Acta de reunión
Acta N° 607
6 Agosto, 2020 Gotomeeting

Presentar el acta de la reunión ordinaria 607 del Consejo Nacional de Operación.

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
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
TRANSELCA	Claudia Moros	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
AES COLOMBIA	Fabian Toro	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
CEDENAR	Ivan Edmundo López Salazar	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
CELSIA	Julian Cadavid	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
TRANCELCA	Carlos Linero	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Cristian Augusto Remolina	NO	SI
SSPD	Camilo Tautiva	SI	NO
XM	Carlos Borda	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Carlos Gaitan	NO	SI

SSPD	Diego Ossa	SI	NO
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
ELECTRICARIBE	Freddy Martinez	NO	SI
CELSIA	German Garces	NO	SI
URRA	Isdaldo Ruiz	SI	NO
UPME	Javier Martinez	SI	NO
EMGESA	John Rey	NO	SI
EMGESA	Jorge Cadena	NO	SI
ELECTRICARIBE	Jose Luis Rodríguez	NO	SI
XM	Juan Piñeros	NO	SI
MME	Juan Sanchez	SI	NO
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
UPME	Luis Hernández	SI	NO
TERMONORTE	Manuel Vasquez	SI	NO
SSPD	Miguel Velásquez	SI	NO
SSPD	Natasha Avendaño	SI	NO
TERMOVALLE	Olga Beatriz Callejas	NO	SI
PRIME ENERGY	Patricia Mejía	SI	NO
UPME	Antonio Jiménez	SI	NO
SSPD	Angela Sarmiento	SI	NO
MME	Sandra Salamanca	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 08:40	Verificación del Quórum.
2	08:40 - 09:15	Informe del IDEAM.
3	09:15 - 10:00	Evento Valledupar - XM - TRANSELCA.
4	10:00 - 10:45	Aprobaciones • Actas pendientes.

		• Acuerdos.
5	10:45 - 11:15	Informe del Secretario Técnico.
6	11:15 - 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 DEL IDEAM	NO	Presentar el informe hidroclimatico y las perspectivas del clima.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

Según IDEAM , el país se encuenta en condiciones neutrales, sin embargo, algunos indicadores podrían significar una transición hacia un fenómeno de “La Niña” para el segundo semestre del 2020.

Por ahora, persiste el enfriamiento en todas las regiones del océano pacífico, medido como la temperatura superficial del mar. La mayoría de los centros de pronóstico climático mencionan que la probabilidad de materialización de La Niña en la temporada del otoño del hemisferio norte es superior al 50 %.

Respecto al pronóstico de precipitación para el mes de agosto de 2020, se esperan lluvias entre lo esperado y un poco por encima de lo esperado, lo anterior en las zonas donde están ubicados los principales embalses del SIN. Para septiembre de 2020 las lluvias estarían entre lo esperado y por debajo de lo esperado para las mismas zonas de interés. En octubre las condiciones estarían entre el 80 y el 120 % de la media climatológica.

Respecto al mes de enero de 2021, las precipitaciones estarían por encima de la media histórica, especialmente en la región andina y caribe.

Conclusiones

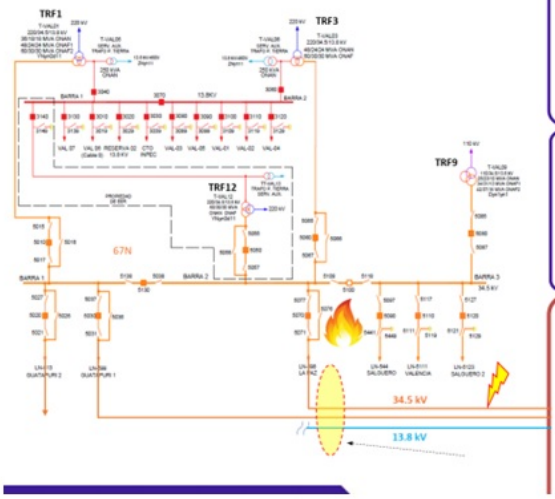
Bajo las condiciones actuales, la fase del ciclo El Niño-Oscilación del SUR (ENOS) es neutral y podría extenderse hasta el tercer trimestre del 2020. En este contexto, el comportamiento climático sobre el territorio nacional será modulado por las diferentes perturbaciones de variabilidad climática en la escala intraestacional. Cabe mencionar que, ante la persistencia del enfriamiento en la cuenca ecuatorial pacífica, la probabilidad de formación de La Niña aumenta progresivamente, con potencial desarrollo durante el otoño del hemisferio Norte.

2. EVENTO VALLEDUPAR	NO	Presentar el informe preliminar del evento en la subestación Valledupar del pasado 6 de julio de 2020.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

- La descripción del evento junto con las hipótesis de TRANSELCA y ELECTRICARIBE, al igual que su consecuencia, se presentan en la siguiente gráfica:

Los análisis del informe se realizaron con base en la información reportada por los agentes - Acuerdo CNO 787.



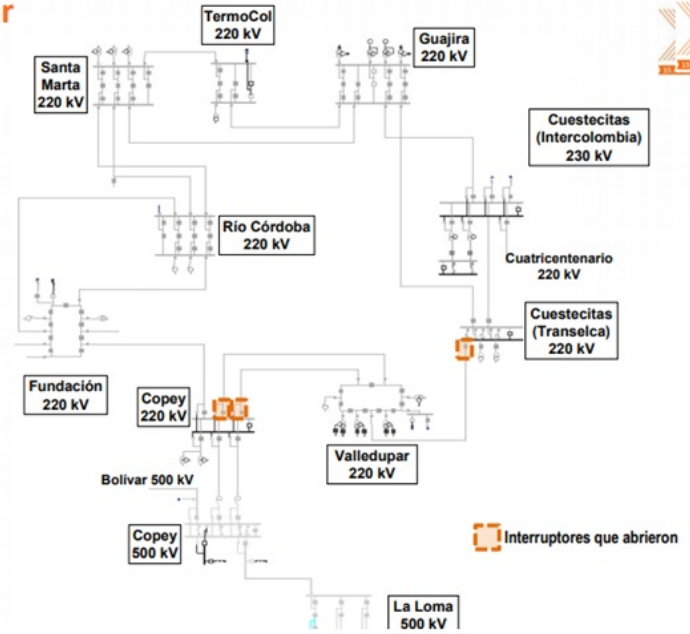
Hipótesis TRANSELCA:
Descarga atmosférica impactó la línea Valledupar - La Paz 34.5 kV causando desprendimiento de conductores de líneas a 34.5 kV que cayeron sobre líneas a 13.8 kV, dañando equipos de servicios auxiliares en S/E Valledupar y provocando incendio.

Hipótesis ELECTRICARIBE:
Descarga atmosférica impactó la línea Valledupar - La Paz 34.5 kV, se afectaron los equipos de servicios auxiliares de la S/E Valledupar, se produce incendio que debilita los conductores de líneas a 34.5 kV, las cuales cayeron sobre líneas a 13.8 kV.

Se pierden los Servicios Auxiliares de la S/E Valledupar (situación no esperada ante falla externa a los servicios auxiliares), lo cual, deja no operativas las protecciones encargadas de despejar esta falla. Esta fue despejada por actuación de protecciones de respaldo en subestaciones adyacentes del STN cerca de los 11 minutos.
Se presenta daño en algunas bahías de línea, transformadores y salidas de circuitos de distribución en la S/E Valledupar 34.5 kV.

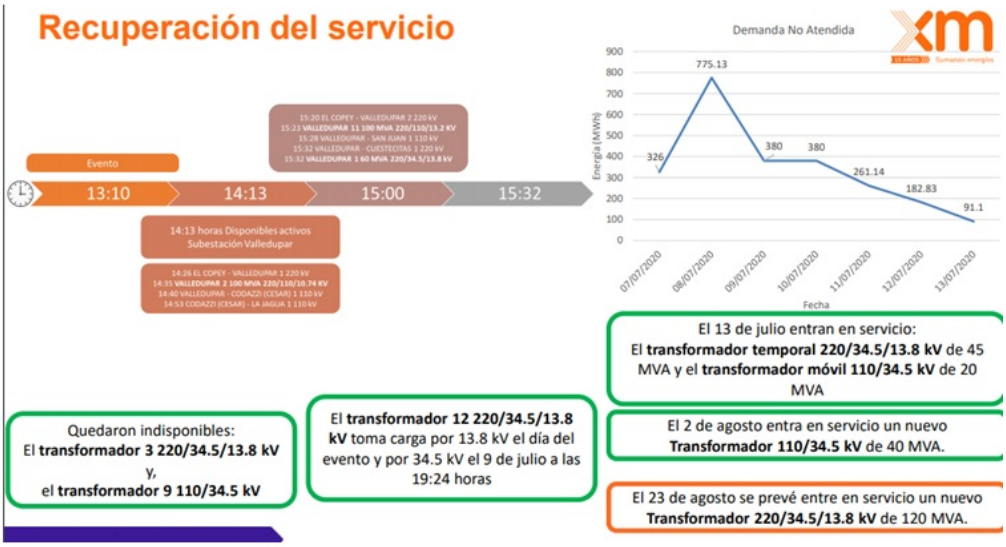
Diagrama unifilar

Municipios afectados:
Valledupar, Agustín Codazzi, Becerril, Curumaní, Chiriguana, Yedrasca, La jagua, La Paz, Valencia, San roque, San Juan, Cañaveral, La junta, Urumita, El Molino, Villanueva, Fonseca, Distracción, Salguero, Aguas Blancas



- La secuencia de recuperación del evento se presenta en la siguiente gráfica. Se aclara que a fecha de hoy, 06 de agosto de 2020, no hay Demanda No Atendida por este evento.

Recuperación del servicio



Quedaron indisponibles:
El **transformador 3 220/34.5/13.8 kV** y,
el **transformador 9 110/34.5 kV**

El **transformador 12 220/34.5/13.8 kV** toma carga por 13.8 kV el día del evento y por 34.5 kV el 9 de julio a las 19:24 horas

El 13 de julio entran en servicio:
El **transformador temporal 220/34.5/13.8 kV** de 45 MVA y el **transformador móvil 110/34.5 kV** de 20 MVA

El 2 de agosto entra en servicio un nuevo **Transformador 110/34.5 kV** de 40 MVA.

El 23 de agosto se prevé entre en servicio un nuevo **Transformador 220/34.5/13.8 kV** de 120 MVA.

- Una vez revisado este punto, surge la preocupación sobre las fallas que ocasionen el contacto de dos o más líneas de transporte de energía de diferente nivel de tensión en cercanías de una subestación, ya que, según la información de este evento, ello ocasionó la pérdida de los servicios auxiliares de la subestación Valledupar, situación que imposibilitó

la actuación de las protecciones de la subestación. En este sentido, en línea con las actividades del plan de acción propuesto a MINENERGÍA, se define llevar a cabo un inventario de cuales son los cruces de líneas de transporte de energía más importantes, información sobre los servicios auxiliares en las subestaciones del STN y STR, y establecer claramente la causa raíz del evento de Valledupar. El tema se discutirá en las reuniones de los Comités de Transmisión y Distribución, al igual que en el Subcomité de Protecciones.

- Para este tema Electricaribe expuso su total desacuerdo con el informe presentado por Transelca y por lo cual se indicó que se estaba preparando un informe detallado al respecto, el cual sería remitido en los próximos días, con los argumentos y análisis técnicos por parte de Electricaribe de lo acontecido en la SE Valledupar.

Conclusiones

3, ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar las actas para aprobación y los acuerdos que se recomiendan al Consejo en la reunión del día de hoy.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

1, ACTAS:

Las Actas 590, 591, 597, 598, 599, 600, 601 y 602 fueron aprobadas, acogiendo las observaciones recibidas.

Las Actas 603 y 604 fueron publicadas el 04 de julio de 2020, motivo por el cual se define una semana más para observaciones.

2. Acuerdos CNO- Se aprobaron los siguientes acuerdos:

- Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el parámetro técnico Capacidad Efectiva Neta de la planta de generación menor Ayurá.

- Por el cual se aprueba la incorporación de los cambios en los modelos del generador y los sistemas de control de las unidades 1, 2, 3 y 4 de la planta de generación Urrá.

- Por el cual se actualiza la integración de la lista de firmas interventoras de los proyectos de expansión que se ejecuten en los Sistemas de Transmisión Regional STRs.

Conclusiones

4.INFORME SECRETARIO TECNICO	NO	Presentar las actividades principales de los comités y subcomités del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

- Se citará la semana siguiente a reunión de los SSTs para comparitir las experiencias que las empresas han tenido en el manejo de la situación de emergencia (COVID 19).

- En el Comité de Supervisión y Ciberseguridad se alertó sobre los riesgos identificados en el proceso de despacho y redespacho, cuando se intercambia información entre el CND y los Agentes. Los mismos se listan a continuación:

- Suplantación del sitio web de XM.

- Suplantación del correo electrónico de XM.
- Vulneración del protocolo FTP.
- Inyección de datos directamente al SCADA.

Lo anterior podría implicar la pérdida de la integralidad de la información y no garantizar el no repudio, situaciones que podrían incrementar el riesgo de Demanda No Atendida u ocasionar grandes variaciones de frecuencia, esto si no se valida la información con otras fuentes (FAX, por ejemplo). En este sentido, se definió un plan de acción de corto y mediano plazo para subsanar estas vulnerabilidades y se recomendó a los Agentes contrastar los resultados de los procesos del despacho y redespacho con todas las fuentes de información disponibles y con sus procesos internos.

Se aclara por parte de XM que el redespacho es informado por cuatro medios diferentes: Pagina WEB (Público y privado https), FTP, Correo electrónico y FAX, y que es importante que las empresas actualicen los correos electrónicos y números de FAX para que se pueda realizar la validación de la información, así mismo que dado que los programas del despacho y redespacho se publican tanto en el sitio público como en el privado de la Página WEB de XM, esta información debe ser descargada de la página privada y no del portal público para evitar riesgos.

- En el Comité de Operación-CO y el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE se socializó un análisis de beneficio/costo de la interconexión Colombia-Ecuador por parte del CND. Se presentaron simulaciones detalladas de la pérdida de los cuatro (4) enlaces Jamondino-Pomansqui 230 kV en el SIN por la activación del Esquema de Separación de Áreas-ESA, cuando el intercambio entre los dos países en los periodos de demanda mínima es en el sentido Ecuador-Colombia y con una transferencia de potencia cercana a los 450 MW. Los resultados evidencian que, si bien bajo esta clase de eventos de orden mayor (N-4) se podrían activar las primeras etapas del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC, el límite de transferencia actual cumple con los criterios operativos del Código de Redes. Se recomendó al SAPE, el CO y el Comité de Distribución-CD tener en cuenta esta clase de eventos cuando se reevalúe el EDAC para el año 2021.

- Los Comités de Distribución y de Supervisión y Ciberseguridad están consolidando los comentarios al proyecto normativo de la Resolución CREG 131 de 2020, por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN. El plazo para observaciones es hasta el 18 de agosto del año en curso.

- Los Comités de Distribución y Supervisión y Ciberseguridad, junto con los Subcomités de Protecciones, Análisis y Planeación Eléctrica y Controles, están construyendo, por solicitud de la CREG, una propuesta de condiciones técnicas para incorporar las plantas solares fotovoltaicas y eólicas en los Sistemas de Distribución Local-SDL. Las actividades se han venido desarrollando según el cronograma definido y se espera tener consolidado los documentos requeridos por la Comisión antes del 15 de octubre del año en curso.

- El Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER junto con el CND enviaron a la CREG el documento base del Reglamento para la medición de variables hídricas, proyecto prioritario en la agenda regulatoria de la Comisión. A continuación, se debe desarrollar la segunda fase del documento que abarca el análisis de las alternativas para dar solución a los problemas identificados en la primera parte del documento entregado. En esta nueva fase se debe hacer una síntesis de las buenas prácticas de los agentes, un referenciamiento internacional y un análisis de estándares internacionales aplicables para la medición de las variables hidrométricas. Se recomienda al Consejo contratar a la Universidad de los Andes para desarrollar la segunda fase. Inicialmente se sugiere analizar los siguientes países:

- Suecia (SVENSKA KRAFTNÄT).
- Noruega (STATNETT).
- Canadá (HYDRO-QUÉBEC).
- Brasil (ONS).

El Consejo aprueba desarrollar la segunda fase con la Universidad de los Andes.

- Los Subcomités de Protecciones y Controles finalizaron sus propuestas de ejecución de pruebas y verificación de los sistemas de protecciones y la curva de cargabilidad-PQ de los sistemas de generación de la Resolución CREG 030 de 2018. Asimismo, el Comité de Distribución incorporó estos productos en el documento de pruebas previas a la conexión de la Generación Distribuida-GD y la Autogeneración a pequeña y gran escala. Este producto, junto con los Lineamientos para la Elaboración de los Estudios de Conexión Simplificados y el Soporte Técnico del Acuerdo 1322, fueron enviados a la CREG, culminando todas las tareas asignadas por la Comisión al CNO. La comunicación correspondiente puede ser consultada en la página web del Consejo.

- En el Comité de Transmisión-CT se acordó revisar, en el marco de la regulación vigente, la propuesta de actualización del Acuerdo 977, acerca del procedimiento para la coordinación y ejecución de las maniobras de cambio de barras.

- Se envió por solicitud del Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA, un documento resumen sobre todas las actividades del grupo trabajo UPME-CNO-CND sobre la evaluación de los impactos sistémicos de la Guía de Cálculo para la estimación del caudal ambiental. Lo anterior, teniendo en cuenta lo manifestado por MINENERGÍA en el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER, sobre la reactivación de las mesas de trabajo intersectoriales para la evaluación del caudal ambiental. La comunicación puede ser consultada en la página web del CNO.

- A pesar que MINENERGÍA no ha convocado la reunión de consolidación del Plan de Acción para evitar eventos como el del 24 de junio del 2020, varios Subcomités y Comités ya están trabajando en algunas de las tareas acordadas en la pasada reunión 603 del Consejo. Específicamente, en las próximas sesiones ordinarias del Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y del Comité de Transmisión, los Agentes Transportadores y Operadores de Red presentarán las acciones implementadas a partir de las experiencias del evento del 26 de abril de 2007, y aquellas que no han podido desarrollar por limitaciones técnicas o normativas. Adicionalmente, el Comité de Operación está estructurando un cronograma detallado de seguimiento a las acciones acordadas por el CNO, teniendo en cuenta la complejidad de algunas tareas, como por ejemplo la definición de un listado de subestaciones estratégicas en el STN para el corto, mediano y largo plazo. El Comité de Comunicadores hizo una encuesta que tiene como objetivo evaluar los protocolos de comunicación internos de los agentes ante eventos del SIN, con el objetivo de hacer las mejoras requeridas. La encuesta fue socializada entre los integrantes del Comité.

- Se llevó a cabo la reunión conjunta de los Comités de Operación, Transmisión y Distribución, para analizar los informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo del CND. A partir de los resultados presentados, se identifican básicamente las mismas restricciones de los informes anteriores. Sin embargo, es preocupante el nivel de corto circuito de alguna de las subestaciones del STN y STR, al igual que su número de bahías para algunas configuraciones poco flexibles (Barra Sencilla y Anillo, por ejemplo). En este sentido, se recomendó por los tres Comités enviar comunicación sectorial para alertar sobre esta situación y plantear algunas de medidas de mitigación de corto y mediano plazo (seccionamiento de subestaciones y fraccionamiento de red). El Consejo aprueba redactar esta comunicación y complementarla teniendo en cuenta el estado del desarrollo de los proyectos de generación y transmisión, y en general la condición esperada del SIN para el corto y mediano plazo.

- La Universidad de los Andes culminó su propuesta de protocolo para la construcción de las curvas de Potencia Vs. Recurso para plantas eólicas y solares fotovoltaicas. Está pendiente la validación de dicha propuesta con la ejecución de “pruebas de escritorio”, motivo por el cual se solicita la colaboración de los agentes dueños de plantas solares fotovoltaicas, para que compartan, vía acuerdo de confidencialidad, la información del recurso y de la producción con la Universidad.

- La CREG dio respuesta a la consulta del CNO sobre el alcance de la reglamentación de las pruebas de que trata la Resolución CREG 044 de 2020. La respuesta puede ser consultada en la página web del CNO.

- Se envió a los agentes generadores la Circular 55, en la que se les recuerda el Acuerdo 1211 de 2019, por el cual se aprobó 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.

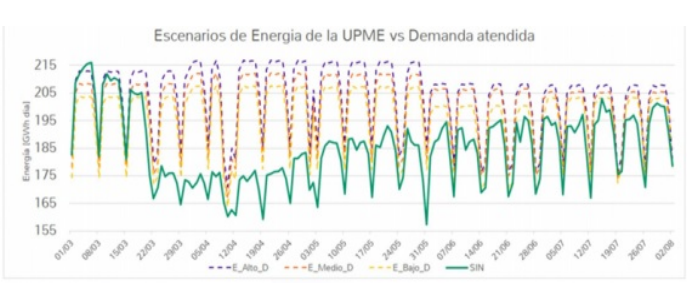
- El Comité de Operación va a evaluar el Acuerdo por el cual se amplió la suspensión de plazos, hasta el 31 de agosto. El Comité de Distribución analizará la necesidad de ampliar el plazo para la entrega de los resultados de las pruebas de las etapas 1 y 2 del EDAC, cuyo plazo vence también el 31 de agosto de 2020. El Comité de Supervisión y Ciberseguridad también está evaluando la ampliación de algunos plazos del Acuerdo 1241, por el cual se aprobó la actualización de la Guía de Ciberseguridad. Posterior al análisis se tramitarían los acuerdos a través de CNO no presenciales.

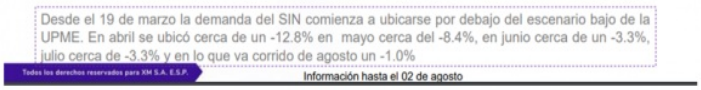
Conclusiones

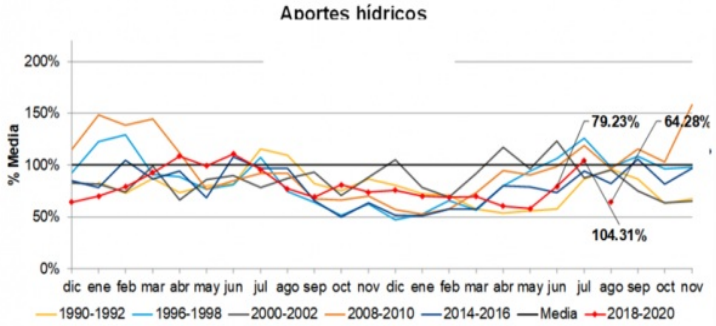
5. PRESENTACION SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar el informe de la situación actual y la esperada de las variables energéticas y electricas.	INFORMATIVO	SI	NO

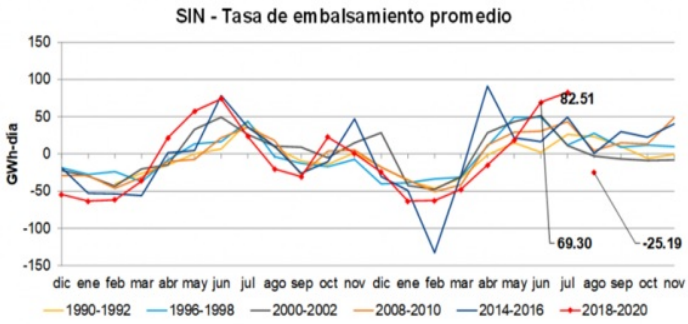
Desarrollo

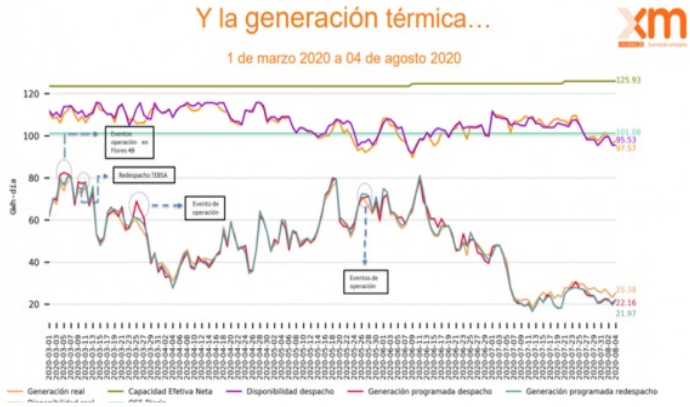
- El comportamiento de las principales variables energéticas se muestra a continuación:

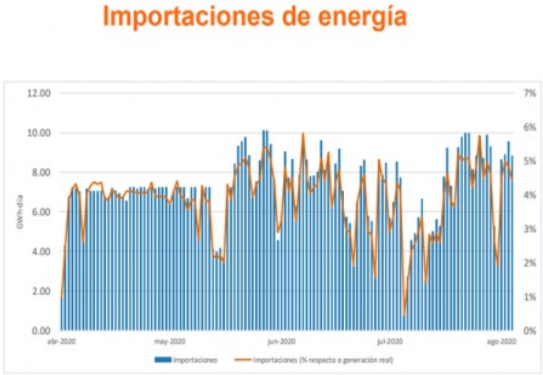


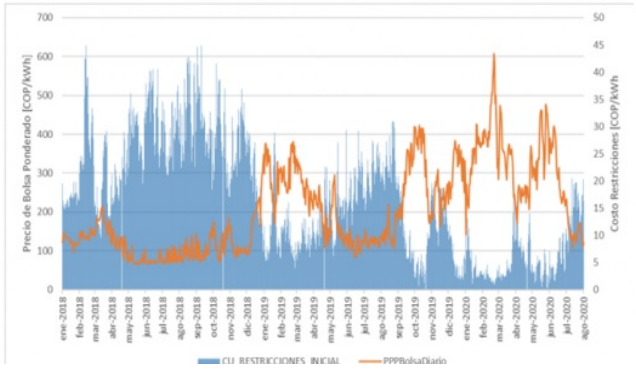




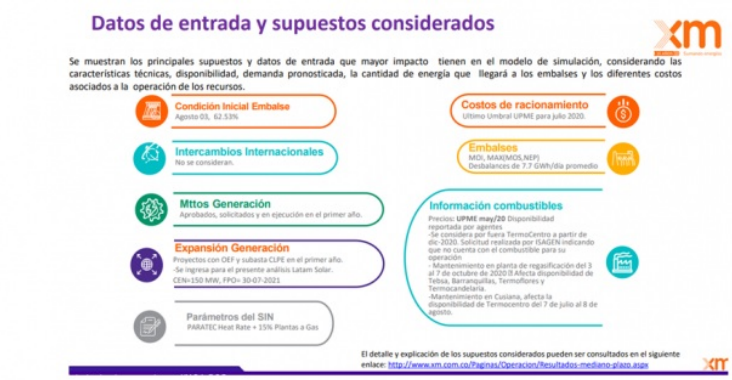


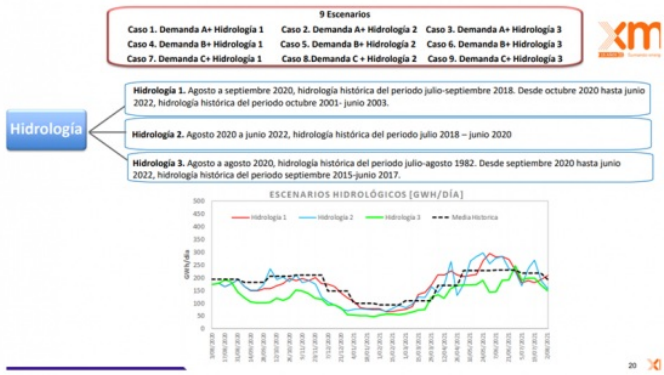


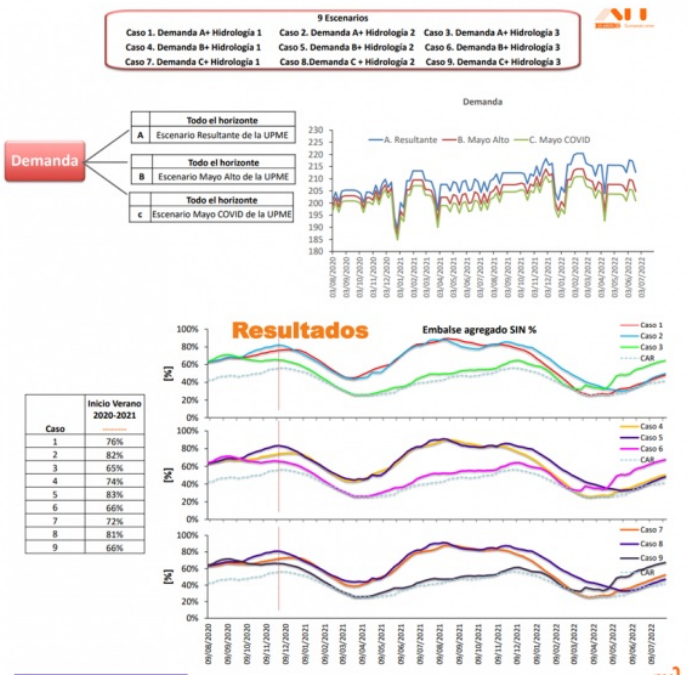


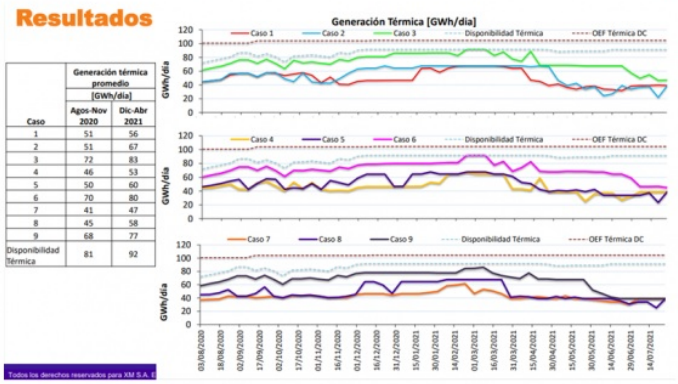


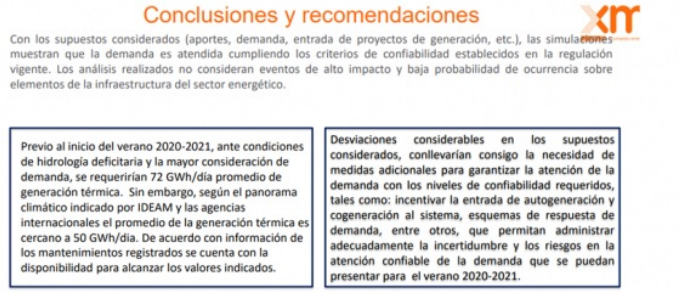
- El panorama energético se muestra en las siguientes figuras, juntos con los supuestos y resultados de las simulaciones:











Teniendo en cuenta el estado de desarrollo de los proyectos se recomienda por parte del Consejo llevar a cabo una simulación operativa para el largo plazo.

- El estado de las restricciones según los informes más recientes de planeamiento operativo se muestra a continuación. Adicionalmente, se presenta un inventario de las subestaciones del STN con configuración barra sencilla, barra principal mas transferencia, al igual que el nivel de cortocircuito para el corto, mediano y largo plazo.

Operación con activos radiales en el STN y STR

Área	Activos radiales
Antioquia	10
Caribe	36
Nordeste	15
Oriental	22
Suroccidental	24

Se tienen 107 activos radiales en el sistema de los cuales 74 pertenecen a zonas excluidas de compensación CNE

Una zona excluida de CNE es la zona del STN/STR que, en condiciones normales de operación, es alimentada sólo por un circuito o sólo por un transformador y cuentan con proyectos propuestos a la UPME eliminar esta condición.

Se recomienda a los OR y UPME revisar los activos que a la fecha no tienen propuesta de obra para eliminar la radialidad, con el fin de analizar su viabilidad técnico - económica.

Restricciones actuales sin obras definidas para eliminarlas

Restricciones sin obra definida pero en estudio

Restricciones STR	Proyecto
Ternero - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Subestación Campestre
Cartagena-Zaragocilla 66 kV/Ternera-Zaragocilla 66 kV	
Sobrecarga de la línea Bolívar - Villa Estrella 66 kV en condición normal de operación	Repotenciación de la línea Bolívar - Villa Estrella 66 kV
Ternera 1 a 2 220/66 kV / Bolívar - Villa Estrella 66 kV	
Bosque 5 a 8 220/66 kV / Bolívar - Villa Estrella 66 kV	
Prado – Flandes 1 115 kV / Prado – Flandes 1 115 kV	Proyecto Norte
Betania – El Bote 115 kV / Betania – Sabanalarga 115 kV	
Betania – Sur 115 kV / Betania – Sabanas 115 kV	
Malagueña – Prado 110 kV / El Bote – Tenza 115 kV	
Guachal - Yumbo 1 115 kV / Guachal - Yumbo 2 115 kV	Proyecto Estambul
Guachal - Yumbo 2 115 kV / Guachal - Yumbo 1 115 kV	
Yumbo - San Luis 1 115 kV / Yumbo - San Luis 2 115 kV	
Yumbo - San Luis 2 115 kV / Yumbo - San Luis 1 115 kV	

Restricciones con obra que la mitiga pero no elimina

Restricciones SDL	Proyecto
Unión 110/34.5 kV / El Río - Magdalena 34.5 kV + El Río - Unión 34.5 kV	Convocatoria Atlántico (año 2023)
Las Flores 2 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV	
Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV	

Restricciones STR sin obra asignada

San Bernardino - Popayán 1 115 kV/San Bernardino - Popayán 2 115 kV	Suroccidental
San Bernardino - Popayán 2 115 kV/San Bernardino - Popayán 1 115 kV	
San Bernardino 230/115 kV/Páez 230/115 kV	Bolívar
Agotamiento capacidad corto circuito Ternera 66 kV	

Bolívar
Atlántico
Suroccidental

Restricciones identificadas en el largo plazo sin obras definidas para eliminarlas

- Congestiones en la transformación en Jamondino 230/115 kV
- Congestiones en la transformación en Nueva Esperanza 500/115 kV
- Congestiones en el circuito Bacatá – Saltire 115 kV
- Congestiones en el circuito Bacatá – Suba 115 kV
- Congestiones en el corredor Puerto Gaitán – Puerto López 115 kV

Se recomienda a los Operadores de Red y a la UPME tener en cuenta las restricciones actuales y las identificadas en el horizonte de Largo Plazo para definir obras que permitan su eliminación o mitigación

Número de subestaciones por configuración

En el STN (220 kV), hay 14 subestaciones en configuración: Barra sencilla, 20 en configuración Barra principal más transferencia y 2 con configuración: Barra principal (seccionada) más transferencia

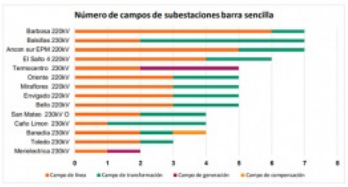
Hay 36 subestaciones en el STN (220 kV) en configuración: Barra sencilla, Barra principal más transferencia o Barra principal (seccionada) más transferencia

Conclusiones

- Hay 38 subestaciones barra sencilla o barra principal más transferencia en el STN, de las cuales 16 tienen 6 o más campos, donde ante falla o mantenimiento de la barra, se tendría la desconexión de todos los elementos.
- El número elevado de bahías en subestaciones de configuración anillo dificulta la ejecución de mantenimientos, especialmente en redes congestionadas.
- Algunas de estas situaciones en subestaciones Anillo han obligado al CND a declarar el estado de emergencia en la atención de la demanda.

Se recomienda revisar beneficio y factibilidad de alternativas de cambio de configuración de las subestaciones barra sencilla y anillo a configuraciones mas confiables.

Número de campos subestaciones barra sencilla



En el STN, hay 14 subestaciones en configuración Barra Sencilla. El número máximo de campos entre estas subestaciones es 7.

Revisión de Criticidad - Etapa 1: Impacto de la salida completa de subestaciones

Determinar el impacto de la salida completa de las principales subestaciones del STN en términos de la DNA estimada

Objetivo

Consideraciones y metodología

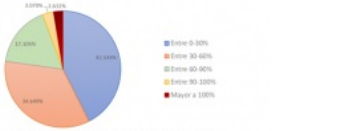
Para cada subestación analizada se reporta la DNA asociada a actuación del EDAC y al criterio de tensiones por debajo de 0,7 p.u por más de 500 ms

El CND está llevando a cabo la actualización del estudio, el cual se desarrollara en diferentes etapas. Se acordó incluir este tema en el plan de trabajo de la presente vigencia del CAPT para definir posibles cambios de configuración o nuevas subestaciones

Perfil de porcentaje de nivel de corto circuito en el STN y STR 2020

Se tiene en consideración:

- Red completa y todos los recursos de generación en servicio.
- Para el análisis del año 2020 se considera la topología actual.
- Para el análisis del año 2021 se consideran los proyectos con entrada en operación reportada oficialmente para los años 2020 y 2021.
- Método de análisis IEC 60909 de 2016.

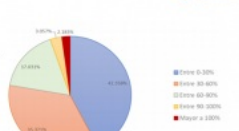


Perfil del nivel de corto circuito en las subestaciones del STN y STR (junio-2020).

Perfil de porcentaje de nivel de corto circuito en el STN y STR 2021

Se tiene en consideración:

- Red completa y todos los recursos de generación en servicio.
- Para el análisis del año 2020 se considera la topología actual.
- Para el análisis del año 2021 se consideran los proyectos con entrada en operación reportada oficialmente para los años 2020 y 2021.
- Método de análisis IEC 60909 de 2016.

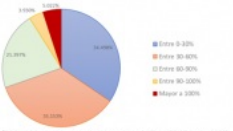


Perfil del nivel de corto circuito en las subestaciones del STN y STR (diciembre-2021).

Perfil de porcentaje de nivel de corto circuito en el STN y STR 2025

Se tiene en consideración:

- Red completa y todos los recursos de generación en servicio.
- El análisis se hace para la red en su estado esperado para el año 2025
- Método de análisis IEC 60909 de 2016.



Perfil del nivel de corta circuito en las subestaciones del STN y STR (diciembre-2025).

Se recomienda analizar alternativas de corto plazo que permitan mantener los niveles de aportes de corto circuito controlados y de largo plazo que permita tener margen suficiente para la expansión futura

Teniendo en cuenta el estado actual del SIN, y el esperado en el mediano plazo por el atraso de los proyectos, se recalca nuevamente por el CNO la importancia de enviar comunicación sectorial alertando sobre estas situaciones.

Conclusiones

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.

Previo al inicio del verano 2020-2021, ante condiciones de hidrología deficitaria y la mayor consideración de demanda, se requerirían 72 GWh/día promedio de generación térmica. Sin embargo, según el panorama climático indicado por IDEAM y las agencias internacionales el promedio de la generación térmica es cercano a 50 GWh/dia. De acuerdo con información de los mantenimientos registrados se cuenta con la disponibilidad para alcanzar los valores indicados.

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

6.INFORME UPME	NO	Presentar el avance de proyectos de convocatorias.	INFORMATIVO		

Desarrollo

Teniendo en cuenta que el CND presentó el riesgo de un evento N-5 por los cruces entre líneas de transmisión asociados al proyecto Bolívar-Sabana 500 kV, la UPME manifestó que en la convocatoria asociada al proyecto se estableció que el adjudicatario debía minimizar el número de cruces.

La UPME aclara que, para los proyectos de generación despachados centralmente, que deseen compartir infraestructura de transporte, deben cumplir lo establecido en la Resolución CREG 200 de 2020, es decir, deben presentar un estudio de conexión compartido.

Conclusiones

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte