

Informe CND

Dirigido a: CNO
Martes 20 de octubre de 2015
Documento XM – CND – 079



■ filial de isa

Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

Dirigido al Consejo 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

**Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM – CND – 079
Martes 20 de octubre de 2015**



Temario

1. Seguimiento a variables
2. Panorama Energético

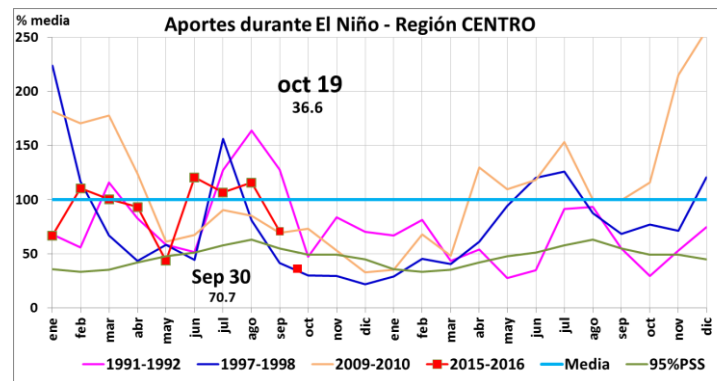
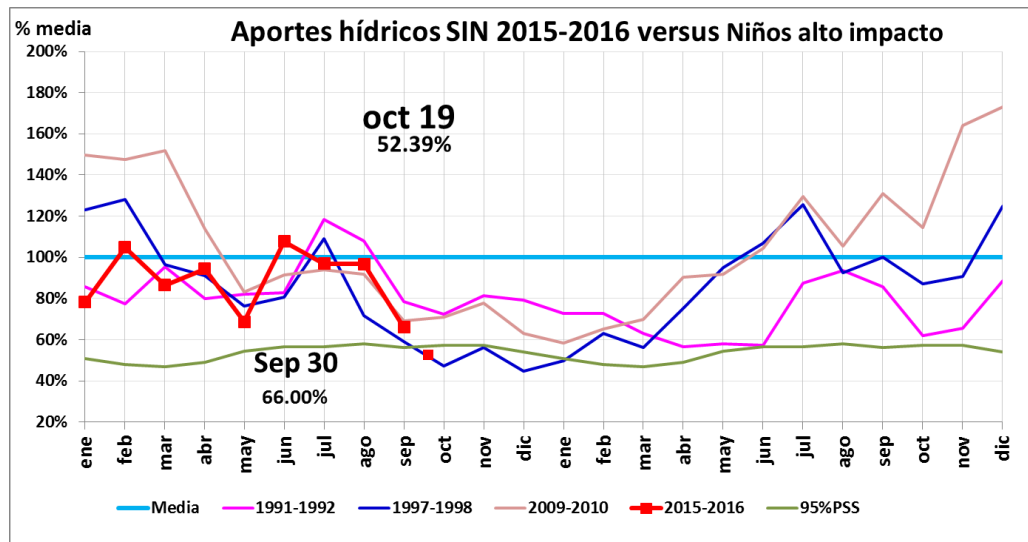
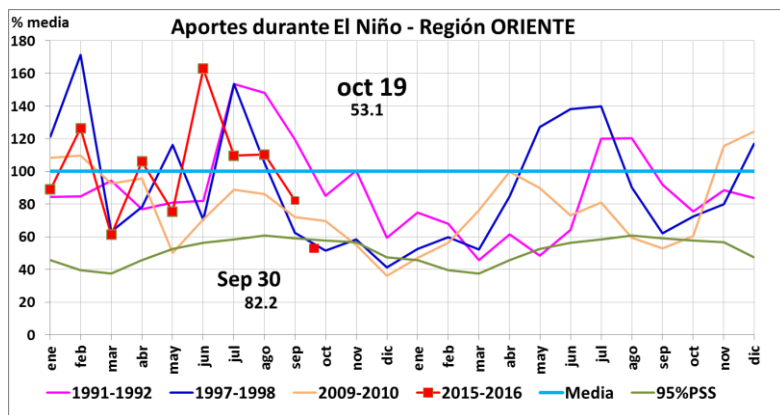
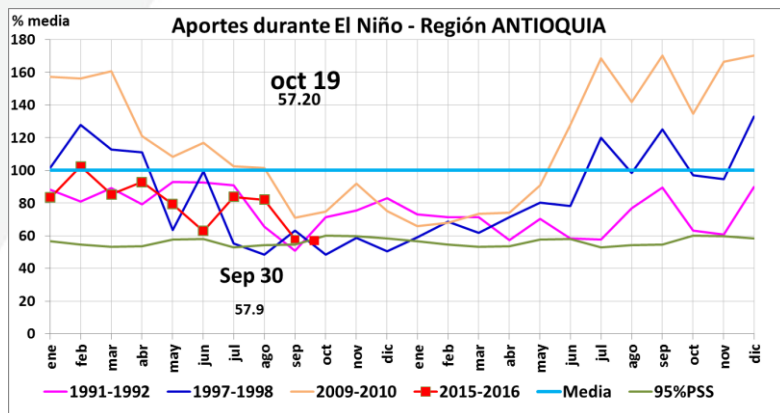




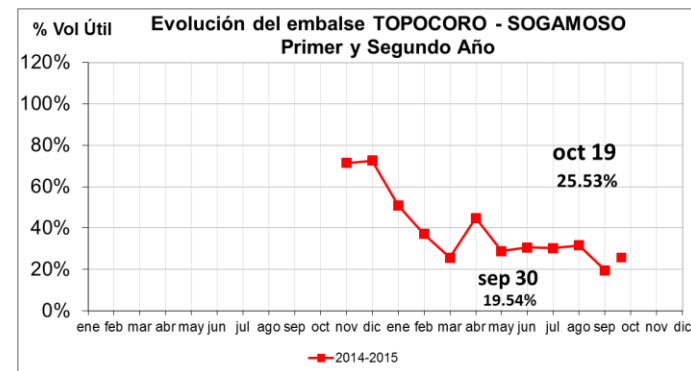
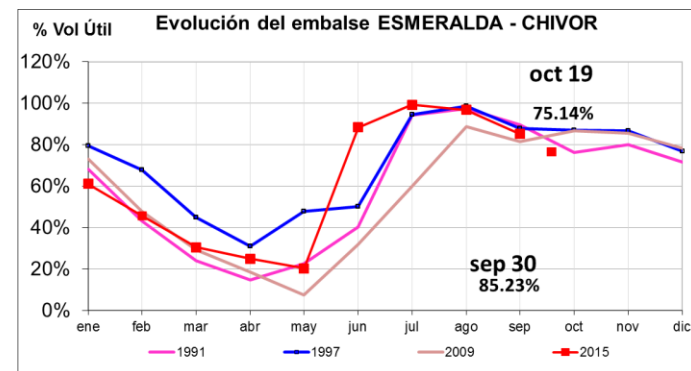
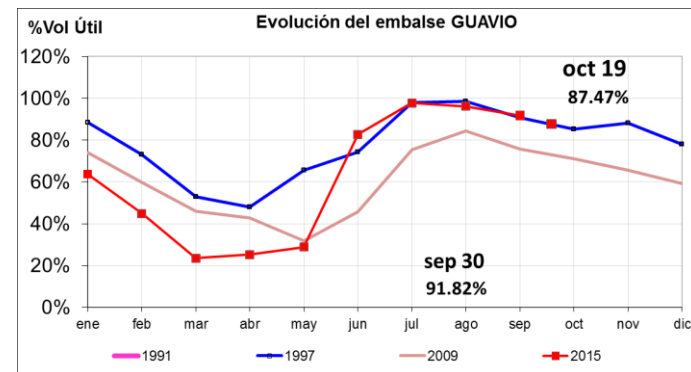
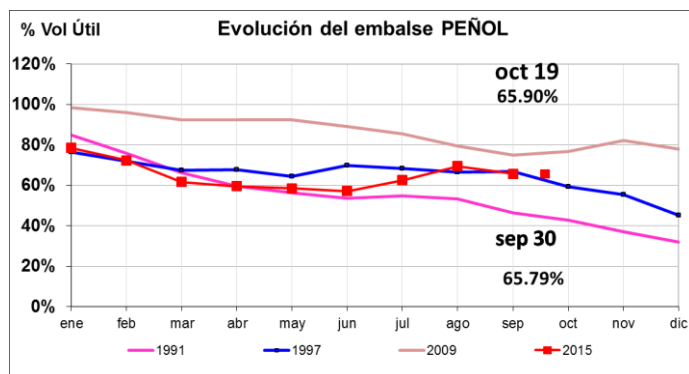
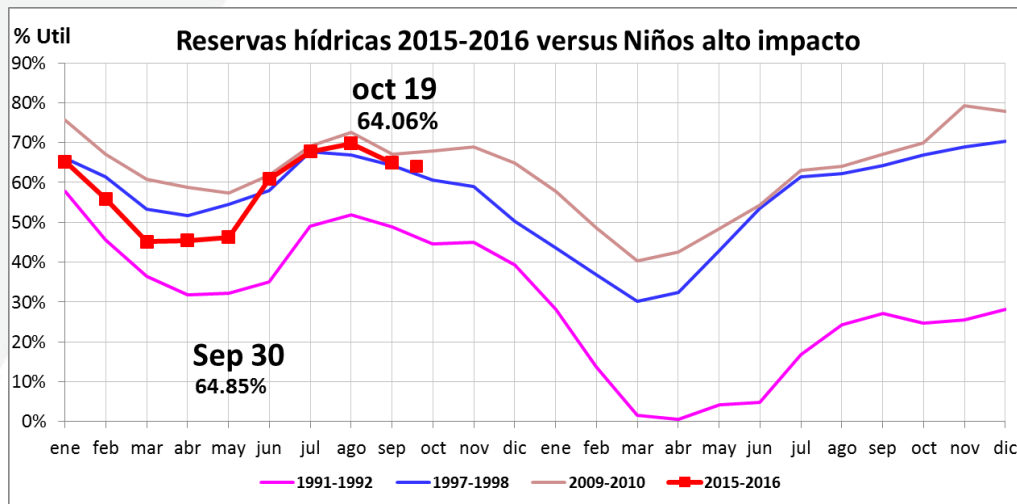
■ filial de isa

1. Seguimiento a variables

A 19 de octubre se tienen aportes promedios de 104.21 GWh-día (52.39%).

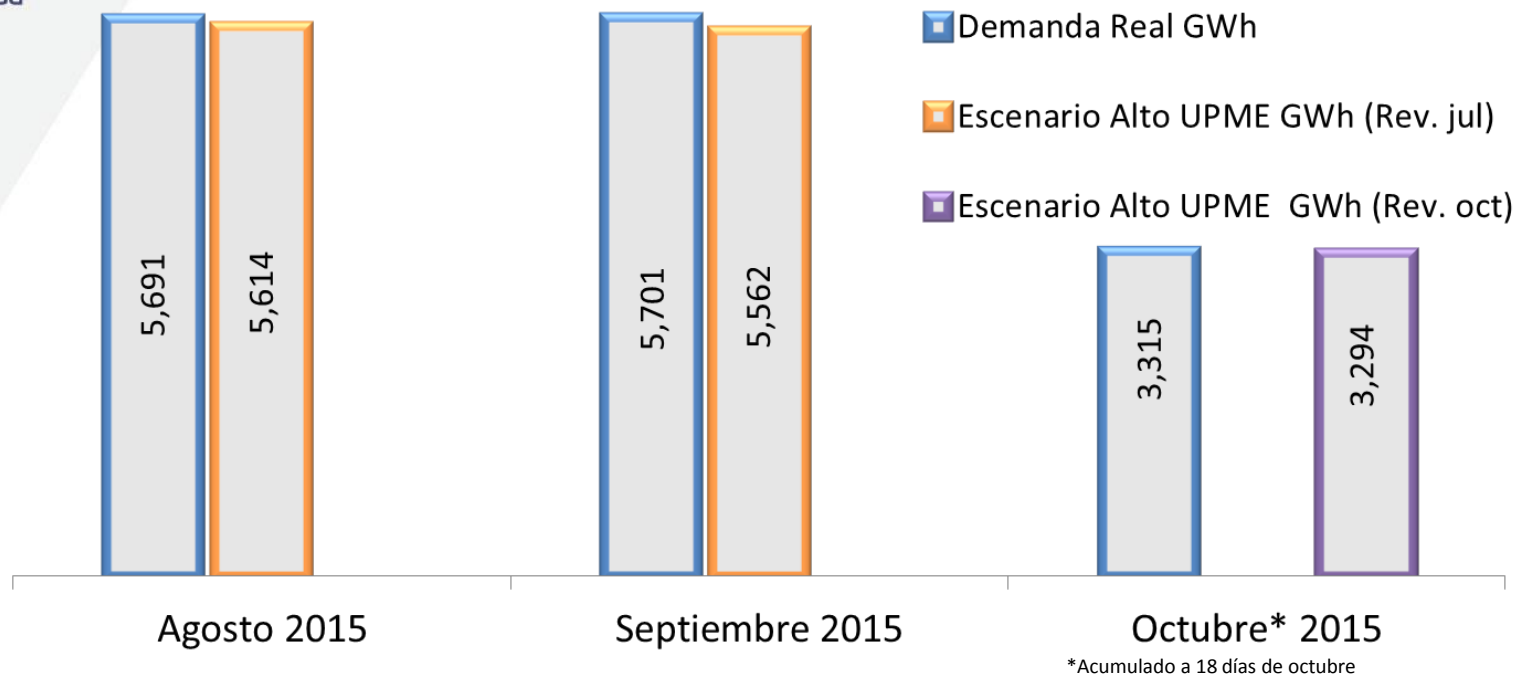


Mes	GWh/día
Ene	94.2
Feb	88.5
Mar	102.5
Abr	159.1
May	214.1
Jun	215.9
Jul	205.4
Ago	183.1
Sep	172.6
Oct	198.9
Nov	201.1
Dic	140.8



Cómo va la Demanda?

■ filial de isa



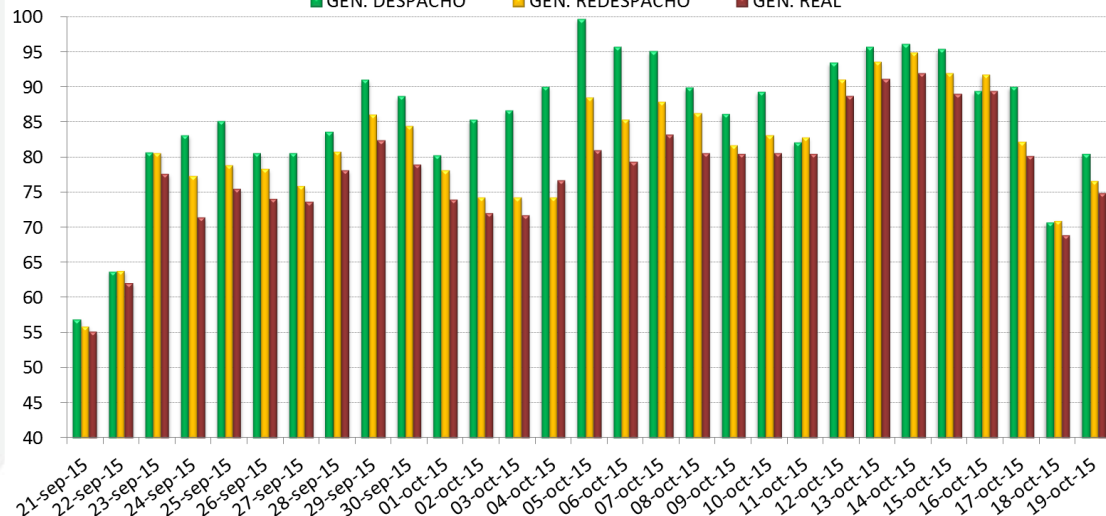
El crecimiento de demanda respecto a los mismos meses del año anterior fue de 5% para agosto y 6.9% para septiembre.

La energía máxima histórica a la fecha se registro el 16 de septiembre y fue de **199.06 GWh**. Así mismo, el 08 de septiembre se registró la máxima demanda de potencia hasta la fecha, con un valor de **10,085 MW**.

GWh

Generación térmica Despacho - Redespacho - Real

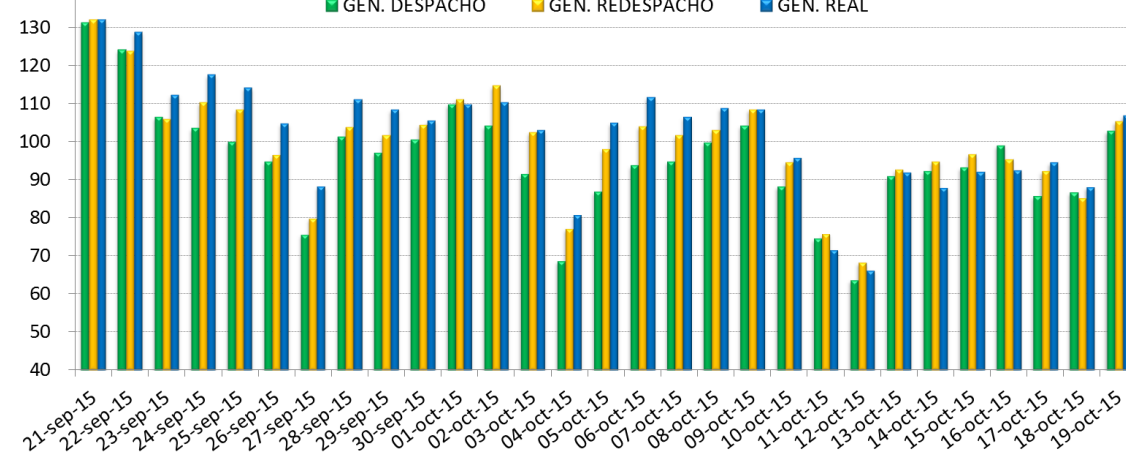
■ GEN. DESPACHO ■ GEN. REDESPACHO ■ GEN. REAL



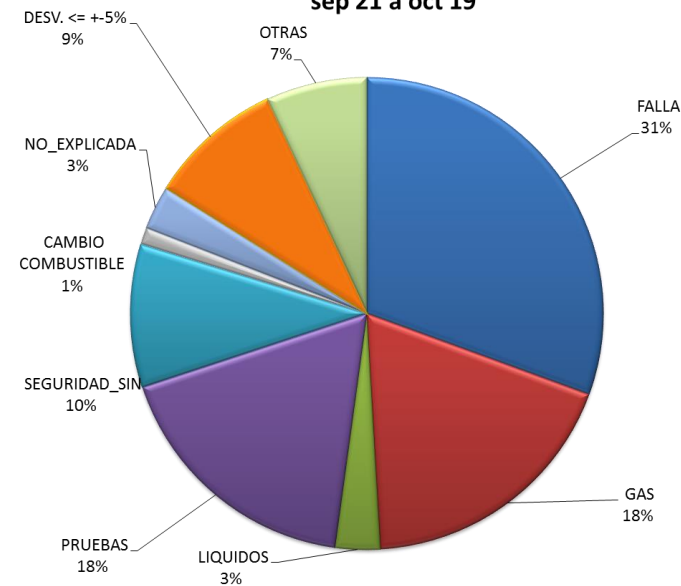
GWh

Generación Hidráulica Despacho - Redespacho - Real

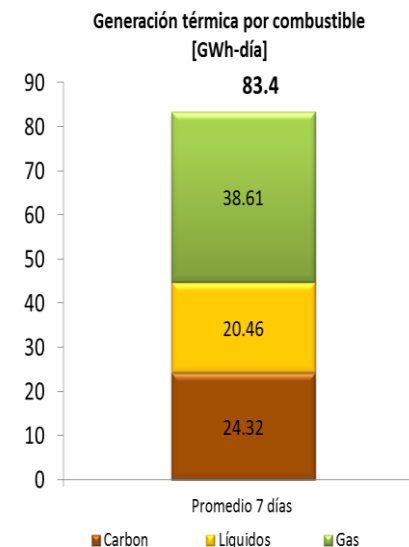
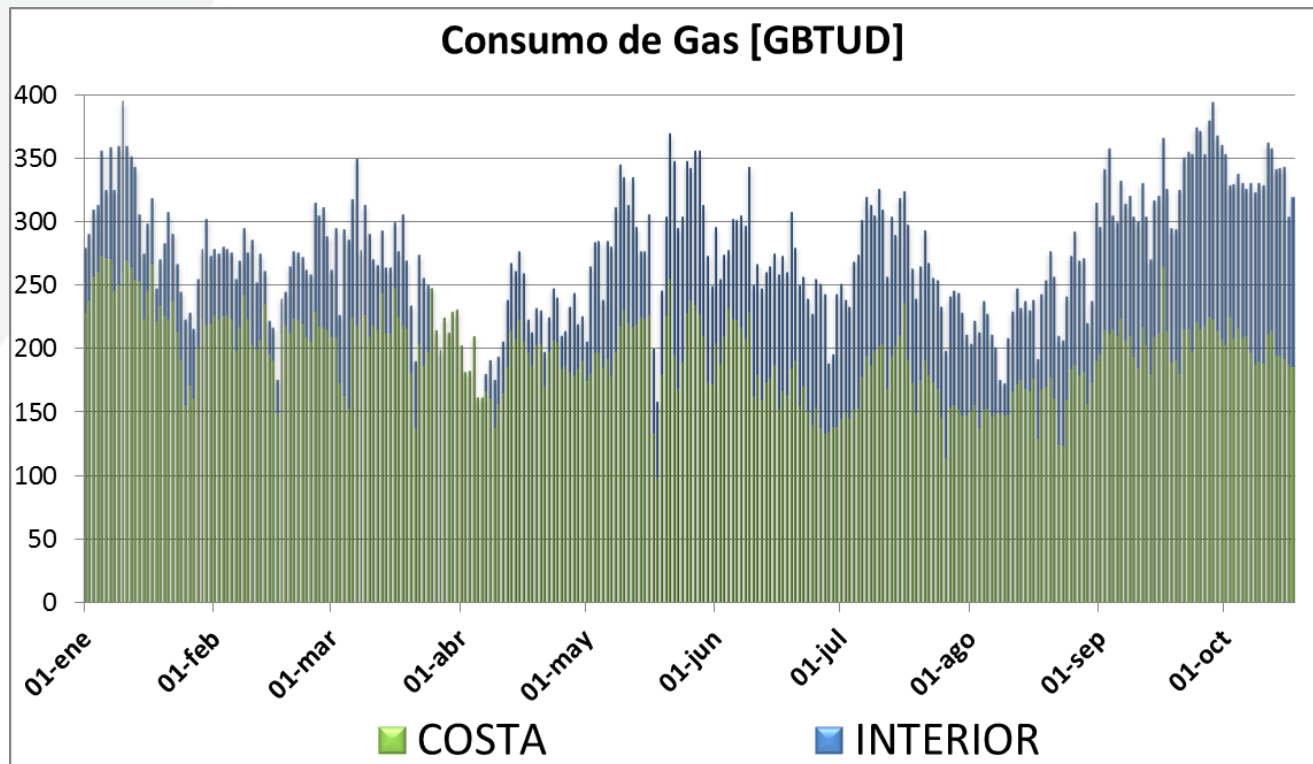
■ GEN. DESPACHO ■ GEN. REDESPACHO ■ GEN. REAL



**Causas desviación absoluta Térmicas
sep 21 a oct 19**



La desviación térmica (programada vs real) acumulada desde el 21 de septiembre a la fecha ha sido de **222.45 GWh.**



Consumo máximo Gas Costa 273.6 GBTUD (05/01/2015)

Consumo máximo Gas Interior 170.8 GBTUD (28/09/2015)



■ filial de isa

2. Panorama Energético

Supuestos

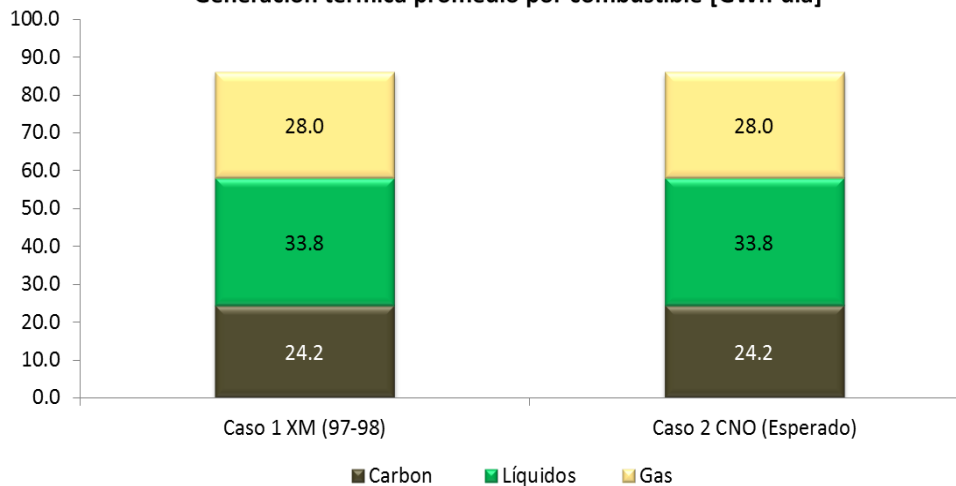
Caso 1 Hidrología 97-98, a partir de mayo de 2016 caso esperado SH (octubre 2015)

Caso 2 Escenario Esperado Subcomité Hidrológico (SH) del CNO. (Octubre 2015)

Escenario Alto de demanda hasta abril, luego escenario medio (Rev. Octubre 2015)

Los contratos de gas incluyen las cantidades reportadas por los agentes

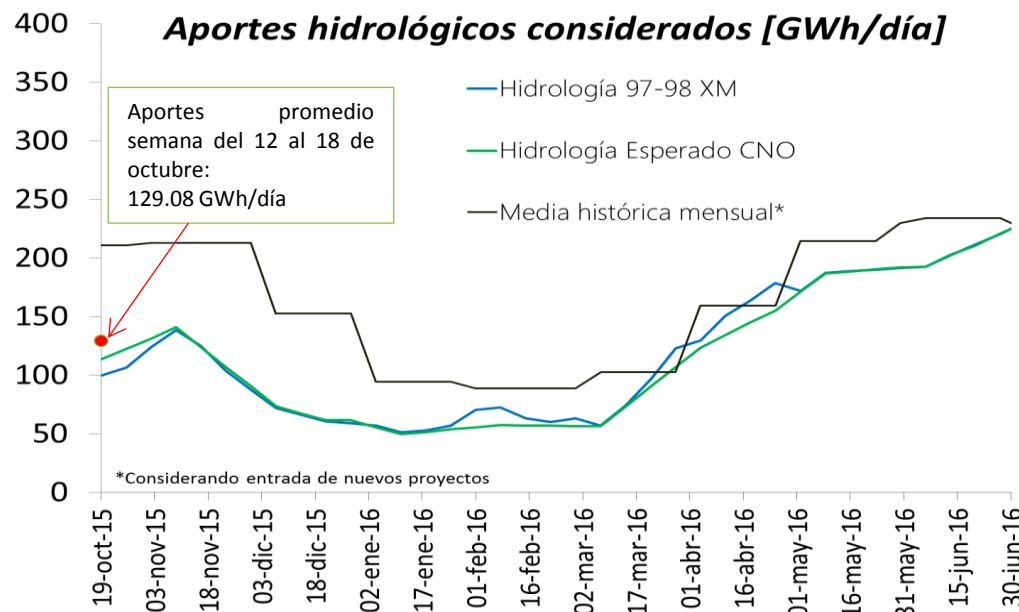
Generación térmica promedio por combustible [GWh-día]



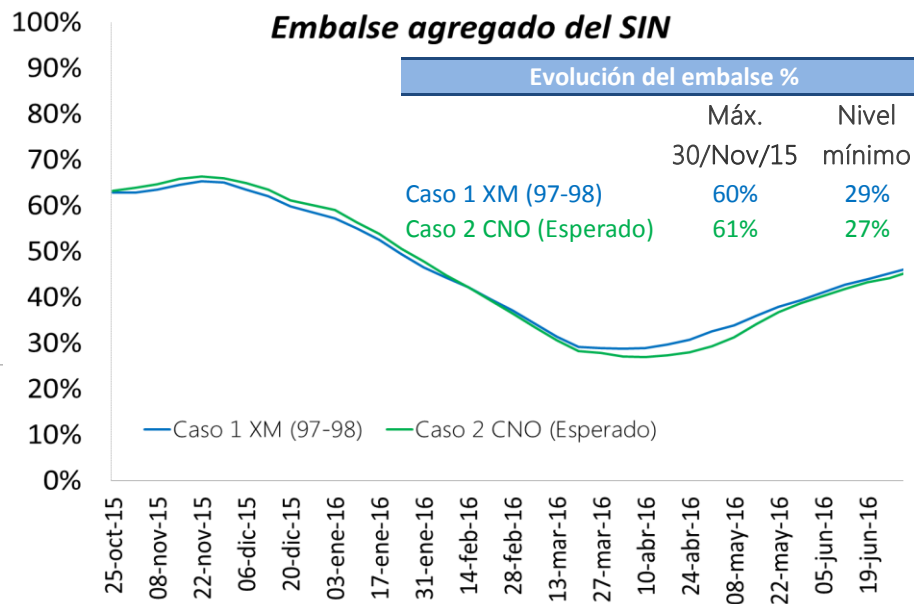
Requerimiento térmica promedio semanal desde la fecha hasta finales de marzo de 2016 es: 87 GWh-día

Resultados simulaciones

Aportes hidrológicos considerados [GWh/día]



Embalse agregado del SIN



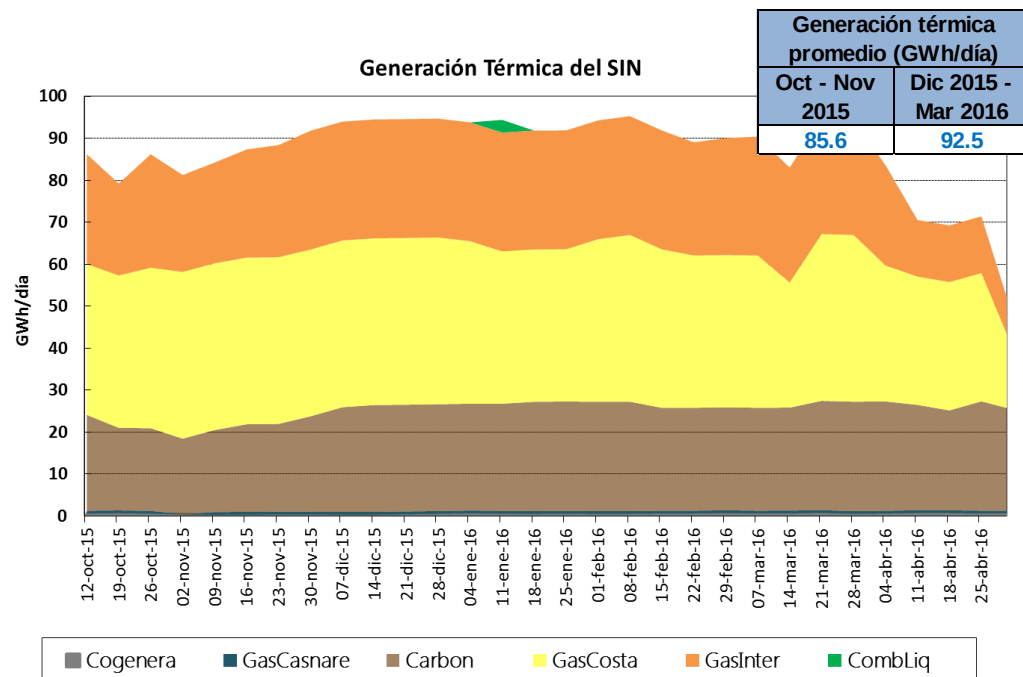
Supuestos

Hidrología 97-98 hasta abril, luego escenario esperado del SH

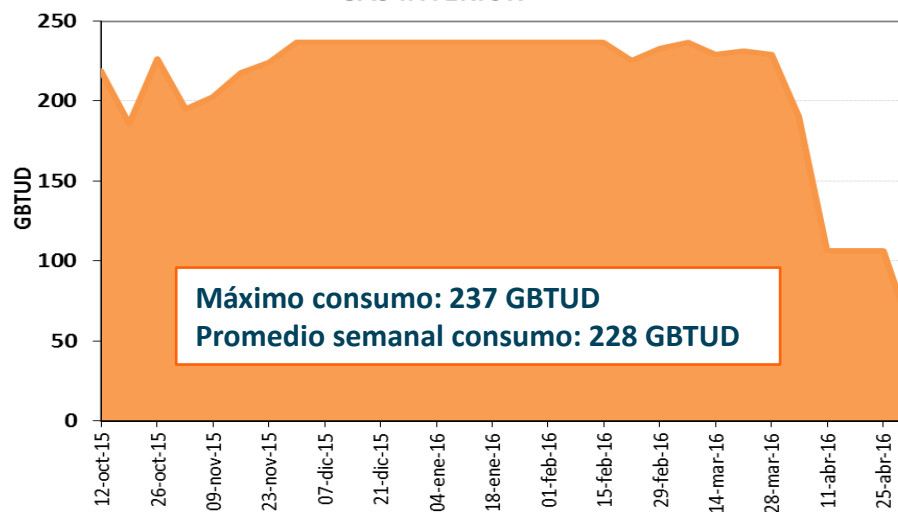
Los contratos de gas son libres a partir de la fecha

Con los supuestos considerados en el modelo energético, la generación térmica promedio requerida desde la fecha hasta noviembre de 2015 es 85 GWh/día, y desde diciembre de 2015 a marzo de 2016 es mayor a 90 GWh/día

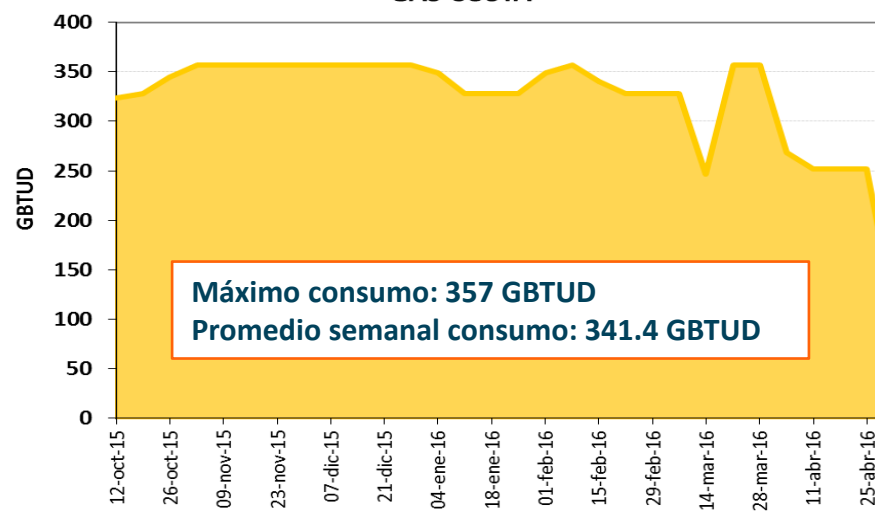
Simulación con Gas Libre



GAS INTERIOR



GAS COSTA



Sensibilidad generación térmica



Generación térmica
promedio semanal **87**
GWh-día (Caso XM 97-
98)

- Embalse 30 de noviembre 60%
- Embalse mínimo al final del verano 29%
- No se presenta déficit

Generación térmica
promedio semanal **80**
GWh-día (Caso XM 97-
98)

- Embalse 30 de noviembre 61.28%
- Embalse mínimo al final del verano 25.75%
- Se presenta déficit, en promedio 2.9% de la demanda.

Generación térmica
promedio semanal **75**
GWh-día (Caso XM 97-
98)

- Embalse 30 de noviembre 61.44%
- Embalse mínimo al final del verano 24.3%
- Se presenta déficit, en promedio 6.7% de la demanda.

Varios de los embalses (Playas, San Carlos, Miraflores, Troneras, La Tasajera, Alto, Muña, Porce II, Porce III, El Quimbo y Topocoro) alcanzan niveles cercanos al 0% en algunas de las etapas de la simulación para los casos en los que se presenta déficit.

El modelo reduce significativamente las exportaciones hacia el Ecuador desde la fecha y hasta el final de la temporada de verano.

- De presentarse condiciones deficitarias en aportes similares a las registradas durante el Niño 97-98 o la esperada por el Subcomité Hidrológico, con supuestos de demanda entregados por la UPME, la disponibilidad de generación hidráulica y térmica reportada y demás información suministrada por los agentes, los resultados de las simulaciones indican que:

**Se requiere Generación
térmica promedio de 87
GWh-día**

- Se requiere mantener los promedios de generación térmica indicados durante al menos 28 semanas.
- Se observa que los indicadores de confiabilidad cumplen con los criterios establecidos en el Código de Operación.
- Los resultados muestran valores promedio semanales superiores a los máximos históricos registrados.
- El SIN cuenta con los recursos necesarios para afrontar una hidrología como la presentada en el Niño 97 – 98, siempre y cuando, se disponga de al menos, la energía firme comprometida por parte de cada uno de los generadores del sistema entre los meses de octubre y marzo.

La persistencia de los niveles de bajos aportes durante el segundo trimestre del 2016 y/o desviaciones considerables de los pronósticos de demanda y/o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y/o prolongados.

- Se sugiere activar en el corto plazo una campaña nacional de ahorro de energía (MME).
- Se sugiere revisar medidas que limitan los aportes de autogeneración, cogeneración y plantas menores (CREG – MME).
- Se debe hacer un seguimiento detallado de la capacidad de producción, los precios, la disponibilidad y el transporte de combustibles fósiles (CACSSE - MME).
- Buscar alternativas que permitan contar con mayor disponibilidad de gas para el sector térmico y alcanzar la generación térmica requerida (Importar gas desde Venezuela, revisar actual esquema contractual, limitar venta de gas en el mercado secundario, entre otros).
- Realizar seguimiento para mantener alta disponibilidad de la infraestructura de producción y transporte de gas y líquidos para el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se cuente con una generación térmica igual o mayor a sus obligaciones de energía firme (CREG – MME).
- Gestionar la coordinación de mantenimientos de activos de transmisión del SIN (STN/STR) y de generación para contar con la máxima disponibilidad de generación (Agentes – CNO)
- Se deben hacer las gestiones necesarias para la entrada anticipada de al menos las siguientes proyectos de expansión del SIN en Generación (Cucuana, Carlos Lleras Restrepo, El Quimbo, San Miguel, Tasajero 2, Gecelca 32) y Transmisión (Armenia, Nueva Esperanza, Tesalia, entre otros) (CREG – MME-SSPD)

- Se requiere contar con información oficial de balance consolidado de gas producción Vs demanda para un horizonte de mediano plazo, con el objetivo de tener claro el panorama de abastecimiento y las eventuales capacidades que se tendrían disponibles para el sector térmico. Así mismo, se debe tener la información oficial de restricciones de transporte de gas, con el fin de conocer la viabilidad de las entregas de gas requeridas por el parque generador térmico. (MME –CNOGas)
- Identificar y gestionar las posibles limitantes que afecten la disponibilidad de las plantas térmicas (suministro de agua para producción de vapor, restricciones ambientales, transporte de combustibles líquidos por carrotanques, entre otras) (MME)
- Crear un grupo especial de trabajo que haga la función de coordinación de logística de líquidos (Mayoristas, Ecopetrol, Generadores Térmicos, entre otros) (Agentes-Gremios)
- Se sugiere revisar la posibilidad de aliviar temporalmente la carga impositiva a los combustibles líquidos empleados para la generación termoeléctrica (MME).
- Se debe hacer seguimiento a la creciente exposición en el mercado (Riesgo Sistémico), de varios generadores y varios comercializadores (SSPD)
- Se recomienda agilizar la implementación de mecanismos de respuesta de demanda como herramientas para la operación segura y confiable del SIN (CREG).



■ filial de isa