



Acta de reunión
Acta N° 583
16 Enero, 2020 OFICINAS CNO BOGOTA

Presentar el acta de la reunión 583 del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
XM	Carlos Cano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
EMGESA	Diana Jimenez	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
MME	Sandra Salamanca	SI	NO
SSPD	Diego Ossa	SI	NO
SSPD	Angela Sarmiento	SI	NO
UPME	Antonio Jimenez	SI	NO

ENEL EMGESA	Yamile Saenz	NO	SI
EPSA	German Garces	NO	SI
EPSA	Julian Cdauid	NO	SI
DISPAC	Patricia Duque	NO	SI
TERMOVALLE	Olga Beatriz Callejas	NO	SI

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 09:15	Aprobación Actas y Acuerdos.
2	09:15 - 10:00	Informe Secretario Técnico.
3	10:00 - 10:30	Aprobaciones - Actas pendientes. - Acuerdos.
4	10:30 - 11:00	Elección Presidente
5	11:00 - 11:45	Informe de la auditoria anual CND - ASIC - LAC - TIES.
6	11:45 - 12:45	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
7	12:45 - 13:15	Informe UPME.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. APROBACION ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar al Consejo Nacional de Operación las actas pendientes y acuerdos recomendados para su aprobación.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

1. ACTAS:

ACTA 575: publicada para comentarios el 3 de diciembre. Comentarios de ENEL EMGESA e ISAGEN. Se aprueba esta acta con los comentarios presentados.

ACTA 577: publicada para comentarios el 14 de enero. Comentarios de PROELECTRICA, ISAGEN, EPM y ENEL EMGESA. Se deja un espacio de una semana mas para comentarios.

ACTA 578: publicada para comentarios el 13 de enero de 2020. Comentarios de ISAGEN. Se deja un espacio de una semana más para comentarios.

2. ACUERDOS: Los siguientes acuerdos fueron aprobados por el Consejo:

1. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de la planta de generación San Miguel

2. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de la planta de generación Amoyá

3. Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta, del consumo térmico específico (heat rate) y las rampas de la configuración 14 de la planta Termosierra en operación con gas natural-ACPM.

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

El acuerdo " Por el cual se aprueba el procedimiento para la realización de las mediciones de batimetría en los embalses de las plantas despachadas centralmente" se remite al Comité de Operación y al SURER para la revisión de la redacción del tema de periodicidad de las batimetrías con el fin de dar mayor claridad.

Conclusiones

- El acta 575 fue aprobada con comentarios. Las actas 577 y 578 se aprobarán en la siguiente reunión ordinaria de febrero y se da una semana más para comentarios.

- Los acuerdos recomendados fueron aprobados.

- El acuerdo " Por el cual se aprueba el procedimiento para la realización de las mediciones de batimetría en los embalses de las plantas despachadas centralmente" se remite al SURER para la revisión de la redacción del tema de periodicidad de las batimetrías con el fin de dar mayor claridad.

2. INFORME CNO 583	NO	Presentar al Consejo en su sesión del día de hoy el informe de actividades.	INFORMATIVO	SI	NO
-----------------------	----	---	-------------	----	----

ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:

1. Anexo a este informe encontrarán el presupuesto de funcionamiento del Consejo para el año 2020, con el incremento del SMLM del 6 %. El porcentaje del incremento de la cuota anual es del 3 %, el cual se sometió a conocimiento de la comisión conformada por XM e ISAGEN. Se presenta al CNO para su ratificación. El Consejo ratifica la aprobación del presupuesto de funcionamiento 2020 presentado.
2. Según lo previsto en el Reglamento Interno del CNO, hasta el 31 de enero de 2020 se reciben las solicitudes de las empresas de generación, transmisión y distribución de ser invitadas a las reuniones del CNO y de los comités y subcomités del CNO.
3. En las reuniones de subcomités y comités del mes de enero se está haciendo la inducción, un ejercicio de autoevaluación y se está formulando el Plan Operativo del año 2020. Los resultados del ejercicio se presentarán en la reunión del Consejo del mes de febrero de 2020.
4. Se recomienda a las empresas integrantes del CNO evaluar su participación presencial en las reuniones ordinarias de los comités y subcomités. En este punto ISAGEN menciona que, si no es posible el desplazamiento hacia Bogotá para las reuniones, no se deben desestimar las herramientas tecnológicas para la participación en dichas reuniones, teniendo en cuenta sobre todo la inversión realizada en la adecuación de las nuevas oficinas del Consejo. Por lo anterior se acuerda hacer pruebas de comunicación entre las salas del CNO y la de las empresas, para mejorar la interacción. También mencionó que se construyera una propuesta para optimizar el tiempo requerido para las reuniones de comités y subcomités del C.N.O.
5. Se solicita la selección de los 3 miembros del Consejo que conformarán el Comité Asesor de Estrategia para el año 2020. En todo caso se debe garantizar que en el Comité Asesor de Estrategia estén representadas las actividades de generación, transmisión y distribución a través del Presidente y los miembros del CNO que lo conforman. Se solicita los miembros del Comité de Estrategia elaborar acta y presentar resumen de los temas tratados para el CNO, y asípara equilibrar la información.

ASPECTOS TÉCNICOS:

6. Sobre la Resolución CREG 153 de 2019 "Por la cual se establece una excepción a los límites de variación de la tensión nominal en la operación de los Sistemas de Transmisión Regional", se citó al Comité Legal para analizar los riesgos del Consejo frente a un Acuerdo que defina límites de tensión provisionales para subestaciones radiales del STR. Al respecto, el Comité Legal analizó los riesgos para el CNO en el procedimiento de aprobación de la excepción temporal y concluyó que dado que la resolución exige que el CNO y el CND deben verificar que con la aplicación de la excepción no se debe afectar la operación segura y confiable del SIN, y que esta circunstancia no es viable técnicamente, sería contrario a las funciones de ley del CNO expedir un acuerdo por el cual se apruebe una excepción a los límites de variación de la tensión. En el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y en el Comité de Distribución, el CND y los operadores de red respectivamente manifestaron que no se puede garantizar la seguridad del SIN (tensione entre el 0.9 y 1.1 en p.u. en el SDL) bajo una excepción en los límites de tensión en el STR. Se acordó con el CND enviar una comunicación conjunta a la CREG alertando sobre esta situación. En este sentido, se acordó con el CND enviar una comunicación conjunta a la CREG alertando sobre esta situación, enfatizando en los motivos por los cuales no se puede aplicar la Resolución, y una propuesta del cómo se podría instrumentalizar.
7. Se llevó a cabo la quinta reunión con el CNO gas, en la que se presentaron las propuestas principales del CNO eléctrico para mejorar la coordinación de los dos sectores (gas y electricidad). Las mismas se presentan a continuación:
 - Disminución de los tiempos de renominación, acercándolos a los tiempos del sector eléctrico (redespacho de 1.5 horas, actualmente).
 - Extender el "parqueo" para diferentes situaciones, brindando flexibilidad al sector eléctrico. Por ejemplo, que fuera posible el parqueo de gas de forma periódica, contemplando las restricciones físicas de transporte del SNT.
 - Estudiar técnica, económica y regulatoriamente cual es la mejor alternativa entre: Acometer las inversiones necesarias para que las plantas de regasificación puedan "inicializarse" en los tiempos requeridos por el sector eléctrico. Lo anterior implica analizar y estudiar las limitaciones técnicas que presentan en su arranque.

- Otras medidas que garanticen la operación continua de las plantas de regasificación (generación obligada, por ejemplo).
- Viabilizar en situaciones de emergencia, las variaciones de salida netas negativas cuando el SIN necesite más gas del contratado por los generadores, siempre que no pongan en riesgo la estabilidad operativa del SNT.
- Definir desde la regulación una causal de redespacho y posibilidad de autorizar desviaciones, cuando se requiera por restricciones del SNT.
- Implementación del despacho vinculante y el mercado intradiario, considerando la coordinación gas-electricidad.
- Tener un gestor(es) técnico(s) del sector Gas.
- Considerar en el planeamiento operativo y de la expansión (energético y de potencia), las restricciones que se imponen mutuamente los dos sectores.
- Desde la regulación, existencia de un protocolo formal entre los sectores de gas y electricidad.

Una vez referenciado el punto, TEBSA solicita presentar dos diapositivas para indicar los riesgos en la operación de las plantas térmicas y en el SIN, por cambios considerables en la generación durante un día de operación y su propuesta para corregir dichos inconvenientes. Se listan por parte de TEBSA los siguientes riesgos:

- Incurrir en variaciones de salida con el transportador por la atención de redespachos y/o autorizaciones al despacho programado.
- Efectos Económicos no cuantificables para SIN y/o agentes generadores.
- Incurrir en cuatro (4) renominaciones de suministro y transporte de gas natural en el día de operación para atender redespachos y/o autorizaciones (sujetas a condiciones operativas del gasoducto).
- Efectos sobre la participar de los agentes generadores en el Mercado de Energía respecto al mercado de gas (no hay mercado de balance de gas natural).
- Penalizaciones en energía producto de caída de presión de Gas en el SNT.
- Posible Desatención de Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural.

En relación a la propuesta de ajuste, TEBSA plantea:

- Viabilizar que las exigencias operativas para la atención de la demanda de energía eléctrica sean coherentes con la regulación sobre el abastecimiento de gas.
- Interiorizar el Impacto de la operación de plantas como TEBSA, tanto para el SIN como para el SNT.
- Llevar a cabo una proyección más ajustada de las principales variables que influyen en el despacho (demanda, estado de la red y generación renovable, por ejemplo) que permita programar la logística para el resto del día para las plantas térmicas.
- Incluir causales de redespachos asociadas condiciones operativas con repercusiones en el sector gas natural.

El CND manifiesta que, desde el punto de vista del Operador, se ha identificado una desviación entre la

generación real y la disponibilidad declarada de las plantas menores de alrededor de 5 Gwh-día, que en promedio corresponden a casi 210 MW por periodo horario. Lo anterior hace que una vez se copen las reservas, la última planta despachada (recurso marginal), tengan que balancear la incertidumbre asociada, no solamente a la demanda, sino también a la disponibilidad de las plantas menores.

En este sentido se acuerda por parte del CNO incluir los temas sugeridos por TEBSA en las acciones de coordinación de los dos sectores, y abrirle un espacio a este Agente en la sexta reunión CNOe-CNOg que se llevará a cabo el 30 de enero del 2020.

8. La UPME publicó para comentarios hasta el 31 de enero del 2020 el *"Estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural"*. En este documento la Unidad plantea las obras de refuerzo que se requieren en el mediano y largo plazo en el SNT para garantizar el abastecimiento y la confiabilidad del suministro de este energético^[1].

Se propone que los Subcomités de Plantas y Planeamiento Operativo y el Comité de Operación haga los comentarios a este documento. Vale la pena mencionar que es a partir de las proyecciones de demanda y los supuestos para su obtención, el balance oferta/demanda y la simulación de flujos en el SNT que se establecen los refuerzos de infraestructura. Asimismo, se debe considerar la coordinación gas/electricidad en el planeamiento de los dos sectores y las restricciones que se imponen mutuamente en la operación, que repercuten finalmente sobre la confiabilidad. Adicionalmente, se invitará a la UPME a presentar el Plan de Gas en la reunión del grupo de trabajo de coordinación gas/electricidad.

Finalmente, se invitará a la UPME a presentar el Plan de Gas en la reunión del grupo de trabajo de coordinación gas/electricidad.

9. Se expidió la Resolución CREG 200 de 2019, *"por la cual se define un esquema para permitir que los generadores puedan compartir activos de conexión al SIN"*. Esta aplica a los generadores despachados centralmente que van a conectarse a un mismo punto de conexión e interesados en suscribir un acuerdo para compartir dichos activos de conexión.

Desde el punto de vista técnico, si bien se establece la obligación de entrega al transportador y a la UPME de un estudio de conexión conjunto por parte de los interesados, no se definió de forma explícita un límite a la agregación de capacidad, situación que podría generar problemas de inestabilidad de frecuencia ante un evento de contingencia en el activo (una sola línea de conexión, por ejemplo). Lo anterior implica que, en los estudios de conexión, debe analizarse de manera detallada la topología interna de los complejos de generación y analizar contingencias sencillas al interior de estos.

Respecto al Consejo, el artículo 13 establece un plazo de cuatro (4) meses para definir los ajustes requeridos a los Acuerdos expedidos, o de considerarlo necesario, aprobar nuevos Acuerdos, relacionados con los procedimientos para la entrada en operación de plantas de generación que se conectan al SIN o para la ejecución de pruebas, con el propósito de incluir los aspectos adicionales que conlleva la aplicación del esquema previsto en la Resolución.

10. El CND presentó en el Comité de Operación los análisis detallados sobre la instalación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema-ESPS tipo RAG para Termovalle y Termoemcali, lo anterior teniendo en cuenta la actual situación de la subárea Valle y la esperada por el incremento de la capacidad de generación, las reconfiguraciones topológicas en algunas subestaciones del STN y STR para reducir el nivel de cortocircuito, y la indisponibilidad por dos años de la protección diferencial en la subestación Yumbo 230 kV por trabajos de modernización. El CND manifestó dificultades para implementar este ESPS, ya que las plantas térmicas por limitaciones técnicas no pueden programar rampas rápidas de descenso, como si lo pueden hacer las plantas renovables. El CND aclaró que viene avanzando con TVALLE en el diseño de un RAG viable técnicamente, lo cual es respaldado por TVALLE.

Por lo anterior, si este esquema suplementario no se puede implementar, habría que limitar desde el despacho la generación de Termovalle o Termoemcali, situación que no permitiría la entrega de la totalidad de las Obligaciones de Energía en Firme si la condición del sistema así lo requiere.

11. Se elaboró una comunicación que fue enviada a la UPME, sobre la importancia de determinar claramente en los Documentos de Selección del Inversionista-DSI de la Unidad, las características, modos de operación, estudios específicos, dimensionamiento y funciones que deben desempeñar los SAEB para mitigar restricciones, ya sean operativas o eléctricas. Adicionalmente, se envió comunicación de comentarios a la CREG sobre la Resolución 098 de 2019. Las cartas pueden ser consultadas en la página web del Consejo.

Vale la pena mencionar que la UPME aceptó la propuesta del CNO sobre la realización de un taller junto con el CND sobre la Resolución CREG 098 de 2019.

12.Teniendo en cuenta el taller virtual del CND sobre la Resolución CREG 098 de 2019 y el contenido del documento *“Procedimiento para la determinación de los procesos de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías”*, que plantea una modificación a la función objetivo del despacho económico considerando el almacenamiento electroquímico, sugerimos al Consejo revisar para observaciones dicho documento en los Subcomités de Plantas y Planeamiento Operativo.

Adicionalmente, analizar en dichos subcomités los resultados de los documentos asociados a la Circular CREG 122 de 2019, sobre el *“Estudio de integración y simulación de las reglas operativas de despacho y de liquidación propuestas en los estudios de despacho vinculante y mercado intradiario, publicado en la circular CREG 005 de 2019, y el estudio de servicios complementarios, publicado en la circular CREG 008 de 2019”*.

El CNO junto con el CND estuvieron de acuerdo con el planteamiento. Adicionalmente, analizar en dichos subcomités los resultados de los documentos asociados a la Circular CREG 122 de 2019, sobre el *“Estudio de integración y simulación de las reglas operativas de despacho y de liquidación propuestas en los estudios de despacho vinculante y mercado intradiario, publicado en la circular CREG 005 de 2019, y el estudio de servicios complementarios, publicado en la circular CREG 008 de 2019”*.

13. El Consejo por solicitud de EPM envió el 23 de diciembre a la CREG el concepto sobre la evaluación de las implicaciones operativas para el Sistema si el parque Eólico Jepírachi continúa en servicio hasta el 31 de diciembre de 2023. La CREG dio respuesta al concepto del CNO el 30 de diciembre de 2019, en la que informa que el tema de la planta Jepírachi fue tratado en la sesión 968 del 19 de diciembre de 2019, en el que se determinó no modificar lo establecido en la Resolución CREG 060 de 2019. El concepto del Consejo y la respuesta de la CREG se encuentran en la página web del CNO. En este punto varios miembros del Consejo reiteran nuevamente los incentivos negativos de la Resolución 060 de 2019, sobre la no producción de energía contando con la disponibilidad del recurso, ello para evitar pagar una penalización por una eventual desviación. Se reitera también que esta situación podría tornarse más crítica bajo escenarios de aportes hídricos deficitarios.

14.Teniendo en cuenta los errores identificados previamente por el Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER en la Resolución CREG 201 de 2017 sobre el cálculo de la ENFICC solar fotovoltaica, por solicitud de MINENERGÍA, se envió comunicación recomendando nuevamente a la CREG y al mismo Ministerio de Minas y Energía, estudiar la posibilidad de migrar a un enfoque de modelación para el cálculo de la Energía en Firme de las plantas solares fotovoltaicas, contemplando también el desarrollo de un modelo que se viene construyendo junto con la Universidad de los Andes. La comunicación puede ser consultada en la página web del CNO.

15.Considerando los resultados de la pasada subasta de reconfiguración de compra de energía en firme y la nueva fecha reportada para la entrada en servicio de Ituango, se sugiere al CND actualizar el ejercicio de balance ENFICC vs demanda, contemplando también un escenario de sensibilidades a algunos de los supuestos. El CND informa que viene trabajando en el balance y que una vez se tenga finalizado será presentado al Consejo. Asimismo, se sugiere al CND realizar para el largo plazo un ejercicio de flexibilidad (potencia) sobre la producción de las fuentes intermitentes, considerando que en la corrida energética con horizonte de cinco (5) años, la producción agregada de este tipo de plantas es mayor a 20 GWh-día, sugerencia que será revisada por el CND.

1. **[1]** Las obras propuestas son:

- Planta de Almacenamiento (170.000 m³) y Regasificación (400 MPCD) en la Bahía de Buenaventura. Fecha de entrada en Operación FPO: septiembre 2023.
 - Gasoducto Buenaventura/Yumbo con una capacidad de transporte de 400 MPCD. FPO: enero 2024.
 - Adecuación y montaje de infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Yumbo-Mariquita de 250 MPCD. FPO: enero 2024.
 - Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranquilla-Ballena de 170 MPCD. FPO: diciembre 2021.
 - Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para la interconexión del tramo Barranquilla-Ballena y el tramo Ballena-Barrancabermeja con una capacidad Bidireccional de 170 MPCD. FPO: enero 2021.
 - Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranca-Ballena de 100 MPCD. FPO: enero

2021.

- Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria en el ramal Jamundí que garantice la atención de la demanda en el nodo Popayán de 3 MPCD. FPO: marzo 2022.
- Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday 20 MPCD. FPO: marzo 2022.

Conclusiones

3. ELECCION DE PRESIDENTE	NO	Proceder al proceso de elección de Presidente del CNO para el año 2020.	APROBACIÓN	NO	NO
---------------------------	----	---	------------	----	----

Desarrollo

1. Elección presidente CNO y miembros del Consejo del Comité de estrategia.

- Para la presidencia del Consejo se postulan ENEL-EMGESA e ISAGEN. Por una votación de 8 a 5, ISAGEN es reelegido como presidente del CNO para el año 2020.
- Respecto al Comité de Estrategia, los miembros son:
 - ISA-INTERCOLOMBIA como representante de la actividad de transmisión.
 - ELECTRICARIBE como representante de la actividad de distribución.
 - CND-XM, como operador del Sistema.
 - ISAGEN como presidente del CNO.
 - Para el representante de la actividad de generación se postulan CELSIA, EPM y ENEL-EMGESA, siendo elegido por votación en segunda vuelta CELSIA.
 - Dos miembros independientes, que para el 2020 permanecen los mismos (Angela Cadena y Carmenza Chahín).

Finalmente, se acuerda por el Consejo solicitar al Comité de Estrategia del 2019 una presentación sobre su visión del CNO en el año pasado, y para el Comité 2020, tener un registro de lo discutido en las reuniones a través del mecanismo de Actas.

Conclusiones

3. INFORME IDEAM	NO	Presentar el informe de la situación actual y la esperada del clima,	INFORMATIVO	SI	NO
------------------	----	--	-------------	----	----

Desarrollo

El IDEAM indica que actualmente y para el primer trimestre de 2020, predominará la fase neutral del ENOS. Por lo mismo, serán las escalas de variabilidad climática asociadas a la estacionalidad propia de inicio de año, modulada por la oscilación intraestacional, las que explicarán las condiciones climáticas sobre gran parte del territorio colombiano.

Respecto a la presentación del Ideam, no se presentan observaciones a la misma por parte de los miembros del Consejo.

Conclusiones

- Serán las escalas de variabilidad climática asociadas a la estacionalidad propia de inicio de año, modulada por la oscilación intraestacional, las que explicarán las condiciones climáticas sobre gran parte del territorio colombiano.

4. AUDITORIA ASIC, LAC Y TIES	NO	Presentar los resultados del trabajo de aseguramiento razonable independiente sobre el cumplimiento de las obligaciones de XM S.A. E.S.P. derivadas de las Resoluciones emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), como: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ASIC Liquidador y Administrador de Cuentas LAC -- y para las Transacciones Internacionales de Electricidad TIE.	INFORMATIVO	SI	NO
-------------------------------	----	---	-------------	----	----

Desarrollo

PWC presenta los resultados de la auditoria para el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018 (un año) . El cronograma del aseguramiento y sus distintas fases fue acordado con el cliente y formalizado a través del Reporte de Definición de Alcance en Agosto 2019. Se realizaron seguimientos periódicos al cronograma inicial, los cuales fueron formalizados a través del "Informe de Avance".

Conclusiones

En conclusión, XM cumplió en todos los aspectos materiales con las resoluciones emitidas por la Comisión de Energía y Gas (CREG), vigentes para el período comprendido entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2018, dentro de los procesos que desarrolló como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC-, Liquidador y Administrador de Cuentas -LAC- y para las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE-, los cuales fueron los objetos de aseguramiento.

5. Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética	NO	Presentar el informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda y dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.	INFORMATIVO	SI	NO
---	----	--	-------------	----	----

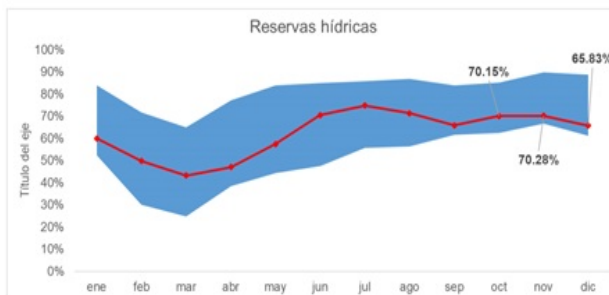
Desarrollo

El CND hace un balance del año 2019, respecto a la evolución de las principales variables. Las siguientes gráficas presentan dicha evolución:

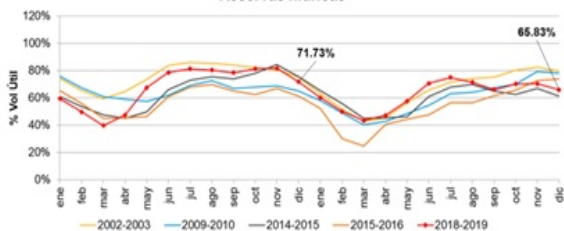
Variación capacidad efectiva neta

Tipo Fuente	2018 (MW)	2019 (MW)	Variación
Hidráulica	11,836.57	11,916.608	0.7%
Combustible fósil	5,302.59	5,364.19	0.9%
Biomasa	145.15	145.15	0.0%
Eólica	18.42	18.42	0.0%
Solar	9.80	17.98	83.4%
Total	17,312.53	17,462.34	0.9%

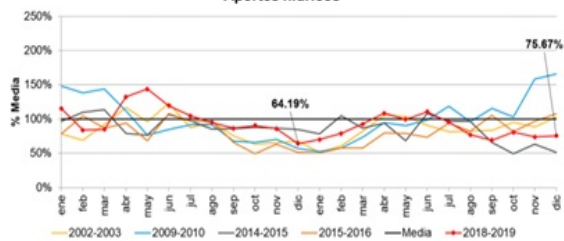
Tipo generación	2018 (GWh)	2019 (GWh)	Variación
Hidráulica	56,651	54,437	-4%
Combustible fósil	11,512	14,780	28%
Biomasa	730	702	-4%
Eólica	43	63	46%
Solar	12	132	1001%
Importaciones	233	1,765	657%
Total	69,181	71,880	4%



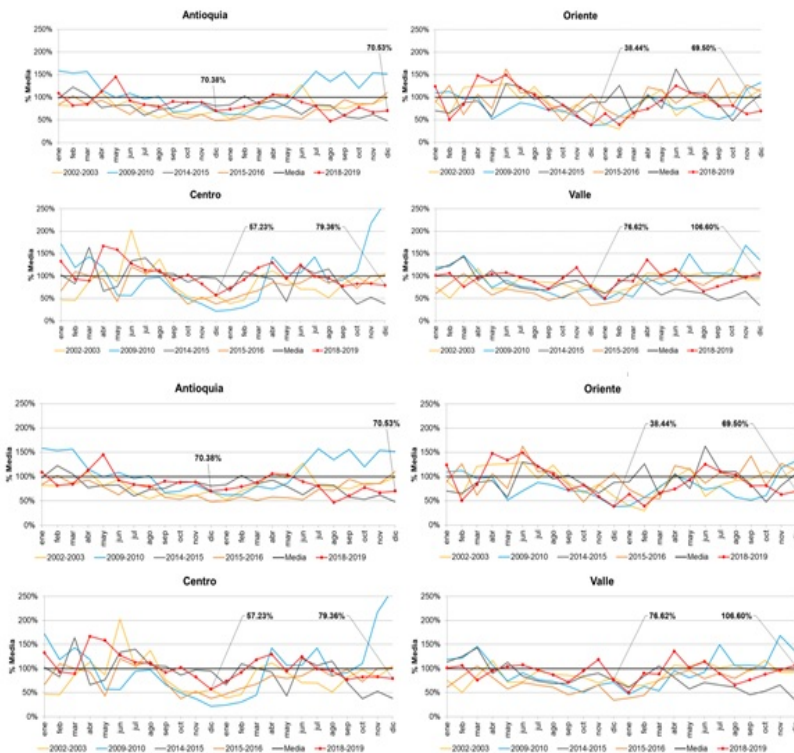
Reservas hídricas



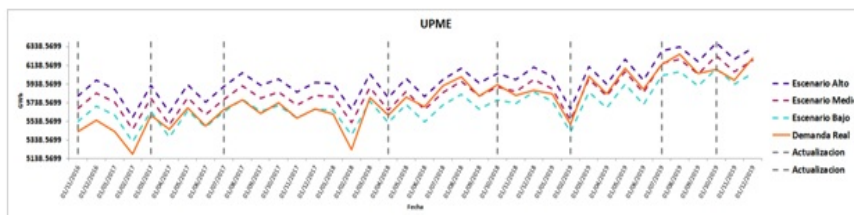
Aportes hídricos



Aportes por regiones



UPME



Fecha	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo	Demanda Real	Actualización
ene 2019	6382	5790	5340	5790	5790
feb 2019	6382	5790	5340	5790	5790
mar 2019	6382	5790	5340	5790	5790
abr 2019	6382	5790	5340	5790	5790
may 2019	6382	5790	5340	5790	5790
jun 2019	6382	5790	5340	5790	5790
jul 2019	6382	5790	5340	5790	5790
ago 2019	6382	5790	5340	5790	5790
sep 2019	6382	5790	5340	5790	5790
oct 2019	6382	5790	5340	5790	5790
nov 2019	6382	5790	5340	5790	5790
dic 2019	6382	5790	5340	5790	5790

- En relación a la entrada de proyectos y las restricciones, las siguientes gráficas presentan su evolución:

Proyectos que entraron en operación



● Generación



● Transmisión



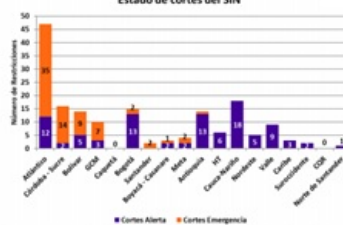
Comparación proyectos que entraron en operación en 2018 y 2019

Estado restricciones

Enero 2019



Enero 2020



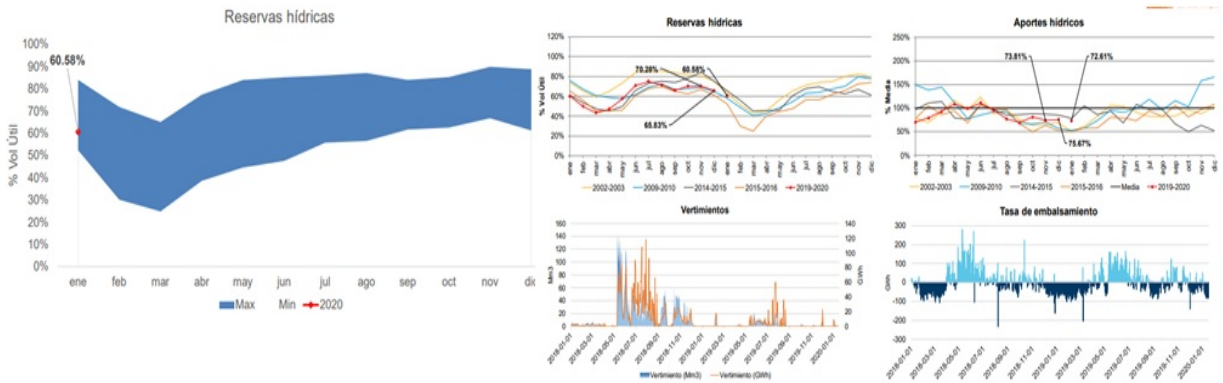
Cortes alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

Cortes Emergencia: Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).

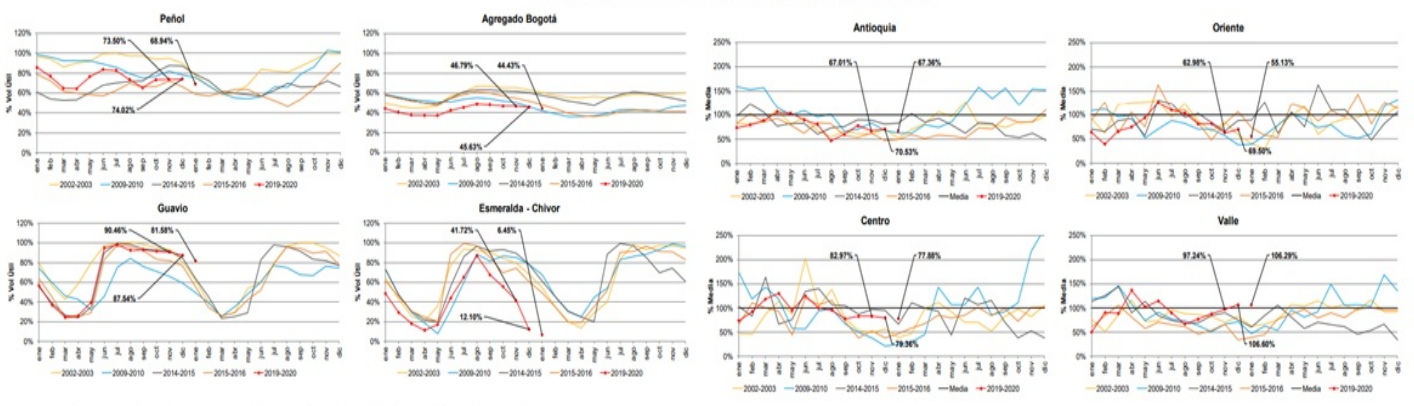


Si bien de manera agregada las restricciones del SIN han disminuido, pasando de 200 a 169, y en las subáreas de la región Caribe han entrado en servicio obras de expansión y medidas de mitigación, lo cual es muy positivo, en otras subáreas como Valle y Cauca-Nariño, las restricciones se han incrementado en más del 100 % (en Valle las restricciones de alerta pasaron de 4 a 9 y en Cauca-Nariño de 7 a 18, por ejemplo). En este sentido, el Consejo alerta sobre esta situación y solicitan que este tema sea tratado de carácter urgente en el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE y Comité de Operación-CO.

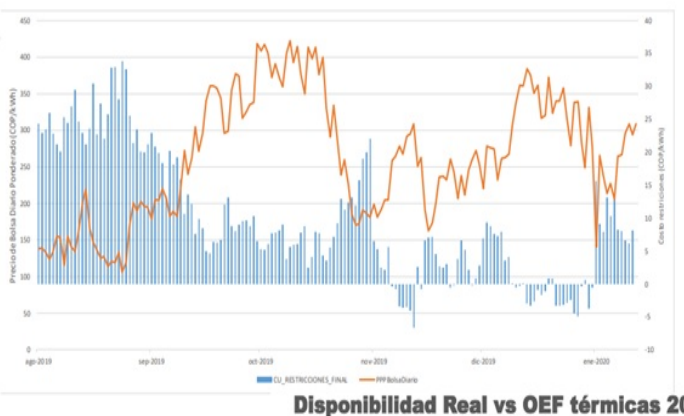
Respecto a la evolución de las principales variables en el mes de enero de 2020, las siguientes gráficas presentan su comportamiento:



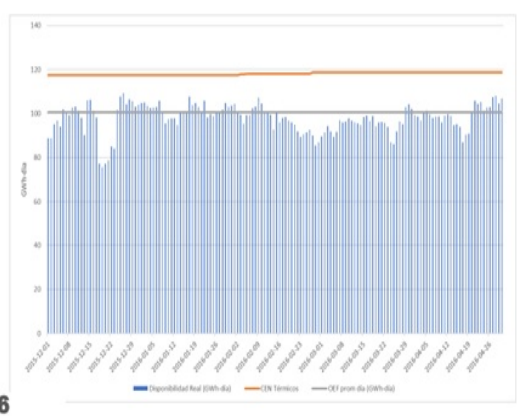
Las reservas correspondientes al periodo febrero-marzo 2016 están afectadas por salida de Guatapé



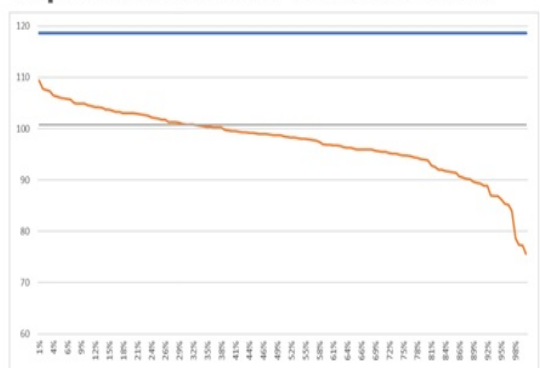
Restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



Disponibilidad Real vs OEF térmicas 2015-2016



Disponibilidad Real vs OEF térmicas 2015-2016



Respecto al panorama energético de mediano y largo plazo, las siguientes gráficas presentan las conclusiones de las simulaciones correspondientes:

Conclusiones



- Para el horizonte de mediano plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.
- De continuar con las condiciones de aportes similares a las indicadas por el SURER bajo el escenario "Contingencia", y de presentarse una demanda cercana al escenario medio de la UPME durante el verano 19-20, se observan valores de generación térmica promedio cercanas a 60 GWh/día. El escenario pronosticado por los agentes, muestra requerimientos de generación térmica en valores cercanos a 40 GWh/día promedio.
- Bajo el escenario de una condición deficitaria en aportes para el verano 20-21 como la presentada durante el 15-16, se observan requerimientos de generación térmica en promedio de 68 GWh/día, durante más de un año. De no presentarse una recuperación en los aportes durante el año 2020 similar a la situación presentada en los años 1992-1993, se observan requerimientos de generación térmica cercanos a los 80 GWh/día durante el verano 19-20.
- Es importante resaltar la adecuada gestión de recursos disponibles de generación, logística de abastecimiento de combustibles para los recursos térmicos, incluyendo la planta de regasificación, disponibilidad de los enlaces para intercambios internacionales, entre otros, para mantener la confiabilidad del SIN en dichos escenarios.
- Se debe mantener un seguimiento a todas las variables del sistema, resaltando la importancia en la calidad de la información suministrada para los diferentes análisis.

La persistencia de bajos niveles de aportes, desviaciones considerables de los pronósticos de demanda y/o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y prolongados en las siguientes semanas.

Conclusiones



- Para el horizonte de largo plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados, en especial la entrada oportuna de los proyectos de expansión, el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.
- Se observa que para el año 2020 y 2021, la generación térmica promedio de las 100 series simuladas es superior a los 40 GWh/día.
- Para el año 2022, la disminución de la generación térmica obedece a la entrada en operación del proyecto Hidroeléctrico Ituango, el cual cobra relevancia para la atención de la demanda de manera confiable.

En este punto se sugiere al CND llevar a cabo un análisis de flexibilidad (potencia), considerando la producción promedio de las fuentes intermitentes según la corrida energética de largo plazo, que es superior a 20 GWh-día.

El CND describe los diferentes eventos que se presentaron en el área Oriental durante los meses de diciembre de 2019 y enero de 2020. Las siguientes gráficas lo muestran:

Descripción de los eventos



Primer evento: El 09 de diciembre de 2019, a las 12:58 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión Bacatá – Salitre, Castellana – Salitre, Morato – Salitre, la Paz – Salitre, Fontón – Salitre, en los extremos remotos a la subestación Salitre 115 kV; transformador Salitre 2 115/57.5 kV, por el lado de 57.5 kV; transformador Salitre 3 115/57.5 kV, por el lado de 115 kV; y los bancos de condensadores Salitre 1, 3 y 4 115 kV.

Segundo evento: El 09 de diciembre de 2019, a las 12:58 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión Circo – Guavio 1 y 2, en los extremos de la subestación Circo 230 kV y los autotransformadores Torca 1 y 2 230/115 kV, en los extremos de la subestación Torca 115 kV.

Evento	Elemento	Categoría causa	Causa detallada
Evento 1	LT Chicalá – Salitre 115 kV	Cuerpos, Objetos Extraños y Aterizados	Alta Vegetación
Evento 1	BL Salitre a Chicalá 115 kV ¹	Humanos	Accidental en Consignación Nacional
Evento 1	S/E Salitre 115 kV ²	Protección, Tele protección y Control	Sistemas de control
Evento 2	BT Torca 1 y 2 115 kV	Protección, Tele protección y Control	Coordinación o ajustes de protecciones de activos del STR
Evento 2	BL Circo a Guavio 1 y 2 230 kV	Protección y Control	Relé de protección

Notas:

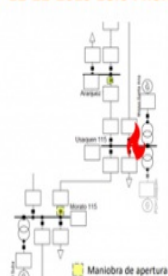
- (1) CODENSA en su informe reportó, "En subestación SALITRE BAHÍA DE LÍNEA CHICALÁ: Error humano en desarrollo de los trabajos, de cambio de interruptor de la bahía de línea CHICALÁ en la subestación SALITRE, relacionado con desenergización de polaridades de control."
- (2) CODENSA en su informe reportó, "En subestación SALITRE Esquema 508F: Circuito de control hacia el relé maestro 868 abierto."

Eventos del 9 de diciembre de 2019 en área Oriental

Análisis	Acciones Ejecutadas
<ul style="list-style-type: none"> La falla en la línea Chicalá – Salitre 115 kV, se presentó por contacto con vegetación y fue desleada por las protecciones de respaldo en la S/E Salitre 115 kV. Sin embargo, no fue exitosa la apertura del interruptor de transferencia para despejar la falla en la S/E Salitre 115 kV. La línea Chicalá – Salitre se encontraba energizada a través de la Transferencia por trabajos de la consignación C0160545. El interruptor de Transferencia en la S/E Salitre 115 kV no abrió por la desenergización de las polaridades del circuito de disparo. Asimismo, se perdió la alimentación de la protección principal del circuito y la señalización al centro de control. Los interruptores de la S/E Salitre 115 kV no operaron por actuación del S/SBF dado que se encontraba abierto el camino de disparo del relé 868. La apertura de las líneas a 230 kV Circo – Guavio 1 y 2 se presentó por falla externa en el extremo de Circo. Estas aperturas se ejecutaron de forma no selectiva con las protecciones de la red de 115 kV. La apertura de los ATRA 1 y 2 de Torca, a nivel de 115 kV, se dio por operación de las protecciones de respaldo, de manera no selectiva con las protecciones de la red de 115 kV 4 y 5. 	<ul style="list-style-type: none"> Codensa ejecutó, entre el 09 - 16 de diciembre de 2019 la consignación C017671 para reconfigurar la línea Bañales – Fontón 115 kV como Bañales – Salitre – Chicalá 115 kV y alimentar la S/E Chicalá 115 kV. El 13 de diciembre de 2019 se ejecutó la consignación C017576 para realizar actividades correctivas sobre la B. Transferencia en la S/E Salitre 115 kV. CODENSA Entre el 14 - 16 de diciembre de 2019 se ejecutó la consignación C175769 sobre la barra Salitre 115 kV, con la ejecución de esta consignación, se corrigió falla en el cableado de control relacionada con los mandos de apertura y cierre del interruptor del banco de condensador 4 de la subestación SALITRE. El GEB ejecutó la consignación C175804 sobre la BL Circo a Guavio 1 230 kV para realizar la revisión de las protecciones principales (PPI y PP2).

Acciones por Ejecutar	Recomendaciones
<p>Codensa</p> <ul style="list-style-type: none"> Revisar y solucionar la causa por la cual, ante la operación de la función falla interruptor (ANSI 50BF) habilitada en la protección de respaldo (SEL 351) de la bahía de línea Salitre a Chicalá 115 kV, no se ejecutó orden de apertura de todos los interruptores asociado a la barra de la S/E Salitre 115 kV. Fecha de implementación: 31 de marzo de 2020 <p>Revisar coordinación de protecciones en la S/E Torca 115 kV, con las protecciones de la red de 115 kV y proponer e implementar alternativas para solucionar el problema de descoordinación identificado en este evento. Fecha de implementación: 30 de junio de 2020.</p> <p>GEB</p> <ul style="list-style-type: none"> Identificar y solucionar la causa por la cual, ante falla trifásica en la línea Chicalá – Salitre 115 kV, se presentó operación instantánea de la zona 2 de la función disparo para una falla vista por el relé hacia atrás. 	<p>Codensa.</p> <ul style="list-style-type: none"> Dada la recurrencia de fallas por contacto de vegetación, realizar inspección del sistema de aislamiento y estado de la sendadura de las líneas de su propiedad. Revisar prácticas/procedimientos de mantenimientos que permitan garantizar la operatividad de los sistemas de protección durante actividades de mantenimiento. Incluir en el SOE de la S/E Salitre 115 kV la activación de la función de protección Falla Interruptor ANSI 50BF, en las etapas 1 y 2, con operación en cualquiera de las bahías de la subestación. Revisar la Sincronización de tiempo de las protecciones en la subestación Salitre, considerando los tiempos registrados en el relé de respaldo. Efectuar la respectiva validación del control y protecciones durante toda la ejecución de trabajos de cambio de interruptor en subestaciones con barra de transferencia, asegurando la alimentación de polaridades de control y de disparo al interruptor de transferencia.

Evento desconexión Usaquén 115 kV 11-12-2019 18:04 horas



Cronología de reporte de evento:
A las 18:05 horas, CODENSA reporta maniobra de apertura de los extremos remotos de las líneas que llegan a Usaquén 115 kV. La subestación quedó sin señales.

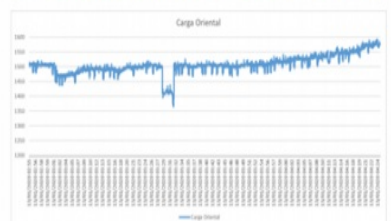
Causa: El agente reporta conato de incendio en celda de conexión del SDI a 11.4 kV de la S/E USAQUÉN.

Impacto: 219 MWh de demanda no atendidos (zona urbana de Bogotá) desde las 18:06 horas hasta las 22:50 horas.

Evento Torca 115 kV 13-01-2020 03:01 horas



Evento Torca 115 kV 13-01-2020 03:01 horas



Comportamiento de la demanda:
03:01 horas, cuando ocurre el evento, se observa disminución de aproximadamente 50 MW en el área Oriental.

03:29 horas, ocurre disminución súbita de carga en Oriental, aproximadamente 100 MW, sin apertura de interruptores adicionales en el STR o STN.

Después de la descripción de los eventos y las acciones tomadas, se pregunta al CND sobre si lo que ha pasado obedece a acontecimientos desafortunados, o si por lo contrario, son indicadores de que en la subárea se requieren de manera urgente los proyectos de expansión, específicamente aquellos asociados al norte de la

Sabana de Bogotá con su impacto topológico en el STR (Norte 500/230/115 kV y su red asociada a nivel de STR y el corredor Chivor-Norte-Bacatá 230 kV).

Al respecto, el CND indica que los tres eventos corresponden a fallas en los equipos del STR en cada una de las subestaciones, y que es poco probable que de haber contado con los proyectos de expansión mencionados estos no se hubieran presentado, no obstante la evolución del evento de salitre que afecto activos del STN pudo ser diferente.

Dado el impacto de los eventos presentados y el riesgo que representa para el sistema la materialización de un evento de gran magnitud en el área oriental el CND solicita realizar análisis de causa raíz de estos eventos en el Subcomité de protecciones y socializado posteriormente con el Comité de operación y CNO, solicitud que es acogida por el CNO.

Dado que en dos de los tres eventos se presentó actuación de protecciones, la SSPD pregunta si el CNO cuenta con un acuerdo que haga seguimiento al ajuste y operación de las protecciones. Se le aclaro a la SSPD que no existe un acuerdo del C.N.O para este tema de ajustes y operación de protecciones, lo que se tiene es una guía de buenas prácticas en protecciones, la cual aplican los agentes para la realización de los estudios de protecciones y que através del Subcomite de Protecciones se hace el respectivo seguimiento a la operación de las protecciones en los eventos que se presentan en el SIN.

Finalmente, el CNO solicita analizar en detalle los eventos en los Subcomités de Protecciones y de Análisis y Planeamiento Eléctrico.

Conclusiones

- Analizar en detalle los eventos presentados en los Subcomités de Protecciones y de Análisis y Planeamiento Eléctrico con participación de Enel Codensa y así mismo cuando el tema se lleve a la plenaria del Consejo sea invitado este agente.

- El tema de las restricciones en Cauca- Nariño y Valle sea tratado de carácter urgente en el Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico-SAPE y Comité de Operación-CO.

- Para el horizonte de mediano plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.

- De continuar con las condiciones de aportes similares a las indicadas por el SURER bajo el escenario "Contingencia", y de presentarse una demanda cercana al escenario medio de la UPME durante el verano 19-20, se observan valores de generación térmica promedio cercanas a 60 GWh/día. El escenario pronosticado por los agentes, muestra requerimientos de generación térmica en valores cercanos a 40 GWh/día promedio Bajo el escenario de una condición deficitaria en aportes para el verano 20-21 como la presentada durante el 15-16, se observan requerimientos de generación térmica en promedio de 68 GWh/día, durante más de un año.

- De no presentarse una recuperación en los aportes durante el año 2020 similar a la situación presentada en los años 1992-1993, se observan requerimientos de generación térmica cercanos a los 80 GWh/día durante el verano 19-20 Es importante resaltar la adecuada gestión de recursos disponibles de generación, logística de abastecimiento de combustibles para los recursos térmicos, incluyendo la planta de regasificación, disponibilidad de los enlaces para intercambios internacionales, entre otros, para mantener la confiabilidad del SIN en dichos escenarios.

- Se debe mantener un seguimiento a todas las variables del sistema, resaltando la importancia en la calidad de la información suministrada para los diferentes análisis.

- La persistencia de bajos niveles de aportes, desviaciones considerables de los pronósticos de demanda y/o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y prolongados en las siguientes

- Analizar en detalle los eventos en los Subcomités de Protecciones y de Análisis y Planeamiento Eléctrico.

6. INFORME
UPME

NO

Presentar el informe del estado de las convocatorias en

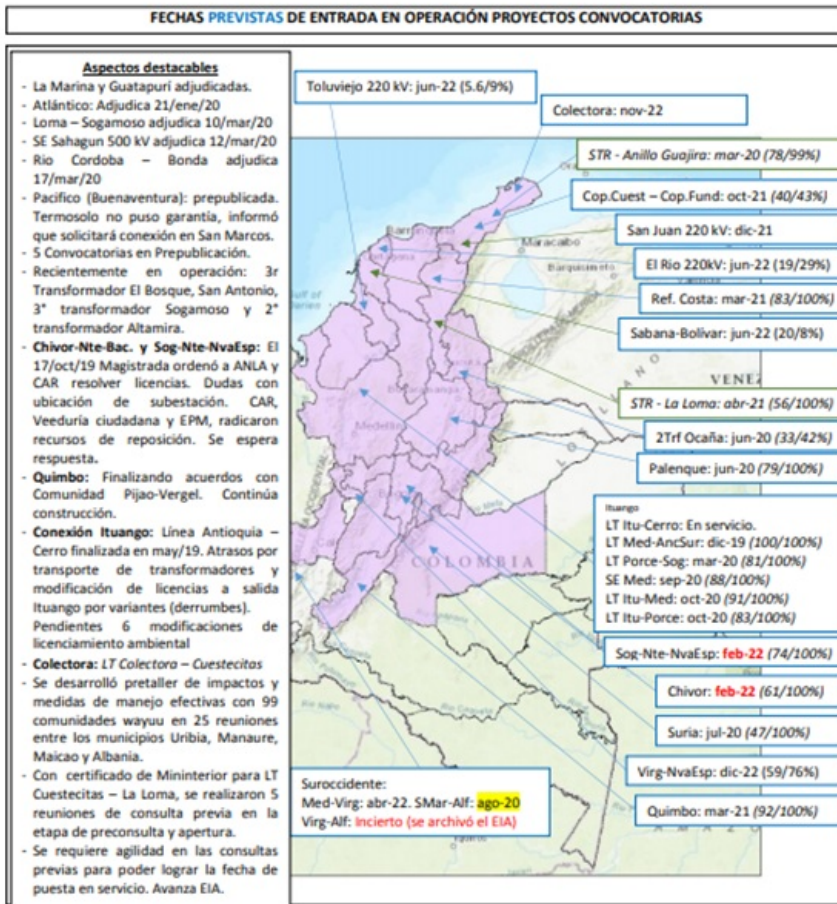
INFORMATIVO

SI

NO

Desarrollo

La UPME presenta el estado de las principales convocatorias en el STN y STR, el cual se presenta en la siguiente gráfica:



En este punto se preguntó a la UPME sobre las fechas de entrada de los proyectos Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV, Chivor-Norte-Bacatá 230 kV y Virginia-Nueva Esperanza 500 kV, dada la advertencia de la misma Unidad sobre los atrasos en los dos primeros, y el archivo del Estudio de Impacto Ambiental del tercero. La UPME indica que aun existe incertidumbre sobre la verdadera fecha de puesta en servicio de estas obras. Teniendo en cuenta lo anterior, CND revisará la operación esperada del año 2023 sin los proyectos antes mencionados.

Conclusiones