



Acta de reunión
Acta N° 622
3 Diciembre, 2020 Gotomeeting

Acta Reunión CNO 622

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
CNO	Adriana Perez	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
XM	Carlos Cano	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
CODENSA	Diana Marcela Jiménez Rodríguez	NO	SI
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
UPME	Javier Martinez	SI	NO
EMGESA	John Rey	NO	SI
Prime Energy	Jose Serje	SI	NO
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
Prime Energy	Patricia Mejia	SI	NO
CODENSA	Wilman Garzon Ramirez	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Yov Steven Restrepo Grisales	NO	SI
CEDENAR	Ivan Edmundo López Salazar	NO	SI

CODENSA	Francisco Messen	NO	SI
SSPD	Camilo Tautiva	SI	NO
CELSIA	German Garces	NO	SI
MINENERGIA	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
SSPD	Luis Galvis	SI	NO
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
SSPD	Mario Ricardo Castaño	SI	NO
TERMOVALLE	Olga Beatriz Callejas	NO	SI
CODENSA	Luis Alejandro Rincón	NO	SI
UPME	Antonio Jimenez	SI	NO
VELAIO	Frank José	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 08:40	Verificación del Quórum.
2	08:40 - 09:10	Informe IDEAM.
3	09:10 - 10:00	Aprobaciones -Actas pendientes. - Acuerdos
4	10:00 - 10:30	Informe Secretario Técnico.
5	10:30 - 11:30	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
6	11:30 - 12:00	Presentación SSPD - Indicadores Unidad de Monitoreo.
7	12:00 - 12:45	Informe UPME.

8	12:45 - 01:00	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 hidroclimatológicas y sus perspectivas en el País.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Durante el mes de noviembre las anomalías de la precipitación estuvieron influenciadas por el comportamiento del fenómeno de La Niña, las ondas del este, la zona de confluencia intertropical, las ondas ecuatoriales y la oscilación MJO.

El seguimiento a las anomalías superficiales del Océano Pacífico muestra que desde el mes de agosto está presente el fenómeno de La Niña. Todos los centros de predicción climática manifiestan el continuo desarrollo del fenómeno de La Niña en el Océano Pacífico, advirtiendo su intensificación desde el mes de octubre del año en curso.

Respecto al pronóstico de precipitaciones, durante los meses de diciembre, enero y febrero se observa un comportamiento entre cero y el 25 % por encima la media climatología en las cuencas de interés. Dicho comportamiento cambiaría en el mes de marzo, ya que se vislumbran precipitaciones entre el 20 y 40 % por encima de la media histórica.

Finalmente, el IDEAM concluye que las condiciones de la Niña persisten y en este contexto, el comportamiento climático sobre el territorio nacional será moderado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y por la dinámica asociada a la evolución de la Niña.

Conclusiones

Las condiciones de la Niña persisten y en este contexto, el comportamiento climático sobre el territorio nacional será moderado en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y por la dinámica asociada a la evolución de la Niña.

2. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas para aprobación y los acuerdos recomendados al Consejo en la sesión N° 622.	APROBACIÓN	SI	NO
---------------------	----	---	------------	----	----

Desarrollo

1. ACTAS:

- Se aprueba el Acta 615 con los comentarios presentados.
- Se da un plazo de una semana más para las Actas 619, 620 y 621.

2. ACUERDOS:

Se aprueban los siguientes Acuerdos:

1. Por el cual se actualiza la integración de la lista de auditores de las pruebas de verificación de la curva de carga de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR.
2. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del generador de la unidad 2 de la planta de generación Flores IV.
3. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de los modelos del generador de las unidades 1, 2, 3 y 4 de la planta de generación Calima.
4. Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades 1 y 2 de la planta de generación Cucuana y la respectiva curva de carga.
5. Por el cual se aprueba la actualización de información de unos parámetros técnicos de los volúmenes del embalse Topocoro.
6. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio del mínimo técnico de las unidades 3 y 4 de la Central Bajo Anchicayá.
7. Por el cual se modifica el parámetro Velocidad máxima de cambio de carga del Sistema y Velocidad mínima de cambio de carga por unidad.

Conclusiones

- Se aprueba acta 615

- Se da un plazo adicional de una semana más para presentar comentarios a las actas 619, 620 y 621.

- Se aprueban los acuerdos presentados.

3. INFORME
CNO 622

NO

Presentar el informe de actividades administrativas y técnicas del Consejo, sus comités y subcomités.

INFORMATIVO

SI

NO

Desarrollo

- El cronograma de selección de los miembros por elección CNO se ha desarrollado de la siguiente forma:

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.	1 y 2 de diciembre de 2020.	
Publicación de los resultados de la votación.	7 de diciembre de 2020.	Próximamente.

No se presentaron postulaciones por parte de los Distribuidores para ser miembros por elección en esta categoría. .

De acuerdo con lo previsto en la Ley 143 de 1994 y en los Acuerdos del Modelo de Buen Gobierno del Consejo (Acuerdos 1178, 1179 y 1180 de 2019), los resultados de las elecciones de los miembros que representan los grupos de transmisión, generación con capacidad instalada entre el 1 y el 5% del total nacional (GRUPO 1) y generación con capacidad instalada menor al 1% del total nacional (GRUPO 2) son:

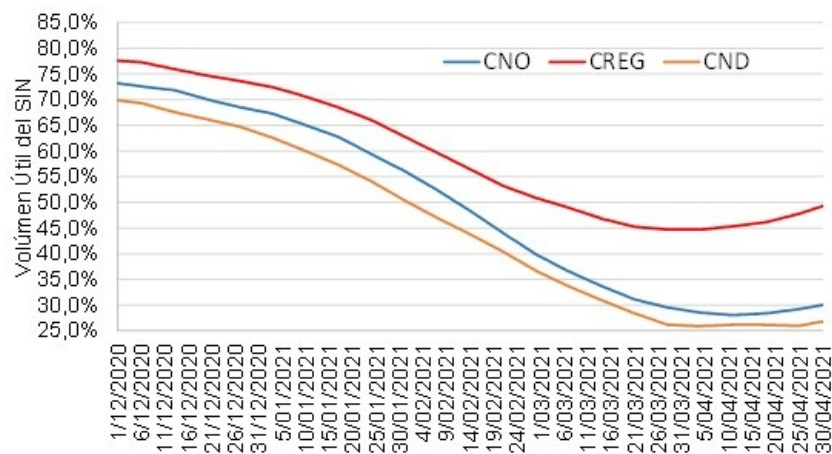
- GRUPO TRANSMISIÓN: ISA S.A. E.S.P. representada por Intercolombia S.A. E.S.P.
- GRUPO GENERACIÓN 1: Gecelca S.A. E.S.P. Se presenta un empate entre las empresas Termoemcali y Termotasajero 2. Teniendo en cuenta que a la fecha no hay una regla de desempate en el Reglamento Interno, se propone al Consejo que cada empresa sea miembro por elección del CNO por un semestre del 2021 y sea invitada al Consejo por el semestre que no lo sean. Desde el punto de vista de los aportes al presupuesto del 2021, se propone que aporten por el semestre en el que sean miembros. En este punto se recomendó modificar el reglamento interno para definir desempates en votación cuando se presente esta clase de situaciones. El Consejo aprobó la propuesta de definición del empate propuesta y solicita que sea sometida a consideración de Termoemcali y Tasajero 2.
- GRUPO GENERACIÓN 2: Proelectrica S.A. E.S.P
- Se presenta para aprobación del CNO el Presupuesto de Funcionamiento del Consejo para el año 2021. El mismo se encuentra adjunto al Acta de esta reunión.

Los supuestos principales son:

- Incremento salario mínimo: 4%
- Reuniones presenciales se reanudan a partir del segundo semestre de 2021.
- Servicios públicos se incrementan a los valores previos, a partir de segundo semestre 2021.

El presupuesto se reajustará una vez se conozca el incremento definitivo del salario mínimo para el año 2021. Con estos supuestos el incremento de la cuota es del 1.39 % para el año 2021.

- Se conformó un grupo de trabajo del Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO para reformular el Acuerdo CNO 1327 (Por el cual se establece el procedimiento de realización del Análisis Energético y de Potencia). El SPO estableció que, si bien la Resolución CREG 209 de 2020 estableció para el Consejo el envío de dos sendas de referencia para el volumen útil agregado del SIN, se deben continuar con los análisis energéticos y de potencia del CNO. En este sentido, se planteará una propuesta al Consejo de actualización del Acuerdo, donde se definan los supuestos y la periodicidad para la realización de dichos análisis, al igual que la metodología de seguimiento al volumen útil agregado del Sistema. XM manifiesta que no habría necesidad de acuerdo puesto que se desarrollaría la función de Ley lo cual es compartido por CELSIA. Se traerá al Consejo la recomendación del SPO y el Consejo definirá su adopción vía acuerdo.
- En el marco de lo establecido por la Resolución CREG 209 de 2020, que modificó el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (Resolución CREG 026 de 2014), la Comisión definió la senda de referencia del volumen útil agregado del SIN para la estación de verano. A continuación, se presenta dicha senda y las propuestas enviadas por el CND y el CNO.



- Se presenta al Consejo la propuesta de seguimiento a la condición del volumen útil agregado del SIN, teniendo en cuenta las nuevas disposiciones del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, contenidas en la Resolución CREG 209 de 2020. El objetivo es continuar con el enfoque actual (indicador de la página web), pero teniendo como referencia la curva de la CREG. Adicionalmente, también se propone que se pueda contrastar la evolución real del embalse con las sendas planteadas por el CNO y el CND. El Consejo aprueba unánimemente la propuesta.
- El CNO envió a la Comisión sus comentarios a los Anexos 1 y 2 del informe del estudio “Evaluación de los modelos de cálculo de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad de plantas hidráulicas, eólicas y solares”. Se llamó la atención sobre algunas conclusiones del Consultor a partir de la información suministrada por el Consejo sobre la sedimentación de embalses. Asimismo, se sugirió replantear algunas simulaciones para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, ya que las mismas contemplan supuestos incorrectos, como por ejemplo la misma velocidad medida en todos los aerogeneradores y la inclusión de la Capacidad Efectiva Neta-CEN en el cálculo de la Energía en Firme de las plantas fotovoltaicas. La comunicación y las observaciones pueden ser consultadas en la página web del Consejo.
- Considerando la importancia de analizar alternativas sistémicas que mejoren la flexibilidad del SIN, el Subcomité de Plantas-SP del CNO está construyendo los términos de referencia para la contratación de un estudio internacional, que permita determinar en el corto, mediano y largo plazo cuales son las mejores opciones (costo-efectivas) para incrementar dicha flexibilidad, y las acciones de ajuste al Mercado que se deberían acometer para poder disponer de ellas. En la reunión de diciembre del Comité de Operación se presentarán los términos parte del SP, los posibles participantes y el presupuesto preliminar del estudio. En este sentido, en la primera reunión del CNO del año 2021 se espera presentar al Consejo los términos definitivos.
- Respecto a la topología de conexión de la subestación Junín (Putumayo) por la entrada en servicio de la Subestación Renacer 230 kV, los análisis realizados por el CND y CNO mostraron que la mejor opción para atender la demanda de energía eléctrica del departamento del Putumayo es la ejecución completa del proyecto Renacer (subestaciones y red complementaría a 220 y 115 kV). Por lo anterior, el Consejo recomendó acometer todas las acciones para garantizar la entrada completa de este proyecto. En tanto se ejecutan todas las obras necesarias, se definió como la mejor topología provisional para la atención de la demanda del Putumayo la conexión de Junín a través del corredor Altamira-Renacer-Junín 220 kV. La comunicación detallada con el análisis de las alternativas se puede consultar en la página del CNO.
- A continuación, se presenta la tabla con el resumen de la revaluación de los parámetros de AGC que publica el CND. Los parámetros velocidad máxima de cambio de carga del Sistema y velocidad mínima de cambio de carga por unidad fueron aprobados por Acuerdo:

PARÁMETROS	REQUERIMIENTO ANTERIOR	REQUERIMIENTO NUEVO
Estatismo	<ul style="list-style-type: none"> ⊖Valores entre el 4 y el 6% (Convencionales) ⊖Valores entre el 2 y el 6% (No Convencionales) 	
Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC	⊖Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.	
Constante de regulación del sistema	⊖Máxima = 989 MW/Hz	⊖Máxima = 1015 MW/Hz
	⊖Media = 957 MW/Hz	⊖Media = 987 MW/Hz
	⊖Mínima = 903 MW/Hz	⊖Mínima = 811 MW/Hz
Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema	⊖45 MW/min	⊖48 MW/min
Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad	⊖Mayor o igual a 12 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.	
Número Mínimo de Unidades	<ul style="list-style-type: none"> ⊖5 unidades NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad. 	
Holgura para AGC	⊖Dicho valor será definido y modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000.	
Holgura Mínima por Planta para hacer AGC	⊖18 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.	
Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC	⊖6 MW por unidad. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.	
Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC	⊖Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.	

- Se somete a consideración del Consejo el envío de la siguiente comunicación, que tiene como asunto *“Posibilidad de definir un criterio de confiabilidad adicional para la asignación de las reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia-AGC”*. La misma fue formulada por el Subcomité de Controles del Consejo y comentada por el Comité de Operación. Se acuerda por parte del CNO enviar dos cartas, la primera solo anunciando los riesgos actuales para el SIN por no tener dicho criterio adicional. La segunda comunicación se enviará una vez el Consejo tenga formulada su propuesta definitiva.
- En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE se definió trabajar fuertemente en los diferentes enfoques que existen respecto al restablecimiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia. Lo anterior teniendo en cuenta las experiencias recientes de los eventos del área Caribe (Sabanalarga y Valledupar). En este sentido, se analizará el estado del arte relacionado con las herramientas de soporte para la toma de decisiones en tiempo real para encontrar la ruta óptima de re establecimiento, su interacción con las guías actuales, y lo más importante, las acciones que se deben acometer por parte de los agentes para reducir los tiempos de recuperación del servicio cuando se presenten “apagones” totales o parciales.
- En el Subcomité de Controles-SC del Consejo, EPM y el CND presentaron la situación actual del ajuste de los estabilizadores-PSS del SIN. Algunos miembros solicitaron que el ajuste de dichos dispositivos sea realizado conjuntamente entre el CND y los Agentes. En este sentido, el CND presentó los requisitos que se deben considerar para el ajuste de los PSS, teniendo en cuenta las particularidades del sistema colombiano. Asimismo, ratifico su posición con relación a que el ajuste es responsabilidad de los agentes. Finalmente se acordó discutir nuevamente sobre este tema en la próxima reunión del Subcomité.
- Teniendo en cuenta los compromisos del CNO respecto al Plan de Acción para evitar eventos como el del 24 de junio en el área Caribe, se enviará comunicación a MINNERGÍA con el estado de las actividades adelantadas por el Consejo. Se referenciarán las acciones del SAPE, el Subcomité de Protecciones-SProtec y el Comité de Supervisión y Ciberseguridad. Adicionalmente, se enviarán nuevamente todas las recomendaciones del CNO de cara a la actualización del Código de Redes.
- Para las empresas que aplique, se les solicita el envío de la actualización del radar de los proyectos de generación.

Conclusiones

4. Presentación XM - Situación

NO

Presentar el análisis de la situación energética y los

INFORMATIVO

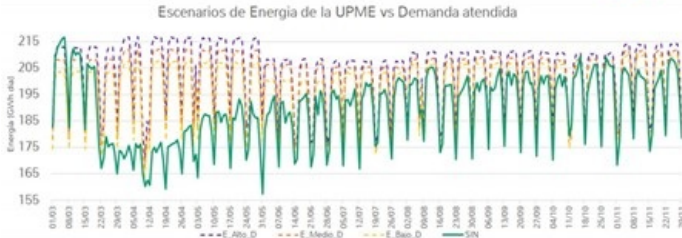
SI

NO

Desarrollo

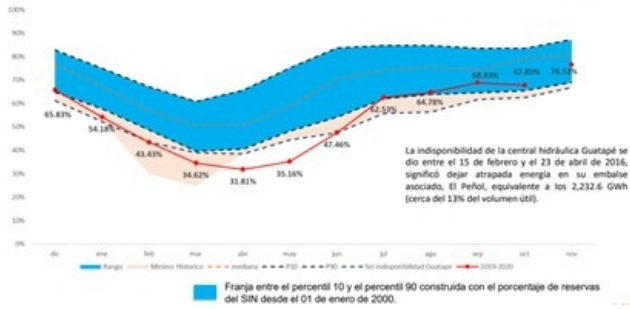
- El comportamiento de las variables más importante del SIN se presenta a continuación:

Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN



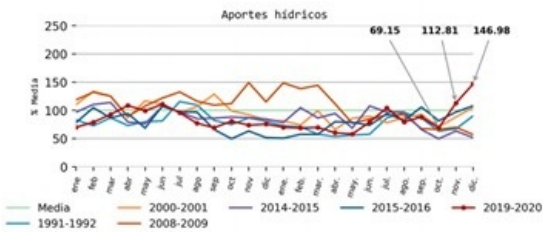
Desde el 19 de marzo la demanda del SIN comienza a ubicarse por debajo del escenario bajo de la UPME. En abril se ubicó cerca de un -12.8%, en mayo cerca del -8.4%, en junio cerca de un -3.3%, julio cerca de -3.0%, agosto un -2.4%, septiembre con un -2.7%, Octubre con -1.1% y en lo que va corrido de noviembre un -2.5%

Reservas hídricas



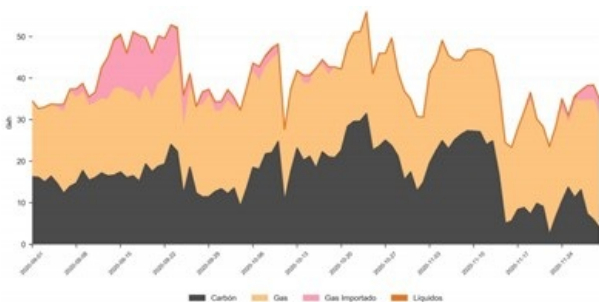
Aportes hídricos

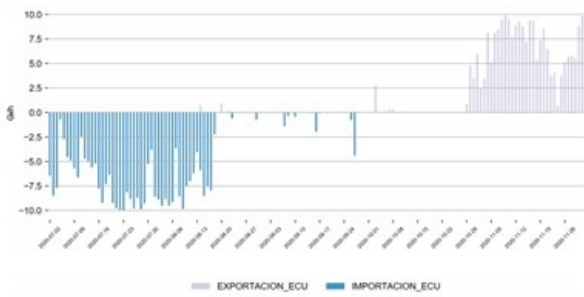
Cantidad de agua que llega a los embalses



Tasa Embalsamiento Promedio

Cantidad de agua que se embalsa/dembalsa en promedio





- Las expectativas energéticas, es decir, los resultados de las simulaciones energéticas con sus supuestos se presentan a continuación.

Datos de entrada y supuestos considerados

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

Condición Inicial Embalse
Noviembre 20, 19.60%

Intercambios Internacionales
No se consideran

Mtos Generación
Aprobados, solicitados y en ejecución en el primer año.

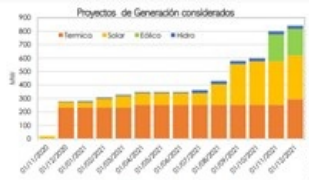
Expansión Generación
Proyectos con DEP y subasta CLPE en el primer año.
Proyectos con DEP subasta de reconfiguración de campo 2020-2021 y 2021-2022.

Parámetros del SIN
PMA700: Heat Rate + 12% Plantas a Gas

Costos de racionamiento
Límite Límite CLPE para noviembre 2020

Embalses
MOL, MAZUCOL, NEPI
Disponibilidad de 15.000 GWh promedio

Información combustibles
Precio: US\$ 0.95/MWh Disponibilidad: reportada por agente.
Mantenimiento en planta de reconfiguración del 1 al 9 de diciembre de 2020. Afecta disponibilidad de Tarma, Barrancas, Tarma 1 y Tarma 2.
Mantenimiento en planta Puyo del 22 al 27 de enero de 2021. Afecta disponibilidad de Tarma 1, 2, 3, 4 y 5.



Expansión de generación considerada en el horizonte

NOMBRE PLANTA	TIPO	CEN (MW)	FFO
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 3	Solar	20	05/11/2020
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 2	Solar	20	20/11/2020
PTAR BELLO	Hidro	5	30/11/2020
TERMOCENTRO (Subasta de reconfiguración)	Termica	134	30/11/2020
TERMOVOPAL 1 y 2 (Subasta de reconfiguración)	Termica	50	30/11/2020
POBARRANCAS	Hidro	5	30/11/2020
TERMOVOPAL GA	Termica	50	31/12/2020
POICANÁ	Hidro	2	31/12/2020
PIKULMI	Hidro	1	31/12/2020
PETALO DE CONDOR 1	Solar	10	24/01/2021
EL CARAMELO	Solar	10	31/01/2021
LA SIERRA	Solar	20	17/02/2021
GRANJA SOLAR BELLMONTE	Solar	6	24/02/2021
COGENERADOR INDUCIA CABANAS	Termica	10	30/03/2021
PLANTA BIOMASA DORA JUANA 8	Termica	10	1/04/2021
INDIA CHOQUEBA	Hidro	10	30/06/2021
EL PASO	Solar	67	31/07/2021
LA LOMA SOLAR	Solar	100	06/08/2021
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 4	Solar	20	04/10/2021
WINDPESH	Eolica	200	08/11/2021
TERMOCARIBE 3	Termica	42	30/11/2021

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

- Proyectos 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

Escenarios analizados

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



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 67 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 para el verano 2020-2021.

- La descripción del evento del 11 de octubre en la subestación Sogamoso se presenta a continuación. Vale la pena mencionar que INTERCOLOMBIA decidió reemplazar todos los transformadores de corriente de esta subestación dada las constantes fallas de estos elementos en Brasil.

Evento Sogamoso Octubre 11 de 2020
Falla Transformador de Corriente en 500 kV

El 11 de octubre de 2020, a las 08:07 horas, se produjo la desconexión de todos los interruptores asociados a la **barra 1 Sogamoso 500 kV** y desconexión del **autotransformador Sogamoso 1 450 MVA 500/230/34.5 kV** en los niveles de tensión de 500 kV y 230 kV.

Falla en Transformador de Corriente de la fase B de la bahía de 500 kV del Transformador Sogamoso 1 450 MVA 500/230/34.5 kV.

Operó la protección diferencial de la barra 1 y la etapa 0 508F del INT SA110, tiempo total de despeje de falla 217ms.

Por la adecuada operación de los sistemas de protección, el **SIN** permaneció estable y no se presentó afectación a las variables eléctricas.

El equipo fallado coincide con la referencia que ha tenido más de 50 fallas en Brasil (GE CTW-550).

INTERCOLOMBIA informó el pasado 26 de noviembre en comité de operación que dado el riesgo que puede presentar este equipo, realizará cambio de todos los transformadores de corriente de la subestación Sogamoso 500 kV.

Conclusiones

5. Informe monitoreo del mercado SSPD

NO

INFORMATIVO

Desarrollo

El comportamiento de los principales indicadores de los mercados de Electricidad y Gas se pueden detallar en la presentación adjunta. No obstante, se resalta lo mencionado por la SSPD, respecto a que están explorando alternativas para evitar picos altos en el precio de bolsa ante situaciones operativas de las plantas. Adicionalmente, informaron que interactuarán con la Comisión para alertar posibles situaciones de vertimiento si se contempla la curva de referencia de la CREG.

Conclusiones

6. INFORME UPME

NO

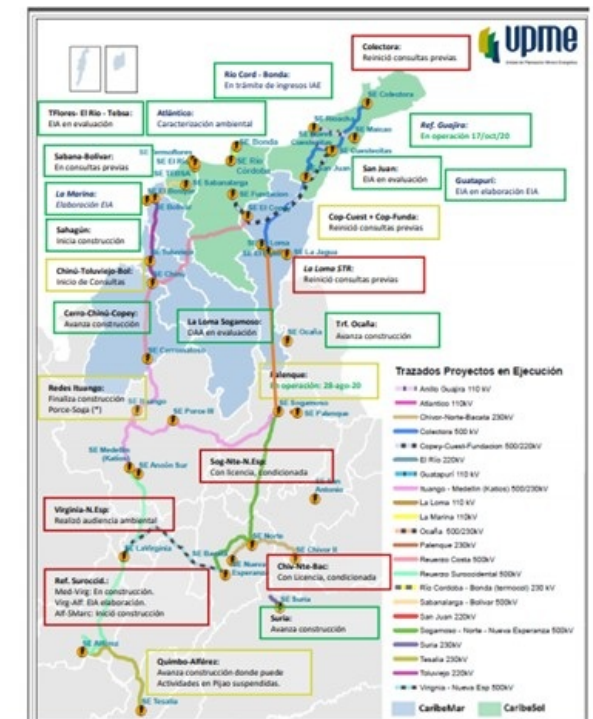
Presentar el estado actual de los proyectos desarrollados por convocatorias.

INFORMATIVO

NO

Desarrollo

En la siguiente gráfica se muestra el estado de avance de los diferentes proyectos de expansión de red:



Vale la pena mencionar que los proyectos Alfa y beta pidieron conexión con activos compartidos, y al igual que los proyectos térmicos de Rubiales, se quieren conectar de manera anticipada.

La Unidad reitera que ellos no quieren involucrarse en temas operativos, lo anterior teniendo en cuenta los planteamientos de la Resolución en consulta CREG 208 de 2020.

Finalmente, la UPME indica que los proyectos de red del oriental siguen atrasados, no ha cambiado nada.

Conclusiones

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

Desarrollo

- El Consejo quiere agradecer el aporte a su desarrollo durante el año 2020 de los miembros por elección salientes, TERMOVALLE y CEDENAR.
- El Consejo también agradece el aporte del Ingeniero Camilo Tautiva quien se despide pues se retira de la SSPD.
- La primera reunión del Consejo en el año 2021 se va a desarrollar el día 14 de enero.
- EPM advierte que Guatapé y Río grande podrían verter con la curva de referencia de la CREG.
- AES menciona que Chivor va a manejar su embalse como siempre durante el periodo de mantenimiento.

Conclusiones

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte