

Consejo Nacional de Operación CNO

Bogotá D.C., 07 de mayo de 2013

Doctora
ANGELA MONTOYA HOLGUIN
Presidenta Ejecutiva
ACOLGEN
Ciudad

Asunto: Solicitud de análisis

Estimada Doctora:

En ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le asignó al Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación, me permito dar respuesta a su comunicación del 5 de abril de este año, en la que solicita al Consejo (...) *"su análisis detallado de los riesgos cualitativos, de calidad en la atención a la demanda colombiana, en el caso que por retrasos en la entrada de los proyectos de generación resultantes de las subastas y GPPS, como consecuencia de los atrasos en la terminación de las líneas de conexión al STN que permitan evacuar la energía comprometida en la subaste en mención."* y (...) *"nos apoye anticipándose en los análisis energéticos y eléctricos asociados con posibles retrasos en la evacuación de la energía de estos proyectos y en caso que existieran riesgos apreciables, se informe anticipadamente y se gestione ante el Ministerio y la CREG la necesidad de realizar además de las adecuaciones operativas factibles en el corto plazo, proponer los cambios y adaptaciones regulatorias"* (...).

Como un insumo para el cumplimiento de las funciones del Consejo, el Centro Nacional de Despacho presenta periódicamente un informe de la operación real y esperada del SIN y los riesgos para atención de la demanda. En la reunión N° 385 de marzo 07 de 2013, el Consejo consideró oportuno revisar el impacto tanto energético como eléctrico en la operación, frente a potenciales atrasos en la entrada en operación de los proyectos de generación. A continuación se presenta un resumen de dichos análisis.

Consejo Nacional de Operación CNO

Análisis Energético

Las fechas reportadas por los agentes de entrada en operación comercial de los proyectos de generación son los siguientes:

PROYECTO	Capacidad [MW]	FECHA ESPERADA DE ENTRADA EN OPERACIÓN *	PROMOTOR DEL PROYECTO	FECHA ASIGNADA A OBLIGACIÓN DE ENERGÍA FIRME	FECHA ESPERADA DEL PROYECTO DE TRANSMISIÓN
Amoyá (H)	80	Marzo de 2013 (Primera Unidad) Abril de 2013 (Segunda Unidad)	ISAGEN	2012-12-01 a 2013-11-30	S/E Tuluní ya está adecuada
Gecelca 3 (T)	150	Octubre 15 de 2013	GECELCA	2012-12-01 a 2013-11-30	Marzo 2013
Termocol (T)	202	Noviembre 16 de 2013	POLIOBRAS	2012-12-01 a 2013-11-30	Agosto 31/2013
Sogamoso (H)	800	Febrero 28 de 2014 (Primera unidad) Abril 30 de 2014 (Segunda unidad) Mayo 31 de 2014 (Tercera unidad)	ISAGEN	Diciembre 01 de 2014	Junio 30 de 2013
El Quimbo	420	Noviembre 30 de 2014	EMGESA	Diciembre 01 de 2014	Agosto 31/2014
Cucuana	60	Diciembre 01 de 2014	EPSA	Diciembre 01 de 2014	Activos de conexión a cargo del agente

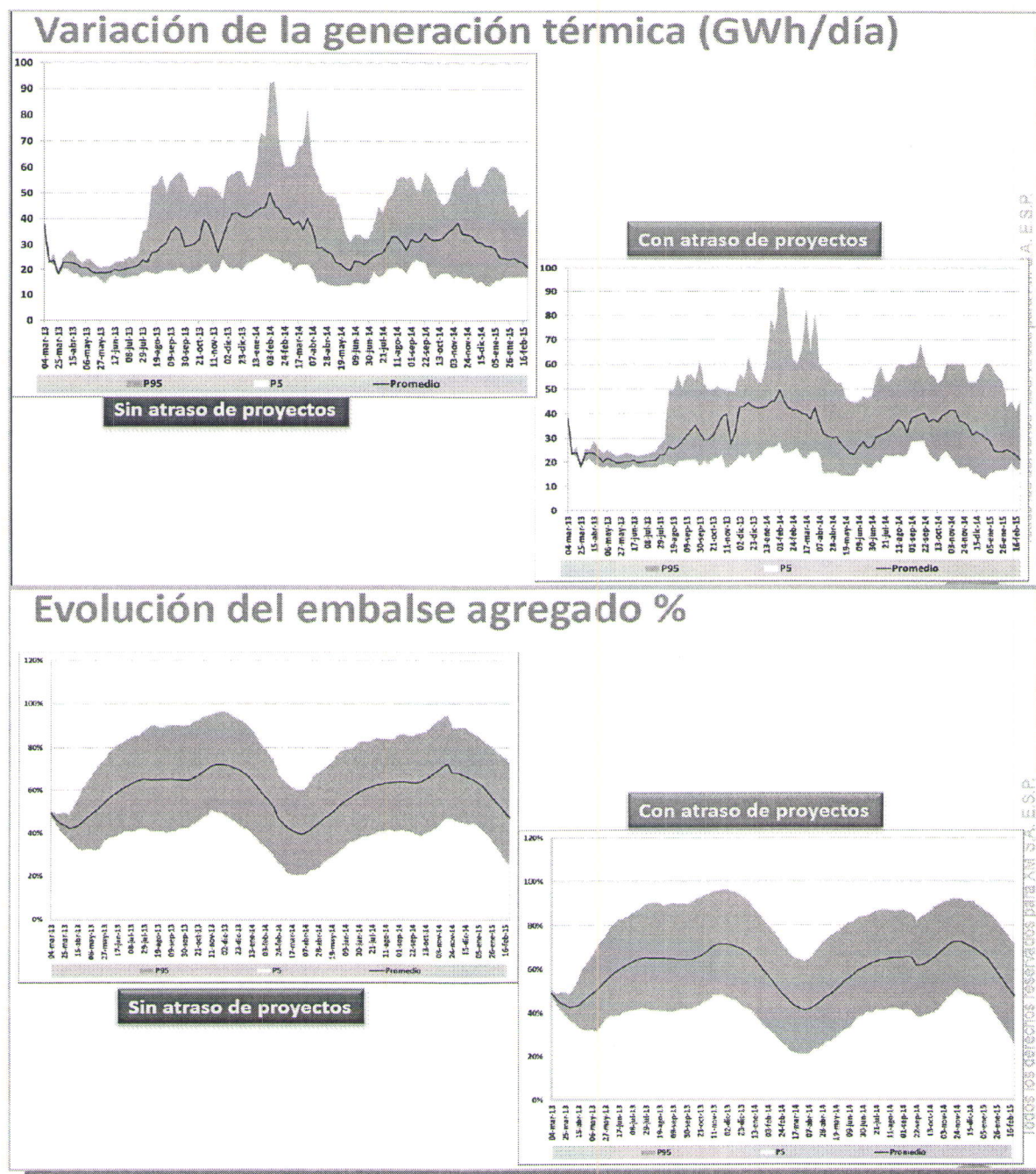
La sensibilidad en la entrada de los proyectos de generación se resume en el siguiente cuadro:

PROYECTO	Capacidad [MW]	FECHA INFORMADA AGENTE PROMOTOR	FECHA DE SENSIBILIDAD	Comentario
Gecelca 3 (T)	150	Octubre 15 de 2013	Diciembre de 2013	Entra en Fecha de OEF
Termocol (T)	202	Noviembre 16 de 2013	Diciembre de 2013	Entra en Fecha de OEF
Sogamoso (H)	800	Febrero 28 de 2014 (Primera unidad) Abril 30 de 2014 (Segunda unidad) Mayo 31 de 2014 (Tercera unidad)	Septiembre de 2014 (Primera unidad) Octubre de 2014 (Segunda unidad) Noviembre de 2014 (Tercera unidad)	Entra progresivamente para estar operando en fecha de OEF
El Quimbo	420	Noviembre 30 de 2014	Noviembre 30 de 2015	Sale del horizonte de mediano plazo según el último informe de la auditoria.

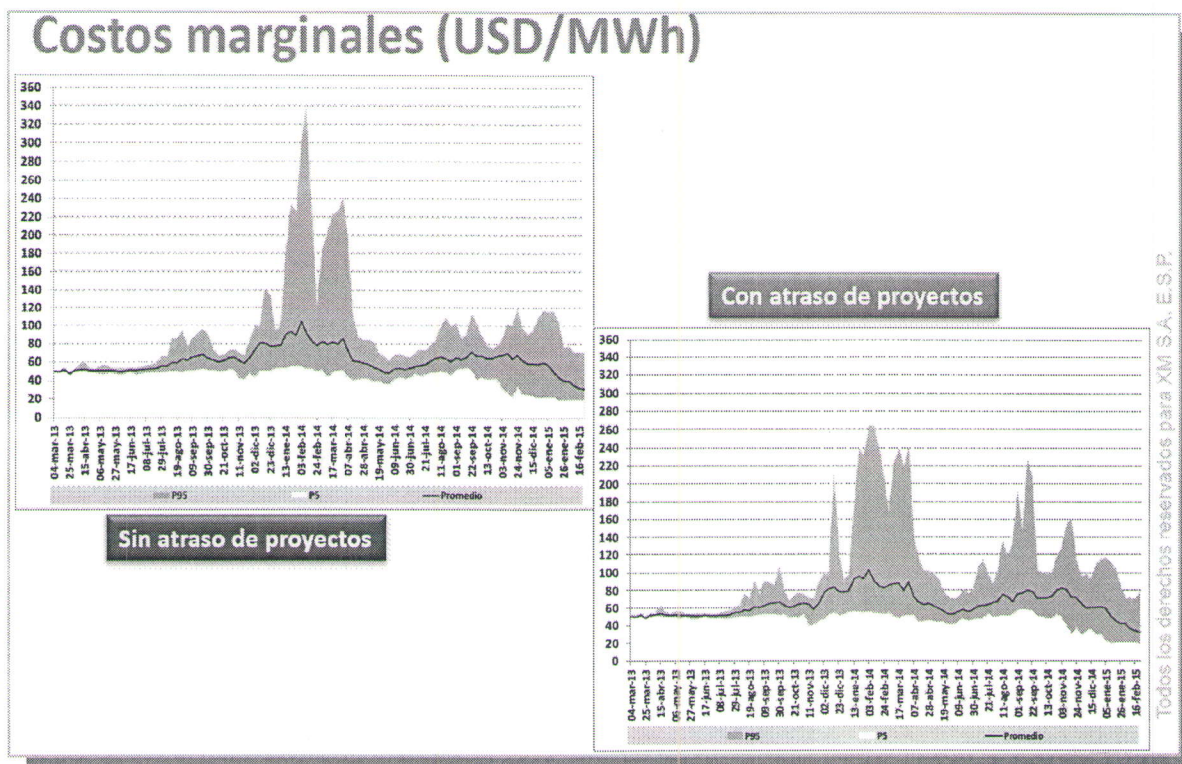
Demás proyectos en fechas reportadas

Consejo Nacional de Operación CNO

De la corrida del modelo, cuyo horizonte de estudio llega hasta marzo de 2015 se presentan los siguientes resultados:



Consejo Nacional de Operación CNO



Los comentarios de XM sobre los resultados de las corridas son los siguientes:

- En los dos casos simulados, de mantenerse las condiciones actuales y bajo los supuestos considerados, se observa que se tendrían recursos suficientes para la atención de la demanda nacional con la confiabilidad requerida.
- Con los aportes de caudales registrados en lo corrido de 2013, los resultados de los dos estudios estocásticos indican que el embalse agregado, en promedio, descendería aproximadamente a un 42% para el verano actual. Para el verano 2013-2014 descendería aproximadamente a un 40% en los dos casos simulados.
- Para el próximo verano (2013 – 2014), en algunas series extremas se observa que se tendrían altos consumos de combustibles líquidos, del orden de 300 GBTUD para el percentil 95 de los casos simulados.
- Con el atraso de proyectos, en especial Sogamoso, se observa un aumento de generación térmica entre marzo y noviembre de 2014 para las series de menores aportes.
- De los escenarios simulados, y según la información disponible, se concluye que los riesgos más importantes asociados a la atención de la demanda están relacionados con la ocurrencia de un evento hidrológico extremo y prolongado, combinado con una insuficiencia en la infraestructura de

Consejo Nacional de Operación

CNO

combustibles que no permita la generación de las obligaciones de energía por parte de los recursos térmicos.

Las siguientes son las recomendaciones de XM:

- Continuar con el seguimiento permanente de los aportes hídricos del SIN y a la recuperación del embalse agregado en el invierno 2013.
- Se requiere diagnosticar y asegurar la logística actual de suministro de combustibles líquidos que permita entregar en forma efectiva las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme, principalmente durante los meses del verano 2013-2014.
- Es importante la actualización de la información de contratos de combustibles de los recursos térmicos, de los balances físicos de gas y de las restricciones del suministro de combustibles líquidos, que permitan representar en el planeamiento energético una disponibilidad más cercana a la realidad del abastecimiento de estos energéticos.
- Por lo anterior, se recomienda realizar un trabajo permanente en los diferentes comités y subcomités del CNO para el mejoramiento de la información de entrada del planeamiento energético.

Como se observa a nivel energético no existirían impactos significativos para el sistema, sin embargo con el atraso de Sogamoso se podría incrementar la generación térmica para abastecer la demanda. El impacto de estos atrasos finalmente dependerá de las condiciones climáticas, en particular la presencia de un fenómeno como El Niño.

Análisis Eléctrico:

- **Riesgos ante Retraso de Nueva Esperanza 2013 -2014**

No disponer de los recursos de generación del área (mantenimiento, retiro de plantas, escasez de fuentes primarias), lo que no permitiría contar con el mínimo número de unidades por soporte de reactiva necesario para mantener los perfiles de tensión adecuados.

Debido a las críticas condiciones del área Oriental respecto al soporte de potencia reactiva, no contar con los elementos de compensación capacitiva del área implicaría despachar más unidades de generación para lograr mantener los perfiles de tensión tanto en estado normal de operación como ante contingencias sencillas.

Consejo Nacional de Operación

CNO

- **Riesgos ante el Retraso de El Bosque**

Ante el retraso del proyecto El Bosque, en la operación se tiene Riesgo de Demanda No Atendida (DNA) debido a:

- Agotamiento en la capacidad de transformación 220/66 kV.
- Agotamiento en la red de 66 kV de Cartagena.

Medida para administrar el riesgo: Programar generación en Proeléctrica, mantener vigentes los ESPS implementados.

- **Riesgo ante el Retraso de Sogamoso**

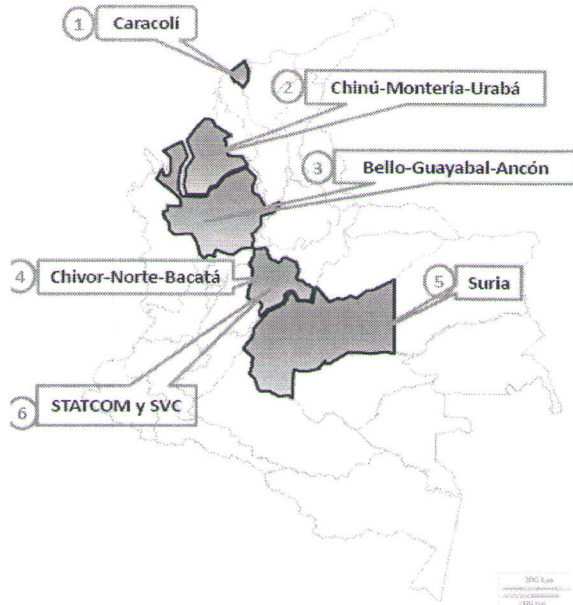
Ante el retraso del proyecto Sogamoso, en la operación se tiene el riesgo de no contar con la obras de transmisión para evacuar la energía del proyecto Hidrosogamoso.

Adicionalmente, con el proyecto se reduce el impacto de la restricción ocasionada por la salida del transformador de Ocaña 500/230kV (Bajas tensiones en el área Nordeste), la cual hace necesario programar generación para el soporte de tensiones en el área Nordeste.

Adicionalmente, en la pasada reunión del CNO del 2 de mayo de 2013, el operador del Sistema presentó como resultado del informe de la operación real y esperada del SIN y de los riesgos para atender confiablemente la demanda, que los riesgos asociados al atraso de la entrada de proyectos en el 2015 son los siguientes:

Consejo Nacional de Operación CNO

Antecedentes



En los Planes de Expansión de la UPME 2010 – 2024, 2012 – 2025 y 2013-2026, se definieron los proyectos a entrar en operación en 2015

A la fecha, solo se ha seleccionado inversionista para el proyecto Chivor – Norte – Bacatá. Esto implica que la entrada en operación de todos los proyectos en 2015 es prácticamente inviable.

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Riesgos identificados por el retraso de los proyectos (1)

En general por la no entrada en operación de los proyectos definidos para el 2015 se identificó:

- Sobrecostos en la operación, debido a la programación de mayor generación de seguridad.
- Mayor complejidad a la hora de coordinar mantenimientos de los activos de generación y transmisión asociados a cada área.

1. Caracolí 220kV

- Incremento en la probabilidad de demanda no atendida en Atlántico por congestiones en la red.
- Atrapamiento de generación térmica

2. Chinú – Montería – Urabá 220kV

- Atrapamiento de la generación de Urra.
- Incremento en la probabilidad de demanda no atendida en Córdoba – Sucre por congestión de red.
- Deterioro de la calidad del servicio por bajas tensiones ante contingencias.

3. Bello – Guayabal – Ancón 220kV

- Atrapamiento de generación del norte y oriente de Antioquia.
- Disminución confiabilidad en la red de Antioquia (Área de Medellín), por lo que se aumenta la probabilidad de desatención de demanda ante contingencias sencillas.

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Consejo Nacional de Operación CNO

Riesgos identificados por el retraso de los proyectos (2)

4. Chivor – Norte – Bacatá 220kV

- Incremento en la probabilidad de demanda no atendida en Oriental si no se cuenta con los recursos de generación y/o elementos de compensación del área.
- Congestión en la red a 115 kV y problemas de estabilidad de tensión en el norte de Bogotá, si no se cuenta con el proyecto y los elementos de compensación existentes

5. Suria 220kV

- Demanda no atendida bajo condiciones normales de operación y ante contingencias sencillas a nivel de STR.
- Deterioro de la calidad del servicio, que se acentúa con la conexión de cargas espaciales (petroleros) en el área

6. SVC 220kV y STATCOM 500kV

- Incremento en la probabilidad de demanda no atendida, ya que sin esta expansión, el requerimiento de unidades de generación es cercano al número máximo de unidades del área Oriental.



Sobre la situación antes mencionada el Consejo Nacional de Operación se ha comprometido en la tarea de definir un Plan de Acción conjunto con el CND, el CAPT, la UPME y el Ministerio de Minas y Energía, que consiste en hacerle seguimiento permanente al desarrollo de los proyectos del STN y del STR, para identificar de manera oportuna si un atraso en su ejecución impacta la operación de manera que exista un riesgo para la atención confiable y segura de la demanda y poder dar las alertas tempranas a las autoridades que corresponda.

Además y como resultado del análisis que en el Consejo se hizo sobre la responsabilidad de los generadores y transmisores por la entrada de los proyectos de conexión al SIN, cuando exista un riesgo consistente en que, a pesar de que la planta de generación se encuentre lista no pueda entregar la confiabilidad de su generación, debido a que no se encuentra listo el proyecto de conexión (con independencia de las causas), se concluyó al respecto que un retraso en la entrada en operación de una obra en las actividades de generación, transmisión y distribución puede representar un riesgo para la

Consejo Nacional de Operación

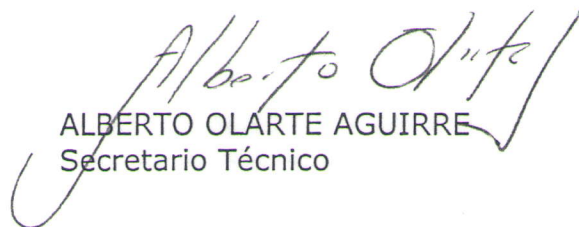
CNO

confiabilidad y seguridad de la operación del SIN, por lo que el Consejo va a acometer las siguientes acciones:

- Apoyar y recomendar al MME se complemente el diagnóstico y las acciones planteadas en el documento de "Lineamientos para fortalecer la expansión del STN".
- Implementar la acción de seguimiento en el CNO a la ejecución de proyectos en el STN y en el STR, para dar las alertas tempranas de impacto operativo de los retrasos de la entrada en operación de los proyectos en generación, transmisión y distribución.
- Apoyar la implementación de las acciones propuestas en el Plan de Acción de restricciones vs. Obras asociadas, y
- Revisar y enviar documento a la CREG de Análisis, impacto y recomendaciones por atrasos de Proyectos de expansión en el STN.

Por lo anterior y como una actividad inherente al ejercicio de las funciones legales del Consejo, es nuestro deber en cualquier momento, dar las alertas tempranas a las autoridades que correspondan sobre los riesgos para la atención confiable, segura y económica de la demanda de energía eléctrica y hacer las recomendaciones pertinentes sobre el tema.

Cordialmente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico


ACOLGEN
NIT.830.044.564-2
Recibido: *[Handwritten Signature]*
7 may 13:20