



Acta de reunión
Acta N° 595
30 Mayo, 2020 GOTOMEETING

Presentar el acta de la reunión extraordinaria 595 del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
ISAGEN	Mauricio Arango	NO	SI
AES COLOMBIA	William Alarcon	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Carlos Alberto Duque Hernández	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
CEDENAR	Ivan Edmundo López Salazar	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
TEBSA	Eduardo Ramos	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
ISAGEN	Diego Gonzalez	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
GECELCA	Carolina Palacio	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
EPM	German Caicedo	NO	SI
EPM	Carlos Zuluaga	NO	SI
XM	Emma Maribel Salazar	NO	SI
XM	Juan Carlos Morales	NO	SI
EMGESA	Jorge Horacio Cadena	NO	SI
ISAGEN	Lina Marin	NO	SI
TEBSA	Mauro Gonzalez	NO	SI
INTERCOLOMBIA	Sadul Urbaez	NO	SI
TERMOVALLE	Olga B. Callejas	NO	SI
XM	Jaime Zapata	NO	SI
CELSIA	Marcelo Alvarez	NO	SI
CELSIA	Germán Garcés	NO	SI
UPME	Julian Zuluaga	SI	NO
MME	Rafael Madrigal	SI	NO
ELECTRICARIBE	Henry Andrade	NO	SI
MME	Sandra Salamanca	SI	NO
CEDENAR	Jorge Chingual	NO	SI

MME	Cristian Andres Díaz	SI	NO
MME	Jhon Fabio Zuñiga	SI	NO
URRA	Rafael Piedrahita de León	SI	NO

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	11:00 - 13:00	Indicador seguimiento situación energética.
Verificación quórum		SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
1. INDICADOR DE SEGUIMIENTO	NO	Presentar al Consejo las recomendaciones del SPO acerca de la adopción del indicador de Seguimiento.	APROBACIÓN	SI	NO

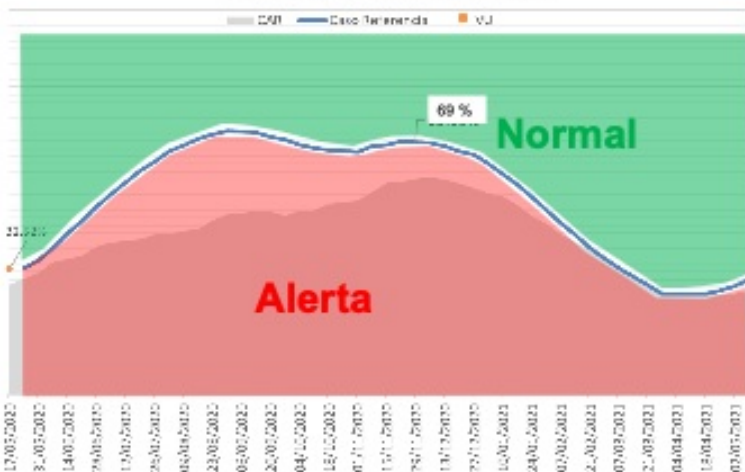
Desarrollo

Antes de dar inicio a la agenda, el Secretario Técnico pidió la palabra para informar al Consejo acerca del no cumplimiento del acuerdo 695 en lo que tiene que ver con el pronunciamiento acerca del índice AE para la semana 23. Solo 2 miembros del Consejo de los 12 con capacidad de pronunciamiento enviaron el mismo por lo que no fue posible enviar el pronunciamiento ayer viernes 29 de mayo, ultimo día habil de la semana como lo establece el acuerdo mencionado. De lo anterior ya han pedido explicaciones MINENERGIA y la CREG. En este momento ya se tiene el pronunciamiento de la totalidad de los miembros del Consejo por lo que se procederá al envío a XM del estado del indicador para la semana 23 anotando que la recomendación del análisis energético AE fue recomendada por la mayoría de los miembros.

Enseguida, la Presidente del SPO inicia la presentación de las recomendaciones al Consejo Nacional de Operación acerca del indicador de seguimiento:

- Utilizar el escenario de demanda construido por el SPO en su reunión 253 por solicitud del CACSSE, para el cálculo de la curva en el marco de seguimiento al Volumen Útil agregado del SIN, el cual supone escenario de demanda baja de la revisión realizada por la UPME en oct-19, para los meses de mayo a agosto de 2020, escenario de demanda media para los meses de septiembre a noviembre de 2020 y escenario de demanda alta desde diciembre de 2020.
- Incluir el caso de Referencia en los escenarios de análisis del AE del Consejo.
- Llevar a cabo el análisis de potencia al caso de Referencia para el Análisis Energético AE.
- Respecto a las bandas de alerta de la curva de Referencia se sugiere el siguiente semáforo de la gráfica de abajo.
- Adicionalmente analizar la posibilidad de definir un indicador complementario, que establezca de manera agregada las bandas necesarias de embalsamiento del SIN para el mismo caso de Referencia (pendiente cálculo ENEL EMGESA)

Embalse Agregado del SIN



El Consejo después de un profundo análisis de las recomendaciones del SPO aprobó las mismas y sugirió que la activación del primer punto de comparación fuera incluido en la comunicación que se está preparando a la Ministra. El Consejo no acogió la propuesta de definir pequeñas tolerancias sobre la curva de referencia y determinó hacer el seguimiento directamente sobre la curva.

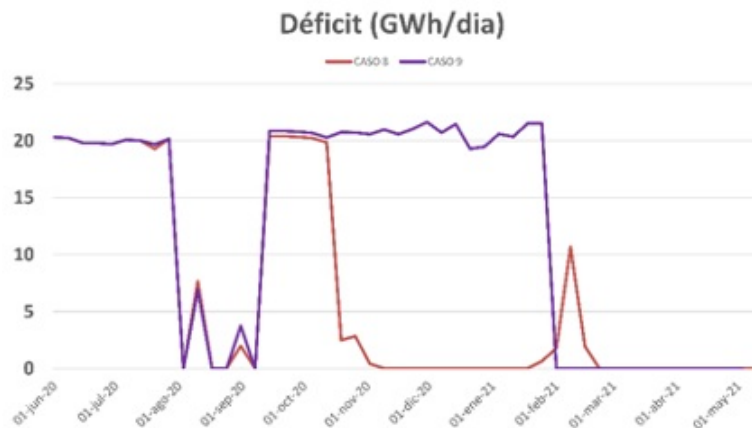
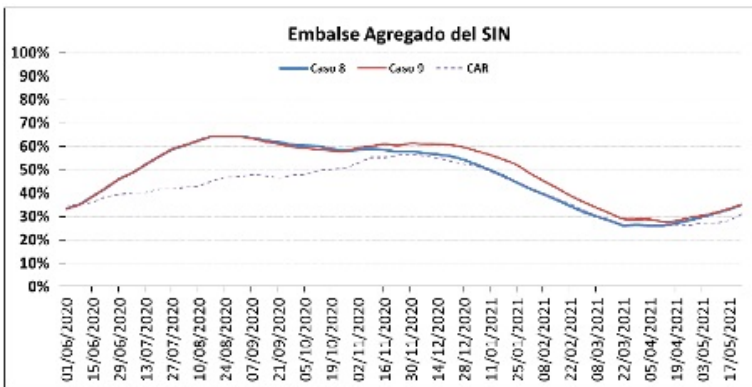
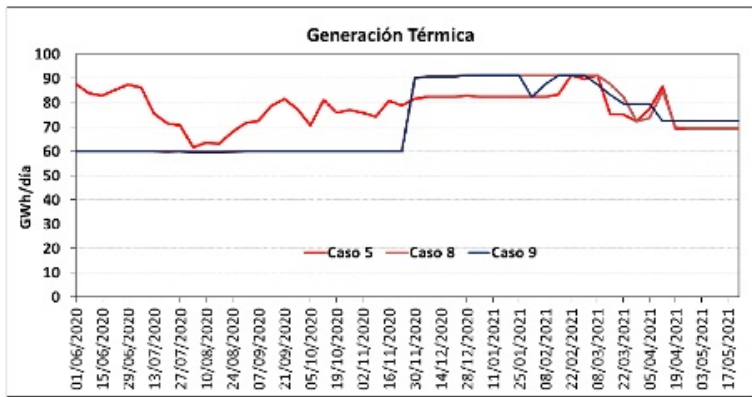
Enseguida se presentaron caso adicionales de Analisis Energético solicitados por TEBSA y CELSIA así:

La descripción del caso propuesto por TEBSA es la siguiente:

- **Caso 8:**
 - Hidrología caso 5 (contingencia) del AE semana 23.
 - Demanda baja, revisión octubre 2019, para los dos años del horizonte de simulación.
 - Limitación de la generación térmica al valor de los últimos siete (7) días (60 GWh-día) hasta el 30 de noviembre de 2020. Lo anterior para simular lo que podría ocurrir si la producción térmica agregada no se incrementa antes del comienzo del verano 2020-2021.
 - Demás supuestos del AE semana 23.
- **Caso 9:**
 - Hidrología caso 5 (contingencia) del AE semana 23.
 - Demanda baja, revisión octubre de 2019 en los meses de mayo, junio, julio y agosto de 2020. Escenario medio en septiembre, octubre y noviembre de 2020. Escenario alto desde diciembre de 2020.
 - Limitación de la generación térmica al valor de los últimos siete (7) días (60 GWh-día) hasta el 30 de noviembre de 2020. Lo anterior para simular lo que podría ocurrir si la producción térmica agregada no se incrementa antes del comienzo del verano 2020-2021.
 - Demás supuestos del AE semana 23.

Los resultados (gráficas) de estas simulaciones junto con sus conclusiones se presentan a continuación:

Casos 8 y 9:



En los casos 8 y 9, independientemente de la demanda, la generación térmica agregada queda limitada al valor de 60 GWh-día hasta el 30 de noviembre de 2020. Lo anterior sumado a los bajos aportes hídricos al SIN, ocasiona que el embalse agregado esté muy cerca a la CAR antes del comienzo del verano 2020-2021. En ese sentido, dado que en los supuestos se consideró una hidrología muy seca durante el año 2021, el modelo muestra que estaríamos en déficit desde el inicio del horizonte de análisis, dado que el nivel del embalse alcanzado al final del mes de noviembre de 2020 no es suficiente para abastecer la totalidad de la demanda. Es claro también que este déficit es mayor para el caso 10 (mayor demanda).

Vale la pena mencionar que el modelo tiene como función objetivo la minimización de los costos totales de generación y de la demanda no atendida, razón por la cual prefiere incurrir en un déficit anticipadamente y no hacia el final del horizonte de simulación.

En resumen, ante un escenario de aportes hídricos deficitarios, una evolución de la demanda como se plantea en los casos 8 o 9, y una generación térmica agregada limitada a 60 GWh-día hasta antes del comienzo del verano 2020-2021, se incrementan los riesgos de no atender la demanda del SIN de manera segura y confiable.

Luego de un receso, el CND presentó otra simulación discutida en el SPO 254 y propuesta por CELSIA, donde se limita la generación térmica al valor del 80 % de las Obligaciones de Energía en Firme-OEF durante el verano 2020-2021 (diciembre-enero-febrero-marzo-abril). Lo anterior para simular la falla de algunas plantas de generación durante este periodo, cuya capacidad agregada es cercana a los 292 MW. Los resultados se presentan a continuación (ver presentación adjunta a esta Acta):

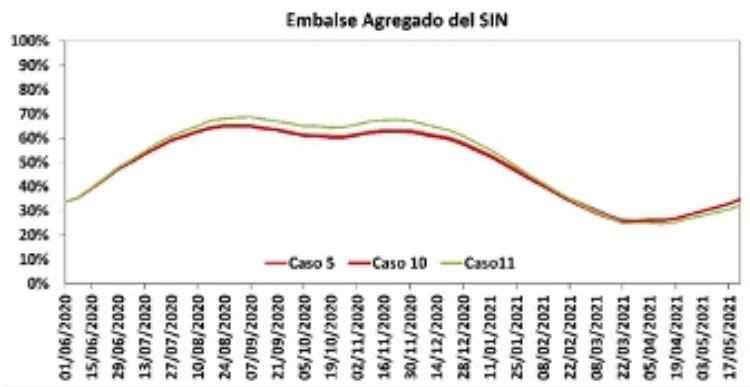
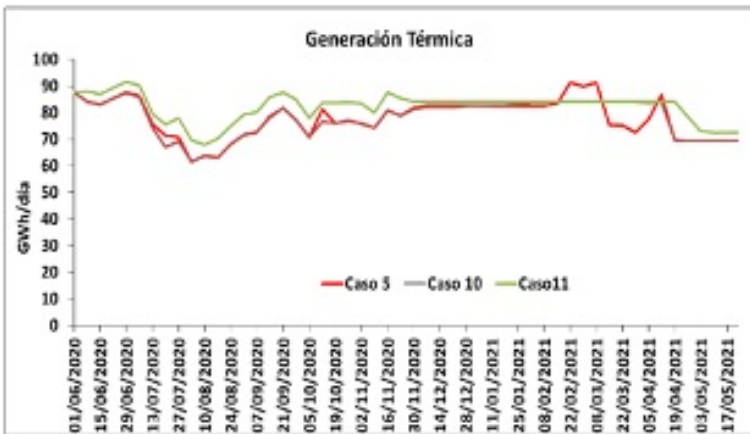
Caso 10:

- Hidrología caso 5 (contingencia) del AE semana 23.
- Demanda baja, revisión octubre 2019, para los dos años del horizonte de simulación.
- Limitación de la generación térmica al valor del 80 % de las Obligaciones de Energía en Firme-OEF durante el verano 2020-2021 (diciembre-enero-febrero-marzo-abril). Lo anterior para simular la falla de algunas plantas de generación durante este periodo, cuya capacidad agregada es cercana a los 292 MW.
- Demás supuestos del AE semana 23.

Caso 11:

- Hidrología caso 5 (contingencia) del AE semana 23.
- Demanda baja, revisión octubre de 2019 en los meses de mayo, junio, julio y agosto de 2020. Escenario medio en septiembre, octubre y noviembre de 2020. Escenario alto desde diciembre de 2020.
- Limitación de la generación térmica al valor del 80 % de las Obligaciones de Energía en Firme-OEF durante el verano 2020-2021 (diciembre-enero-febrero-marzo-abril). Lo anterior para simular la falla de algunas plantas de generación durante este periodo, cuya capacidad agregada es cercana a los 292 MW.
- Demás supuestos del AE semana 23.

Casos 10 y 11:



En los casos 10 y 11 la generación térmica está limitada durante el verano 2020-2021 a cerca de 84 GWh-día, razón por la cual el modelo decide generar en mayor proporción con las plantas termoeléctricas antes del mes de diciembre de 2020, cuidando el embalse agregado del SIN y llevándolo a las mejores condiciones para el comienzo del verano 2020-2021, garantizando de esta manera la atención de la totalidad de la demanda (no hay déficit).

Emgesa explicó la propuesta que planteó en el SPO, y que básicamente consiste en hacer seguimiento a la curva de referencia y en condición de alerta (zona roja) se incluye en el AE una imitación térmica según histórico reciente (2 semanas) en todo el horizonte. Propuesta que al final se somete a a votación como Alternativa 2.

Teniendo en cuenta los resultados de estas simulaciones, se plantearon 4 alternativas para establecer si se debiese incluir en el Análisis Energético del CNO

(indicador AE) este tipo de restricciones a la generación térmica, para determinar lo que podría ocurrir si la producción agregada de estas plantas no se incrementa antes y durante el verano 2020-2021. Dado que no hubo consenso, se procedió a votar cada una de ellas, con el siguiente resultado:

Descripción	SAGEN	CELVA	EP	INEL-EMBASA	TURSA	GECELCA	PROLECTRICA	TVANSA	SCA	PICO	CHENANBA	AEI	TOTAL
Alternativa 1 Introducir en el AC escenarios de limitación a la generación térmica antes del verano 2020-2021, cuyo valor es el promedio de la producción térmica agregada durante los últimos 7 días.													0
Alternativa 2 Si se está en la zona roja por debajo de la curva de referencia, se debe llevar a cabo un análisis energético adicional, que determine si con el parámetro de la generación térmica real durante los últimos 7 días, considerando el volumen 2020, hay déficit. En este sentido, se activa el indicador de alerta roja.				1	1	1	1	1					6
Alternativa 3 Introducir en el AC escenarios de limitación a la generación térmica durante el verano 2020-2021, cuyo valor es el 80% de la generación térmica asociada para alcanzar toda la DER térmica.													0
Alternativa 4 No introducir restricciones de limitación a la generación térmica. Una vez Votado en la zona roja, llevar a cabo análisis energético adicionales.	1	1	1								1	1	6

Opinión de XM

Después de la votación realizada y previo a decidir sobre lo que sigue, se dio a conocer el estado actual embalse agregado real dentro de la curva de referencia y sobre la cual se llevará el seguimiento, mostrando que se está en la parte baja de la curva, es decir, en condición de alerta, según las bandas aprobadas. con los siguientes valores: Con corte al 24-may el valor de referencia era de 33,08% mientras que el volumen útil real estuvo en 32,84% , para la semana que finaliza el 31-may la referencia es de 35,37% y con corte al 29-may el volumen útil se ubica en 33,81%. Con base en estos resultados se concluye que nos encontramos por debajo de la curva de referencia, es decir, en zona roja o condición de Alerta de acuerdo con las bandas aprobadas.

Posterior a la revisión de los casos adicionales, el Secretario Técnico dio lectura a la comunicación enviada por MINENERGIA donde mencionan que esperan por parte del CNO el avance de las actividades de seguimiento a la situación energética del país.

Luego de discutir las alternativas y el resultado de la votación y dado que no se tomo decisión en este aspecto y por este mecanismo, se acordó enviar comunicación a MINENERGÍA y CREG informando y recomendando:

- La definición de la Curva de Referencia para el seguimiento al volumen útil del SIN, junto con sus supuestos, las superficies de seguridad y el procedimiento para su monitoreo (incluye la consideración de este caso en los análisis energéticos y de potencia del CNO).
- La imposibilidad legal del Consejo para definir compromisos individuales de embalse.
- Presentar los análisis energéticos adicionales que el CNO, junto con la colaboración del CND, llevó a cabo (casos donde se limita la generación térmica).
- Presentar el primer seguimiento al volumen útil del embalse del SIN y su comparación contra el caso de "Referencia".
- Recomendar a la CREG incluir la curva de "Referencia" como indicador adicional para activar el índice AE de la Resolución CREG 026 de 2014.
- Recomendar a la CREG permitir a las plantas filo de agua, eólicas y solares generar a su máxima capacidad disponible, sin que ello se puede constituir en una desviación y penalización, tal como lo establece actualmente la Resolución CREG 060 de 2019.

Con la aprobación del procedimiento para la evaluación del indicador de seguimiento del volumen útil del SIN, XM implementará seguimiento del comportamiento de las variables energéticas y sus diferencias respecto al denominado caso de referencia: hidrología, embalse, menores, generación térmica, generación hidroeléctrica, demanda, importaciones. Esto se tendrá disponible el lunes 1 de junio en la tarde.

Por último, TEBSA realizó llamado y pide dejar constancia en el Acta de que se deben tomar las acciones concretas necesarias para llevar el nivel del embalse a la zona de normalidad del indicador establecido, para ello la alternativa 2 es una forma de que las acciones concretas logren resultados inmediatos, esto al momento de caer en el nivel de alerta. Lo anterior fue indicado en varias oportunidades durante la reunión.

Posterior a la revisión del resultado parcial del indicador de seguimiento del nivel del embalse, GECELCA reitera que se deben tomar acciones inmediatas, puesto que cada día que pasa podría tener efectos en la atención de la demanda futura. Por lo tanto, considera que hay que informarle al MME/CREG los resultados de las sensibilidades con la generación térmica en 60 GWh-día para indicar cuáles son los riesgos futuros en la atención de la demanda.

Conclusiones

El Consejo adopta las recomendaciones del SPO presentadas en la reunión y adicionalmente solicita que en la comunicación que se esta preparando para el MME se incluyan las mismas y la comparación del nivel del embalse del SIN con la curva de referencia a la fecha.

- Enviar comunicación a MINENERGÍA y CREG informando y recomendando:

- La definición de la Curva de Referencia para el seguimiento al volumen útil del SIN, junto con sus supuestos, las superficies de seguridad y el procedimiento para su monitoreo (incluye la consideración de este caso en los análisis energéticos y de potencia del CNO).
- La imposibilidad legal del Consejo para definir compromisos individuales de embalse.
- Presentar los análisis energéticos adicionales que el CNO, junto con la colaboración del CND, llevó a cabo (casos donde se limita la generación térmica).
- Presentar el primer seguimiento al volumen útil del embalse del SIN y su comparación con el caso de "Referencia".
- Recomendar a la CREG incluir la curva de "Referencia" como indicador adicional para activar el índice AE de la Resolución CREG 026 de 2014.
- Recomendarle a la CREG permitir a las plantas filo de agua, eólicas y solares generar a su máxima capacidad disponible, sin que ello se puede

constituir en una desviación y penalización, tal como lo establece actualmente la Resolución CREG 060 de 2019.

Se procederá a circular nueva versión de la comunicación el día domingo 31 de mayo en la tarde.

Presidente - Diego Gonzalez

Secretario Técnico - Alberto Olarte