

 Consejo Nacional de Operación	CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN	ACTA REUNIÓN NO. 474	FECHA		
		LUGAR: Oficinas de INTERCOLOMBIA, Bogotá	DIA 8	MES 03	AÑO 2016
AGENDA DE LA REUNIÓN:					
1. Verificación quórum					
2. Informe IDEAM					
3. Situación eléctrica y energética					
4. Varios					

ASISTENTES PRINCIPALES:

AES CHIVOR
CODENSA
EMGESA
EPM
EPSA
EEP
GECELCA
ISAGEN
INTERCOLOMBIA
PROELECTRICA
URRA
XM

Ignacio Arrázola
Diana Jiménez
John Rey
Luz Marina Escobar
Julián Cadavid
Santiago Posso
Jesús Gutierrez
Diego González
Cristian Remolina
Carlos Haydar
Rafael Piedrahita
Juan Carlos Morales

Ger. Regulación
Gerente Reg. RI. y MA.
Jefe Div. Reg.
Directora Operaciones Gen.
Vicepresidente CELSIA
Gerente Técnico
Dir. Reg. y Nuevos Neg.
Gerente Producción
Ger. Operaciones
Gerente Planeación y HSEQ
Gerente Técnico
Gerente CND (E)

ASISTENTES INVITADOS :

XM
CODENSA
EMGESA
EPM
INTERCOLOMBIA
ISAGEN
UPME
SSPD
SSPD

Ancizar Piedrahita
Willman Garzón
John Rey
Carlos Solano
Cristian Remolina
Mauricio Botero
Jorge Valencia
Rafael Albarracín
Juan D. Castro

Regulación
Jefe Regulación
Jefe División Regulación
Vicepresidente Gen.
Gerente Operaciones
Profesional
Director
Sup. Del. Ener. y Gas
Contratista

DESARROLLO DE LA REUNIÓN

Presidente del CNO: Diana M. Jiménez Rodríguez
Secretario Técnico CNO: Alberto Olarte Aguirre
Asesora Legal: Adriana Pérez

1. VERIFICACION DEL QUÓRUM:

Se confirma por parte del Presidente del Consejo que se cuenta con quórum para iniciar la reunión.

2. INFORME DEL IDEAM:

Los últimos valores de anomalías de la TSM para las regiones Niño en las tres últimas semanas se presentan en la siguiente tabla, en la cual se observa una leve disminución, especialmente en la región frente a las costas sudamericanas:

Últimos valores de anomalías de la TSM para las regiones Niño (última semana).

Niño 4	1.4°C
Niño 3.4	1.9°C
Niño 3	1.8°C
Niño 1+2	1.0°C

Las temperaturas más altas en la cuenca del océano Pacífico tropical, se registraron en el mes de noviembre. Se observa una concentración de aguas ligeramente cálidas al centro de la cuenca.

Las probabilidades de continuidad del periodo Niño se conservan superiores al 90 % para el trimestre marzo-abril -mayo y al 70 % para abril-mayo-junio.

La entrada de masas frías provenientes del Brasil se prevé para los próximos días lo cual va a aportar humedad en el piedemonte llanero y en la sabana de Bogotá.

3. APROBACION ACTAS Y ACUERDOS:

3.1 ACTAS:

- ACTA 468: Publicada el 1 de marzo. Comentarios de EPM.
- ACTA 469: Publicada el 2 de marzo. Comentarios de EPM.
- ACTA 470: C N O NO PRESENCIAL

Acta 474

- ACTA 471: Publicada el 2 de marzo. Comentarios de ISAGEN, INTERCOLOMBIA y EPM
- ACTA 472: Publicada el 2 de marzo. Comentarios de ISAGEN, INTERCOLOMBIA y EPM.

El Consejo da un plazo adicional de una semana para la revisión de estas actas.

3.2 ACUERDOS:

Se presentaron los siguientes acuerdos para aprobación del Consejo, previa recomendación del Comité de Operación:

- ☐ Por el cual se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de la unidad 27 del Ingenio Mayagüez y se fija una periodicidad de 4 años para la realización de las mismas.
- ☐ Por el cual se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades Cimarrón, El Morro 1, El Morro 2 y Termoyopal 1 y se fija una periodicidad de 4 años para la realización de las mismas.
- ☐ Por el cual se aprueba la incorporación del cambio en los límites de generación y absorción de potencia reactiva de las unidades de las unidades 1 y 2 de la central hidroeléctrica Amoyá La Esperanza y las respectivas curvas de carga

Los anteriores acuerdos fueron aprobados por el Consejo.

4. INFORME XM - SITUACIÓN ENERGÉTICA:

El CND presentó al Consejo el seguimiento a las principales variables energéticas y el panorama energético con los principales supuestos y resultados de los modelos energéticos del escenario esperado, así:

- La demanda del 7 de marzo fue de 190.5 GWh, el promedio de lo corrido de marzo fue de 187.7 GWh con un crecimiento del 3,9% frente al mismo mes del año anterior y el crecimiento de la demanda para los meses de enero y febrero fue del 5,7% y 4,4% respectivamente frente al mismo mes del año anterior.
- La generación térmica promedio en lo corrido de marzo ha sido de 85,4 GWh/día, valor cercano a los promedios de enero y febrero 86,3 y 86,8 GWh/día respectivamente.
- Los aportes en lo corrido del mes de marzo se ubican en el 49,4% de la media histórica, ubicándose por debajo de los aportes presentados en el

mes de marzo del año 1998, se destacan los aportes del área oriente que se ubican en el 24,9% de la media histórica.

- Debido al comportamiento de estas variables, se han presentado desembalsamientos cercanos a los 60 GWh/día en el sistema.

De los resultados del panorama energético se destaca:

- Con el escenario de demanda alto hasta abril y el escenario de demanda medio a partir de mayo y considerando la generación térmica despachada al máximo posible, teniendo en cuenta el Índice de Indisponibilidad de Corto Plazo ICP de las plantas de generación térmica de los últimos 3 meses (noviembre y diciembre 2015, y enero 2016), con lo que se alcanzaría un embalse agregado del SIN llegando a finales de abril al 17.7%, se estima la posibilidad de tener 26 días con un margen de reserva de potencia inferior a 400MW, sin contar el AGC.
- Bajo el escenario hídrico esperado, el nivel de algunos embalses como Chivor, Guavio y Topocoro, llegan al 3%, 7.9% y al 15.6% de su volumen útil a finales de abril respectivamente.

XM presenta para comentarios de los agentes, el resumen de las situaciones de riesgo en la operación de los embalses a los niveles actuales y previstos en las simulaciones, situaciones que fueron avaladas por cada uno de los agentes operadores de los embalses y que se resumen en:

Embalse	Situación Operativa
Urra	El embalse alimenta los acueductos de Montería y otros municipios. Viene generando lo mínimo para el sector eléctrico para no comprometer los acueductos en el mediano plazo.
Peñol – Guatapé	La planta se encuentra indisponible por evento en los cables de las unidades.
San Lorenzo-Jaguas	Se informa por parte del agente que en 20 días estará en el 0% del útil. Es el embalse con mayores reservas para alimentar Playas y San Carlos.
Rio Grande - Tasajera	Por debajo del 10% se presenta vórtices y cavitaciones, implica una operación cuidadosa.
Amaní - Miel	Se informa por parte del agente que en valores cercanos al mínimo, deben operar filo de agua. El caudal ecológico es mayor que los aportes actuales, una vez llegue al mínimo técnico debe abrir descarga de fondo y sacaría la planta

	de servicio por un periodo de tiempo considerable.
Agregado Bogotá	Embalse multipropósito con prioridad acueducto, Restricción de 12 m3/seg de descarga de Tomine.
Quimbo	Restricciones de operación por oxigenación del agua que se descarga a Betania
Betania	Este embalse es utilizado para el cultivo de peces, de bajar mucho su nivel se podrían tener problemas sociales.
Topocoro Sogamoso	- Se informa por parte del agente que en valores cercanos al mínimo, deben operar filo de agua. El caudal ecológico es mayor que los aportes actuales, una vez llegue al mínimo técnico debe abrir descarga de fondo y sacaría la planta de servicio por un periodo de tiempo considerable.
Guavio	El agente manifiesta que la operación por debajo del 17% es desconocida y la información reportada es teórica.
Esmeralda – Chivor	El agente manifiesta que la operación por debajo del 5% es desconocida y la información reportada es teórica.
Calima	Se tiene problemas con la comunidad por el bajo nivel del embalse, se suspenderá la operación de la planta por dos semanas por semana santa (turismo)
Salvajina	Esta planta alimenta el acueducto de Cali.

Dado lo anterior, el CND considera que el 17.7% para el nivel mínimo del embalse agregado nacional puede conllevar a una situación de alto riesgo para la operación confiable y segura del sistema durante los meses de marzo y abril, en especial porque el 11.3% del nivel mínimo de embalse agregado se encontraría almacenado en el Agregado de Bogotá (Tominé, Muña, Sisga, Neusa y Chuza), cuya utilización responde a una coordinación de los agentes involucrados en la operación del sistema del río Bogotá, donde se tienen usos para consumo humano, riego y energético, estimándose la posibilidad de tener 45 horas durante 26 días, con reserva de potencia inferior a 400 MW, sin contar el AGC.

- Adicionalmente con los supuestos definidos en el SPO, que consideran el escenario hídrico de contingencia del SH y el escenario de demanda medio de la UPME en todo el horizonte, entre otros, el embalse agregado alcanza un valor mínimo de 20.6%. Para este caso se presenta un déficit de energía del

40
MS

SIN de 260 GWh entre el 21 de marzo y el 17 de abril de 2016, que equivale a un 5% de la demanda durante 4 semanas.

Los miembros del Consejo, considerando que:

- Los supuestos de importación de Ecuador son frágiles por estar soportados en la generación de una planta nueva;
- Los embalses entran en niveles con incertidumbre en su operación por no haber incursionado antes en los mismos;
- Los embalses pueden entrar a operar en unos niveles de los que no se tiene registro histórico;
- ; El parque térmico con máxima exigencia hace más factible las salidas por fallas o mantenimientos;
- El racionamiento preventivo y programado es de menor costo para el país y de menor impacto en el PIB que el no programado ya que se dirigiría al mercado residencial y comercial y no al industrial;
- De no ejecutarse un racionamiento programado preventivo acarrearía operar el sistema con reserva de potencia muy baja, incluso cero (0) en múltiples periodos con una fragilidad muy alta y una capacidad de maniobra mínima;
- La situación riesgosa que se puede presentar para el área oriental y el impacto para Bogotá, con riesgos relevantes para la estabilidad del SIN y para la prestación del servicio en el país;

Al configurarse la situación prevista en el literal b) del artículo 3 de la Resolución CREG 119 de 1998, que dispone que el proceso de declaración de racionamiento se iniciará *"Cuando de los análisis sobre la situación energética del SIN de corto, mediano y largo plazo elaborados por el CND, de acuerdo con las disposiciones establecidas en el Reglamento de Operación y los criterios y supuestos que defina el CNO, se concluya que es necesario aplicar un Racionamiento Programado"*;

Recomienda programar un racionamiento preventivo del 5% de la demanda durante 6 semanas. Este racionamiento está condicionado al seguimiento semanal de la evolución de las principales variables de la operación del Sistema (hidrología, evolución de los embalses, generación térmica, importaciones de Ecuador, disponibilidad de la red de transmisión, demanda y ahorro) con el propósito de ahorrar para que los embalses tengan un margen

adicional para tener mayor disponibilidad de potencia. Teniendo en cuenta que operar el Sistema con reserva de potencia muy baja, incluso cero (0) incrementa los riesgos para atender confiablemente la demanda, de manera mayoritaria el Consejo considera que se debe recomendar al Ministro de Minas y Energía que el racionamiento programado preventivo se inicie de manera inmediata, haciendo evaluaciones que se programarían en reuniones semanales del CNO, en las cuales y como resultado del seguimiento se podrá reconsiderar la magnitud y la duración de la recomendación del racionamiento programado.

El representante de AES Chivor manifiesta de manera complementaria que se deben monitorear las principales variables (hidrología, respuesta de la demanda, autogeneración, generación térmica, ahorro, importaciones del Ecuador, entre otras); mediante un tablero de control, con análisis semanal y dependiendo del resultado de la evolución de las mismas, después de la semana santa para dar un espacio para ver si la demanda y otras variables reaccionan, tanto a la campaña de ahorro como a otras medidas del Gobierno Nacional y una vez se obtengan estos resultados se revise la necesidad de recomendar un racionamiento preventivo programado y adicionalmente, solicitó que el C.N.O y el C.N.D recomendaran a los agentes para que desplazaran los mantenimientos programados para el mes de abril con el fin de aumentar la reserva de potencia del SIN.

5. INFORME DEL COMITÉ LEGAL:

El Comité Legal se reunió para dar su recomendación sobre el criterio para el reporte y actualización por parte de los operadores de red de los circuitos desconectables de que trata la Resolución CREG 119 de 1998, teniendo en cuenta la jurisprudencia de la Corte Constitucional relacionada con los bienes y sujetos constitucionalmente protegidos.

El Comité Legal recomienda que las empresas que tengan que cumplir con la obligación de reportar y actualizar la información de los circuitos, clasificándolos en circuitos desconectables y no desconectables lo hagan tomando en cuenta la lista prevista en el artículo 2 de la Resolución CREG 119 de 1998.

Sin perjuicio de lo anterior y dados los riesgos que se presentan para las empresas responsables de la implementación de los programas de racionamiento, se recomienda que previo a una declaratoria de un racionamiento programado, se establezcan claramente los bienes que además de los previstos en la lista del artículo 2 de la Resolución CREG 119 de 1998 se deben clasificar como circuitos no desconectables.