Acta de reunión
Acta N° 560
2 Mayo, 2019 OFICINAS CNO BOGOTA

Presentar el acta de la reunión CNO 560.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
XM	Carlos Cano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
TERMOEMCALI	Fernando Barrera	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Mauricio Correa	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
CNO	Adriana Perez	SI	NO
EPSA	Julian Cadavid	NO	SI
EPSA	German Garces	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
ISAGEN	Mauricio Botero	NO	SI
UPME	Javier Martínez	SI	NO
EMGESA	Victoria Bonilla	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Pablo Franco Restrepo	NO	SI

URRA	Rafael Piedrahita de León	NO	SI
EPSA	Marcelo Javier Alvarez Ríos	NO	SI
UPME	Antonio Jiménez	SI	NO
MINENERGIA	Germán González	SI	NO
MINENERGIA	Lina María Castaño	SI	NO
EMGESA	Yamile Saenz Ospina	NO	SI
TRANSELCA	Rodolfo Smit	SI	NO
TRANSELCA	Luis Posada	SI	NO
DRUMMOND LTDA.	Juan C. Córdoba	SI	NO
DRUMMOND LTDA.	Juán I. Saavedra	SI	NO
DRUMMOND LTDA.	Alberto García	SI	NO
Electricaribe	Fredy Martinez	NO	SI

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	08:30 - 08:35	Verificación del quórum.
2	08:35 - 09:15	Informe del IDEAM.
3	09:15 - 10:00	Aprobaciones • Actas pendientes. • Acuerdos.
4	10:00 - 10:30	Informe Seretario Técnico.
5	10:30 - 11:00	Informe comités.
6	11:00 - 12:00	Presentación XM - Situación eléctrica y energética.
7	12:00 - 12:45	Solicitud de ampliación conexión en "T" Transelca.

8	12:45 - 01:30	Informe UPME.
9	01:30 - 01:50	Varios.

Verificación quórum	SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INFORME DEL IDEAM	NO		INFORMATIVO		

Desarrollo

El IDEAM aclara que la presentación hecha en el Consejo es producto del grupo técnico del Instituto, y no tiene elementos adicionales que pueden hacer la diferencia respecto a la visión respecto del MADS.

- El indicador ONI continua por encima de 0.5 °C.
- Respecto a las precipitaciones esperadas, se vislumbra que durante el mes de mayo del año en curso y el trimestre mayo-junio-julio, en las regiones
- caribe y andina, habrá un ligero déficit.
- El IDEAM resalta que, a pesar de que la NOAA ha manifestado que el fenómeno de El Niño está presente, el fenómeno no ha mantenido un acople persistente entre el océano y la atmósfera asociado a dicha fase del ENOS, favoreciendo sobre el territorio colombiano como lo ha hecho en los meses anteriores, que otros fenómenos de variabilidad climática de distinta escala temporal como la estacional y la intra-estacional, expliquen los cambios en los patrones de precipitación y temperatura sobre el territorio colombiano.
- Las perspectivas de los modelos de predicción climática sugieren que este calentamiento en la cuenca del Océano Pacífico tropical se mantendrá durante el segundo semestre del año, sin asegurar que la atmósfera llegué a presentar una respuesta consistente con este evento El Niño. Los diferentes centros internacionales de predicción climática estiman que dicho evento sería de intensidad débil; sin embargo, como lo indicó hace dos meses la OMM y actualmente lo hace el mismo IRI, no hay que olvidar que las predicciones de largo plazo, que se realizan en este momento del año (primavera del hemisferio norte) para el segundo semestre, tienen cierta incertidumbre y deben tenerse en cuenta con especial cautela.
- El actual calentamiento de las aguas en la cuenca del océano Pacífico tropical empatará con la segunda temporada de menos precipitaciones que se presenta típicamente en la región Andina en junio-julio-agosto y el inicio de la temporada lluviosa, desde mayo.

Conclusiones

El IDEAM resalta que, a pesar de que la NOAA ha manifestado que el fenómeno El Niño está presente, el fenómeno no ha mantenido un acople persistente entre el océano y la atmósfera asociado a dicha fase del ENOS, favoreciendo sobre el territorio colombiano como lo ha hecho en los meses anteriores, que otros fenómenos de variabilidad climática de distinta escala temporal como la estacional y la intraestacional, expliquen los cambios en los patrones de precipitación y temperatura sobre el territorio colombiano Las perspectivas de los modelos de predicción climática, sugieren que este calentamiento en la cuenca del océano Pacífico tropical se mantendrá durante el segundo semestre del año, sin asegurar que la atmósfera llegué a presentar una respuesta consistente con este evento El Niño. Los diferentes centros internacionales de predicción climática estiman que dicho evento sería de intensidad débil; sin embargo, como lo indicó hace dos meses la OMM y actualmente lo hace el mismo

IRI, no hay que olvidar que las predicciones de largo plazo, que se realizan en este momento del año (primavera del hemisferio norte) para el segundo semestre, tienen cierta incertidumbre y deben tenerse en cuenta con especial cautela. El actual calentamiento de las aguas en la cuenca del océano Pacífico tropical empatará con la segunda temporada de menos precipitaciones que se presenta típicamente en la región Andina en junio-julio-agosto y el inicio de la temporada lluviosa, desde mayo, en la región Caribe y piedemonte llanero de la Orinoquía; sin embargo, para la región Caribe, se esperan volúmenes de precipitación por debajo de lo normal; ya que los modelos globales están de acuerdo que desde la costa oeste de África, a lo largo de la franja tropical del océano Atlántico y mar Caribe, hasta la costa oeste de Centroamérica, la anomalía de la temperatura superficial del mar estará entre lo normal y por debajo de sus promedios climatológicos, favoreciendo que la precipitación sea deficitaria en dicha franja del planeta y de esta forma sugiriendo que la temporada de ondas tropicales del este, que normalmente inicia en mayo y termina en noviembre, no traerán los volúmenes de precipitación esperados en el norte del país para el trimestre mayo-junio-julio.

2. ACTAS Y ACUERDOS CNO 560	NO	Presentar al Consejo las actas pendientes y los acuerdos recomendados para su aprobación.	APROBACIÓN		

Desarrollo

1. ACTAS PENDIENTES;

ACTA 556: Se aprueba con comentarios de EMGESA, ISAGEN, XM y PROELECTRICA

ACTA 557: se aprueba con comentarios de PROELECTRICA, XM e ISAGEN.

ACTA 558: publicada para comentarios el 30 de abril. Comentarios de PROELECTRICA, GECELCA y XM. Se da una semana más para comenatarios y se aprobará en la reunión ordinaria de junio.

ACTA 559: Reunión no presencial.

2. ACUERDOS:

- Por el cual se aprueba la actualización de series hidrológicas del Sistema Eléctrico colombiano del año 2018.
- Por el cual se aprueban las modificaciones del Acuerdo por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación del SIN, y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles de generación.
- Por el cual se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas del factor de conversión de la central hidroeléctrica Miel
- Por el cual se aprueba una modificación del Código de Buen Gobierno del Consejo Nacional de Operación.
- Por el cual se aprueba la modificación del Reglamento Interno del Consejo Nacional de Operación.
- Por el cual se aprueba la modificación del Código de Ética del Consejo Nacional de Operación. Respecto a los invitados, se aprueba limitar el número de invitados a 4. Lo anterior no limita el número de invitados en las reuniones de los subcomités y comisiones temporales de trabajo.

Conclusiones

3. INFORME CNO 560	NO	Presentar el Informe de actividades al Consejo Nacional de Operación.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

ASPECTOS ADMINISTRATIVOS:

- Se avanza en las actividades del contrato de arriendo, contrato de obra civil y tramites de permisos. Se está haciendo la gestión con dos (2) bancos para el préstamo que financiaría las adecuaciones.
- Se realizó la primera reunión del Comité de Supervisión y Ciberseguridad, y se formuló su plan operativo para el año 2019. El mismo puede ser consultado en la página web del Consejo.

ASPECTOS TÉCNICOS:

- Guía de cálculo del caudal ambiental: El grupo de trabajo CNO-XM-UPME está priorizando las actividades de evaluación del impacto de la aplicación de la guía en el Río Bogotá. En la pasada reunión con el MADS y la CAR de Cundinamarca, esta última solicitó al grupo los criterios para la definición de la métrica asociada a la prestación del Servicio Ecosistémico de Aprovisionamiento de Energía Eléctrica en la cuenca del Río Bogotá. Esta información fue construida por el grupo y enviada al Ministerio de Minas y Energía (Director de Energía Eléctrica, Rafael Madrigal). Es importante mencionar que durante el encuentro el MADS presentó un ejercicio de cálculo de aprovechamientos máximos, descontando de la serie histórica de aportes suministrada por EMGESA, un caudal ambiental de 1 m3/s. El grupo de trabajo manifestó que este enfoque no se encuentra contenido en la guía, ya que la misma establece los criterios para el cálculo del caudal ambiental, y en el ejercicio del MADS dicho caudal es un dato de entrada (La CAR estuvo de acuerdo con lo expuesto por el CNO, XM y la UPME, e indicó que la guía debe contener los criterios antes referenciados-quinta versión).Finalmente, el MADS informó que la expedición de la versión final de la guía no dependerá del ejercicio de valoración del sector, es decir, no esperará hasta la culminación del estudio por parte del grupo CNO-XM-UPME. Lo anterior, a pesar de que ellos solicitaron en esta reunión el impacto en el Río Bogotá, considerando dos valores de caudal ambiental, es decir, 1 y 4.5 m3/s.

Se menciona lo expuesto por MINENERGIA, donde referencia la reunión que se llevo a cabo entre este ministerio, el director del recurso hídrico del MADS y la presidencia de la república. Se reporta que la Guía con aplicación para el río Bogotá se adoptará lo más pronto posible con la inclusión de los criterios del sector eléctrico, y que la aplicación con escala nacional se analizará con el sector vía mesas de trabajo durante los próximos seis (6) meses.

- La Universidad Nacional entregó el informe del alcance f del contrato (*Revisar y proponer mejoras al protocolo de factor de conversión que está en proceso de revisión por parte del CNO, con miras a tener una mejor representación de la energía equivalente a las reservas hídricas y demás términos empleados en los balances hidro-energéticos*). Se encuentra en revisión el informe del alcance a (*Estimar los rangos de incertidumbre asociados a cada una de las variables que intervienen en el cálculo de los balances energéticos, considerando el tipo de variable y la metodología actual de cálculo de esta, según la información suministrada por el Contratante*) y el 03 de mayo entregarán todos los productos contratados. El SURER como supervisor del contrato está revisando todos los informes. La presentación de los resultados del contrato a la CREG se programó para el 14 de mayo del 2019. Se acuerda por parte del Consejo hacer una presentación completa y detallada de todos los productos del contrato el lunes 13 de mayo del año en curso de 9:00 am-12:00 am.
- Resolución CREG 30 de 2019, “por la cual se define adelantar la auditoría de los parámetros declarados para participar en la subasta del Cargo por Confiabilidad para el período 2022-2023”. Se estableció un plazo de hasta 6 meses contados a partir de la publicación en el Diario Oficial de la Resolución, para que el CND contrate el auditor de los parámetros declarados por las plantas existentes que resultaron con asignaciones de OEF en la subasta 2022-2023 y las plantas que tengan asignaciones previas para este período y que se encuentren en operación, de acuerdo con lo definido en el Anexo 6 de la Resolución CREG 071 de 2006.
- La Resolución CREG 034 de 2019, “por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones”, está en consulta hasta el 22 de mayo del 2019. La propuesta regulatoria busca disminuir los actuales costos asociados a las restricciones, implementando:
    - Medidas para incentivar la reducción de las desviaciones de demanda respecto a los pronósticos.
    - La configuración de los ciclos combinados como una variable de decisión en el despacho económico.
    - Un nuevo procedimiento para el cálculo de las variables CSC y CTC, tendientes a reducir los costos de las reconciliaciones positivas.
    - La posibilidad de realizar las pruebas a las plantas de generación por unidad.
    - Mecanismos de auditoria para las configuraciones y algunos precios.
    - La obligación para XM de publicar periódicamente y para el público en general, toda la información de mayor relevancia asociada a las restricciones.

Desde el punto de vista del Consejo la Resolución asigna una tarea al CNO, la cual consiste en establecer vía Acuerdo los parámetros técnicos de las transiciones entre configuraciones de las plantas térmicas de ciclo combinado. El plazo para esta labor, según la propuesta regulatoria, es de un (1) mes. El Comité de Operación-CO está recopilando los comentarios a la Resolución y se convocará al Subcomité de Plantas-SP para la formulación del Acuerdo.

En este punto TEBSA menciona que la resolución, respecto a las configuraciones, va en contravía de la suficiencia financiera de las plantas térmicas, ya que el cambio planteado para el cálculo del valor de la reconciliación positiva (CSC y CTC) no permitiría recuperar los costos de operación de los ciclos combinados.

- La CREG expidió la Resolución 33 de 2019, “por la cual se modificaron parcialmente las resoluciones CREG 157 de 2011 y 038 de 2014”. Entre otras modificaciones, se adicionó el Anexo 11 al Código de Medida, que establece el tratamiento a las fronteras comerciales que tengan causal de cancelación. En este caso, los representantes de frontera comercial deben formular un plan de normalización, el cual debe tener una duración de máximo 6 meses, y debe ser informado al ASIC y a la SSPD.
- Se reiteró a la CREG la solicitud de una reunión para definir los pasos a seguir para la expedición del protocolo de cálculo de la Capacidad Efectiva Neta-CEN para el establecimiento de la ENFICC de las plantas solares fotovoltaicas, de acuerdo con lo previsto en la Resolución CREG 201 de 2017, teniendo en cuenta el error encontrado en la ecuación del artículo 1 de la resolución antes mencionada, que emplea la CEN y no la potencia DC para el cálculo de la ENFICC.
- En el Comité de Operación-CO y el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE, XM presentó el número de subestaciones en el STN (220 o 230 kV) que presentan una configuración Barra Sencilla-BS, Barra Principal más transferencia-BP+T y Barra Principal Seccionada más Transferencia-BPS+T. En total hay 14 subestaciones con configuración BS, 18 con configuración BP+T y 2 con configuración BPS+T. Asimismo, se identificaron 18 subestaciones de este tipo que tienen más de seis (6) campos. Dada la baja confiabilidad y flexibilidad que ofrecen dichas configuraciones y el elevado número de campos que tienen, el CND recomienda iniciar la revisión de la severidad y riesgo de estas subestaciones. Entendiendo que el análisis propuesto supone la aplicación de la metodología desarrollada por XM y la UPME, que consiste en establecer los índices de Severidad Operativa-ISO y Riesgo de la Configuración-IRCS, el Consejo recomienda ampliar el análisis, estudiando otras configuraciones, como Doble Barra-DB y Anillo, que pueden tener un impacto sistémico considerable.
- En el marco de las tareas asignadas al Consejo por la CREG en su Resolución 030 de 2018, sobre la conexión de la Generación Distribuida-GD y la Autogeneración a Pequeña y Gran Escala (AGPE y AGGE), se envió a la Comisión el último producto con los ajustes solicitados, el cual contiene los lineamientos para la elaboración de los estudios de conexión simplificados de la AGPE y la AGGE con capacidad menor a 5 MW.
- Del 04 al 10 de mayo del año en curso se realizará un mantenimiento correctivo en la Planta de Regasificación de Cartagena-FSRU, el cual limitará el suministro del gas natural importado a las plantas térmicas TEBSA, Barranquillas 3 y 4, Flores 1, Flores IV y Termocandelaria. Adicionalmente, se llevará a cabo un mantenimiento en los pozos de gas de la Guajira, CAE 200 y CAE 300, del 10 al 12 de mayo y con una limitación de 60.6 MPCD. El balance de generación realizado por XM en el Subcomité de Plantas-SP muestra que, para una demanda máxima de 2470 MW en el área Caribe, con una disponibilidad proyectada de las plantas del área de 1663 MW, y un límite de importación de 1500 MW, se tendría un margen de 693 MW, lo anterior sin considerar contingencias en generación y desviaciones de demanda respecto a los pronósticos. Por otro lado, si se materializa una contingencia a nivel de 500 kV, la cual reduzca el límite de importación a 700 MW, para la misma demanda y la disponibilidad proyectada, se presentaría un déficit de potencia de 107 MW (sin considerar contingencias en generación y desviaciones de demanda respecto a los pronósticos). Por lo anterior, se recomienda por parte del CND maximizar la disponibilidad de las líneas a 500 kV que interconectan el interior del país con el área Caribe, y la de las plantas que se encuentra ubicadas en esta zona. Adicionalmente, contar con la disponibilidad y logística de combustibles líquidos, no realizar pruebas de generación y mantenimientos de red en el área Caribe, e informar al CNO gas y MINENERGÍA sobre la situación identificada. En este momento se prepara la comunicación, solicitando también la no realización de los mantenimientos simultáneos sobre la infraestructura de gas el 10 de mayo del 2019.
- En el Comité de Operación-CO y Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE, se analizó nuevamente la prórroga de la conexión en “T” de Transelca (carga Drummond de 50 MVA) a la línea Río Córdoba-Santa Marta 220 kV hasta el 31 de diciembre del año 2022. XM manifiesta que los análisis realizados previamente y las conclusiones no han variado. Si bien para el primer año de estudio lo anterior es válido, aún no se ha revisado el periodo 2020-2022. Por este motivo el Comité de Operación solicitó al CND analizar los años faltantes, con la máxima demanda que consumiría Drummond y para varias condiciones topológicas de red (con y sin la expansión definida).

Con referencia a los análisis regulatorios asociados a la conexión de Drummond por parte de la UPME, la Unidad menciona en una comunicación copiada al Consejo, que se exploraron opciones para facilitar la conexión definitiva a la subestación Río Córdoba, estudiando junto con MINENERGÍA la posibilidad de imponer una

servidumbre (no viable por no constituirse en un proyecto para la prestación de un servicio público), explorar una servidumbre minera (sin antecedentes de aplicación) o hacer uso de la ley de infraestructura (en estudio todavía).

También la UPME comenta sobre los análisis técnicos de cada alternativa, destacando:

- La conexión de Drummond en "T" al STR de ELECTRICARIBE no es posible, ya que solo se podrían incorporar 13 MW para el 2019 (la solicitud es por 50 MVA). Posteriormente no es factible, ya que dicha demanda coparía las posibilidades de crecimiento de la demanda regulada.
- Bajo el marco regulatorio actual no es posible reconfigurar la línea Río Córdoba-Santa Marta 220 kV, ya que esta obra se enmarcaría en activos de uso. Además, la conexión del industrial fue aprobada en Río Córdoba, razón por la cual la UPME no lo ve procedente.
- Continuar con la conexión en "T" en el STN, a juicio de la UPME, representa la mejor opción, mientras Drummond no se conecte definitivamente en Rio Córdoba. Es importante mencionar que, según los análisis eléctricos de la Unidad, el desempeño del sistema es similar, ya sea que el usuario se conecte en "T" o en la subestación definida para tal fin.

Respecto a este último punto se menciona lo expresado por ECOPETROL en la pasada reunión del Comité de Distribución, donde informó la necesidad de ejecutar la línea Castilla-La Reforma 230 kV, que representaría una nueva conexión de 120 MW de demanda en el área Oriental. El gran usuario expresó que aún sin esta línea, está explorando opciones para incorporarse al SIN lo más pronto posible (la "T" de Drummond es un antecedente).

- En la reunión conjunta de los Comités de Operación, Transmisión y Distribución, se presentó por parte de XM el Informe Trimestral de Restricciones. En él se plantea la ubicación óptima de 105 MW de almacenamiento electroquímico en la subárea Atlántico. La distribución es la siguiente: i) 60 MW en la subestación Centro 110 kV; ii) 45 MW en la subestación Unión 34.5 kV. Dichos Sistemas de Almacenamiento-SAEB representarían un incremento de la flexibilidad de la red de un 30 y 55 % para los periodos de demanda media y máxima, respectivamente. Por otro lado, en el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE se presentó por parte de EPSA una propuesta de instalación de un sistema DLR (Capacidad Térmica Dinámica de Líneas de Transmisión) para reducir la cargabilidad del corredor Yumbo-Chipichape-La Campiña 115 kV cuando se presentan escenarios de alta generación en Termoemcali' y Termovalle. Estas tecnologías, SAEB y DLR, son dos opciones para estudiar de cara a la conexión de las nuevas plantas con Obligaciones de Energía en Firme, bajo escenarios de limitación de red. Por tal motivo, se recomienda a XM y la UPME avanzar en su análisis.
- En este momento se lleva a cabo por parte de MINENERGÍA, la presentación de la misión de transformación del sector.

Conclusiones

4. INFORME DE COMITES	NO	Presentar las actividades de los comités.	INFORMATIVO		

Desarrollo

Se presentan las agendas y desarollo de las mismas en las ultimas reuniones de los Comités de Transmisión, de Operación y de Distribución, Se resaltan las agendas y organización de las jornadas técnicas de Transmisión y de Distribución.

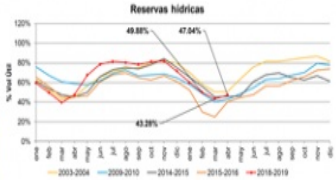
Conclusiones

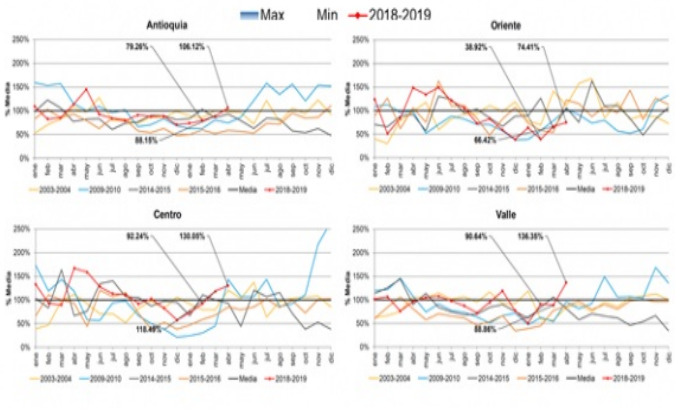
5.		Presentar el Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda y dirigido al Consejo			

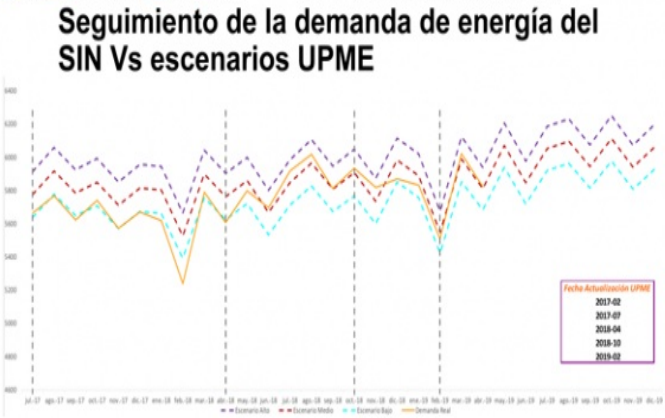
PRESENTACION DE XM-SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.	INFORMATIVO	SI	NO

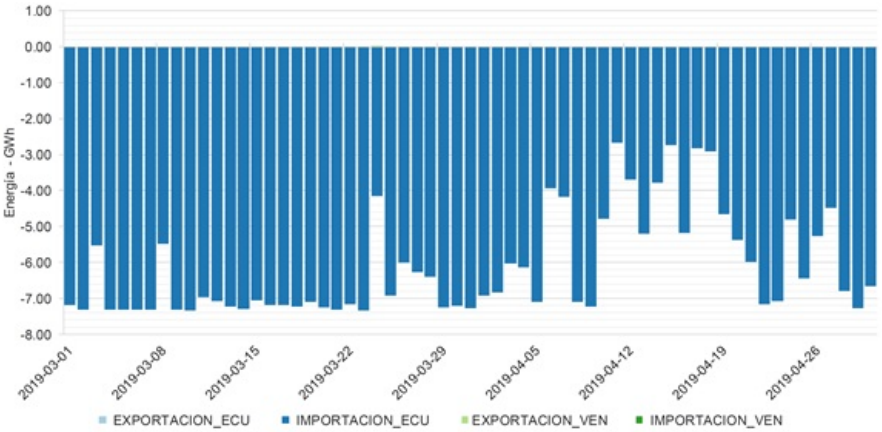
Desarrollo

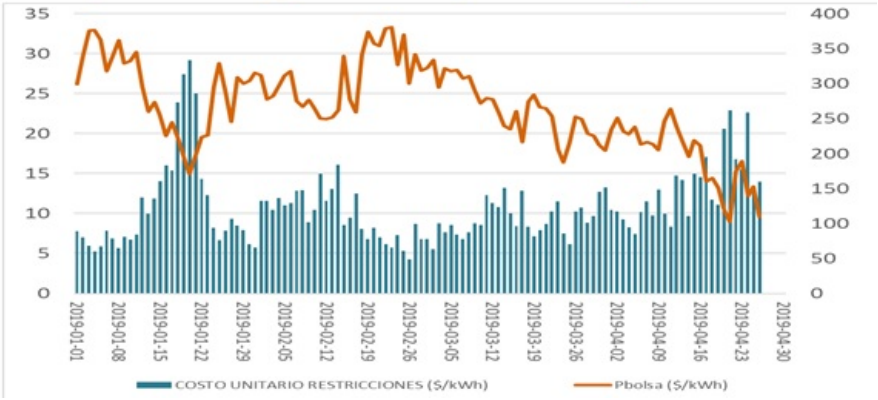
- En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de las principales variables energéticas:



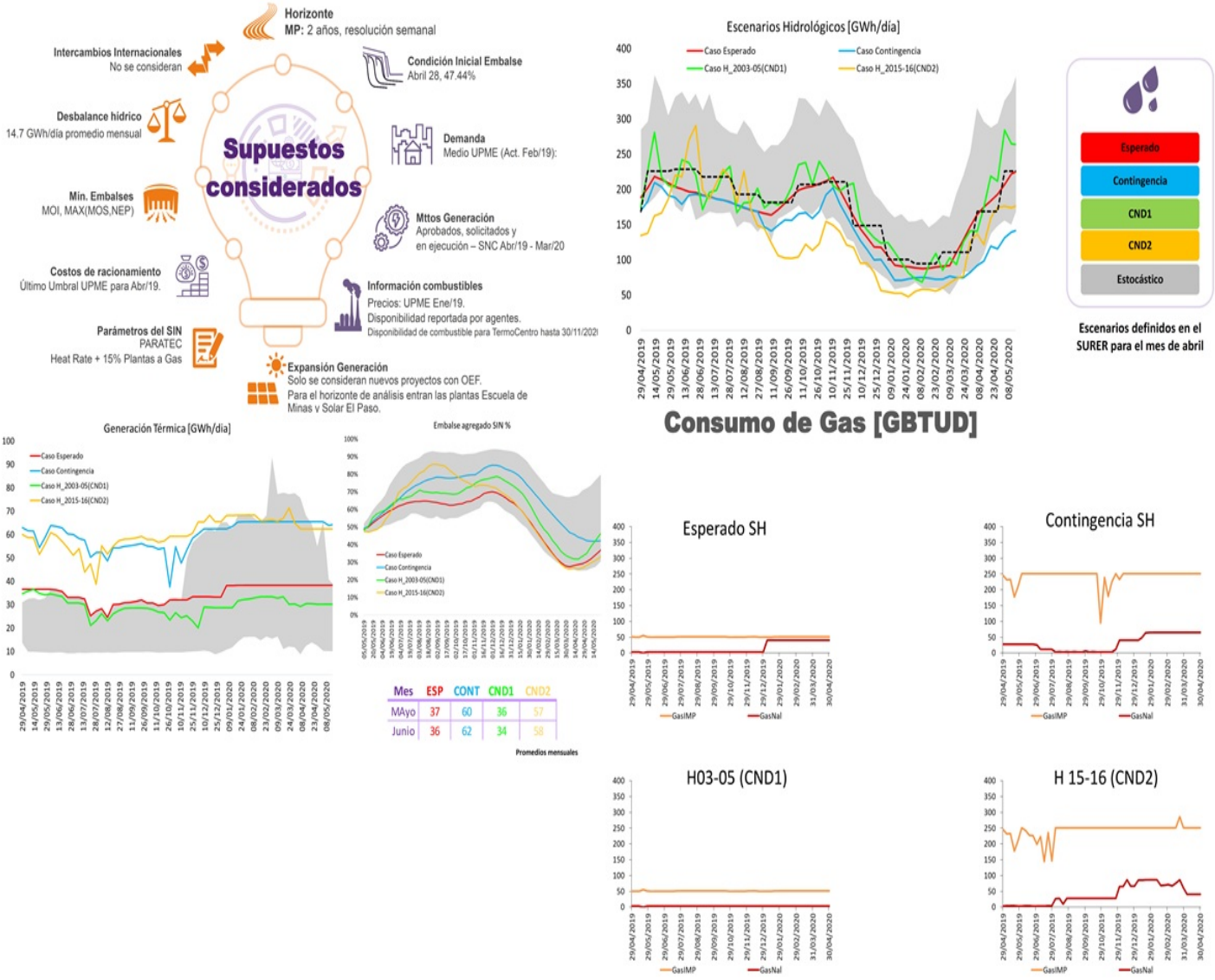








- En relación al panorama energético, a continuación se presentan las simulaciones de mediano y largo plazo, junto con sus conclusiones:



Conclusiones

El sistema cuenta con recursos para atender la demanda nacional con suficiencia en el mediano plazo, considerando la información reportada por los agentes, expectativas de aportes esperados y demás supuestos para el sistema.

La generación térmica esperada oscila, en valores promedio para el mes de mayo de 2019, entre 36 y 60 GWh/día; esto para escenarios hidrológicos donde se representa diferentes condiciones de aportes.

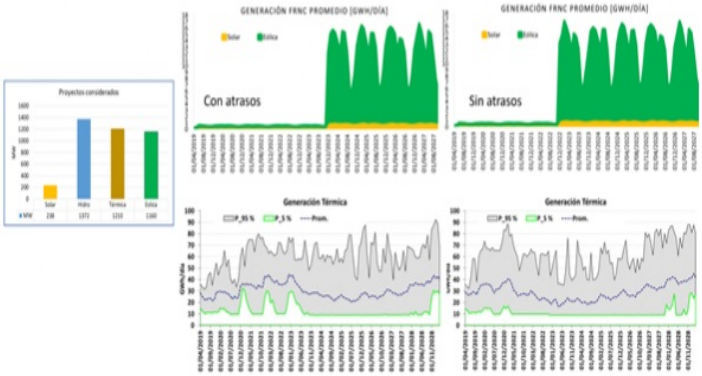
El seguimiento a la información climática entregada por entes internacionales indican que podría mantenerse las condiciones actuales de El Niño débil durante los próximos meses, por lo que se requiere el seguimiento continuo a las variables hidro-climáticas, en especial a los caudales en las distintas regiones de SIN. Asimismo, se recomienda una maximización en la disponibilidad de la generación, en especial la generación térmica, que permita afrontar los escenarios de aportes esperados por debajo de la media histórica.

El seguimiento al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN, toman especial relevancia para el correcto abastecimiento de la demanda en los próximos años. Posibles retrasos de estos proyectos o sus conexiones a la red representan posibles riesgos para una atención confiable de la demanda.

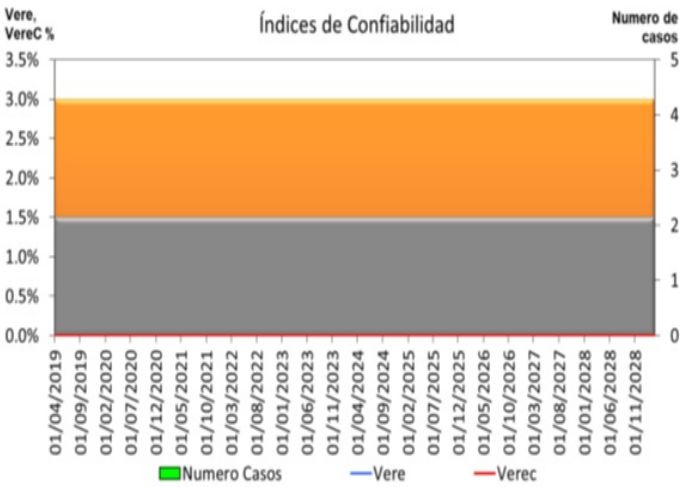
Durante el desarrollo, y antes de la puesta en operación de los nuevos proyectos de generación, cobra importancia para la confiabilidad del SIN una adecuada gestión de la disponibilidad de los recursos existentes de generación, de la logística de abastecimiento de combustibles, la disponibilidad de los enlaces para importaciones internacionales y la gestión de respuesta de la demanda.

Proyecto	CEN (Capacidad Efectiva Neta)	FPO	Atraso Supuesto	FPO2
Escuela de Minas (H)	55	01/08/2019	-	01/08/2019
Miel II (H)	117	01/12/2022	-	01/12/2022
Hidroltuango (H)	300	03/05/2021	2 años	03/05/2023
Hidroltuango (H)	600	02/07/2021		02/07/2023
Hidroltuango (H)	900	30/09/2021		30/09/2023
Hidroltuango (H)	1200	29/12/2021		29/12/2023
Termovalle (T) Aumento de capacidad	40	01/12/2022	1 año	01/12/2023
C_Candelaria (T) Aumento de capacidad	241	01/12/2022	-	30/04/2022
Tesorito (T)	200	01/12/2022	1 año	01/12/2023
Termo Jaguey (T)	19.4	01/12/2022	-	01/12/2022
Termo Rubiales (T)	19.4	01/12/2022	-	01/12/2022
Termoyopal G3 (T) Aumento de Capacidad	50	01/12/2022	-	01/12/2022
Termoyopal G4 (T) Aumento de Capacidad	50	01/12/2022	-	01/12/2022
Termoyopal G5 (T) Aumento de Capacidad	50	01/12/2022	-	01/12/2022
TermoCaribe 3 (T)	42	01/12/2022	2 año	01/12/2024
TermoSolo 1 (T)	148	01/12/2022	1 año	01/12/2023
TermoSolo 2 (T)	80	01/12/2022	1 año	01/12/2023
Windpeshi (EOLICA)	195	01/12/2022	1 año	01/12/2023
CasaElectrica (EOLICA)	176.3	01/12/2022	1 año	01/12/2023
ParqueBeta (EOLICA)	280	01/12/2022	1 año	01/12/2023
Chemeski (EOLICA)	98.85	01/12/2022	1 año	01/12/2023
Tumawind (EOLICA)	197.77	01/12/2022	1 año	01/12/2023
ParqueAlpha (EOLICA)	212	01/12/2022	1 año	01/12/2023
ElPaso (S)	67	30/06/2019	-	30/06/2019
Latam Solar La Loma (S)	150	01/12/2022	1 año	01/12/2023

Se considera la entrada de un portafolio de proyectos acorde con los resultados de la última subasta de energía firme



Para los escenarios considerados



Conclusiones

En el horizonte de largo plazo ante los atrasos considerados en la entrada de los proyectos con OEF según la última subasta de energía y considerando el escenario de demanda media propuesto por la UPME, se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente

Ante la entrada de los proyectos de generación eólicos y solares, se espera que la generación promedio con estas tecnologías sea cercana al 5% del total de la demanda.

Se recomienda realizar un seguimiento permanente al desarrollo de los nuevos proyectos que tuvieron asignación OEF para la vigencia 2022-2023 con el fin tomar la acciones necesarias en caso atrasos en su entrada en operación. Es de vital importancia hacer un seguimiento especial al desarrollo de las obras de transmisión de dichos proyectos.

La simulaciones realizadas muestran un incremento en los promedios de generación térmica y costos marginales en la temporada seca de los veranos 20-21, y que podría continuar en los siguientes dos veranos si se presentan atrasos en la entrada en operación de los proyectos como los considerados en este estudio. Lo anterior indica que las temporadas secas previas al inicio de vigencia en diciembre del 2022 requieren de un especial seguimiento, donde cobran relevancia las interconexiones internacionales y la gestión de la demanda.

Respecto al caso simulado para el Largo Plazo, el CNO esta de acuerdo en el sentido de llevar a cabo análisis con pérdida del volumen útil por sedimentación de los embalses, una vez el SURER defina los escenarios, y contemplar limitaciones de suministro de Gas Natural Importado-GNI a partir del año 2026 para el grupo térmico, ya que contractualmente se tendría disponibilidad de este combustible hasta el 2025 . Asimismo, se acuerda revisar las fechas de entrada en operación de los proyectos que recientemente fueron adjudicados con Obligaciones de Energía en Firme-OEF, dado el estado de la red y los atrasos de las expansiones de transmisión y subtransmisión.

XM expone las situaciones operativas más recientes en el SIN, destacando:

- El CND soporta su decisión de deshabilitar los reactores de línea no maniobrables de los circuitos Chinú-Sabanalarga 500 kV, haciendo referencia a la estadística operativa (tiempo que estos elementos han estado fuera de línea en aquellos enlaces que tienen reactores con interruptor), y el costo evitado por la no programación de dos unidades equivalentes adicionales para el control de tensión en el área Caribe.

- Se viene programando un margen de reserva del 5 % de la demanda del área Caribe, el cual puede estar soportado por el límite de transferencia a dicha área o la generación local de la zona, lo anterior para minimizar el impacto de la indisponibilidad de cualquiera de los tres corredores inter-costa. Se aclara que a la fecha dicha medida operativa no ha implicado ningún sobre costo para los usuarios.

- En las subáreas GCM y Córdoba-Sucre se viene programando desde el despacho económico demanda no atendida-DNA, dada las condiciones de sobre carga y bajas tensiones en la zonas Chinú-Boston-Sieflor-Tolu-Ternera 110 kV y Copey-El Paso-El Banco 110 kV. Asimismo, se referencia el mantenimiento llevado a cabo en uno de los transformadores Sabanalarga 500/220 kV y el riesgo de DNA que se presentó, mas no se materializo, bajo esta condición topológica y el cambio de disponibilidad de la generación de TEBSA. Al respecto se indicó durante la reunión que el cambio de disponibilidad de la planta TEBSA se informó desde las 14:27 que incluía inicialmente hasta el período 21 del 28 de abril la cual permitía el cumplimiento del despacho programado, y con las nuevas condiciones el CND mencionó que en su evaluación no previó inconvenientes para la operación real de las horas subsiguientes, por lo que los riesgos señalados se presentaron al momento de retrasarse el mantenimiento de un transformador Sabanalarga 500/220 kV.

Se concluye que las condiciones previstas anteriormente (10 años atrás) por el retraso de los proyectos de expansión de red se están materializando en estos momentos. Adicionalmente, se acuerda con el CND estudiar la posibilidad de declarar un racionamiento programado regional en el marco de la Resolución CREG 119 de 1998 para las áreas GCM y Córdoba-Sucre (condición crítica de la red en esta área del SIN).

Conclusiones

- Estudiar la posibilidad de declarar un racionamiento programado regional en el marco de la Resolución CREG 119 de 1998 para las áreas GCM y Córdoba-Sucre. Electricaribe solicito realizar una reunión conjunta con XM y la UPME con el fin de revisar las acciones de corto plazo a implementar de cara a eliminar el racionamiento en el área de GCM y Córdoba-Sucre, así como mejorar los perfiles de tensión y los factores de potencia. Lo anterior en el sentido de evitar declarar un racionamiento programado regional en el marco de la Resolución CREG 119 de 1998 para las áreas GCM y Córdoba-Sucre.

6. SOLICITUD DE AMPLIACION PLAZO AUTORIZACION CONEXION EN T TRANSELCA	NO	Presentar al Consejo la solicitud de autorización de conexion en T de Transelca para conectar la carga de Drummond Ltda.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

Se comenta por parte del CND que dicha conexión no representa un riesgo para los usuarios actualmente conectados, ya que, en el caso de presentarse una falla en el tramo de la T, ello es equivalente a una contingencia N-1. Al respecto, se llama la atención sobre el tamaño de la carga a conectar, exclusiva de Drummond, y su efecto en la operación segura y confiable del área Caribe. Si bien desde el punto de programación de unidades equivalentes la conexión en T tiene el mismo desempeño en contraste con la hipotética conexión a la subestación Río Córdoba, pueden materializarse condiciones operativas en las cuales no disponer del enlace Río Córdoba-Santa Marta 220 kV puede hacer la diferencia. Finalmente donde es evidente como la demanda de 50 MVA, o inclusive de 13 MW, bajo las condiciones históricas de consumo, incrementan la generación de seguridad, o DNA, de no mantener el Acuerdo operativo vigente.

El CNO aprueba la prorroga de la conexión en T de Drummond hasta el año 2022, supeditado a un seguimiento trimestral por parte del Consejo del estado de avance de la conexión definitiva a la subestación Río Córdoba y la actualización del Acuerdo Operativo del Consejo, donde se defina que en caso de materializarse un evento en GCM, la primera demanda que se desconecta es la de Drummond para lo cual la CREG debe dar el visto bueno.

Conclusiones

Se autoriza la conexión en T de Transelca solicitada hasta diciembre de 2022 con revisiones trimestrales del plan de construcción de la linea de conexión a la subestacion Río Códoba.

Comunicar a la CREG la necesidad de expedir un acuerdo operativo para que la carga de Drummond LTDA sea la primera en salir ante una contingencia. Electricaribe solicito ratificar la condición que ante la necesidad de desatender demanda en el área de GCM sea la carga de Drummond la primera en salir y no la carga que atiende el mercado de Electricaribe.

7. INFORME DE UPME	NO	Presentar el informe de la UPME.	INFORMATIVO		

Desarrollo

En la presentación adjunta a esta Acta se encuentran los análisis que la UPME ha venido realzando respecto a la conexión de los nuevos proyectos con OEF y el estado de las convocatorias. Se acuerda que en la próxima reunión del Consejo se presente un resumen detallado del estado de dichas conexiones.

Conclusiones

8. VARIOS	NO		INFORMATIVO		

Desarrollo

- El Consejo agradece la participación del Ingeniero Mauricio Botero como representante de ISAGEN en el Consejo durante varios años y quien se pensiona a partir del proximo 31 de mayo de 2019.

- Próxima reunión del Consejo el 6 de junio de 2019.

Conclusiones

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte