo.

3. El Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER con el CND terminó la segunda fase del documento base para la formulación del Reglamento de Medición de Variables Hidrológicas, que abarca el análisis de las alternativas para solucionar los problemas identificados en la primera parte del documento entregado a la CREG. La Universidad de los Andes desarrolló el referenciamiento aplicable para la medición de las variables hidrológicas, y contrastó el mismo con el documento de buenas prácticas desarrollado por el SURER. Como está previsto en la agenda de la reunión de hoy, el SURER y la Universidad de los Andes harán una presentación de los documentos.

4. 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 las reuniones ordinarias del mes de octubre del Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y del Comité de Operación, se analizó el listado de subestaciones presentado por el CND en la pasada reunión 612 del CNO. Al respecto, se mantuvo dicho ordenamiento, y se estableció el motivo por el cual en ejercicios previos del CND y la UPME, la clasificación fue diferente. Básicamente el criterio de ranqueo en ese momento fue el máximo flujo que puede distribuir una subestación, mientras que para el ejercicio más reciente se consideró la Potencia No Atendida-PNA producto de la falla de la subestación. Finalmente, se recomendó al CND replicar el ejercicio para diferentes horizontes, ello para determinar cómo se incrementa o disminuye la criticidad de una subestación con la entrada en servicio de las expansiones de red.

5. Como es de conocimiento del Consejo, 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. Adicionalmente, MINENERGÍA solicitó al Consejo definir las acciones operativas que eviten la desconexión de la demanda del Putumayo en el corto plazo. Por lo anterior, el viernes 6 de noviembre se reunirán los

subcomités de Protecciones y SAPE para analizar todas las alternativas, incluyendo la propuesta de INTERCOLOMBIA de utilizar una bahía de reactor para configurar una conexión normalizada de la demanda de Junín en la subestación Renacer, “sacrificando” claro está, la energización de un reactor para el control de tensiones en tiempo real.

En este punto algunos agentes manifestaron que, si bien tienen la disposición de seguir colaborando en lo que se necesite, actualmente no es claro como es el proceso de recuperación de los activos prestados en su momento para sobrellevar la tragedia. Por lo anterior, se acordó enviar una carta a MINENERGÍA sobre esta situación.

6. Mediante la Resolución CREG 187 de 2020 se establecieron las disposiciones para la actualización del Esquema de Separación de Áreas-ESA de la interconexión Colombia-Ecuador a 230 kV. En el artículo 1 de esta Resolución se prevé que el CND debe informar al CNO sobre la necesidad de actualización del ESA, y ambos deben acordar el plazo que tendrán los transmisores responsables de la interconexión para la entrada en operación comercial de estos activos. Adicionalmente, estos últimos deben presentar, para aprobación del CNO, el plan de acción para la actualización del ESA, incluyendo el cronograma con el detalle de las actividades necesarias para la puesta en operación del nuevo Esquema.

7. La Comisión expidió la Resolución CREG 193 de 2020, que modifica la Resolución CREG 022 de 2001 relacionada con la expansión del STN. En ella la CREG extiende el concepto de ampliación incorporando nuevas figuras, como:

- Bahías para compensaciones fijas.
- Equipos para control de tensión.
- esquemas de separación de áreas, ESA.
- Cambio de conductores en líneas existentes o de bahías en subestaciones, por otros activos de mayores especificaciones a las consideradas en la definición de las unidades constructivas existentes.
- Implementación de Unidades Constructivas que componen los Centros de Supervisión y Maniobra del STN.
- Instalación de módulos de compensación o sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna, FACTS, en subestaciones o en líneas.

Al respecto, se destaca la posibilidad que brinda la norma para la repotenciación de líneas y elementos de subestaciones, no obstante, debe aclararse con la Comisión la instrumentación del Artículo 6, ya que las Unidades Constructivas en el STN no están tipificadas por capacidad de transporte de corriente o capacidad de cortocircuito. Adicionalmente, la Resolución establecen que dichas ampliaciones pueden ejecutarse en instalaciones que ya estén en operación, o en proyectos adjudicados mediante procesos de selección para los que ya esté en firme la resolución que hace oficial el ingreso anual esperado de estos proyectos.

En este sentido, se acordó por parte del CNO enviar comunicación a la CREG para resaltar que las Unidades Constructivas no están tipificadas por capacidad de transporte de corriente o nivel de corto circuito, motivo por el cual la Resolución 193 no se podría aplicar para repotenciar elementos de subestaciones y líneas de transmisión en el STN.

8. El Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40311 de 2020, “*Por la cual se establecen los lineamientos de política pública para la asignación de capacidad de transporte a generadores en el Sistema Interconectado Nacional*”, la cual contiene el siguiente lineamiento en el numeral 11 del artículo 4:

La Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, o la entidad que ésta determine, definirá las condiciones, mecanismos y/o esquemas operativos de aquellos casos en que para la fecha de entrada en operación de un proyecto de generación, por retrasos en la puesta en servicio de obras de expansión del Sistema Interconectado Nacional, no se cuenta con la capacidad de transporte que le fue asignada al proyecto por la UPME, y así garantizar que en todo momento, se cumplan los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad de operación en las redes del Sistema Interconectado Nacional.

Estas condiciones temporales no modifican las obligaciones que un proyecto de generación tenga con el sistema. En caso de que exista más de un interesado en la conexión temporal, se podrá priorizar a los proyectos que tienen obligaciones adquiridas en los mecanismos de mercado que defina para efectos de priorización el Gobierno Nacional, el Ministerio de Minas y Energía o la CREG”.

En función de dichos lineamientos, la CREG publicó para comentarios hasta el 5 de noviembre de 2020 la Resolución CREG 208 “*Por la cual se dictan normas para la conexión temporal de generadores al SIN*”. En el artículo 1 de este proyecto se plantea que la UPME podrá evaluar la factibilidad de dar concepto para que una planta se conecte operando temporalmente con una capacidad menor a la asignada, hasta contar con la disponibilidad en el sistema de transporte. También se propone que la Unidad pueda conceptuar sobre solicitudes temporales por periodos de tiempo donde se detecte que es posible.

Finalmente, la Resolución plantea, entre otros aspectos:

- La UPME definirá los plazos y la capacidad máxima que la planta de generación pueda entregar dependiendo de las condiciones del sistema.
- El CND establecerá los mecanismos o esquemas operativos requeridos para garantizar que no se supere la capacidad temporal autorizada y que, en todo momento, se cumplan los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del SIN.
- La UPME procederá a realizar el análisis correspondiente para emitir su concepto, sin requerir el visto bueno del transportador. Una vez emitido el concepto favorable de la Unidad, el transportador deberá llevar a cabo las gestiones necesarias para permitir la conexión del generador al sistema en las condiciones y fechas aprobadas por el Planeador.

En este punto se acordó estudiar en los diferentes Comités y Subcomités del CNO que pasaría con los procedimientos asociados a la entrada de proyectos y pruebas, cuando las plantas se incorporen con Esquemas Suplementarios tipo RAG.

9, El CNO envió comunicación a la CREG aclarando que el Acuerdo 1019, sobre Esquemas Suplementarios de Protección, no puede ser aplicado para la conexión de nuevos proyectos de generación, o para su incorporación temprana al SIN. La carta se encuentra disponible en la página web del Consejo.

10, El CNO en función de los requerimientos de DI-AVANTE, consultor de la CREG que está revisando los modelos para el cálculo de la ENFICC de plantas de generación variable, envió a la Comisión el diagnóstico de la evolución de la sedimentación de veinticinco (25) embalses del Sistema Interconectado Nacional-SIN, con corte a septiembre 2020. Asimismo, adjunto los documentos *“Anexo 1-Alcance C-El factor de conversión operacional (FCo) como alternativa al FC del actual protocolo”* y *“Evaluación del impacto en el sector eléctrico de la guía de estimación del caudal ambiental en Colombia”*. La comunicación puede ser consultada en la página web del Consejo.

11. El Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO está construyendo la propuesta de actualización del Acuerdo 1327, reformulando la metodología para la realización de los análisis de potencia. Específicamente se quiere llevar a cabo el análisis para el mes más cercano y reflejando, con la mejor información, el estado esperado de la red de transporte del SIN y la disponibilidad de combustible con resolución diaria.

12. Teniendo en cuenta la tarea asignada por el CNO al SPO, respecto a su recomendación de mantener o no la Curva de Referencia en los análisis de la situación energética en el marco de la Resolución CREG 125 de 2020, este subcomité concluyó el mantenerla por lo menos hasta noviembre.

En este punto ISAGEN y CELSIA recomendaron nuevamente al SPO establecer las ventajas y desventajas de seguir con un indicador de seguimiento al volumen útil agregado del SIN.

13. Considerando la importancia de analizar alternativas sistémicas que mejoren la flexibilidad del SIN por las características propias de las tecnologías de generación convencional y el estado actual y esperado del Sistema, el subcomité de Plantas del CNO está construyendo los términos de referencia para la contratación de un estudio que permita determinar en el corto, mediano y largo plazo cuales son las mejores opciones (costo-efectivas) para incrementar dicha flexibilidad. En la primera reunión del Consejo del 2021 se presentará la propuesta de términos.

14. El CND presentó en el SAPE y en la reunión conjunta de los Comités de Operación, Transmisión y Distribución, la versión más actualizada del Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP. Del mismo destaca los análisis asociados a la red a 500 kV que se espera esté en servicio en el año 2021. Si bien los nuevos enlaces permitirán, por ejemplo, un incremento del límite de importación del área Caribe en casi 900 MW, el CND llama la atención sobre las situaciones operativas que se podrían presentar en tiempo real para el control de tensiones por el aporte capacitivo de la nueva infraestructura. En este sentido, se recomendó nuevamente a la UPME estudiar la posibilidad de instalar elementos de compensación inductiva en varias zonas del SIN.

15. En el Subcomité de Controles TRINA SOLAR presentó su experiencia llevando a cabo las pruebas definidas en la Resolución CREG 060 de 2019, para la planta Bosque Solar de Los Llanos, conectada en el SDL. Al respecto, el agente generador manifestó que, en promedio, se requirieron cuatro (4) intentos para lograr cubrir todo el rango operativo de la planta de generación en las pruebas de los sistemas de control. En relación con las otras pruebas, no se indicó alguna dificultad aplicando los protocolos del Consejo.

16. Reglamento de medición código de medida variables hídricas: El SURER y la Universidad de los Andes presentaron los documentos solicitados por la CREG, respecto al referenciamiento internacional de cómo se miden las variables hidrométricas de las plantas de generación, y el planteamiento de las alternativas para solucionar los problemas identificados por el CNO y el CND en el primer documento enviado a la Comisión. Posteriormente, teniendo en cuenta el envío de tres (3) documentos CND a la CREG sobre el mismo tema, un grupo de trabajo del SURER los analizó y presenta sus observaciones a los miembros del Consejo. Por lo anterior, se acordó por parte del CNO enviar una comunicación a la CREG, referenciando los comentarios a dichos documentos del CND, una vez se reúna nuevamente el SURER para analizar las inconsistencias manifestadas por XM durante la presentación de estas observaciones.

Conclusiones

4, Reglamento medición variables hídricas documentos soporte.	NO	Presentar una descripción de los documentos entregados por el SURER a la CREG en cumplimiento del compromiso frente al reglamento de medición de variables hídricas.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

En representación del SURER, su Presidente hizo la presentación del desarrollo de los documentos con antecedentes y marco regulatorio. A su vez, UNIANDES presentó el documento final de referenciamiento internacional y la compilación de las mejores prácticas de los agentes del SIN.

En la parte final de la presentación se presentan unas observaciones a los documentos que entregó XM de manera independiente a la CREG acerca del referenciamiento, el llamado capítulo 2 y las alternativas de desarrollo del reglamento.

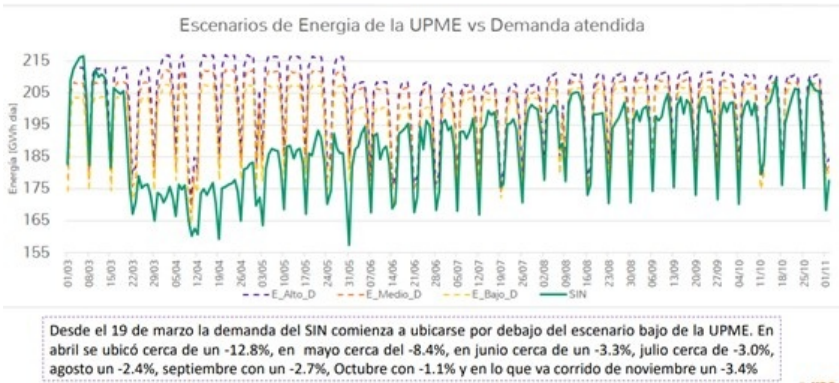
Conclusiones

- Se analizarán las respuestas a las observaciones a los documentos de XM y una vez desarrollado este proceso, se enviarán a la CREG las observaciones presentadas.

5. PRESENTACION XM	NO	Presentar el análisis de la situación eléctrica y energética y los riesgos esperados para la operación.	INFORMATIVO	NO	NO
--------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

Respecto a las variables del SIN, en las siguientes gráficas se muestra el comportamiento del sistema durante el último mes:

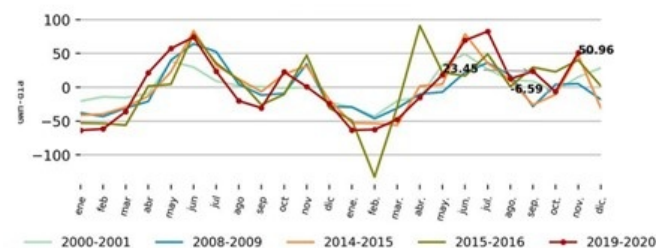




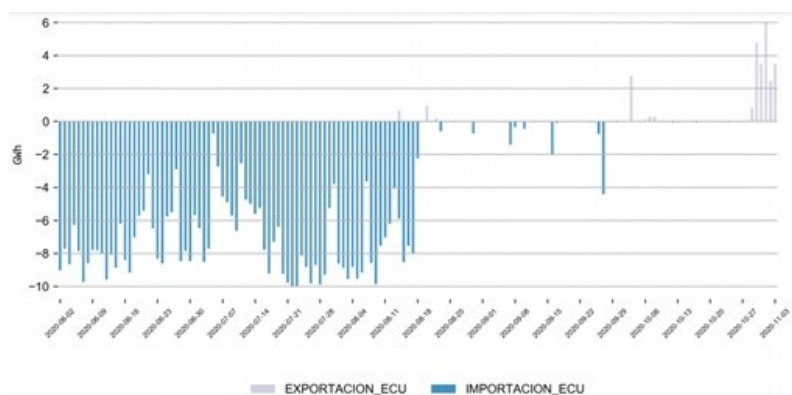
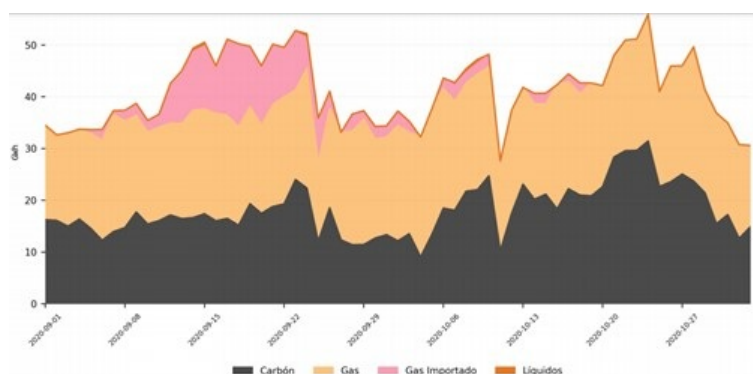
Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000.

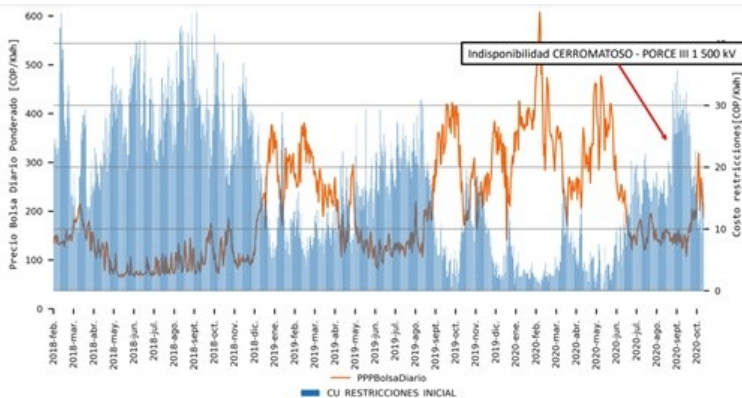


Cantidad de agua que se embalsa/desembalsa en promedio



Similitud ENSO e hidrología





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

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.



Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P. El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace: <http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Presupuestos-mediano-plazo.aspx>



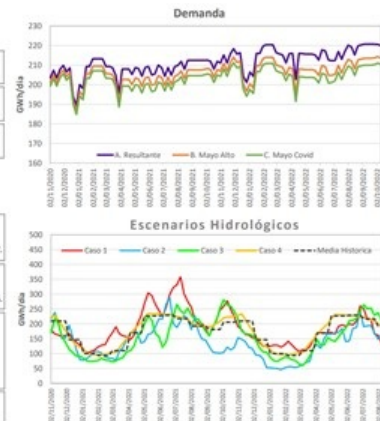
Fueron considerados los siguientes proyectos en el horizonte del primer año:

- Proyectos que ya han iniciado trámite ante XM según lo establecido en el Acuerdo CNO 1214.
- Proyectos con Obligaciones de Energía Firme (CxC y CLPE).
- Proyectos asignados en la subasta de reconfiguración 2020-2021 y 2021-2022

En este punto se recomendó al CND tener en cuenta los mismos proyectos de generación para los análisis eléctricos, dado que en los informes de Planeamiento Operativo se consideran proyectos que no han iniciado trámite con el CND según lo definido en el Acuerdo CNO 1214.

Escenarios analizados

Demanda		Hidrología	
Caso 1	A	1	Demanda
Caso 2		2	
Caso 3		3	
Caso 4		4	
Caso 5	B	1	Hidrología
Caso 6		2	
Caso 7		3	
Caso 8		4	
Caso 9	C	1	
Caso 10		2	
Caso 11		3	
Caso 12		4	



Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Conclusiones y recomendaciones



Con los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente. Los análisis realizados no consideran eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia sobre elementos de la infraestructura del sector energético.



Para el verano 2020-2021, ante condiciones de hidrología establecidas de acuerdo con el **panorama climático indicado por el IDEAM y las agencias internacionales**, como las presentadas en los casos de hidrología 1, 2 y 3, el promedio de la generación térmica durante el verano, considerando el escenario más alto de demanda, puede alcanzar un valor de 68 GWh/día.



Desviaciones considerables en los supuestos considerados, conllevarían consigo la necesidad de medidas adicionales para garantizar la atención de la demanda con los niveles de confiabilidad requeridos, tales como: incentivar la entrada de autogeneración y cogeneración al sistema, esquemas de respuesta de demanda, entre otros, que permitan administrar adecuadamente la incertidumbre y los riesgos en la atención confiable de la demanda que se puedan presentar.

En las siguientes gráficas se presenta el balance energético de las áreas Caribe y Caribe 2 para los días del mantenimiento de la Planta de Regasificación de Calamarí, y la solicitud del CND al CNO

Balance Disponibilidad de Generación Plantas Térmicas del SIN Mantenimiento Planta de Regasificación de Cartagena del 5 al 9 de Diciembre de 2020 - Demanda Máxima (Restricción 400 MPCD)

Área Caribe (Circuitos Primarios Conectados 500 kV + Planta III Cerromatosa 500 kV + Ocaña - La Loma - Copey 500 kV)	1 Efectos disponibles	2 Efectos disponibles
Límite de intercambio Intercoasta (MW)	1300	800

Demanda (MW) (Período Demanda Máx)	2020	2793	2916	2793	2916
Requerimiento 1 Efectos (MW)	1305	1263	1419	1263	1419
Requerimiento 2 Efectos (MW)	1765	1713	2066	1713	2066

Disponibilidad plantas Área Caribe MW	01-12	01-12	01-12	01-12	01-12	Disponibilidad Disponibilidad SIN día
Guajira (Carbón)	145	145	145	145	145	145
Tibao (Gas)	442	442	442	442	442	442
Planta 4B (Gas)	0	0	0	0	0	442
Planta 1 (Gas)	0	0	0	0	0	145
Barranquilla 1-4 (Gas)	0	0	0	0	0	145
Pericómbio (Gas)	90	90	90	90	90	90
Guajira 2 (Carbón)	145	145	145	145	145	90
Candelaria 1-2 (Gas)	0	0	0	0	0	145
Urutá (Gas)	145	145	145	145	145	145
Cartagena 1-2-3 (Gasolín)	118	118	118	118	118	46
Cartagena 2 (Gasolín)	273	273	273	273	273	90
Termonorte (Gasolín)	80	80	80	80	80	90
Total Costa	1352	1352	1352	1352	1352	1352

1 Efectos disponibles (Def/Top Aut) (MW)	247	289	136	289	136
2 Efectos disponibles (Def/Top Aut) (MW)	403	361	514	361	514

SE Sin Restricción

Situación condiciones normales de operación:

- Se cubre la contingencia N-1, Res. CREG 025 de 1995 (**Red de transmisión**) y desviaciones de la demanda.
- No se cubren todas las contingencias de generación para los días ordinarios.
- Indisponibilidad del **52,30%** de la generación área Caribe.
- Plantas Duales área Caribe:** Guajiras, Cartagenas y Termonorte.

Riesgos:

- Indisponibilidad de un enlace a 500 kV hacia el área Caribe (**Primavera-Cerromatosa 500 kV, Porce III-Cerromatosa 500 kV y Ocaña-La Loma-Copey 500 kV**).
- Desviaciones de la demanda de energía del área.
- Indisponibilidades de las plantas de generación del área.
- Disminuciones adicionales de disponibilidad en las plantas de generación del área.

Balance Disponibilidad de Generación Plantas Térmicas del SIN Mantenimiento Planta de Regasificación de Cartagena del 5 al 9 de Diciembre de 2020 - Demanda Máxima (Restricción 400 MPCD)

Área Caribe 2 (Circuitos Chínú - Sabana 1 + 2 500 kV + Ocaña - La Loma - Copey 500 kV)	1 Efectos disponibles	2 Efectos disponibles
Límite de intercambio Intercoasta (MW)	1300	700

Demanda (MW) (Período Demanda Máx)	2020	2018	2151	2018	2151
Requerimiento 1 Efectos (MW)	758	758	821	758	821
Requerimiento 2 Efectos (MW)	1300	1300	1433	1300	1433

Disponibilidad plantas Área Caribe 2 MW	01-12	01-12	01-12	01-12	01-12	Disponibilidad Disponibilidad SIN día
Guajira (Carbón)	145	145	145	145	145	145
Tibao (Gas)	442	442	442	442	442	442
Planta 4B (Gas)	0	0	0	0	0	442
Planta 1 (Gas)	0	0	0	0	0	145
Barranquilla 1-4 (Gas)	0	0	0	0	0	145
Pericómbio (Gas)	90	90	90	90	90	90
Candelaria 1-2 (Gas)	0	0	0	0	0	145
Urutá (Gas)	145	145	145	145	145	145
Cartagena 1-2-3 (Gasolín)	118	118	118	118	118	46
Cartagena 2 (Gasolín)	80	80	80	80	80	90
Total Costa	875	875	875	875	875	875

1 Efectos disponibles (Def/Top Aut) (MW)	125	145	24	145	24
2 Efectos disponibles (Def/Top Aut) (MW)	403	403	396	403	396

SE Sin Restricción

Situación condiciones normales de operación:

- Se cubre la contingencia N-1, Res. CREG 025 de 1995 (**Red de transmisión**).
- Para los días ordinarios no se cuenta con margen para cubrir contingencias en la generación.
- Indisponibilidad del **64,70%** de la generación área Caribe 2 (**G.C.M., Bolívar y Atlántico**).
- Plantas Duales área Caribe 2:** Guajiras, Cartagenas y Termonorte.

Riesgos:

- Indisponibilidad de un enlace a 500 kV área Caribe 2 (**Circuitos Chínú - Sabana 1 + 2 500 kV y Ocaña - La Loma - Copey 500 kV**).
- Desviaciones de la demanda de energía del área.
- Indisponibilidades de las plantas de generación del área.
- Disminuciones adicionales de disponibilidad en las plantas de generación del área.

Mantenimiento Planta de Regasificación



Recomendaciones ejecución mantenimiento:

- Revisar posibilidad de contar con gas adicional, con el fin de aumentar disponibilidad (Tebsa, Candelaria y Prime).
- Gestionar y ajustar pronósticos de demanda de la reunión Caribe (Aire, Afinia y Comercializadores).
- Maximizar disponibilidad de los circuitos Intercoasta y el SVC. (ITCO - GEB)
- Maximizar disponibilidad Urutá, térmicas a Carbón y Líquidos del área Caribe.
- Contar con la logística de combustibles líquidos y carbón en las plantas de generación.
- No realizar pruebas de generación en el área Caribe.

- No realizar intervenciones en la red eléctrica del área Caribe que requieran generación térmica a gas.
- Realizar teleconferencias diarias de seguimiento a la evolución del mantenimiento (CNO Gas, CNO Eléctrico).

Durante los trabajos y debido al balance que se tiene, con la información reportada por los agentes generadores del área, XM realizará declaración de estado de alerta del sistema eléctrico de la región Caribe durante todo el mantenimiento de la planta de regasificación. Dependiendo de la declaración de disponibilidad diaria de las plantas del área y la disponibilidad de la red, se revisará diariamente en el despacho para mantenerla, levantarla o declarar el área en emergencia en caso de ser necesario.



- Enviar comunicación a las plantas térmicas a gas del área Caribe que tienen como fuente de combustible la estación regasificadora, para que se adelanten gestiones tendientes a la consecución de gas nacional, con el objetivo contar con una mayor disponibilidad (estar preparados)
- Enviar comunicación a SPEC LNG, solicitando revisar posibilidad de optimizar el cronograma de actividades del mantenimiento, con el fin de lograr terminar antes de las 18:00 horas del día 9 de Diciembre de 2020 y así mitigar el impacto de la demanda máxima para este día.

TEBSA estuvo en desacuerdo con la propuesta de envío de comunicaciones a las plantas térmicas del área Caribe, dado que la alternativa de gas natural para "...contar con una mayor disponibilidad (estar preparados)" no es compatible con la normatividad actual de remuneración dada por la CREG, al no tener certeza que será consumido. Se propone a XM que realice un despacho anticipado para tener la certeza de contar con la disponibilidad de gas necesaria que será consumida y en consecuencia estar preparados con la capacidad de energía que atienda la demanda sin inconvenientes, lo anterior, considerando eventos o situaciones similares anteriores. Se incluirá en comunicación a la CREG

Conclusiones

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

Desarrollo

La Unidad manifestó que el estado de las convocatorias de los proyectos de expansión del STN y STR no ha cambiado respecto a lo presentado hace tres (3) meses. No obstante, ISA INTERCOLOMBIA manifestó dificultades para energizar el enlace Porce III- Sogamoso 500 kV, debido a que la ANLA no ha aprobado la solicitud de modificación de la licencia que permitiría talar o podar mas de 3200 árboles. Una vez más se recalcó a la UPME la importancia de presentar periódicamente la información de los proyectos de expansión .

Conclusiones

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte