

Consejo Nacional de Operación CNO

Bogotá D. C., 29 de febrero de 2016

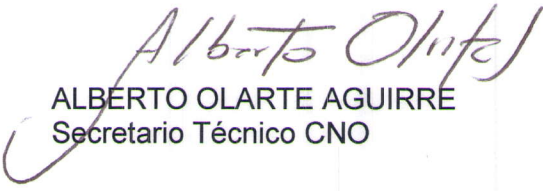
Señor
TOMÁS GONZÁLEZ
Ministro de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

ASUNTO: Situación energética al 24 de febrero de 2016

Respetado Señor Ministro González:

El Consejo Nacional de Operación en ejercicio de la función que la Ley 143 de 1994 le ha asignado, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación, adjunta a la presente comunicación el reporte del estado de la situación energética al 24 de febrero de 2016 y las gestiones, conclusiones y recomendaciones del Consejo de la reunión 472 del 25 de febrero de 2016, con el objetivo de dar las señales oportunas y necesarias para garantizar la confiabilidad y seguridad de la operación del Sistema.

Respetuosamente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico CNO

Adjunto lo anunciado

CC: Viceministro de Energía Dr. Carlos Eraso
Director Ejecutivo CREG Dr. Jorge Pinto Nolla
Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios Dra. Patricia Duque
Presidente CNO Dra. Diana M. Jiménez Rodríguez

1

 Consejo Nacional de Operación	Reunión No. 472
	ESTADO SITUACIÓN ENERGÉTICA AL 24 DE FEBRERO DE 2016

1. SEGUIMIENTO A VARIABLES DEL SIN

Aportes y Reservas:

Al 24 de febrero de 2016 se tienen aportes promedio de 53.28 GWh/día, equivalentes al 56.04 % de la media histórica multianual, con un leve incremento respecto a las semanas anteriores. Persisten los aportes por debajo de la media histórica para las regiones Antioquia, Centro y Oriente, evidenciándose un déficit mayor a partir de septiembre del 2015, como consecuencia de la afectación por el Fenómeno de El Niño.

Teniendo en cuenta el evento del 15 de febrero de 2016 de la central de generación Guatapé, que ocasiona su indisponibilidad temporal para el Sistema, el nivel del embalse agregado desciende al 31.43% del volumen útil al no tener en cuenta el embalse de El Peñol y el desembalsamiento permanece, como viene sucediendo desde diciembre de 2015 y hasta la fecha.

Demanda:

El crecimiento de la demanda del mes de enero de 2016 frente al mismo mes del año 2015 fue del 5.7%, y se ubica en el escenario medio de la UPME. En lo corrido del mes de febrero la demanda promedio día es de 189 GWh y se ubica entre el escenario medio y alto de la UPME, con un crecimiento del 4.7% respecto al mismo mes del año 2015.

Generación Térmica:

En lo corrido del mes de febrero la generación térmica promedio alcanza los 87.2 GWh-día., con una participación del 46% de la generación total.

La principal causa de desviación de las plantas térmicas frente al despacho al 24 de febrero, es fallas con un 37%, falta de gas con un 18% por suministro y transporte, pruebas el 11% y seguridad del SIN el 8%.

Sin embargo, del 18 al 24 de febrero se ve un aumento significativo en la desviación de la generación térmica por fallas, con un porcentaje del 66%, lo cual

se explica por el desgaste de las plantas de generación asociado a las horas de operación continua; lo cual se estima siga sucediendo en los próximos meses.

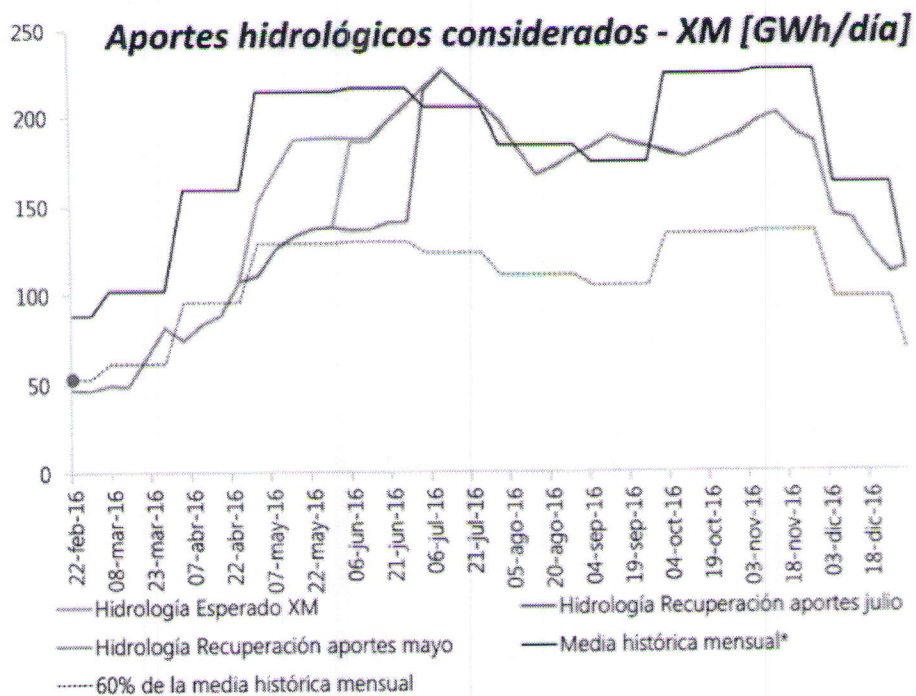
2. RESULTADOS DE LOS MODELOS ENERGÉTICOS

Como supuesto relevante de las corridas del modelo energético, se tomaron las fechas que de manera oficial entregó EPM sobre la entrada de las unidades de Guatapé, es decir de manera gradual así:

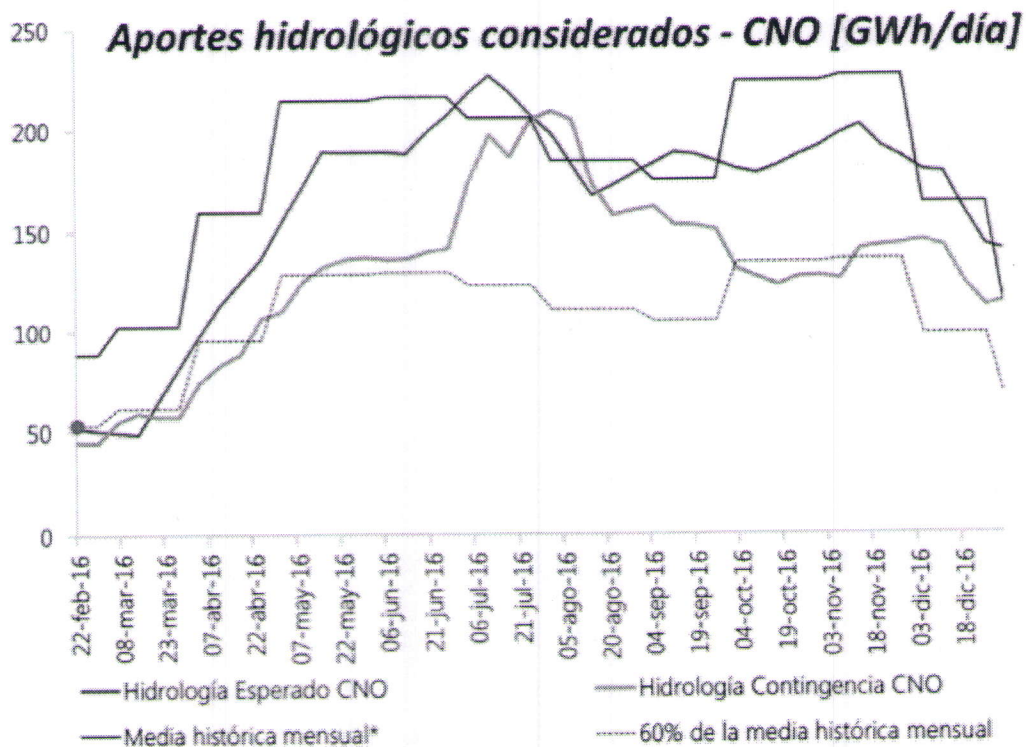
- 1 May/16: dos unidades 170 MW
- 1 Jun/16: dos unidades 170 MW
- 1 Jul/16: dos unidades 170 MW
- 1 Sep/16: dos unidades 170 MW

A continuación se relacionan los 5 casos que se presentaron para las corridas del modelo energético:

- Caso 1 Hidrología Esperado XM: Feb/16 (promedio últimos 30 días) + Mar/16 (Esperado (SH)) + Abr/16 - May/16 (caso contingencia (SH)) + Jun/16-Nov/16 (caso esperado del (SH)) + Dic/16 en adelante (Hidrología año 92-93).
- Caso 2 Hidrología Esperado XM con recuperación de aportes en julio.
- Caso 3 Hidrología Esperado XM con recuperación de aportes en mayo.
- Caso 4 Hidrología Esperado del Subcomité Hidrológico del CNO.
- Caso 5 Hidrología Contingencia del Subcomité Hidrológico del CNO, actualizado en febrero de 2016



Fuente XM



Fuente XM

En los casos XM, el embalse agregado alcanza un mínimo del 16.6% en la semana del 25 de abril de 2016, la recuperación posterior depende de la hidrología. Para el caso esperado del CNO el embalse agregado alcanza un mínimo del 20% en la semana del 4 de abril de 2016. Sin embargo, en el caso Contingencia CNO alcanza un nivel mínimo de embalse agregado del 15.3% la semana del 25 de abril de 2016.

Generación Térmica Requerida:

Dada la situación energética según los 5 casos, la generación térmica se debe despachar a su máxima capacidad en los meses de marzo, abril y mayo así:

	PROMEDIOS [GWh/Día]		
	Esperado XM	Recuperación Julio	Recuperación Mayo
Marzo	91	91	91
Abril	90	90	90
Mayo	93	93	93
Junio	90	93	56
Julio		70	

	PROMEDIOS [GWh/Día]	
	Esperado CNO	Contingencia CNO
Marzo	91	91
Abril	90	90
Mayo	80	93
Junio		93
Julio		86

Fuente XM

Como resultado del cálculo de la estimación de las reserva de potencia en el Escenario Esperado de XM, se ve la probabilidad de tener alrededor de 12 días con al menos una hora de reserva de potencia 0 en las horas de mayor demanda, los cuales estarían comprendidos entre la última semana de marzo y la primera semana de mayo.

Con el índice de Indisponibilidad de Corto Plazo (ICP) de las plantas de generación térmica calculado en los últimos 3 meses y la sensibilidad del cumplimiento de las importaciones de energía del Ecuador en las siguientes magnitudes:

Importación desde Ecuador [GWh/día]	
Domingo 28 de febrero	1.6
Hasta el 4 de marzo	1
De 5 al 14 de marzo	3.6
Del 15 de marzo en adelante	7

Fuente XM

Se mantiene la probabilidad de tener alrededor de 12 días con al menos una hora de reserva de potencia 0 en las horas punta, mejorando los niveles finales de los embalses en abril.

3. GESTIÓN CNO

- Se llevó a cabo una reunión urgente de coordinación de mantenimientos de generación.
- Se hizo la solicitud de información y actualización de circuitos desconectables a los operadores de red de sus unidades de control de pronóstico.
- La próxima semana se envía a la CREG el resultado del análisis del Estatuto de Racionamiento (Resolución CREG 119 de 1998).
- Revisión de los supuestos de los modelos energéticos.
- Se programará una reunión por parte de Emgesa con todas las autoridades que intervienen en el Agregado de Bogotá: Tominé, Sisga y Neusa, para revisar el comportamiento de los embalses y la disponibilidad del agua para la generación de energía.
- El Consejo está haciendo seguimiento permanente de los análisis de la situación energética.

4. RECOMENDACIONES

- Se debe maximizar la generación térmica en el Sistema, disminuyendo al máximo los tiempos de indisponibilidad. No obstante lo anterior, por las horas continuas de operación de dichas plantas, es previsible que las mismas tengan que salir a mantenimientos programados y no tengan margen de maniobra para su desplazamiento.

- De acuerdo con lo previsto en la Resolución MME 41301 de 2015 el parque generador térmico se encuentra en el tercer orden de prioridad, después de la atención de los consumos propios del agente importador y/o comercializador y de la demanda de gas industrial no atendida para los Departamentos de Atlántico y Bolívar. Por lo que, ante la necesidad de contar con la entrada en el despacho de toda la generación térmica y dado el previsible incremento en la tasa de fallas que afecta su disponibilidad, el Consejo reitera la solicitud de asignación prioritaria de gas para el parque generador, en cantidades importantes, de forma sostenida y a precios competitivos, dada la mayor eficiencia y economía en la operación de las plantas con dicho combustible, al producir más cantidad de energía por unidad calorífica que con combustibles líquidos y la mitigación de la ya evidenciada complejidad de la logística del suministro y transporte de los combustibles líquidos, la cual agrega un riesgo a la operación segura y confiable de la operación del SIN. En este aspecto vale la pena mencionar que hay demanda de gas industrial que puede hacer una sustitución de combustible y evaluar la posibilidad de que la refinería de Ecopetrol de Barranca pueda también hacer la sustitución de gas por otro combustible.
- Para gestionar una adecuada distribución de las reservas hídricas del Sistema, se recomienda a la CREG retomar el análisis urgente de la Resolución CREG 173 de 2015.
- Es importante que se tomen medidas eficaces de gestión de la demanda a través de mecanismos de compensación tarifarios y se intensifique la campaña del gobierno nacional de Todos Contra el Derroche enfocada en el ahorro de energía. Sobre la resolución de la Comisión de respuesta de la demanda, el Consejo la analizó y enviará la próxima semana sus comentarios a la misma.
- Solicitar al Gobierno Nacional la intensificación de las conversaciones con el gobierno de Venezuela con el fin de lograr las importaciones de gas en firme del vecino país.