

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa

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

Gerencia Centro Nacional de Despacho

Dirigido a: CNO

Documento XM - CND - 014

02 de febrero de 2012



Temario

- Situación Caribe
- Indicadores calidad de la operación
- Evolución variables del SIN
- Análisis energético
- Varios
 - ✓ Costo restricciones por indisponibilidad de Porce III – Cerromatoso
 - ✓ Resumen informe trimestral restricciones
 - ✓ Límite de transferencia a la Costa
 - ✓ Análisis Resolución CREG 146 de 2011
 - ✓ Cumbre de las Américas - Escenarios

Situación Caribe

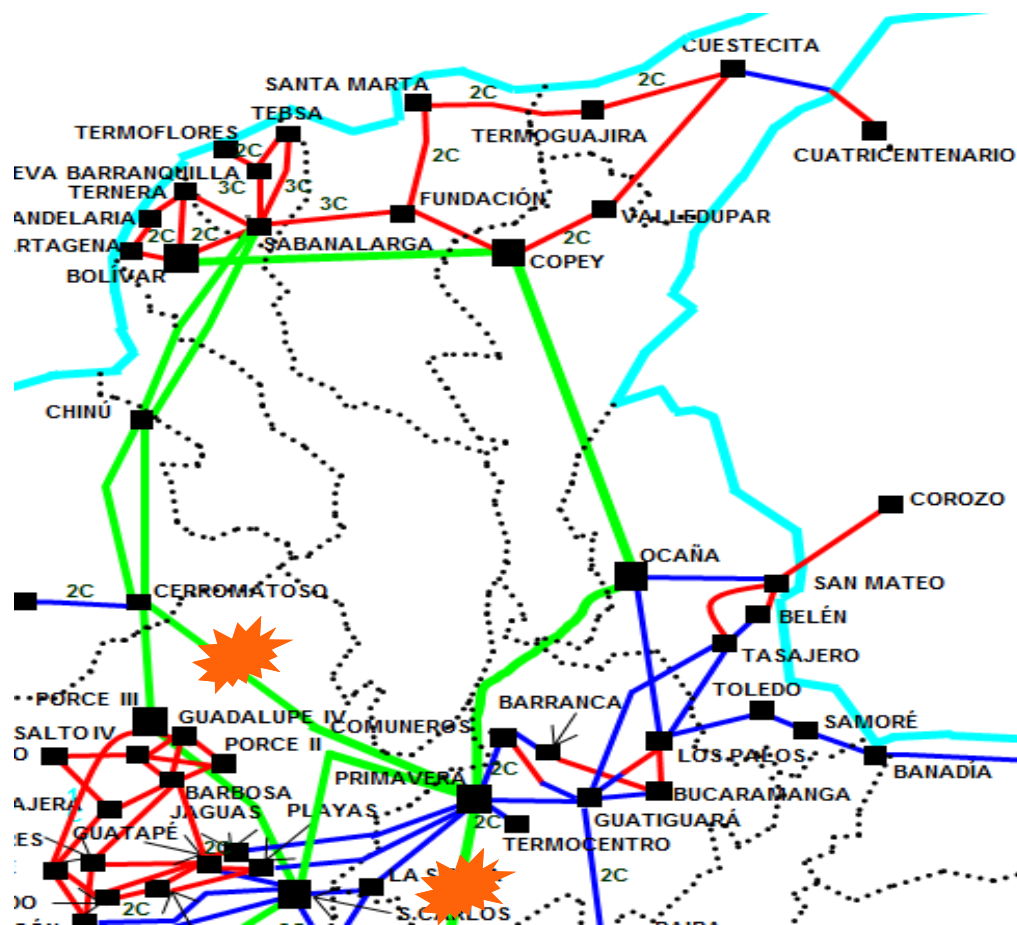


■ filial de isa

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

Eventos de normalización del STN

4



Enero 26: Se normaliza el circuito a 500 kV Primavera-Cerromatoso. Se normaliza el límite de importación del área Caribe a 1525 MW

Enero 30: Se normaliza el circuito a 500 kV Primavera-Bacatá. Se mejora la confiabilidad para Bogotá

Situación Actual

Demanda Eléctrica afectada

0 MW 0 GWh por día

Demanda de gas afectada

Sector Eléctrico

**Gas disponible
250 GBTUD**



**Gasoducto
limitado**

**Gas disponible 0
GBTUD**



**Variante en
construcción**

**Gas disponible
50 GBTUD**



**La Creciente
Ariana Guepajé**

Límite Caribe 1525 MW



**Línea
Primavera
Cerro
Disponible**

Criterios Utilizados para el Despacho Económico

- Se ha mantenido la aplicación de las reglas para la realización del despacho económico programado. Se consideran las ofertas de disponibilidad y precio enviadas por los agentes
- Durante los días en que estuvo indisponible el circuito Primavera-Cerromatoso no se cubrió el acuerdo CNO389 por no tener suficiente disponibilidad de generación, por lo cual se envió correo al CNO el 15 de enero.
- A partir del 27 de enero con la entrada del circuito se cubre nuevamente el Acuerdo CNO389
- La seguridad del área (número mínimo de unidades) y el Acuerdo CNO 389 se cubren con las unidades que generan con líquidos en Atlántico y Bolívar, y Urrá.

Períodos	Número de Unidades	Barranquillas	Guajiras	Flores1	Cartagenas	Urrá
P1 al 9	1	1	2	1	1.5	1
P10 al 14	2	1	2	1	1.5	1
P15 al 18	3	1	2	1	1.5	1
P19 al 22	4	1	2	1	1.5	1
P23 al 24	3	1	2	1	1.5	1

- Dada la Resolución del Ministerio de declaración de racionamiento programado de gas natural se envía al sector gas las eficiencias de las plantas térmicas de la costa que están afectadas por dicho racionamiento

Criterios Utilizados para el Redespacho y la Operación de Tiempo Real

Redespacho

- Se mantienen las consideraciones definidas en el Despacho Económico
- Según el Acuerdo CNO563, una vez realizada la nominación de gas, Tebsa informa el perfil que puede generar y que no pone en riesgo la estabilidad del tubo por cambios de presión, de acuerdo a lo solicitado por Promigas. El redespacho se ajusta con este perfil de generación.

Operación de Tiempo Real

- Se mantienen las consideraciones definidas en el Despacho/Redespacho
- Las autorizaciones se realizan según lo definido en la regulación vigente y se adiciona lo definido en el acuerdo CNO563.

Cubrimiento demanda

Recurso	GENERACIÓN ESPERADA CON TUBO Y TOPOLOGÍA COMPLETA (HOY)	GENERACIÓN ESPERADA SIN TUBO Y TOPOLOGÍA COMPLETA	GENERACIÓN ESPERADA CON TUBO Y FALLA CIRCUITO A 500 KV	Combustible considerado
Proelectrica	84	0	84	Gas
Cartagena	27	27	60	Combustoleo
Candelaria	0	0	0	Diesel
Flores I	65	120	152	Gas (Diesel)
Flores IV	0	0	0	Gas (Diesel)
Tebsa	312	0	434	Gas
Barranquilla	54	54	110	Gas Fuel Oil
Guajira	160	290	290	Gas
Urra	55	55	324	Hidráulica
Total Generación Considerada	757	546	1454	
Limite de importación Caribe	1525	1525	600	
Demanda Máxima Esperada	2054	2054	2054	
TRANSFERENCIA ESPERADA	1297	1508	600	

Consumo de líquidos aproximados actuales

Consumo diario aproximado Plantas Térmicas Costa			
Planta	Diesel Barriles	Combustóleo Barriles	Fuel Oíl # 6 Barriles
Cartagenas		1425	
Barranquillas	589		2356
Total	589	1425	2356

Análisis de Escenarios

Supuestos en suministro de gas

Por restricciones técnicas de las plantas, operación a baja presión de gas o por limitación en el suministro de gases realizan los siguientes supuestos:

- Mientras se tenga el gasoducto bajo las condiciones actuales se consideran disponibles con gas Tebsa, Flores 1, la unidad 2 de Flores 4 y Proelectrica.
- Una vez disponible al variante y en el caso de tener presiones inferiores a 400 psi aguas bajo de Tebsa, se considera que pueden operar Tebsa, Flores 1, la unidad 2 de flores IV, Cartagenas y Proelectrica.
- Con presiones superiores 400 psi se suponen todas las plantas disponibles.

Escenarios Caribe

Numero Enlaces					
3 1525 MW	Necesidad de líquidos.	Necesidad de líquidos.	Operación Normal	Operación Normal	Operación Normal
2 600 MW	Necesidad de líquidos. DNA en máxima	Necesidad de líquidos.	Necesidad de líquidos.	Operación Normal	Operación Normal
1 50 MW	Necesidad de líquidos. DNA en Máx - Med	Necesidad de líquidos. DNA en máxima	Necesidad de líquidos.	Necesidad de líquidos.	Operación Normal
0	Necesidad de líquidos. DNA en Med - Máx	Necesidad de líquidos. DNA en máxima	Necesidad de líquidos.	Necesidad de líquidos.	Operación Normal
		Solo gas TermoGuajira (ST)	Gas Tebsa, Proelectrica, Flores 1 y 2 (100 GBTUD)	Gas restringido (200 GBTUD) Presión < 400 psi	Gas restringido (200 GBTUD) Presión > 400 psi
		Sin limitación de gas			

Disponibilidad
MW a gas costa



filial de isa

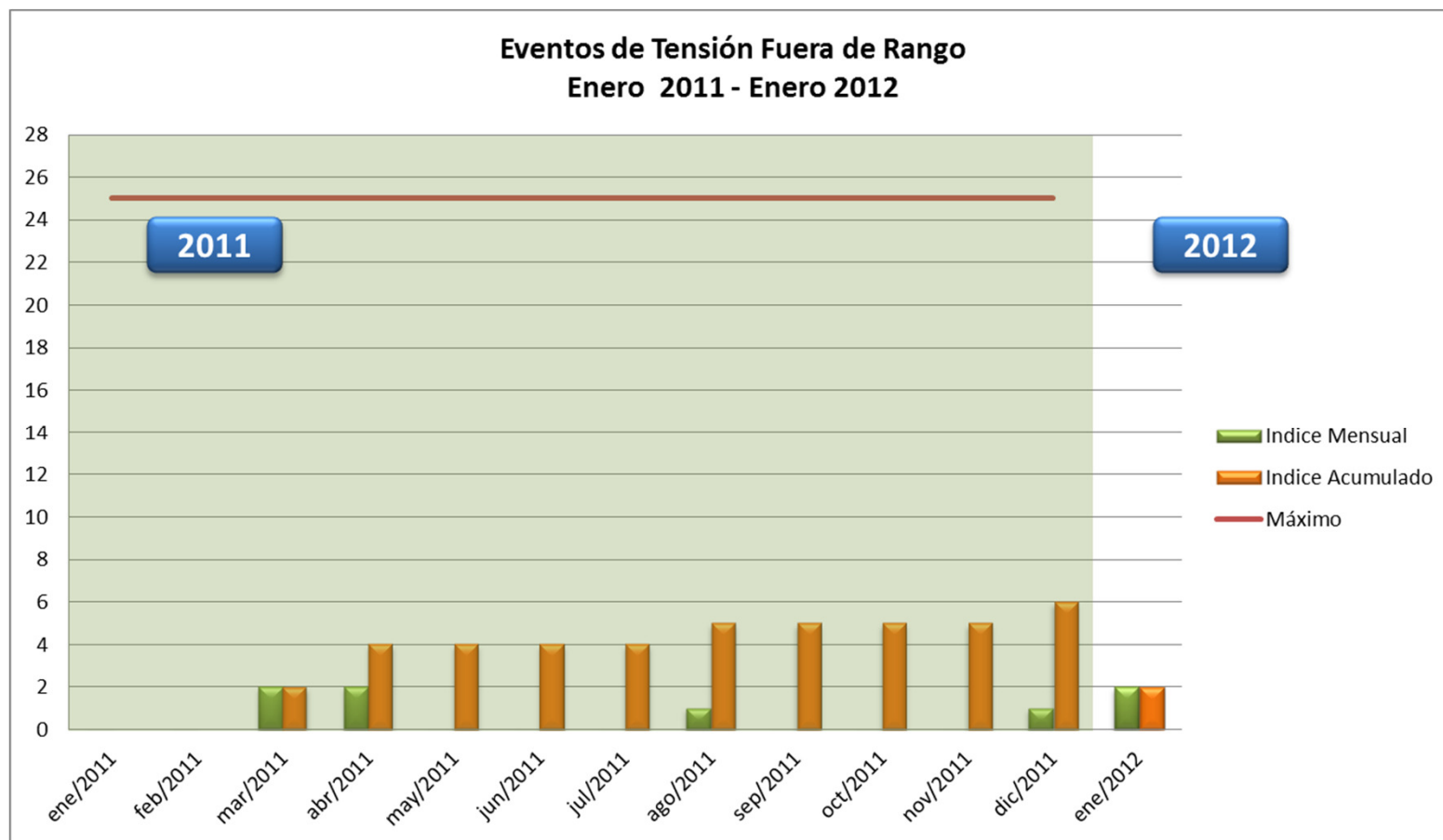
Indicadores calidad de la operación



■ filial de isa

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

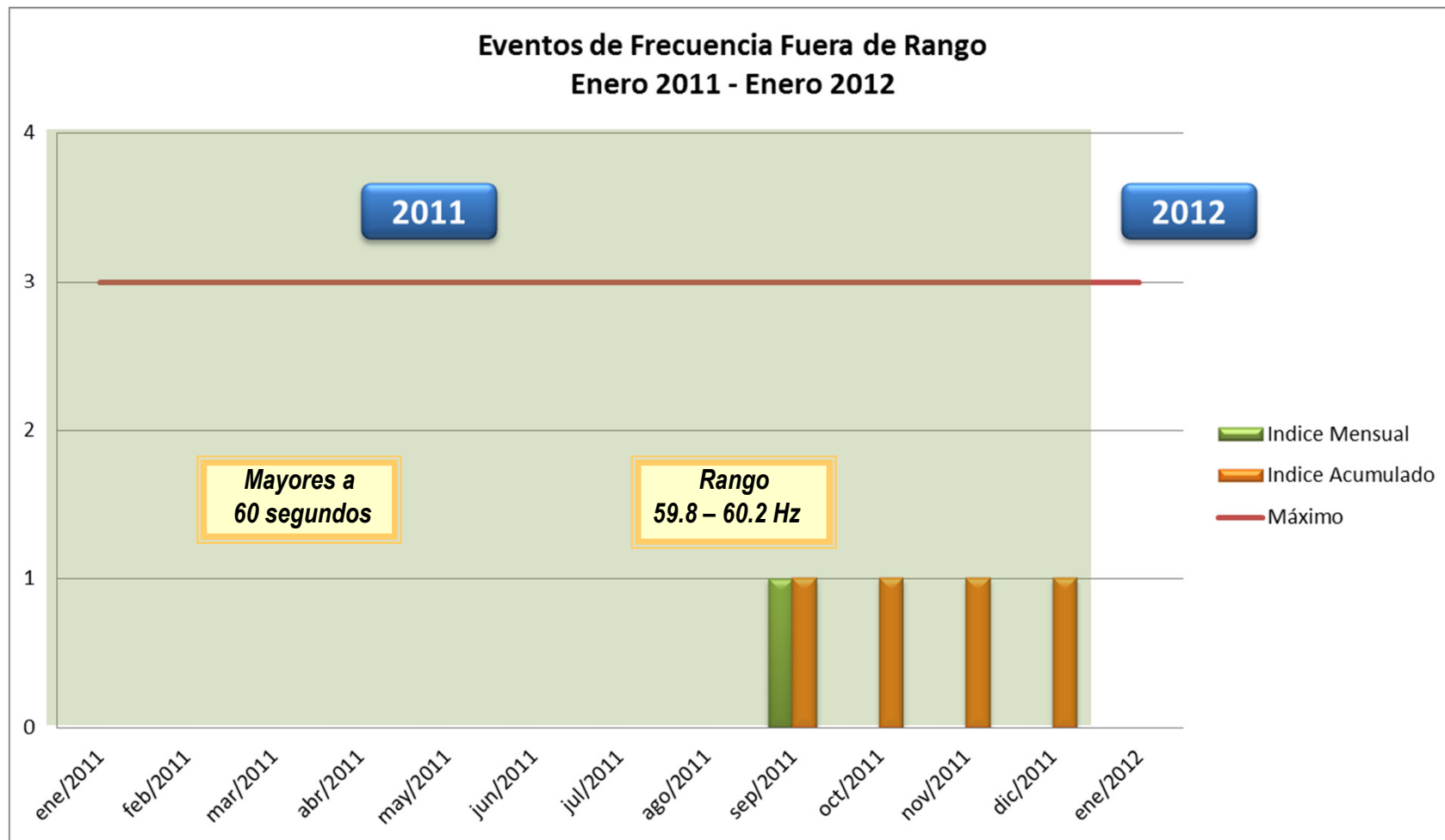
Tensión Fuera de Rango



Eventos de Tensión:

- Enero 03: Disparo de la bahía de línea Pance-Salvajina, estando por fuera el circuito Salvajina-Juanchito 230 kV. Se quedó sin tensión la barra de Salvajina
- Enero 19: Disparo de la bahía de línea Samore hacia Banadia-Caño Limón 230 kV. Se quedó sin tensión la barra de Banadía y Caño Limón

Variaciones de Frecuencia



Eventos Lentos de Frecuencia:

En enero no se presentaron eventos de frecuencia fuera de rango.

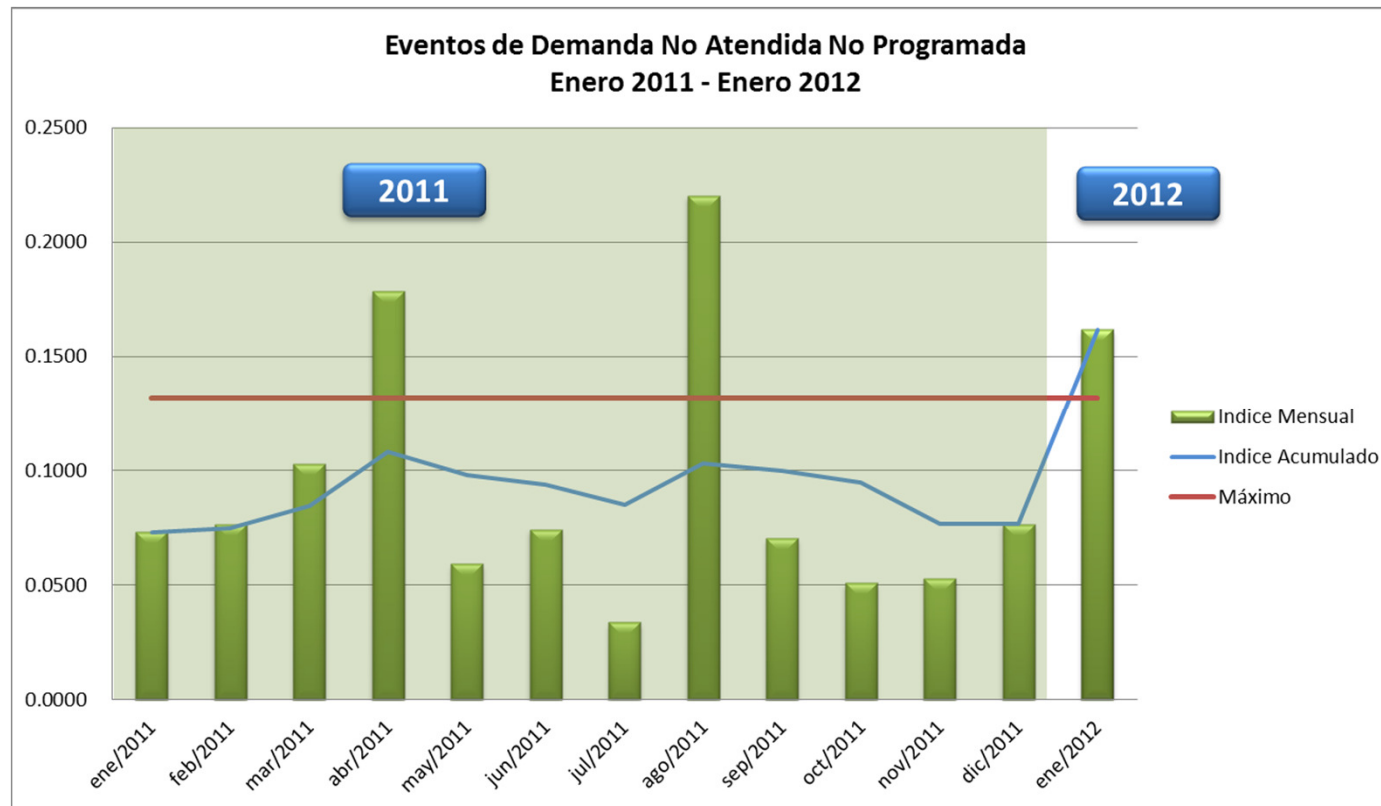
Porcentaje de Demanda NO Atendida



Por **CAUSAS PROGRAMADAS** se dejaron de atender **3.2 GWh**. Las principales causas fueron:

- Enero 11: Apertura de los circuitos Palos-Toledo 230 kV, Samoré-Banadía-Caño Limón 230 kV bajo consignaciones (**1.6 GWh**).
- Enero 27: Apertura del Transformador Copey 1 100 MVA 230/115/34.5 kV bajo consignación (**0.39 GWh**).

Porcentaje de Demanda NO Atendida



Por **CAUSAS NO PROGRAMADAS** se dejaron de atender 7.83 GWh. Las principales causas fueron:

- Enero 16-17: Indisponibilidad de generación por restricciones en el suministro de gas en Atlántico y Bolívar y limitación en el STN por indisponibilidad de Primavera-Cerromatoso (**3.8 GWh**).
- Enero 19: Disparo de la bahía de línea Samoré hacia Banadia-Caño Limón 230 kV. (**0.1 GWh**)
- Enero 12 al 28: Indisponibilidad del circuito a 34.5 kV Caño Limón – Caricare por atentado (**0.26 GWh**)

Evolución variables del SIN



■ filial de isa

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

Variables de la operación en el año 2011

Variables	2010	2011	Variación	Crec.
OFERTA				
Volumen útil diario (GWh)	11,957.1	13,967.9	2,010.8	16.8%
Volumen respecto a capacidad útil	77.8%	88.8%		
Aportes hídricos (GWh)	50,787.2	70,544.8	19,757.6	38.9%
Aportes respecto a la media histórica	106.9%	138.9%		
Vertimientos (GWh)	3,456.7	5,910.8	2,454.1	71.0%
Capacidad neta SIN (MW)	13,289.5	14,420.0	1,130.5	8.5%
GENERACIÓN				
Hidráulica(GWh)	38,088.6	45,583.1	7,494.5	19.7%
Térmica(GWh)	15,590.7	9,383.7	-6,207.0	-39.8%
Plantas Menores (GWh)	2,985.6	3,336.7	351.1	11.8%
Cogeneradores (GWh)	222.7	316.9	94.1	42.3%
TOTAL (GWh)	56,887.6	58,620.4	1,732.8	3.0%
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES				
Exportaciones a Ecuador(GWh)	797.7	1,294.5	496.8	62.3%
Importaciones de Ecuador(GWh)	9.7	8.2	-1.6	-16.3%
Exportaciones a Venezuela(GWh)	0.0	248.8	248.8	===
DEMANDA				
Comercial(GWh)	56,897.3	58,628.6	1,731.3	3.0%
Nacional del SIN(GWh)	56,147.6	57,150.3	1,002.7	1.8%
Regulada(GWh)	37,820.7	38,231.3	410.6	1.1%
No Regulada(GWh)	18,002.0	18,535.9	533.9	3.0%
No atendida(GWh)	48.0	65.0	17.1	35.6%
Potencia(MW)	9,100.0	9,295.0	195.0	2.1%

Evolución de las variables del SIN - año 2011

Demanda Energía

Año 2011

Región	2009	2010	2010 vs. 2009	2011	Crec		2010	2011	2011 vs. 2010	Participación
Centro	13,987.1	14,377.8	2.8%	14,877.0	3.5%	Regulado	37,821	38,231	1.1%	68%
Antioquia	8,126.4	8,263.0	1.7%	8,344.1	1.0%	No Regulado	18,002	18,536	3.0%	32%
Costa Atlántica	10,832.1	11,270.7	4.0%	11,607.3	3.0%	Ind. Manufacturera	7723.9	7,990.2	3.4%	43%
Valle	6,231.7	6,214.7	-0.3%	6,226.2	0.2%	Minas y canteras	3635.4	3,442.0	-5.3%	20%
Oriente	5,447.6	5,517.0	1.3%	5,739.4	4.0%	Servicios sociales	2463.6	2,657.8	7.9%	14%
CQR	2,376.8	2,375.7	0.0%	2,369.1	-0.3%	Comercio, hoteles	1452.4	1,559.4	7.4%	8%
THC	2,126.0	2,178.6	2.5%	2,232.1	2.5%	Electricidad, gas y agua	1281.9	1,369.5	6.8%	7%
Sur	1,623.2	1,672.1	3.0%	1,695.8	1.4%	Transporte	558.9	594.4	6.4%	3%
Chocó	170.2	175.6	3.2%	184.0	4.8%	Agropecuaria	448.0	467.5	4.4%	2%
Guaviare	40.5	41.8	3.2%	41.6	-0.5%	Financieros	391.5	423.8	8.3%	2%
* Cargas STN	2,991.8	3,075.4	2.8%	2,972.0	-3.4%	Construcción	46.6	31.4	-32.6%	0.3%

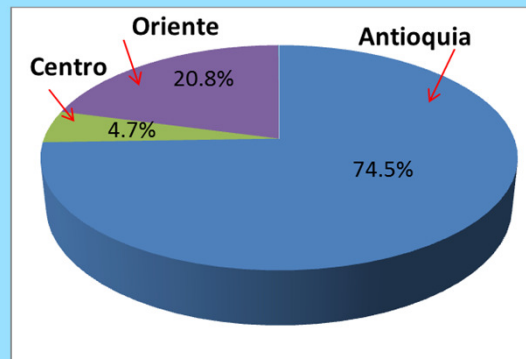
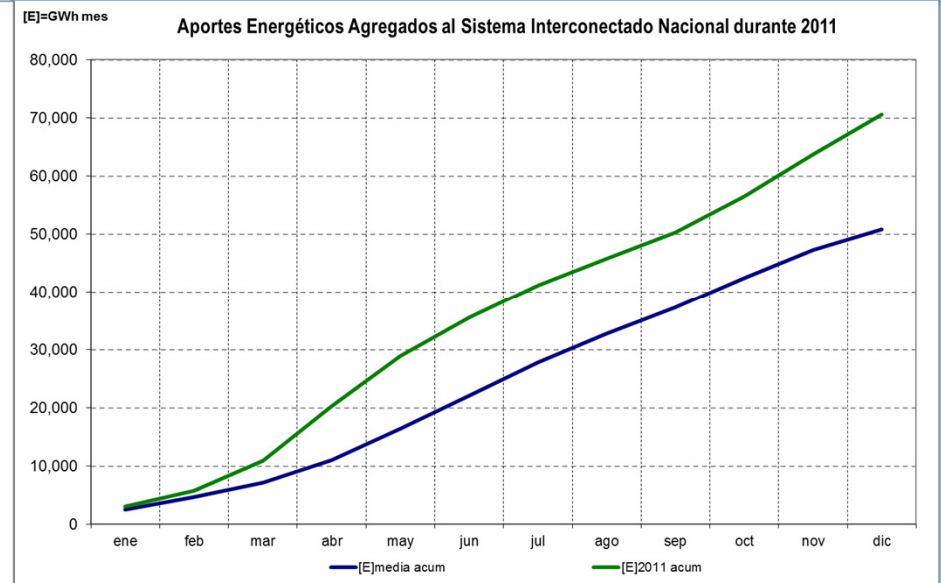
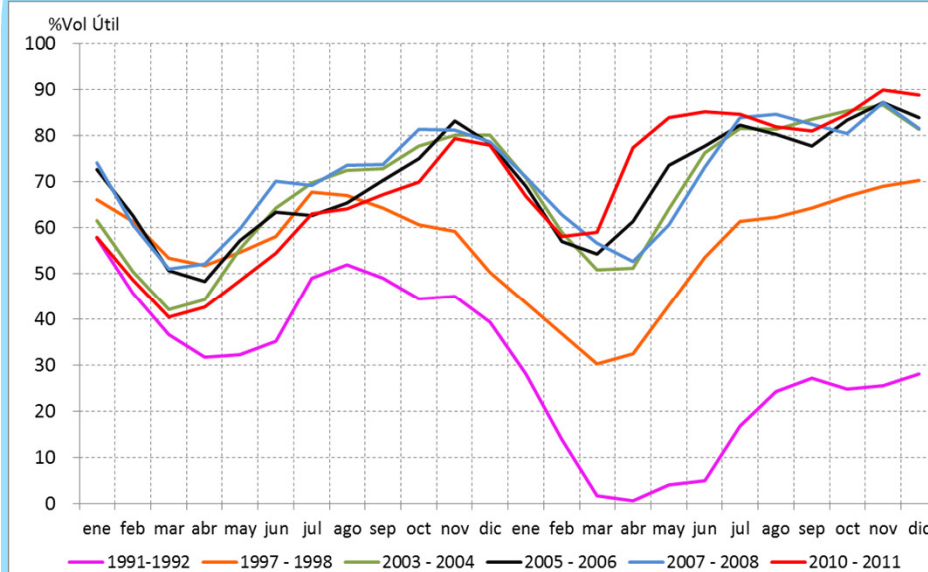
	2009	2010	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	2011
GWh	54,679	56,148	4,667	4,359	4,801	4,587	4,855	4,694	4,817	4,979	4,841	4,883	4,791	4,876	57,150
%	1.8%	2.7%	2.0%	-1.1%	-1.8%	-0.5%	1.4%	2.3%	2.3%	4.3%	3.8%	1.3%	3.8%	3.6%	1.8%

Evolución de las variables del SIN – año 2011

Hidrología

Vol util dic 31: 88.8%

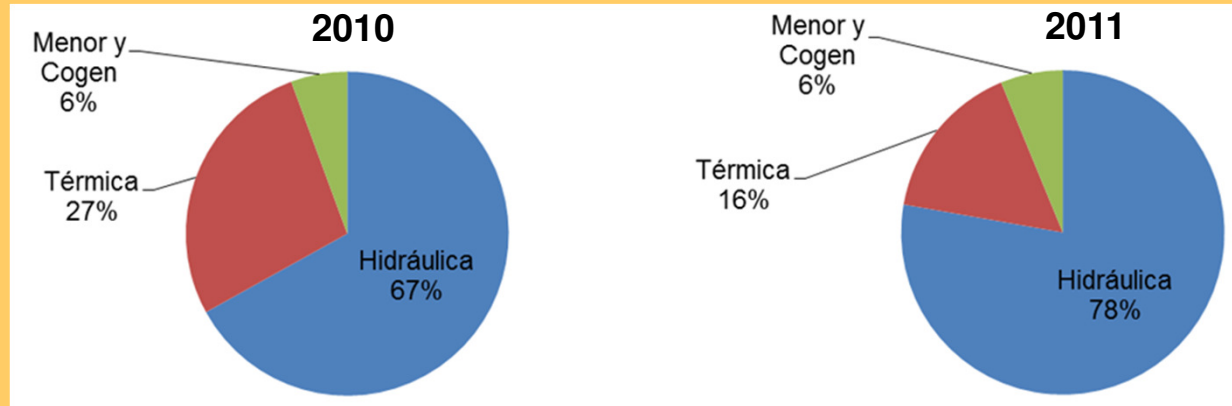
Aportes año: 138.9%



Vertimientos: 5,911 GWh

Evolución de las variables del SIN - Año 2011

Otras Variables



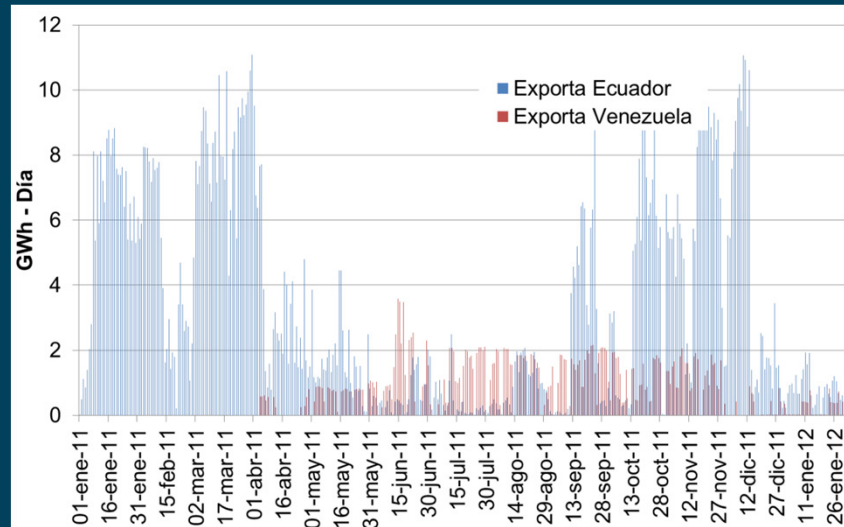
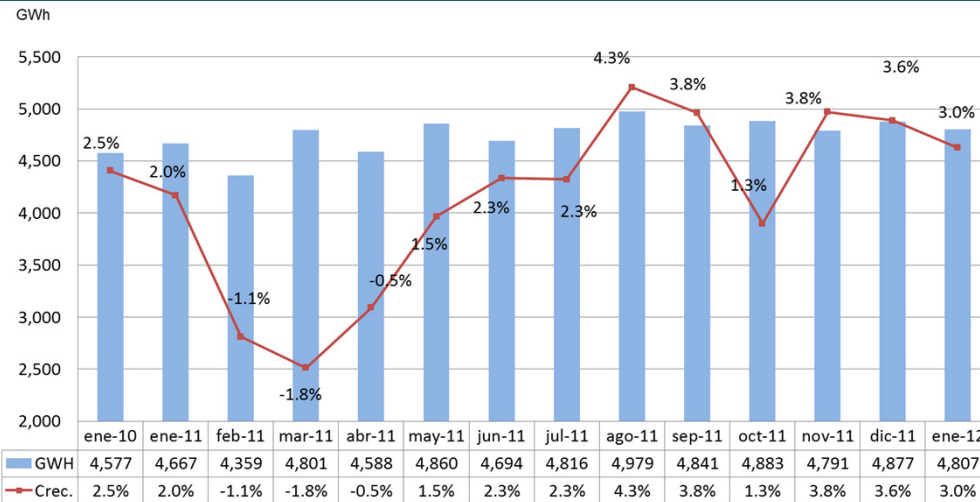
Generación

Recursos	MW	%	Variación (%) 2011- 2010
Hidráulicos	9,185	63.7%	7.7%
Térmicos	4,545	31.5%	11.2%
Gas	3,053		
Carbón	991		
Fuel - Oil	314		
Combustóleo	187		
ACPM	0		
Menores	635	4.4%	2.3%
Hidráulicos	533		
Térmicos	83		
Eólica	18		
Cogeneradores	55	0.4%	-0.2%
Total SIN	14,420	100%	8.5%

Capacidad Efectiva

Evolución de las variables del SIN – Enero 2012

Demanda (preliminar)



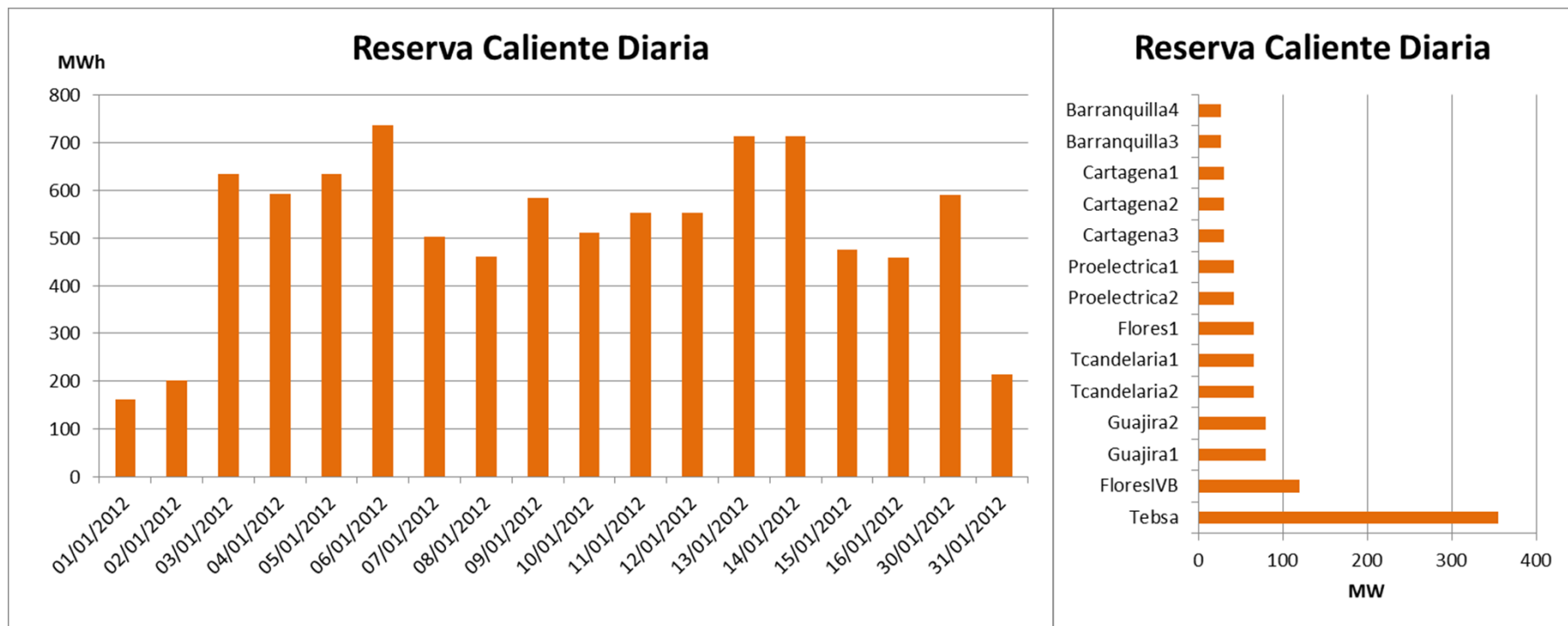
Enero 31 de 2012



Aplicación Acuerdo 389 – Reserva caliente

Enero 2012

Aplicando el Acuerdo 389 del CNO se están programando en el despacho plantas para invocar reserva caliente en 30 minutos.



Análisis energético



 filial de isa

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

Supuestos

INFORMACIÓN BÁSICA	DEMANDA	ENERGÉTICOS	RESULTADOS
Horizonte 2 años Resolución semanal			
Plan de expansión UPME Parámetros declarados (CEN y Heat Rate) IH – ICP	Colombia (Nov/2011) Escenario Medio UPME	Disponibilidad Gas Interior 120 GBTUD Costos UPME Gas, Carbón y Combustibles líquidos Octubre/2011	Determinísticos Esperado SHyPH Real 2009-2011
Desbalances hidrológicos 14 GWh-día Plantas menores y Cogeneradores 7.6 GWh-día	Ecuador (Ene/2012) Coordinado 9 GWh - día	Hidrologías Esperado SHyPH Real 2009-2011	

Supuestos – Disponibilidad Combustible costa

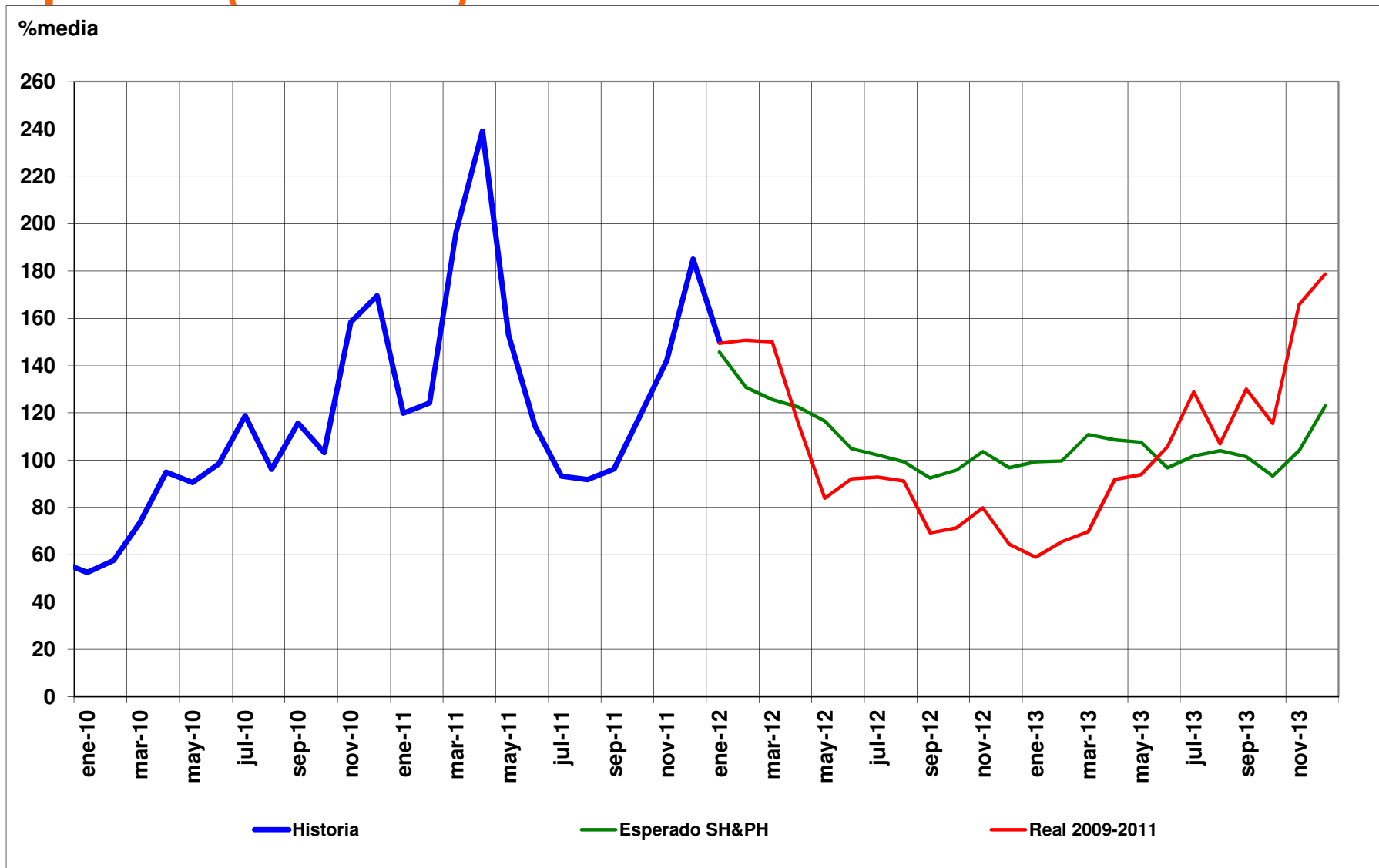
Combustible	Escenario	Hoy – 6 de febrero. (GBTUD)*	6 de febrero – 6 agosto (GBTUD)	6 agosto – final horizonte (GBTUD)**
Líquidos	Cartagena (Combustóleo) y Barranquillas (Fuel Oil # 6) Libres Flores + Candelaria Max 18000 Barriles Diarios – Aprox 10 GWh-día			
Gas	1	ST: 0 GBTUD	100 GBTUD	350 GBTUD
	2	CT: 100 GBTUD	100 GBTUD	350 GBTUD

* No se tiene restricción en el gas de Termoguajira

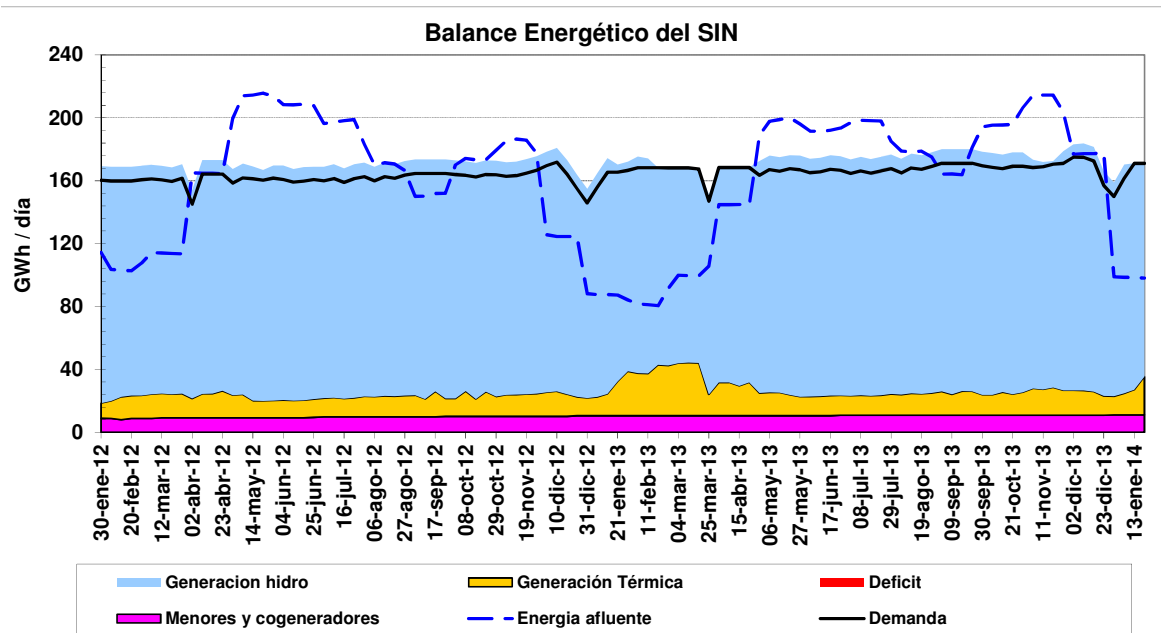
** Incluye todas las térmicas de la costa

Se considera un limite de intercambio entre el interior y la costa de 1200 MW.

Aportes (% Media)

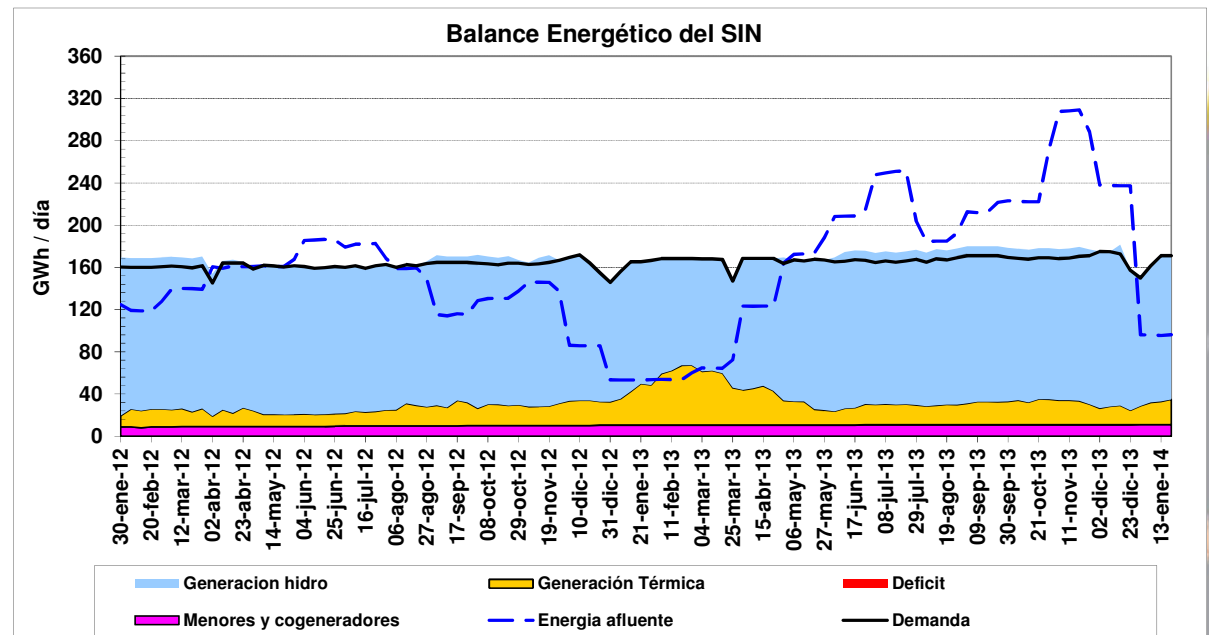


Balance (GWh/día) ST

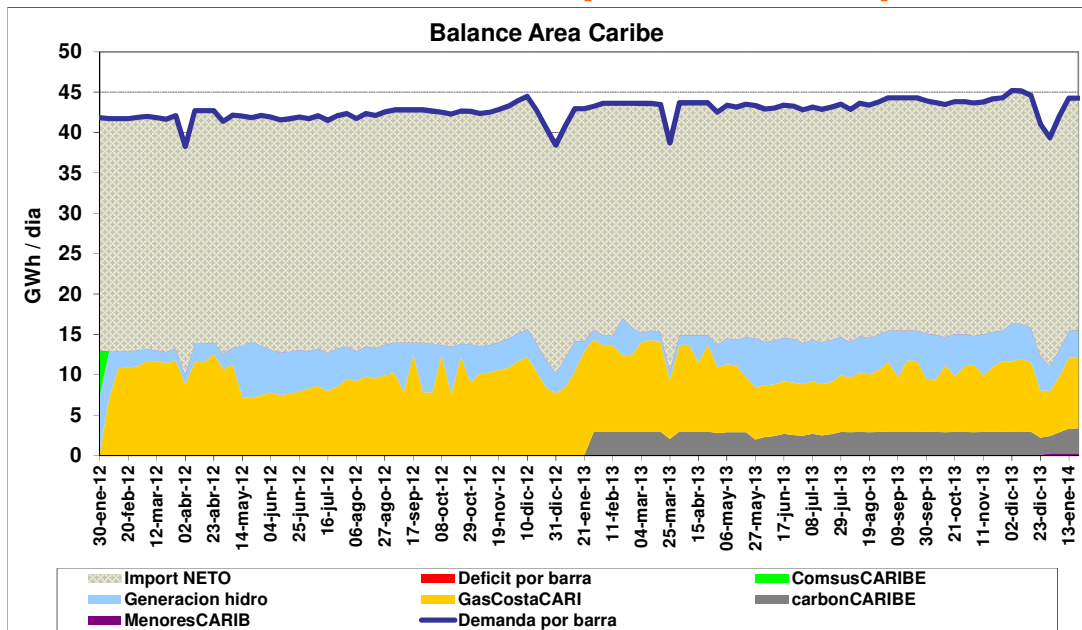


Hidrología
Esperada SH&PH

Hidrología
2009-2011

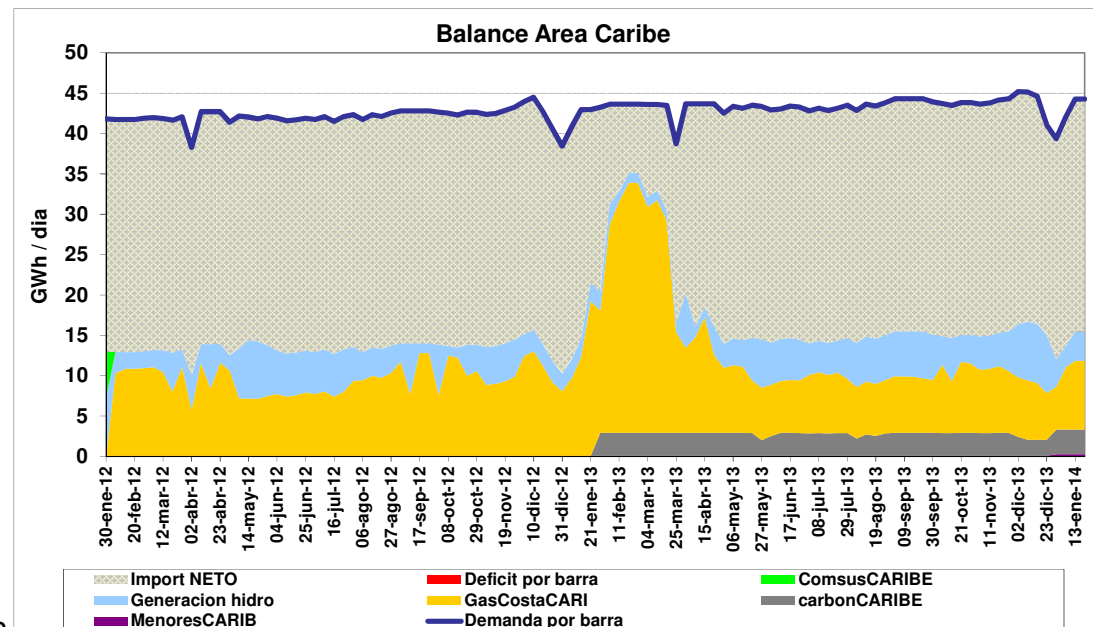


Balance Costa (GWh/día) ST

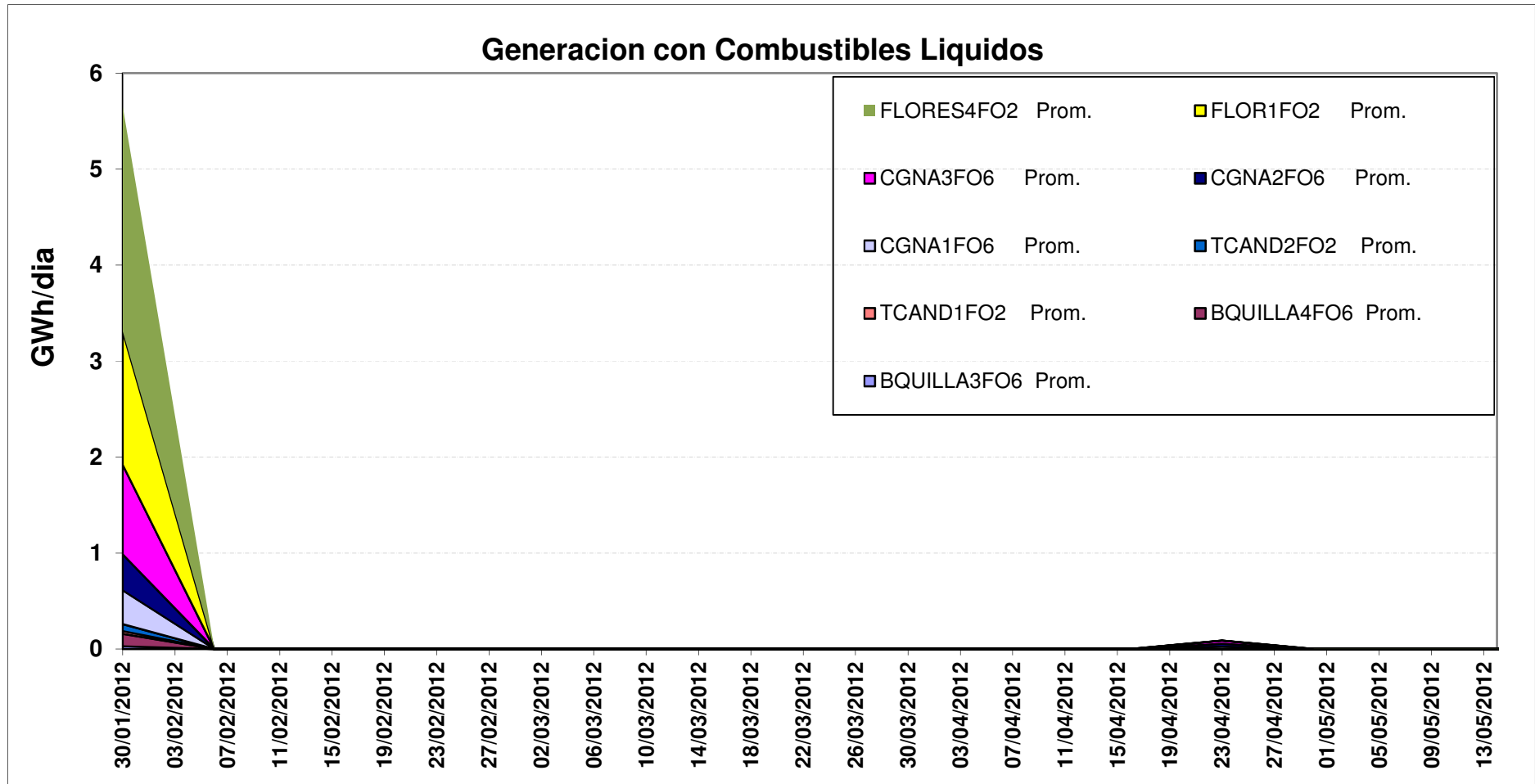


Hidrología
Esperada SH&PH

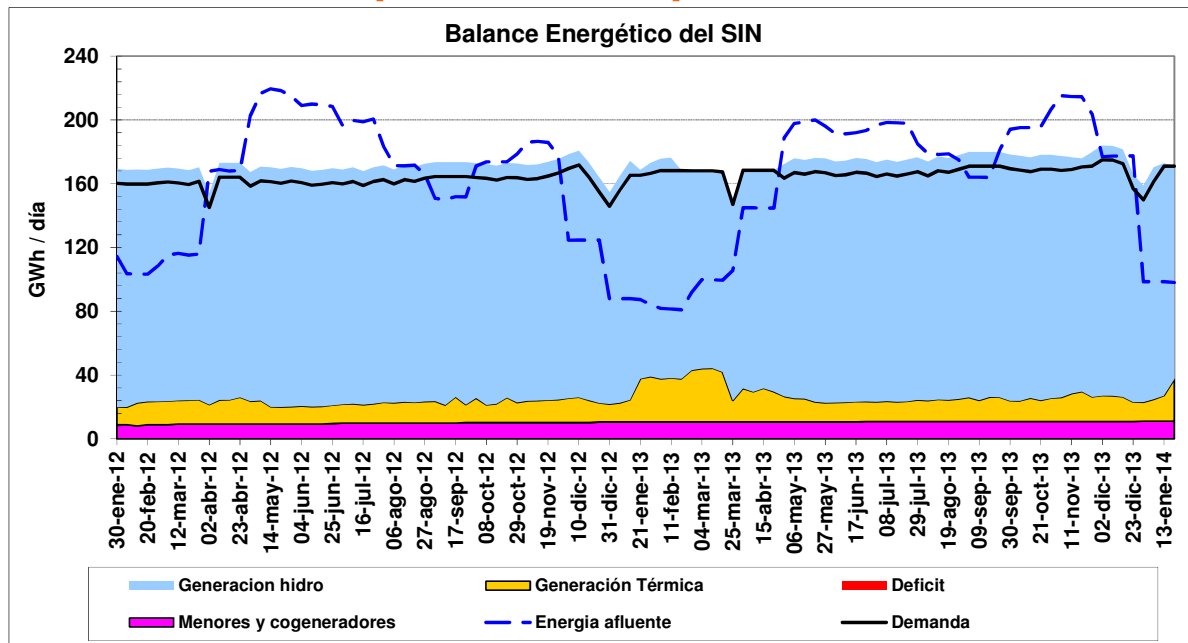
Hidrología
2009-2011



Generación Líquidos (GWh/día) ST

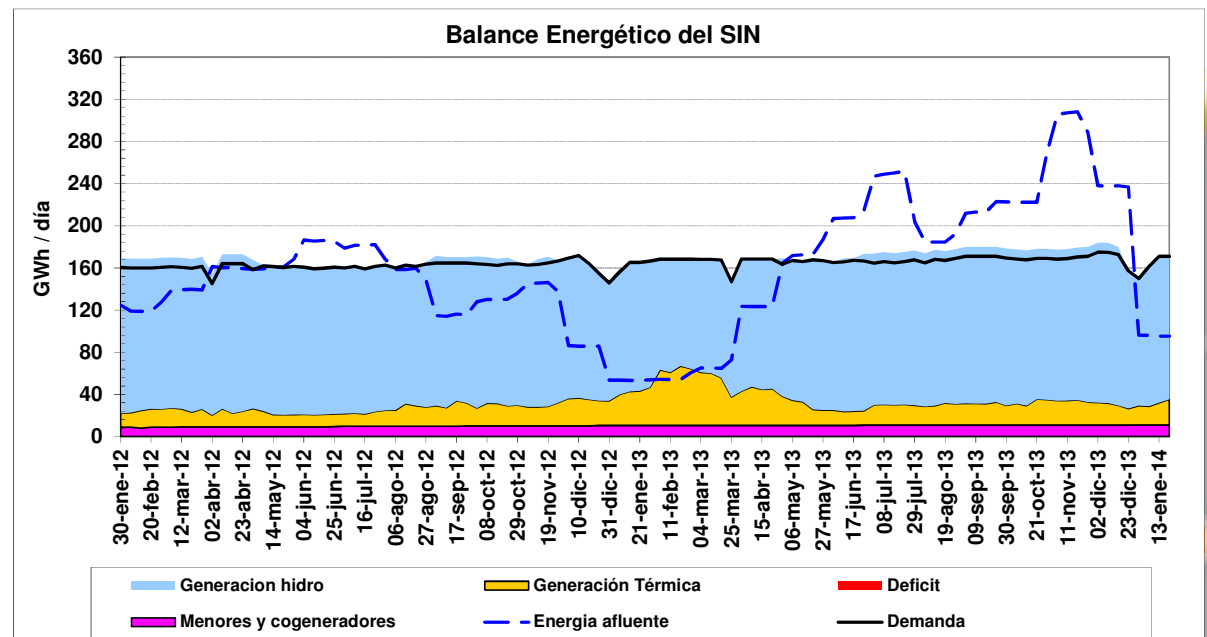


Balance (GWh/día) CT

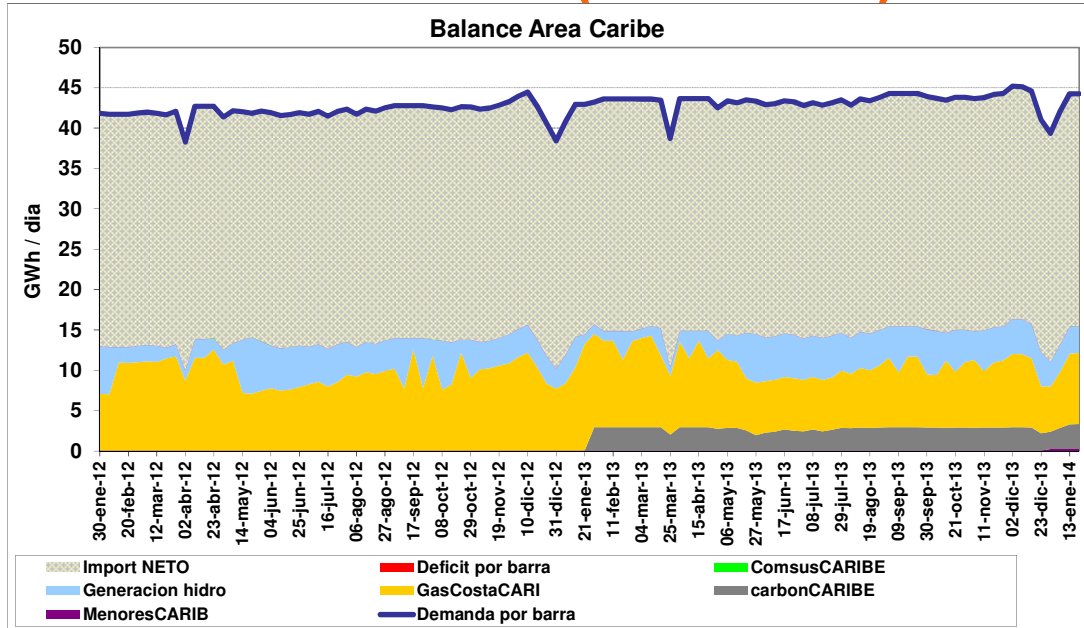


Hidrología
Esperada SH&PH

Hidrología
2009-2011

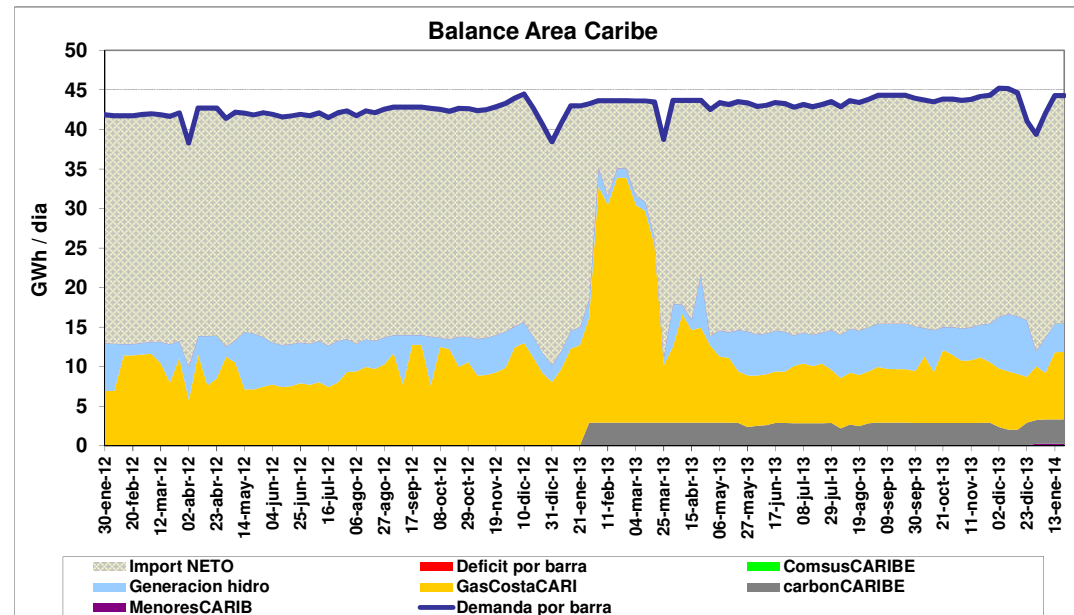


Balance Costa (GWh/día) CT

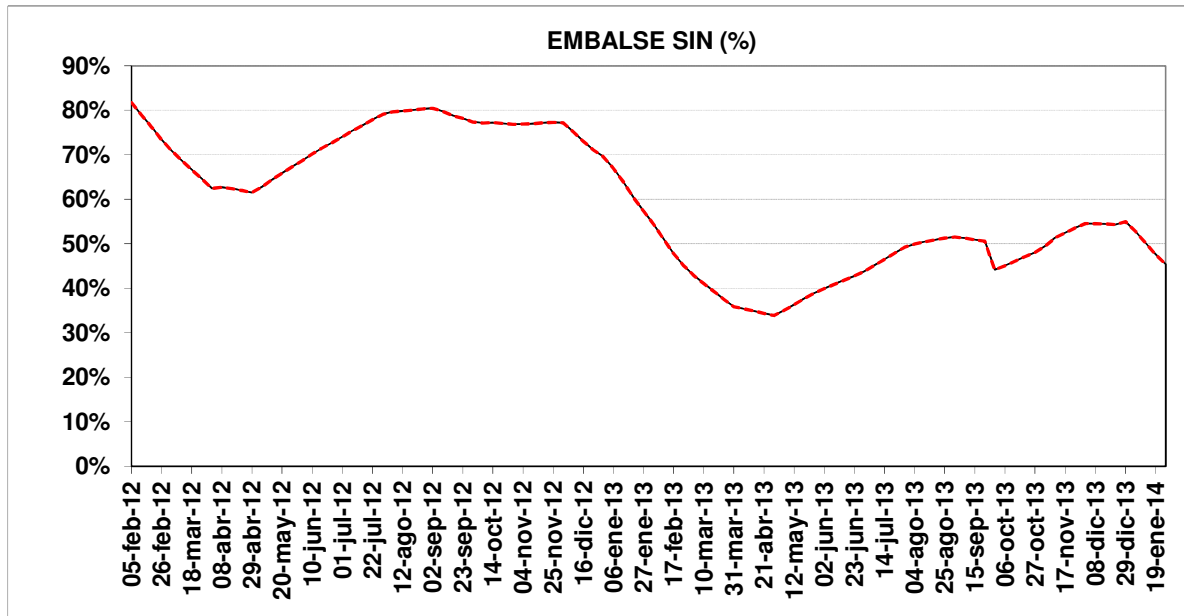


Hidrología
Esperada SH&PH

Hidrología
2009-2011

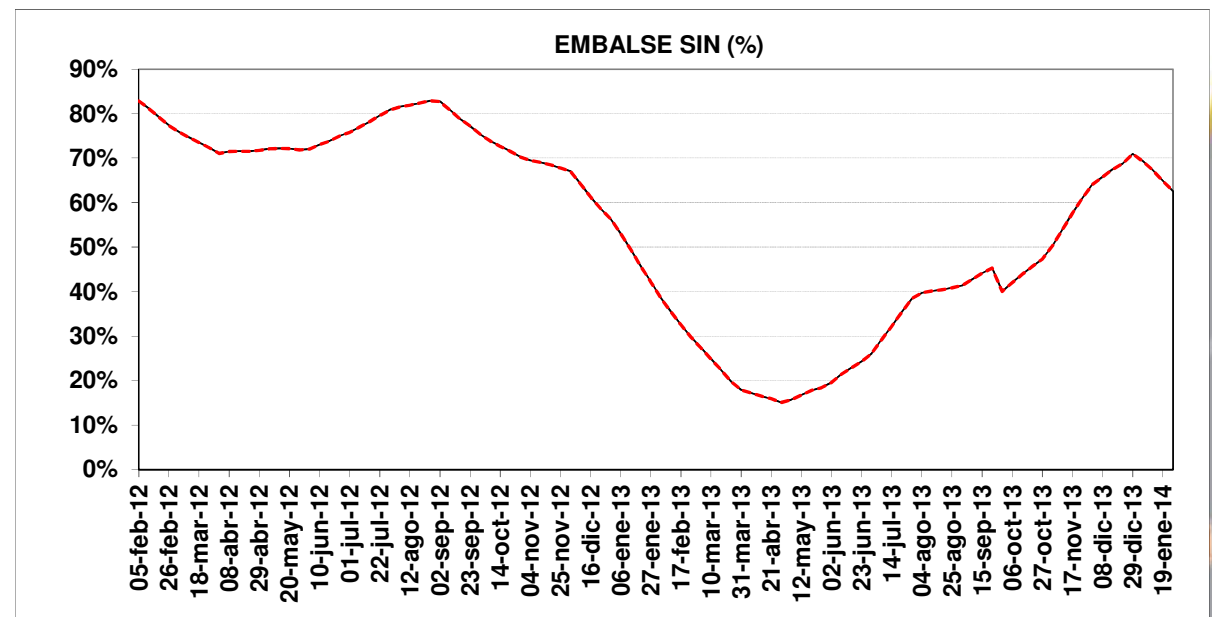


Evolución Embalse (%)

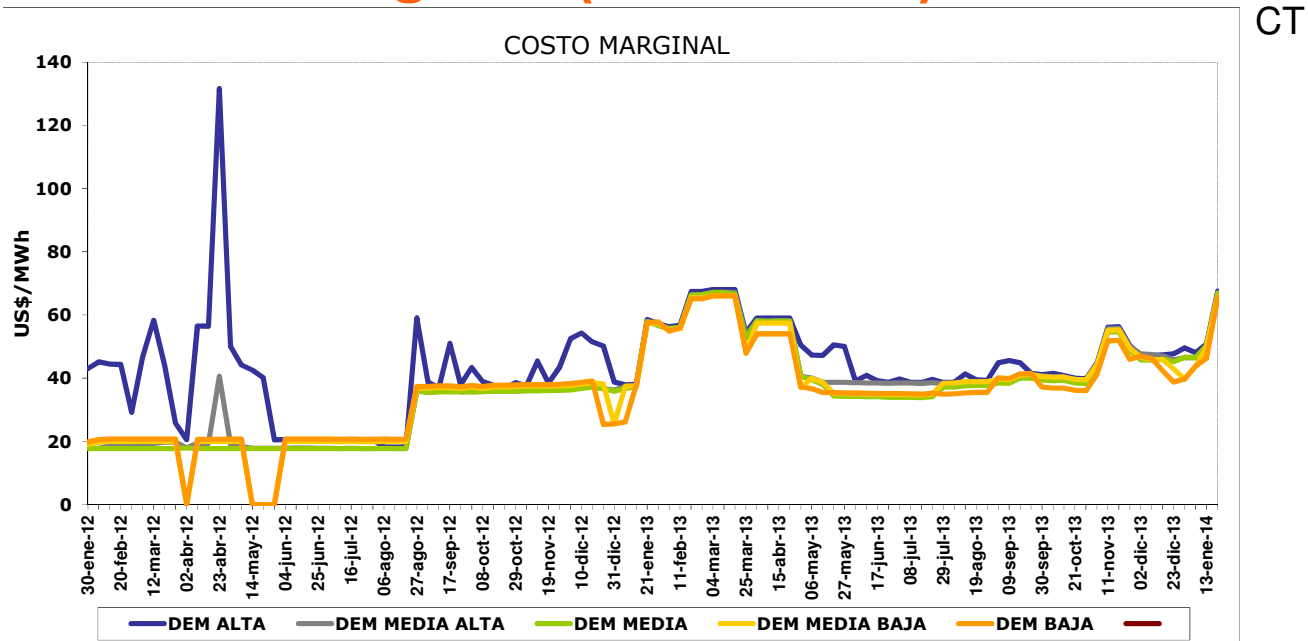


Hidrología
Esperada SH&PH

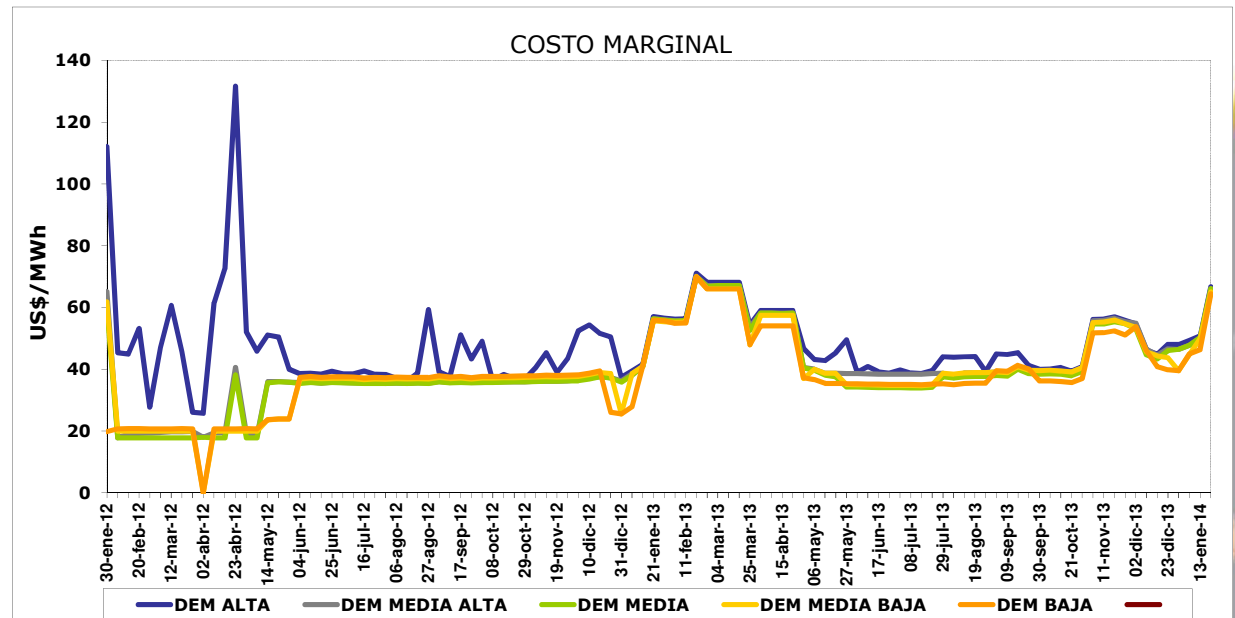
Hidrología
2009-2011



Costo Marginal (US\$/MWh)



ST



Conclusiones y Recomendaciones

- De mantenerse las condiciones actuales y bajo los supuestos considerados se observa una adecuada atención de la demanda del sistema colombiano y de las exportaciones a Ecuador; en caso de presentarse la rotura del gasoducto, se requeriría generación con combustibles líquidos en la Costa Atlántica, hasta tanto no entre en servicio la variante del gasoducto que se encuentra en construcción.
- Se deben realizar todas las gestiones posibles tendientes a garantizar la disponibilidad de los tres enlaces entre el interior y la Costa Atlántica y la agilidad en la solución definitiva del gasoducto.
- Es necesario realizar un seguimiento continuo a la logística de combustibles líquidos para las plantas térmicas de la Costa Atlántica.
- Es importante buscar posibles alternativas técnicas con el transportador de gas y con los agentes generadores que viabilicen la operación de todo el parque generador térmico de la Costa durante el tiempo que se tenga en servicio la variante.

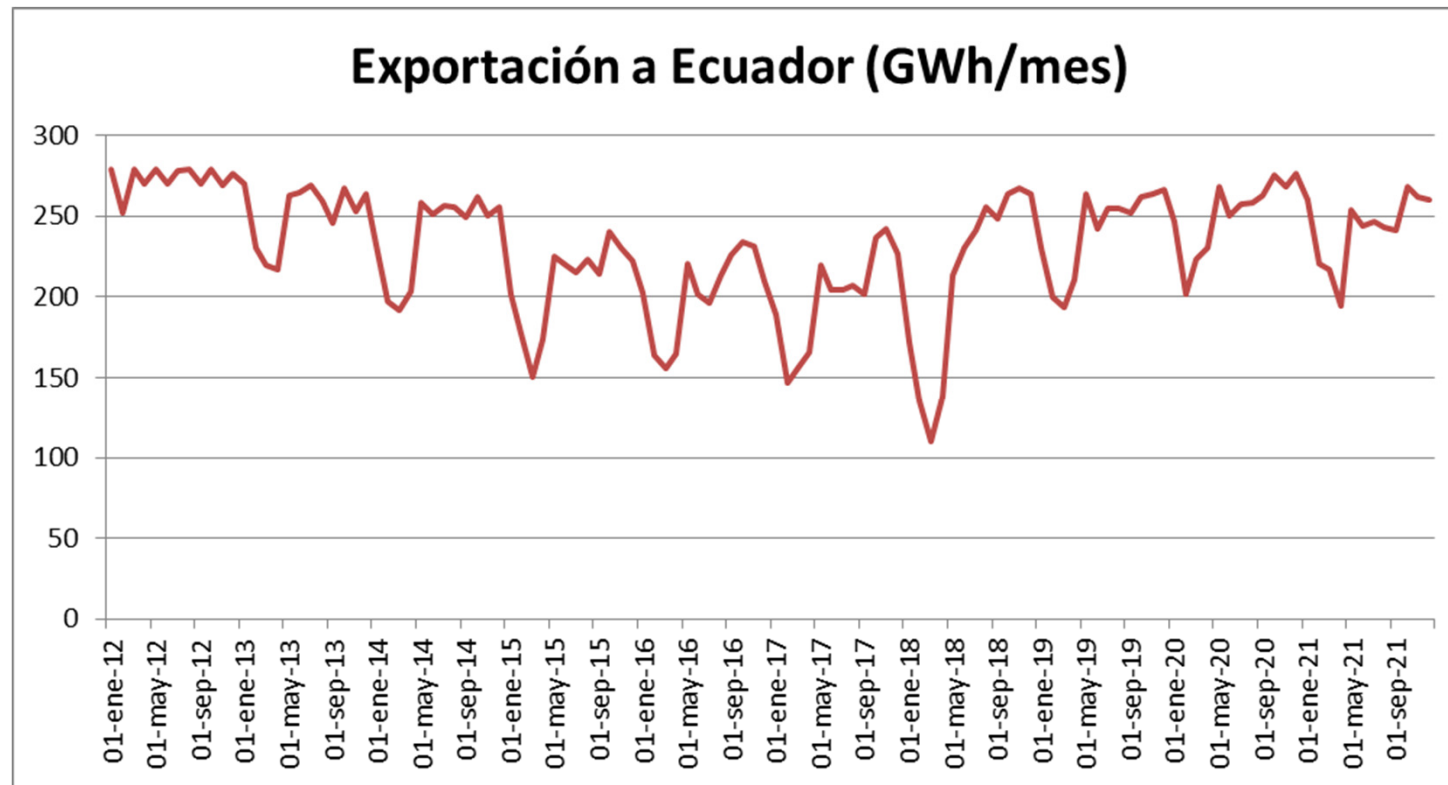
Comparación simulaciones coordinadas - autónomas de Largo Plazo

Definición de Escenarios Grupo de Supuestos



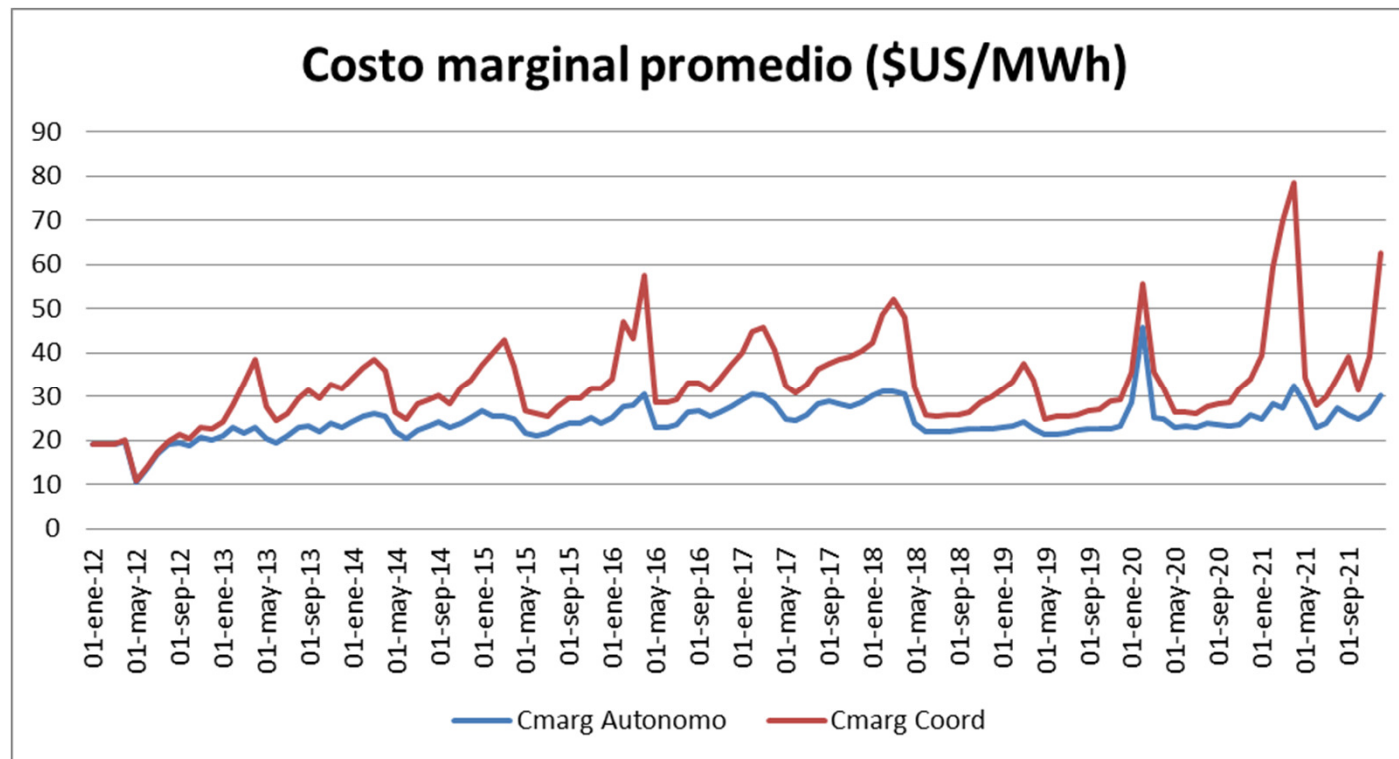
■ filial de isa

Comparación simulaciones coordinadas y autónomas de Largo Plazo



En términos promedios la exportación a Ecuador desde Colombia tiene un valor continuo cercano a los 8 GWh/día

Comparación simulaciones coordinadas y autónomas



La mayor generación térmica en los veranos incide directamente en el costo marginal del sistema colombiano cuando exporta a Ecuador

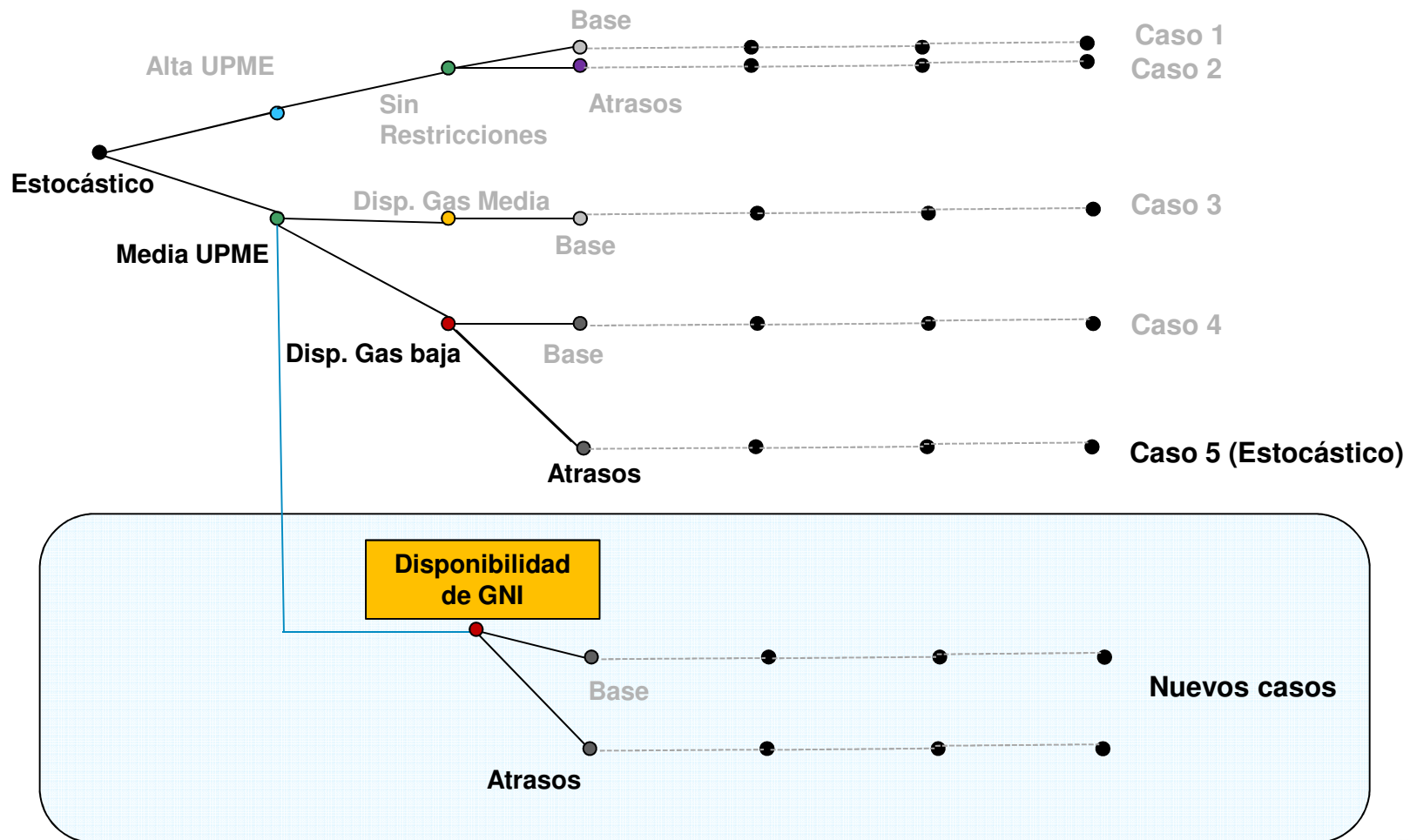
Análisis Energético – Definición de Supuestos

Resumen Reunión Grupo de Supuestos del CNO

- XM recalcó la necesidad de contar con la información sobre balance de producción – demanda de gas natural esperada en el LP, para definir escenarios de disponibilidad para el sector termoeléctrico. UPME manifestó dificultades en consecución de esta información.
- Hay consenso en el grupo de la necesidad de incluir en el modelamiento escenarios con la disponibilidad de gas natural importado (GNI). Dado que para mediados del año se aclarará el panorama en cuanto al uso futuro del GNI en el respaldo de OEF, en este semestre se trabajará en las opciones de modelamiento de este gas.
- XM revisará en el tema del modelamiento del GNI y lo presentará al grupo de supuestos en su próxima reunión.
- XM propone actualizar los estudios del 2011 (árbol de escenarios) con la información disponible y presentarla en los próximo CO-CNO.

Resumen Reunión Grupo de Supuestos del CNO

Hidrología	Demanda	Disponibilidad de Combustibles	Entrada de Recursos de Generación	Interconexiones Internacionales	Disponibilidad de Generación	Precios de Combustibles	Pérdidas hídricas	Curvas de embalse	Restricciones de Generación
------------	---------	--------------------------------	-----------------------------------	---------------------------------	------------------------------	-------------------------	-------------------	-------------------	-----------------------------





■ filial de isa

Otros Eventos

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

Mantenimiento Chevron

Chevron tiene programados trabajos en la estación de producción de la Guajira los días 18 y 19 de febrero, durante los cuales se tendrá una producción de 429 GBTUD, por lo que se recomienda durante estos días:

- Maximizar la disponibilidad de las centrales hidráulicas y térmicas a carbón.
- Contar con disponibilidad de combustibles líquidos y carbón en las plantas duales de la costa.
- No programar pruebas de generación.
- No realizar intervenciones en los enlaces entre el interior y la costa.

Varios



■ filial de isa

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

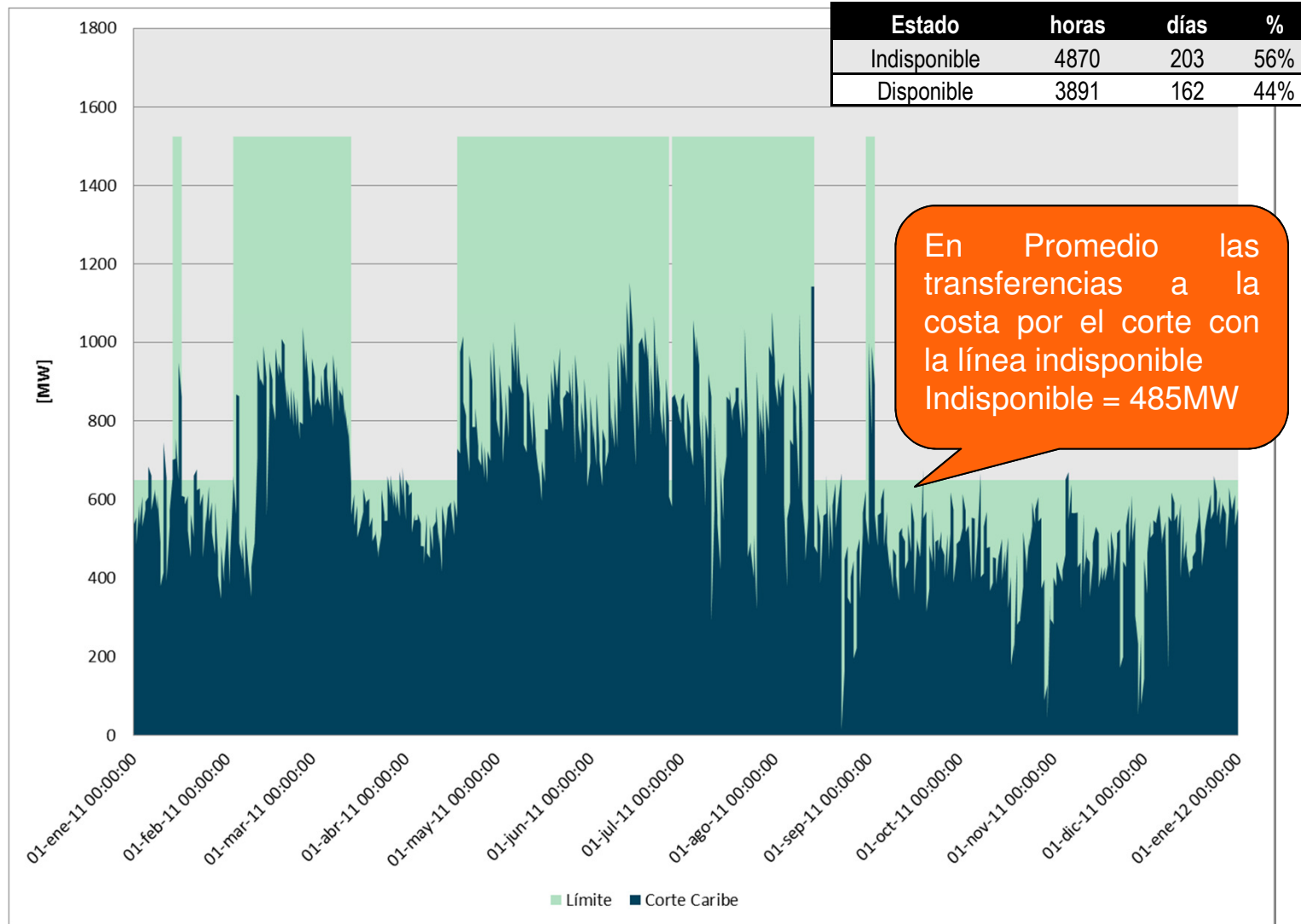
Análisis del costo en Restricciones de la Indisponibilidad del Circuito Porce III – Cerromatoso 500kV y Propuestas de Mitigación



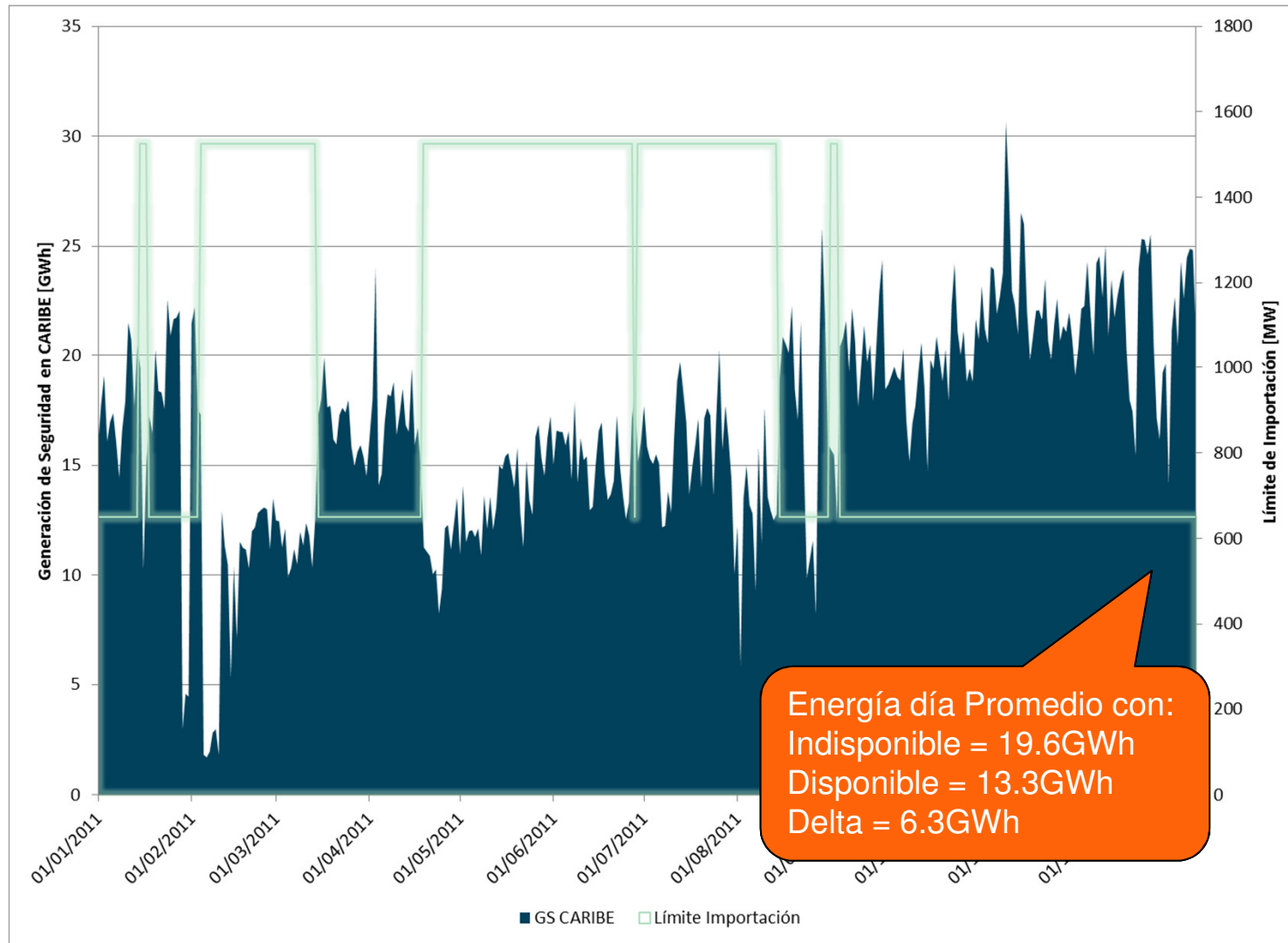
■ filial de isa

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

¿Cuánto tiempo estuvo indisponible el circuito en 2011?



¿Cuánta fue la GS en Caribe durante el año?



Costo Estimado Restricciones por Indisponibilidad del Circuito Porce III – Cerromatoso 500kV

- El costo total estimado en restricciones asociadas a la indisponibilidad del circuito durante el 2011 es de **M\$ 191,882**
- De acuerdo a la Resolución CREG 011-2009:

Tabla 15. UC de líneas de 500 kV

UC	Descripción	Nivel	Valor (miles \$/08)	Vida Útil (años)
LI511	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	1	583.314	40
LI521	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	2	637.274	40

- Actualizando el costo de la UC LI521 a \$ de diciembre de 2011, se obtiene miles \$ 684,443 por km de línea de 500kV.
- El circuito Porce III – Cerromatoso 500kV tiene 141.65km y la línea más larga a 500kV del sistema es Ocaña – Primavera de 247.02km.
- ¿Cuántos km de Línea a 500kV puedo construir con el costo total estimado en restricciones ?

≈ 280 km a 500kV

Propuesta 1: Segundo Circuito Porce III - Cerromatoso



Propuesta 2: Circuito Bolívar – Sabana 500kV

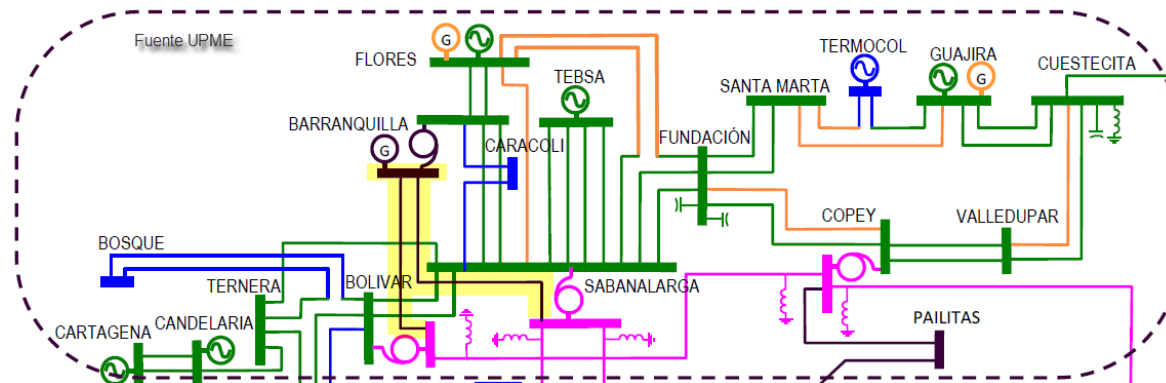


Beneficios:

1. Cierra anillo a 500kV en la Costa
2. Soporte de tensión ante N-1 en la red de 500kV
3. Aumenta el límite a la Costa en 1800MW red completa y 900MW ante indisponibilidades del circuito Porce III - Cerromatoso 500kV
4. Disminuye la distancia eléctrica entre la costa y el centro del país lo cual ayuda a mitigar las oscilaciones interárea.
5. En el largo plazo es un circuito que se puede seccionar para un nuevo punto de inyección a 500kV en Atlántico

Conclusiones Indisponibilidad Porce III – Cerromatoso 500kV

- La indisponibilidad de este circuito a trasladado altos costos a la demanda, por concepto de aumento en las restricciones del sistema.
- Los sobre costos que ha tenido esta indisponibilidad son suficientes como para construir nueva infraestructura a 500kV en el país que evite estos sobrecostos en el mediano y largo plazo.
- Se recomienda un nuevo circuito a 500 kV Bolívar – Sabanalarga de aproximadamente 65km con sus bahías de línea, el cual tendría con UC un costo aproximado de **M\$ 58,142.07**. De acuerdo al costo estimado en restricciones es posible ver que el costo de esta obra es cerca de 3.5 veces menos y se estima que representaría un aumento en la componente T de la tarifa de **0.12\$/kWh**.
- Es necesaria una valoración económica más detallada de este circuito, por lo cual se propone un trabajo conjunto XM-UPME para ver la viabilidad del mismo y así poder recomendar esta obra en una actualización del plan de expansión actual.
- La ejecución de este circuito en el mediano plazo (2 a 3 años), permite el alivio de las restricciones y además en el largo plazo representa una alternativa para nuevos puntos de conexión a 500kV para la zona como Atlántico (Barranquilla 500kV – Propuesta UPME).



Resumen informe trimestral de restricciones

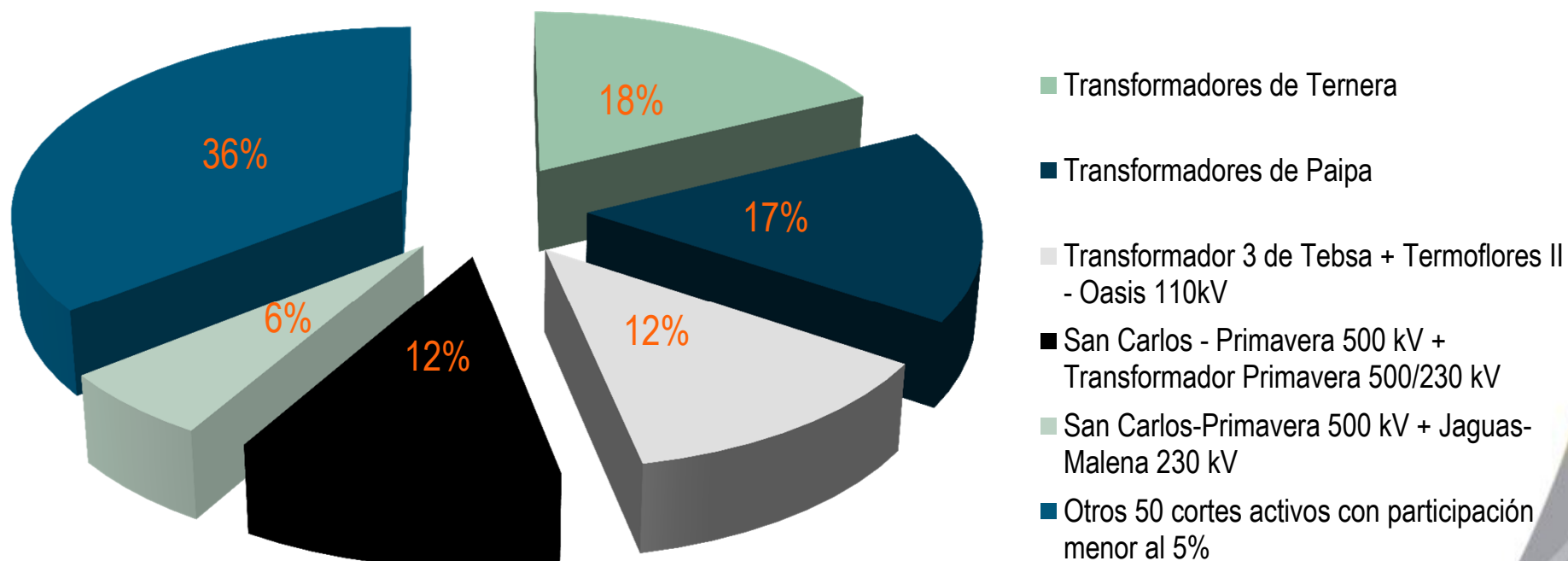


■ filial de isa

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

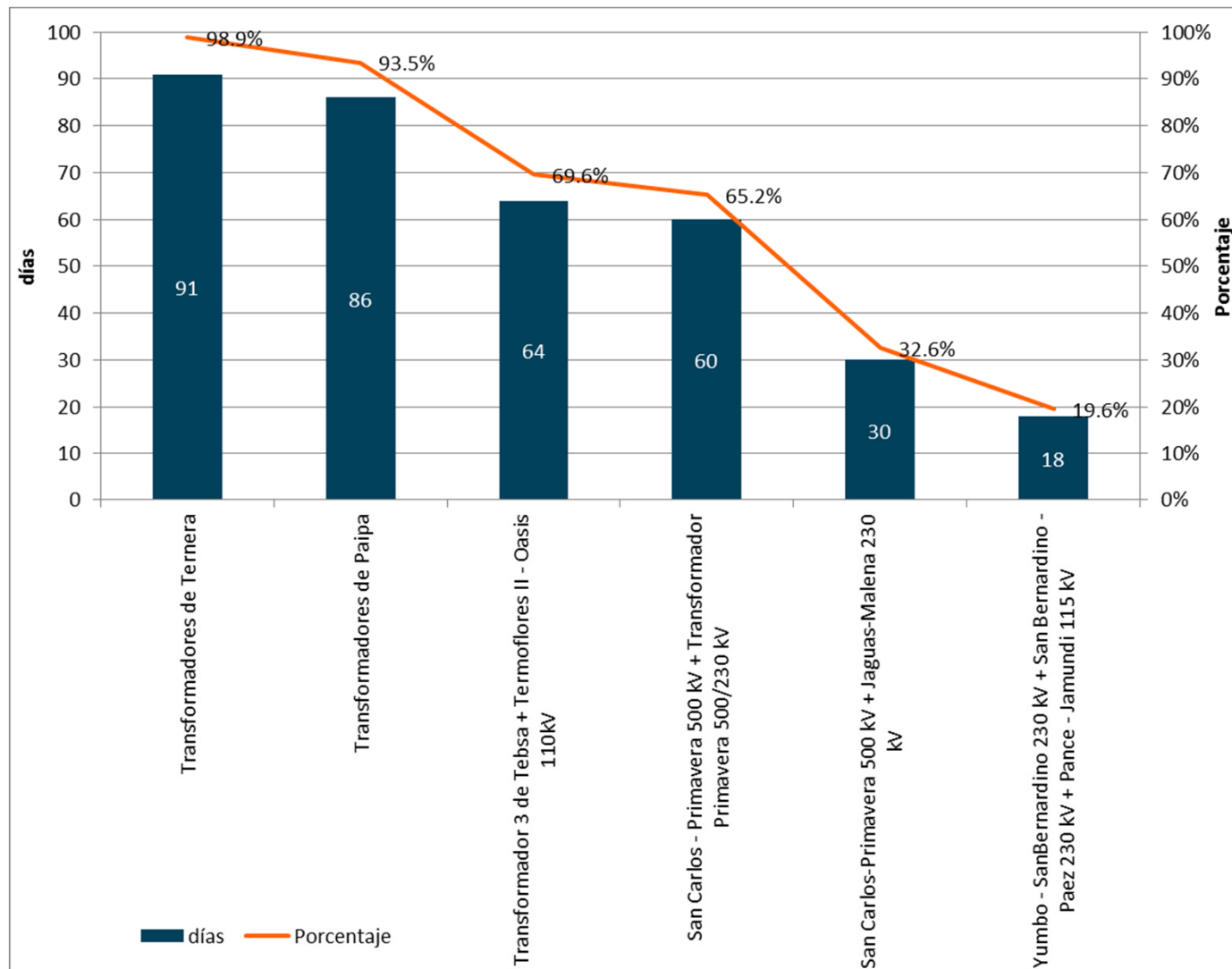
Cortes activos en la programación del Despacho

- Durante el cuarto trimestre (92 días) se activaron 515 veces cortes asociados a restricciones eléctricas. **En promedio 5.6 cortes activos por día.**
- La participación de los cortes se presenta a continuación:

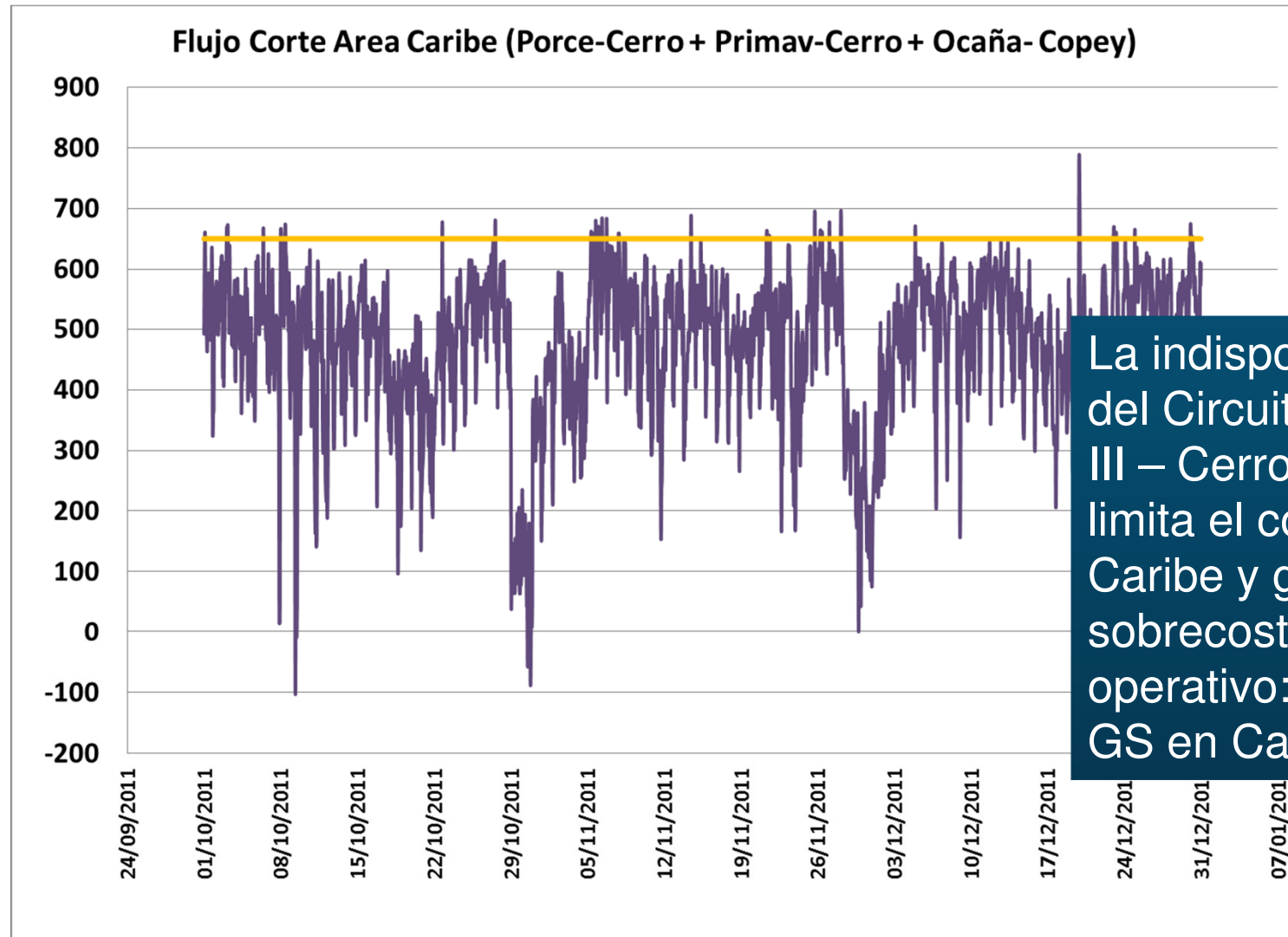


Cortes activos en la programación del Despacho

- A continuación se presentan los cortes que estuvieron activos más de 15 días durante el cuarto trimestre:

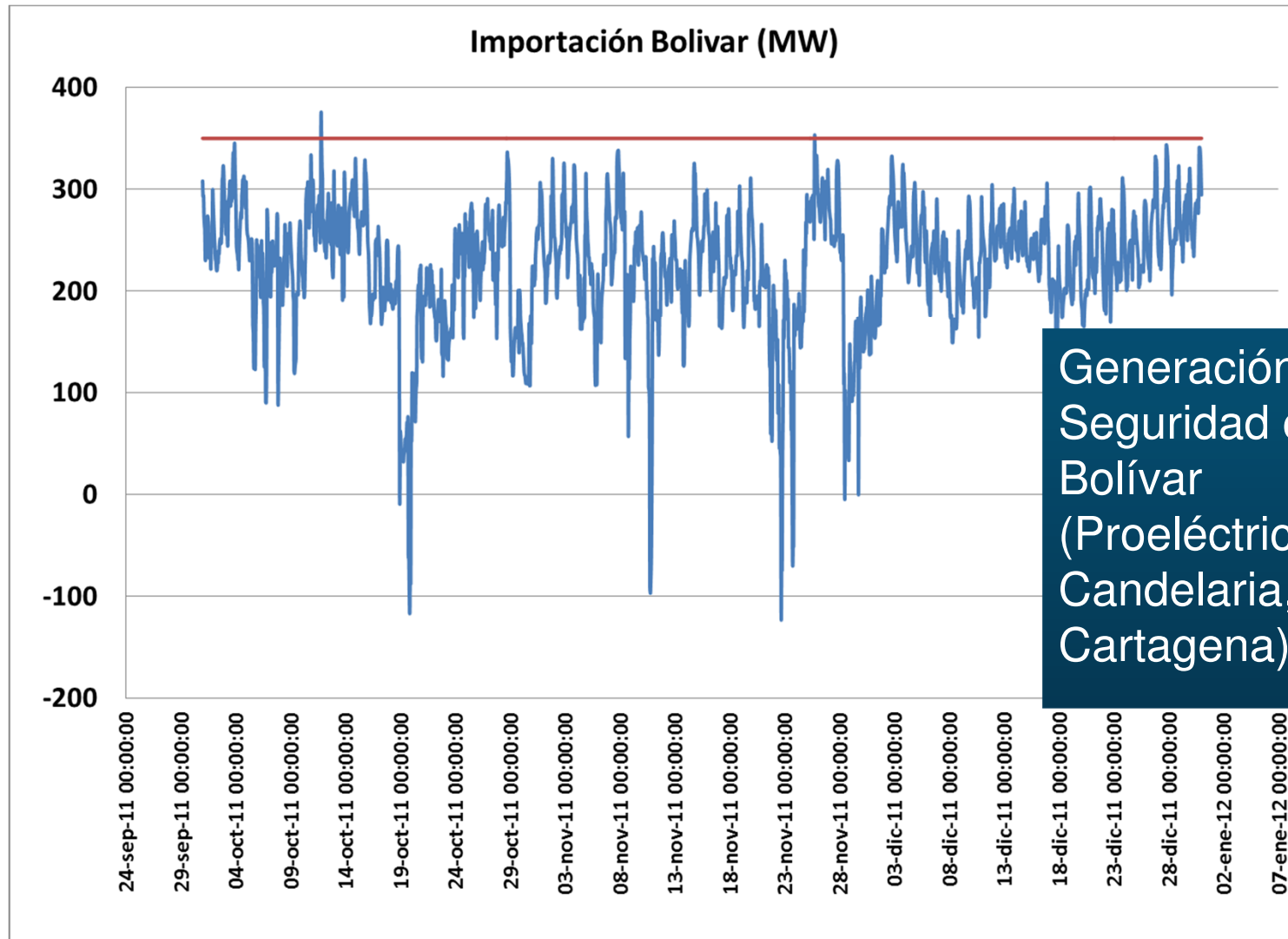


Comportamiento de Flujos en cortes importantes del SIN

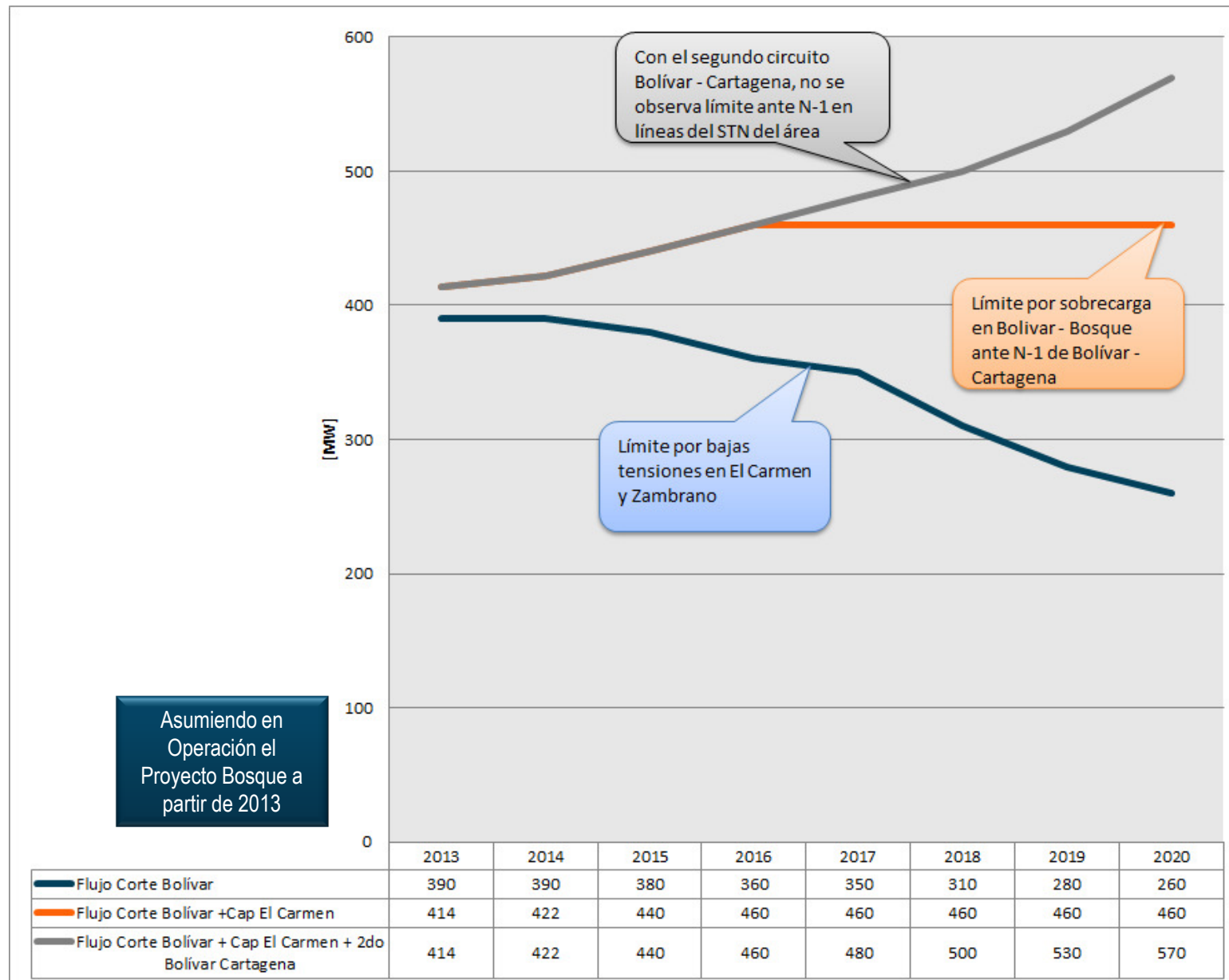


La indisponibilidad del Circuito Porce III – Cerromatoso limita el corte Caribe y genera sobrecosto operativo: GS en Caribe

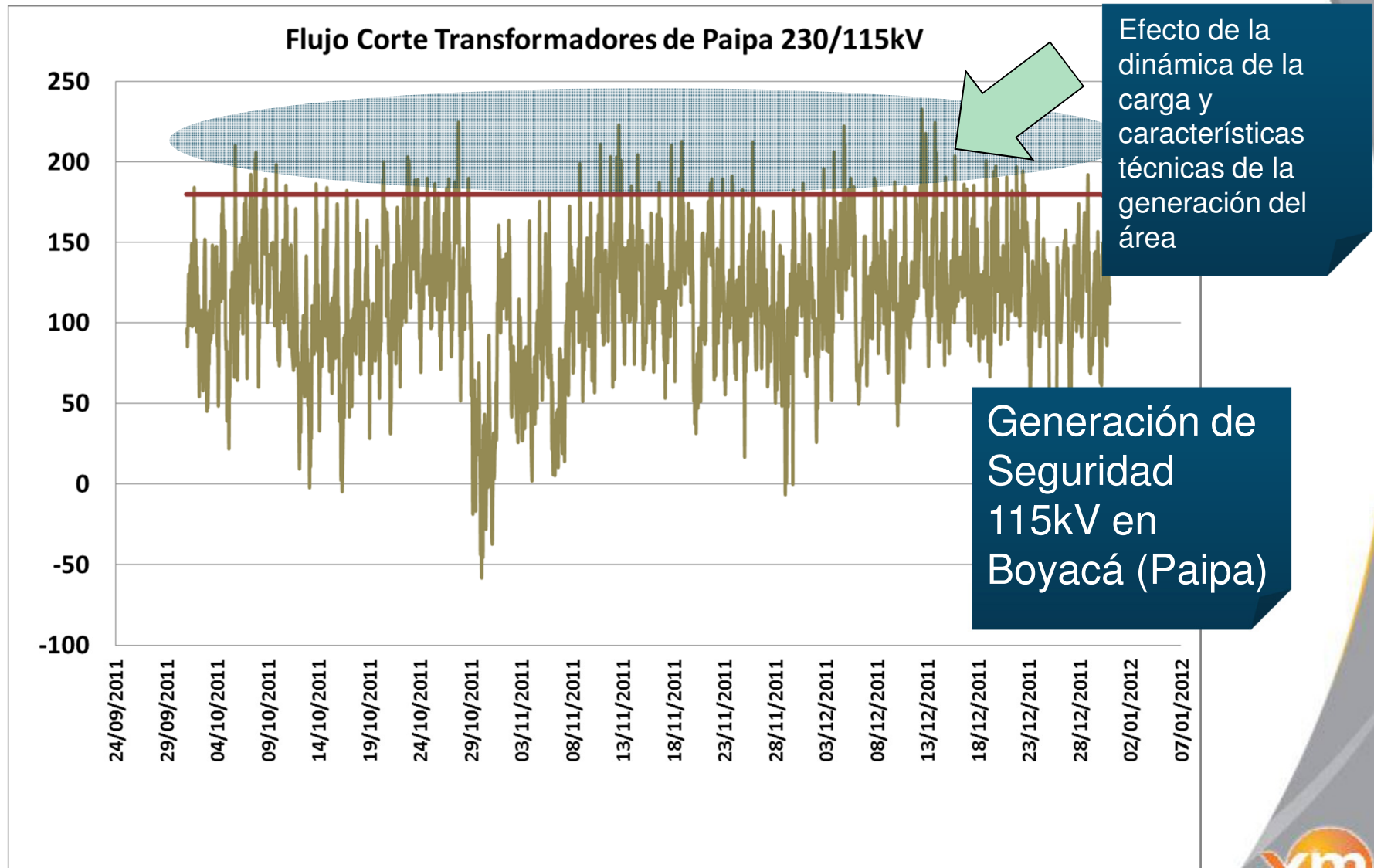
Comportamiento de Flujos en cortes importantes del SIN



Evolución de la importación hacia Bolívar en el LP



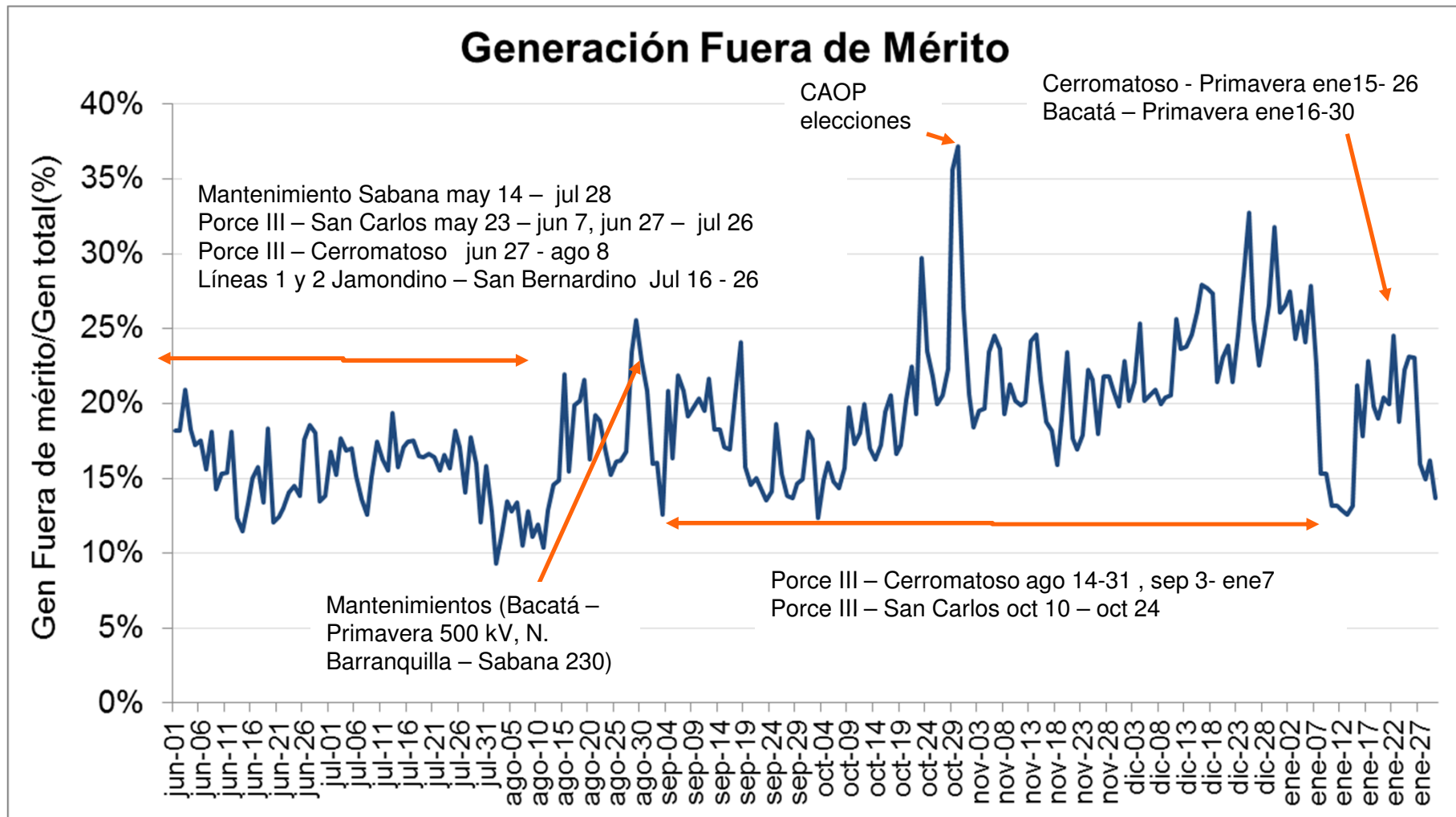
Comportamiento de Flujos en cortes importantes del SIN



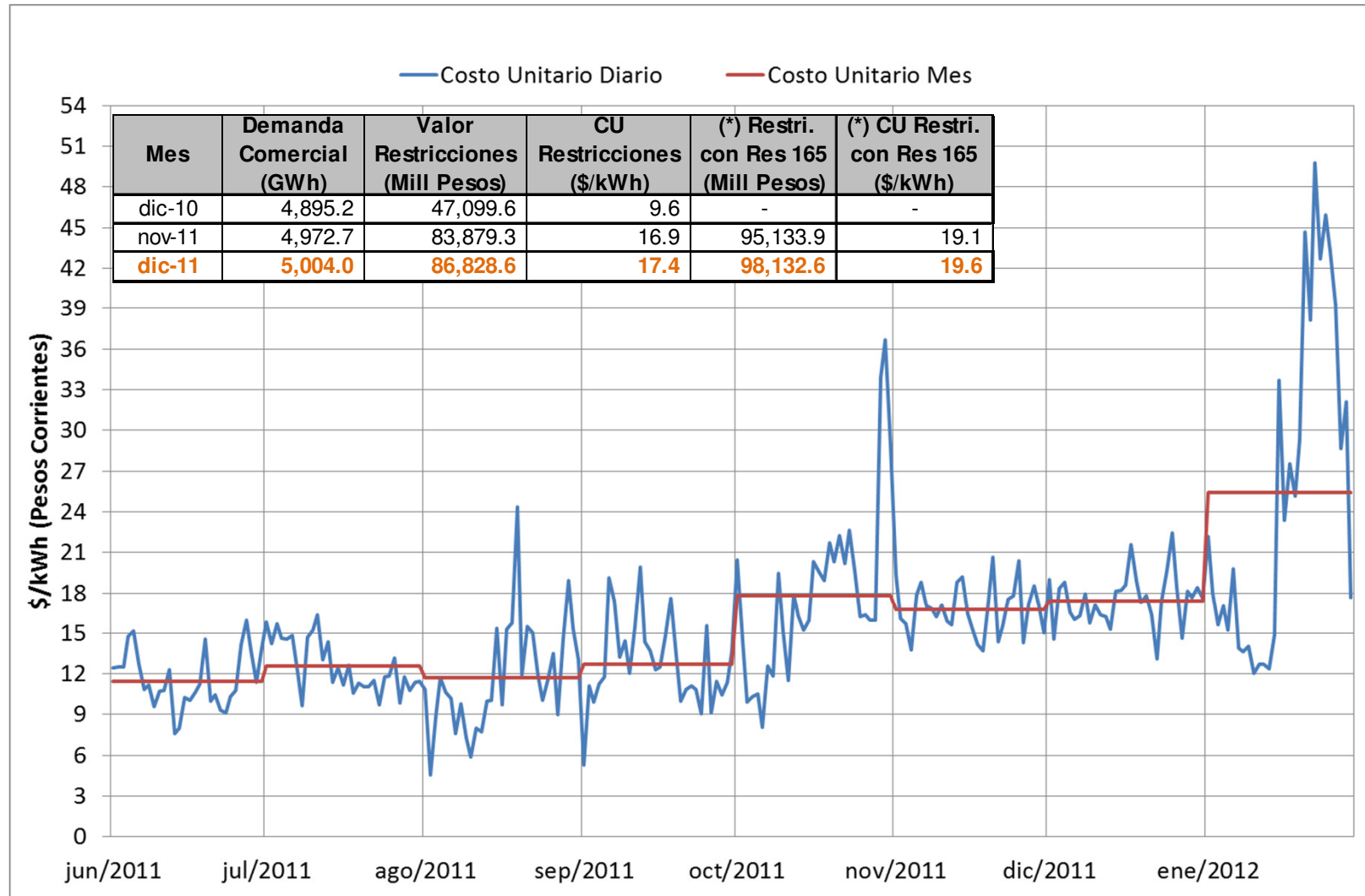
Medidas de Mitigación Área Boyacá

- La recomendación operativa es el control de cortes mediante la generación en Termoyopal.
- La planta Termoyopal 2 (30MW) estuvo indisponible entre los meses de noviembre y diciembre de 2011, lo cual originó más Generación de Seguridad en Paipa 110kV.
- De acuerdo al Plan Preliminar de Expansión de la UPME No se reportan expansiones por parte del Operador de Red para resolver la problemática asociada a las contingencias a nivel de transformación.
- Se recomienda estudiar y definir lo antes posible un nuevo punto de conexión al STR y compensación capacitiva a nivel del STR. Mientras se define y desarrolla el nuevo punto de conexión se debe analizar las alternativas operativas que mitiguen los riesgos que representan esta restricción.

Generación Fuera de Mérito

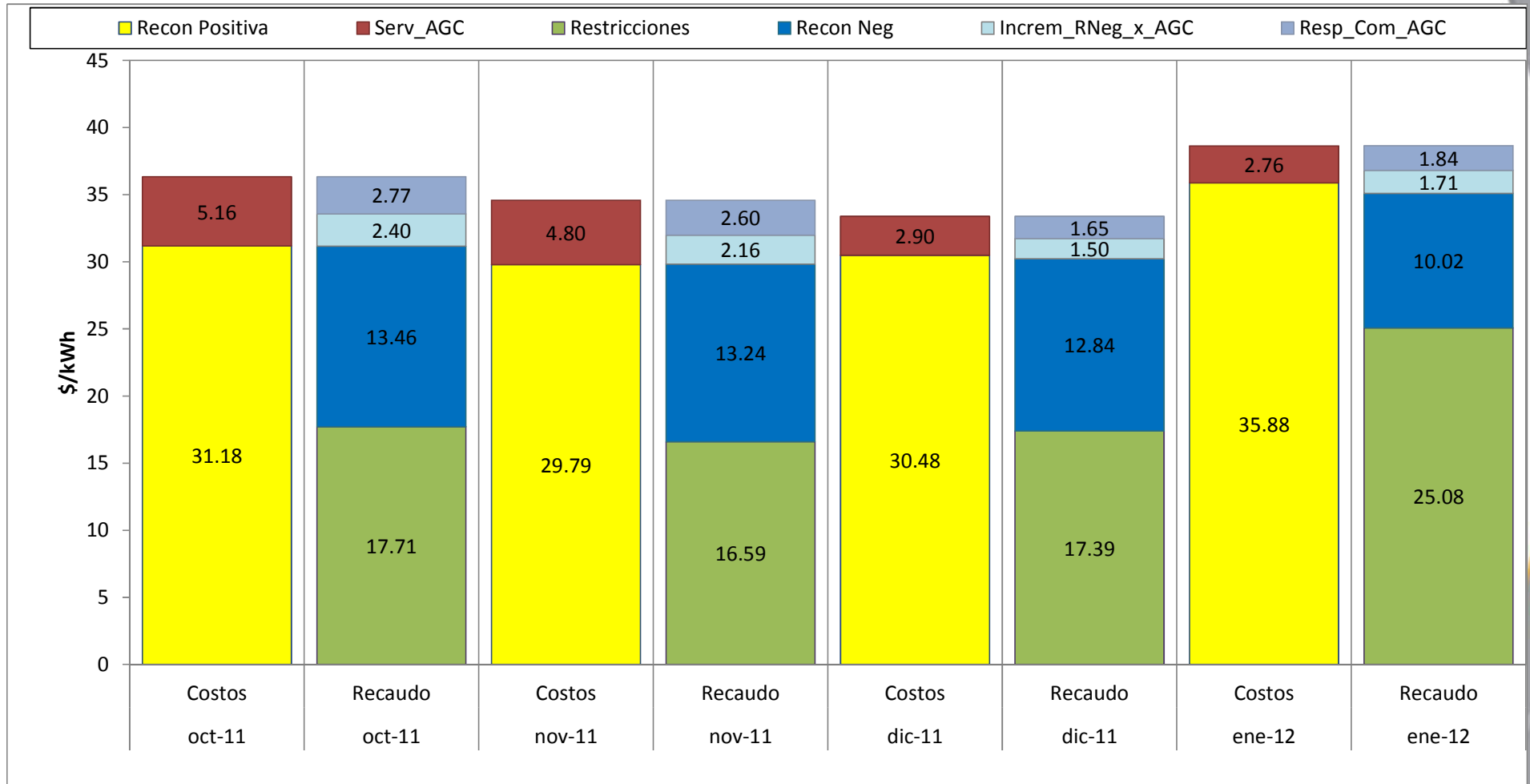


Evolución del Costo Unitario de Restricciones

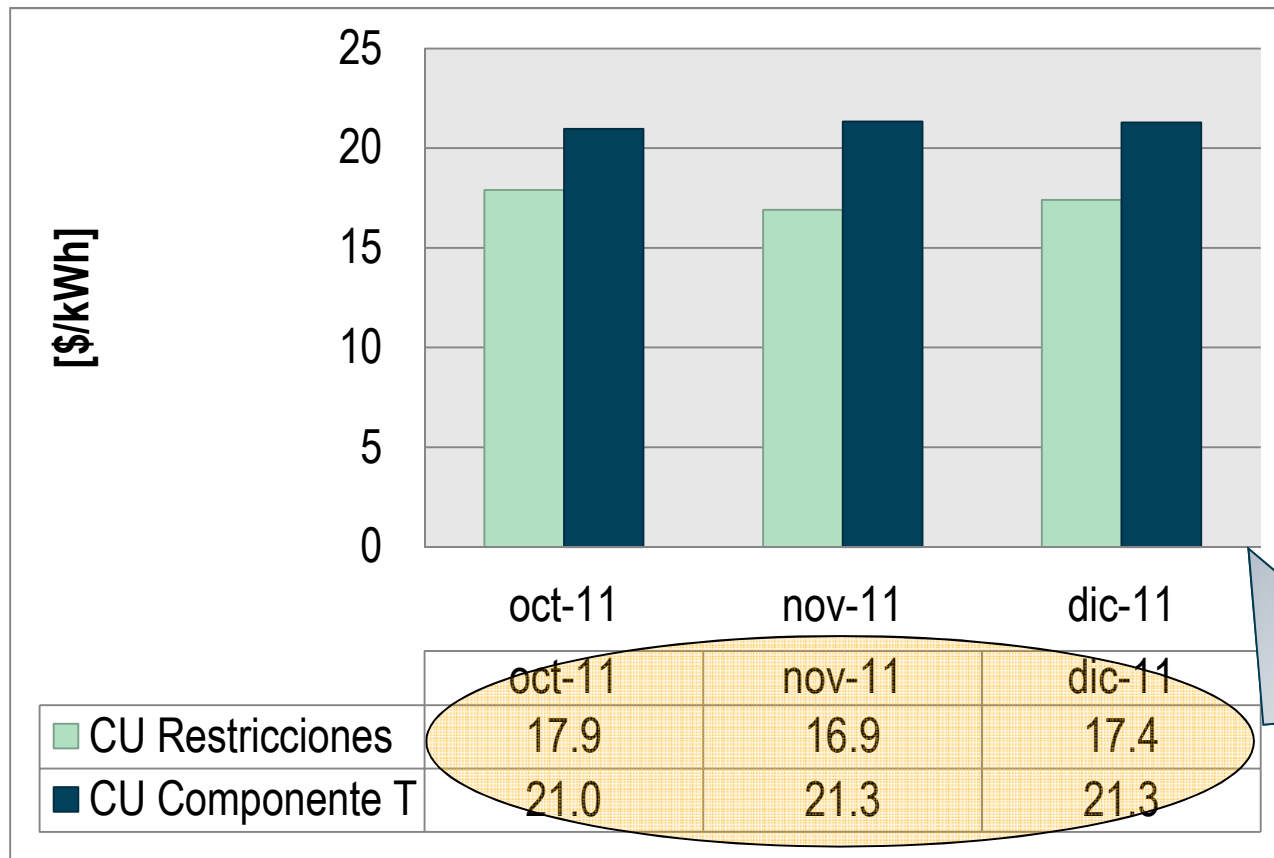


(*) Aplicación Resolución CREG 165/10: En la liquidación de diciembre hay un aumento en las restricciones por un valor de \$11,304.0 millones, que refleja la segunda cuota de los ajustes. En la liquidación de enero se verá reflejada la cuota restante con su respectiva actualización.

Conceptos Asociados al Costo Unitario de Restricciones



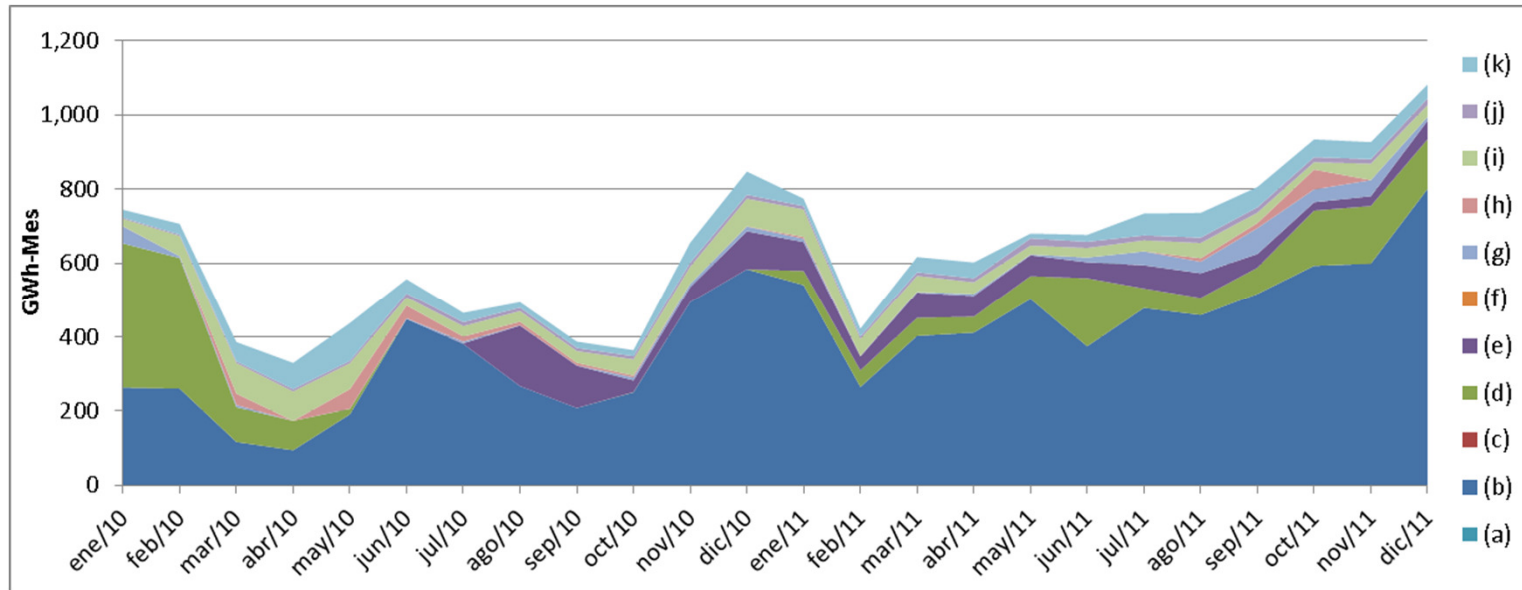
CU Restricciones vs CU Componente T



Las restricciones representan en promedio el 82% de la componente T

Generación fuera de mérito GWh por causas

CREG 063 de 2000



Literal CREG 063	Causa asociada al generación de seguridad	dic-10 Millones \$	dic-11 Millones \$	Diferencia Porcentual
a	GS solicitada por un OR, por Restricciones Eléctricas, soporte de tensión, seguridad y calidad en la infraestructura de los STR's y/o SDL's	\$ 0	\$ 0	0%
b	GS asociada con Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN	\$ 34,275	\$ 63,591	86%
c	GS asociada con indisponibilidades en el Despacho Programado, de Activos de Conexión al STN que están incumpliendo con las metas de calidad establecidas	\$ 0	\$ 0	0%
d	GS asociada con el cumplimiento del criterio de confiabilidad	\$ 7	\$ 14,451	208468%
e	GS atribuible a consideraciones de estabilidad del STN	\$ 5,907	\$ 1,913	-68%
f	GS originada en Restricciones cuya eliminación o reducción esté asociada con una Importación de energía	\$ 0	\$ 0	0%
g	GS asociada con Restricciones originadas en exportaciones de energía	\$ 320	\$ 648	103%
	GS asociada con Restricciones originadas en exportaciones a Ecuador	\$ 320	\$ 276	-14%
	GS asociada con Restricciones originadas en exportaciones a Venezuela	\$ 0	\$ 372	0%
h	GS con situaciones declaradas de Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP)	\$ 14	\$ 0	-100%
i	GS originadas en modificaciones al programa de generación solicitadas por el CND durante la operación diferente a las anteriores causas	\$ 2,878	\$ 1,751	-39%
j	GS asociados con desviaciones positivas del programa de generación según la reglamentación vigente	\$ 427	\$ 1,078	153%
k	GS no asociada con las causas establecidas en los literales anteriores	\$ 3,271	\$ 1,523	-53%

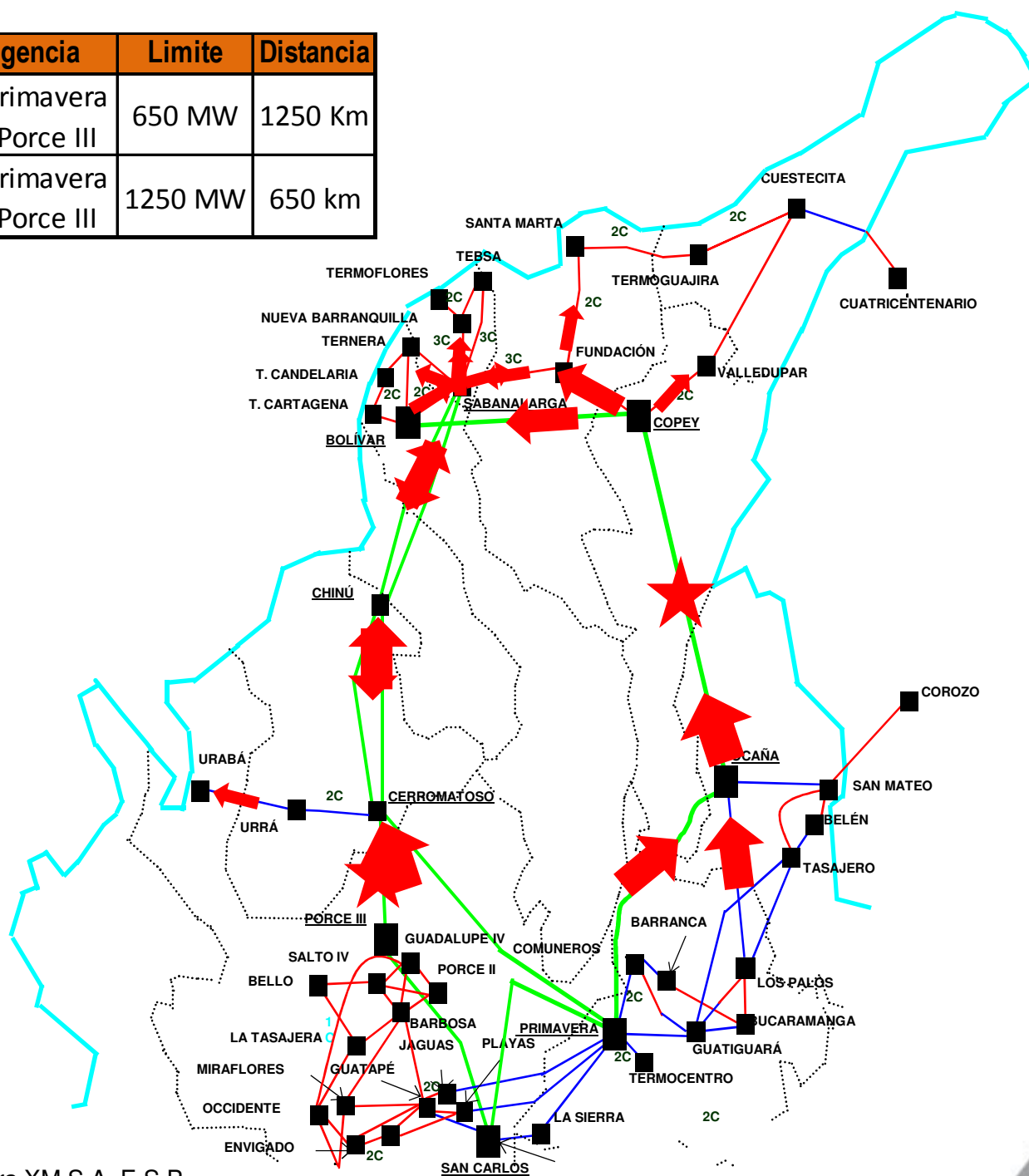
Límite de transferencia con dos enlaces a la costa



■ filial de isa

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

Enlace indisponible	Contingencia	Limite	Distancia
Cerro - Porce III Cerro - Primavera	Cerro - Primavera Cerro - Porce III	650 MW	1250 Km
Ocaña - Copey	Cerro - Primavera Cerro - Porce III	1250 MW	650 km



Análisis Resolución CREG 146 de 2011



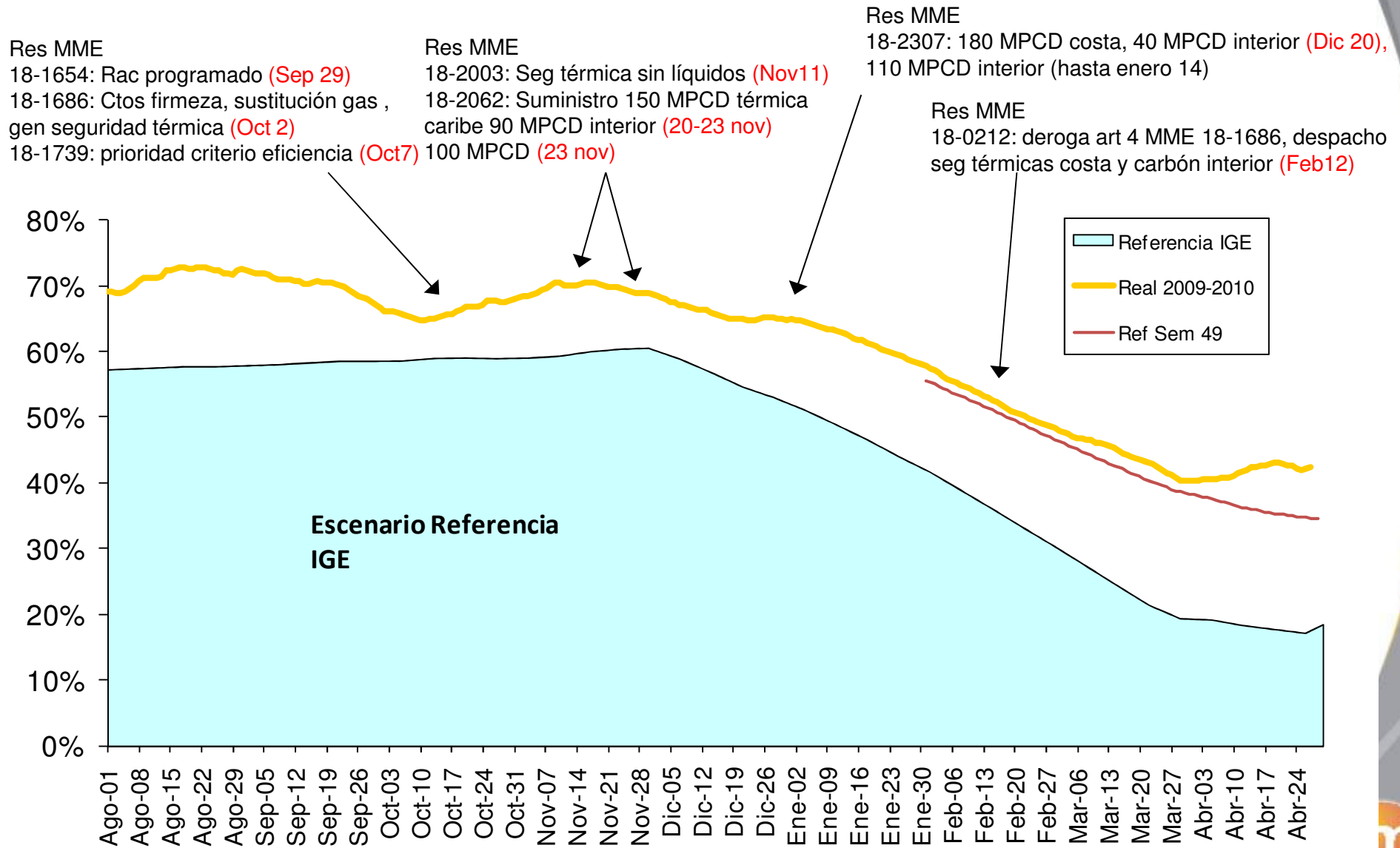
■ filial de isa

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

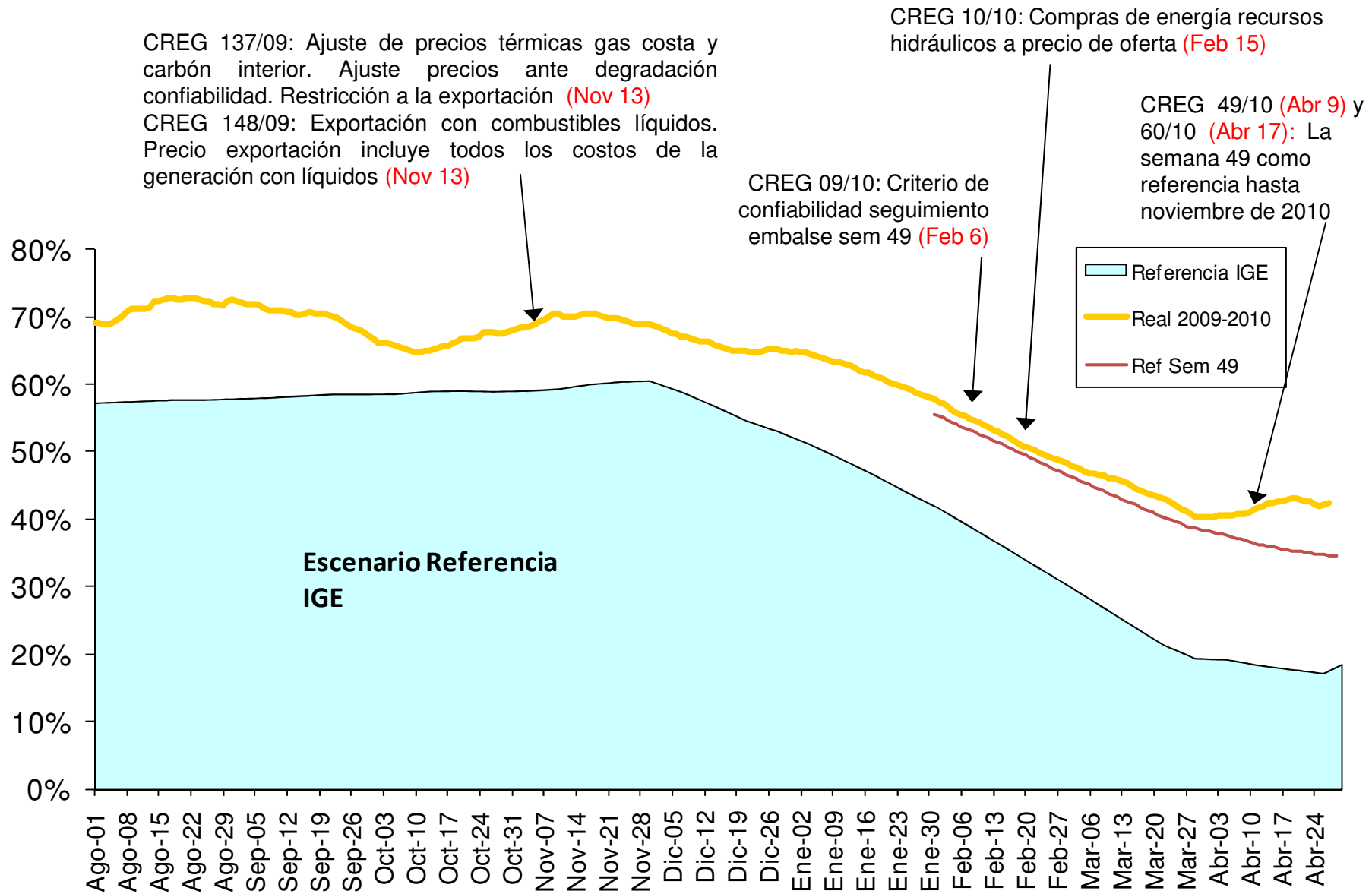
Contenido

- Línea de tiempo medidas Fenómeno del Niño 2009-2010 y Res CREG 149/11
- Aplicación del Estatuto a las condiciones de diciembre 2009 a marzo 2010
 - Cálculo del EFICO para las plantas hidráulicas
 - Cálculo del EFICO para las plantas térmicas
 - Cálculo del Nivel de Seguridad del Sistema
- Análisis eléctrico de una prueba de calentamiento con red actual

Línea de Tiempo de Medidas del Ministerio



Línea de Tiempo de Medidas de la CREG



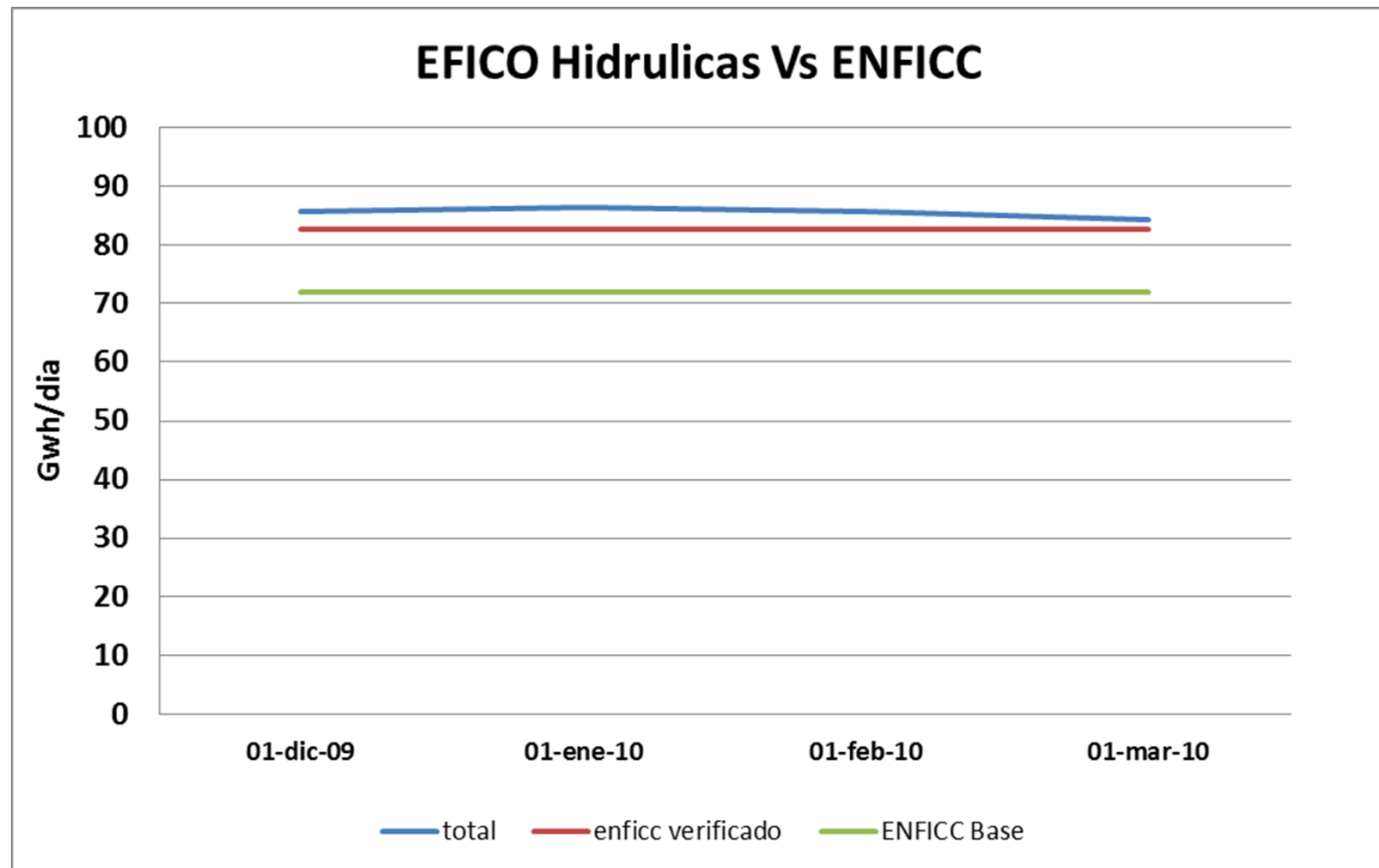
Simulación del cálculo EFICO hidráulica en el verano 2009/20010

Consideraciones

- Uso del modelo EFICO creado por la CREG para aplicación de la resolución 146/2011
- Información de entrada: Tablas HIDENFICC usadas en la vigencia 2009 – 2010
- Se calcula para el primer día de los meses de diciembre/09, enero, febrero y marzo de 2010
- Comparaciones de la EFICO resultante versus los valores de ENFICC base y verificada por CND

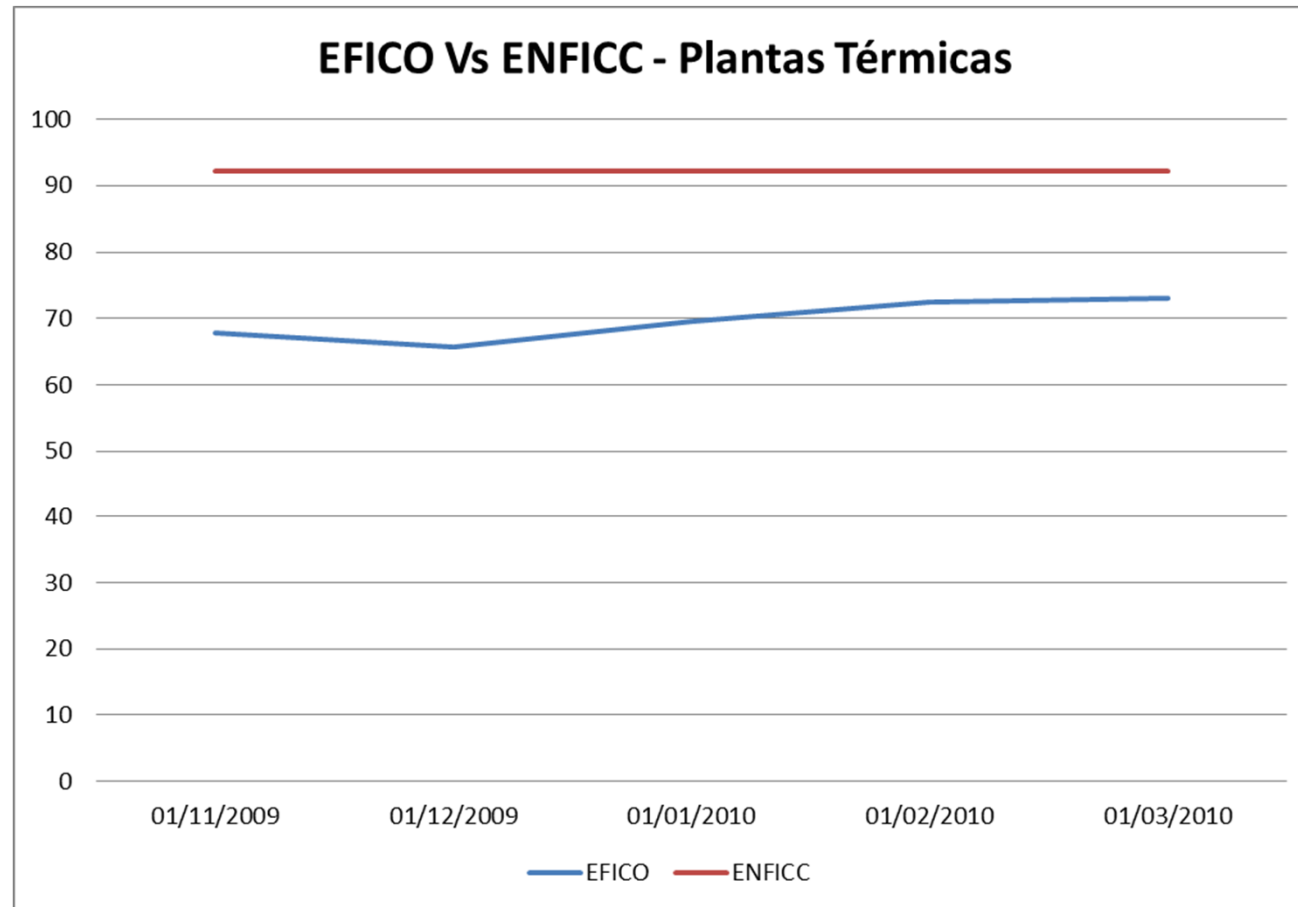
Aplicación del Estatuto Dic/09 – Mar/10

Cálculo de Efico para plantas hidráulicas



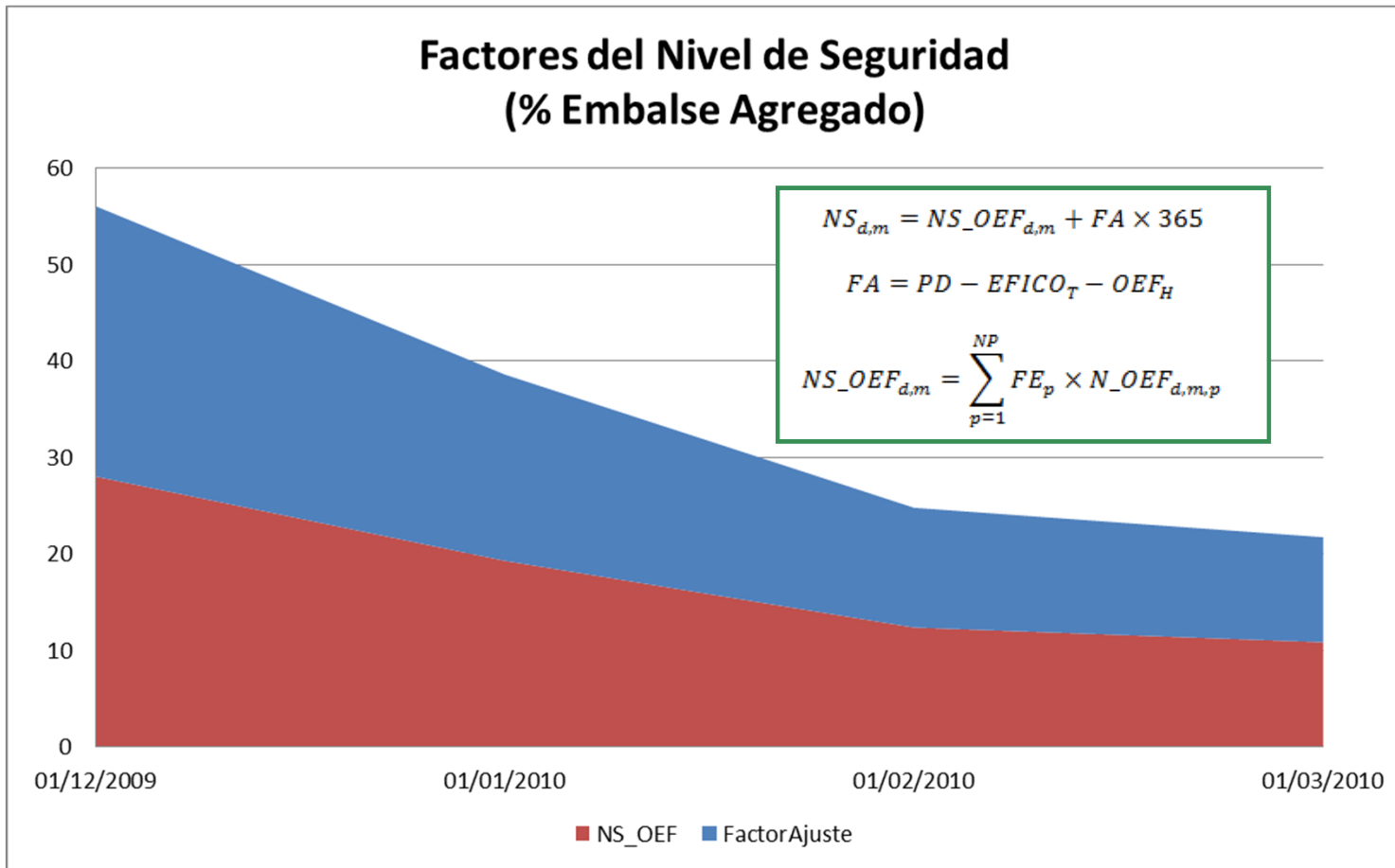
Aplicación del Estatuto Dic/09 – Mar/10

Cálculo de Efico para plantas térmicas (GWh/día)



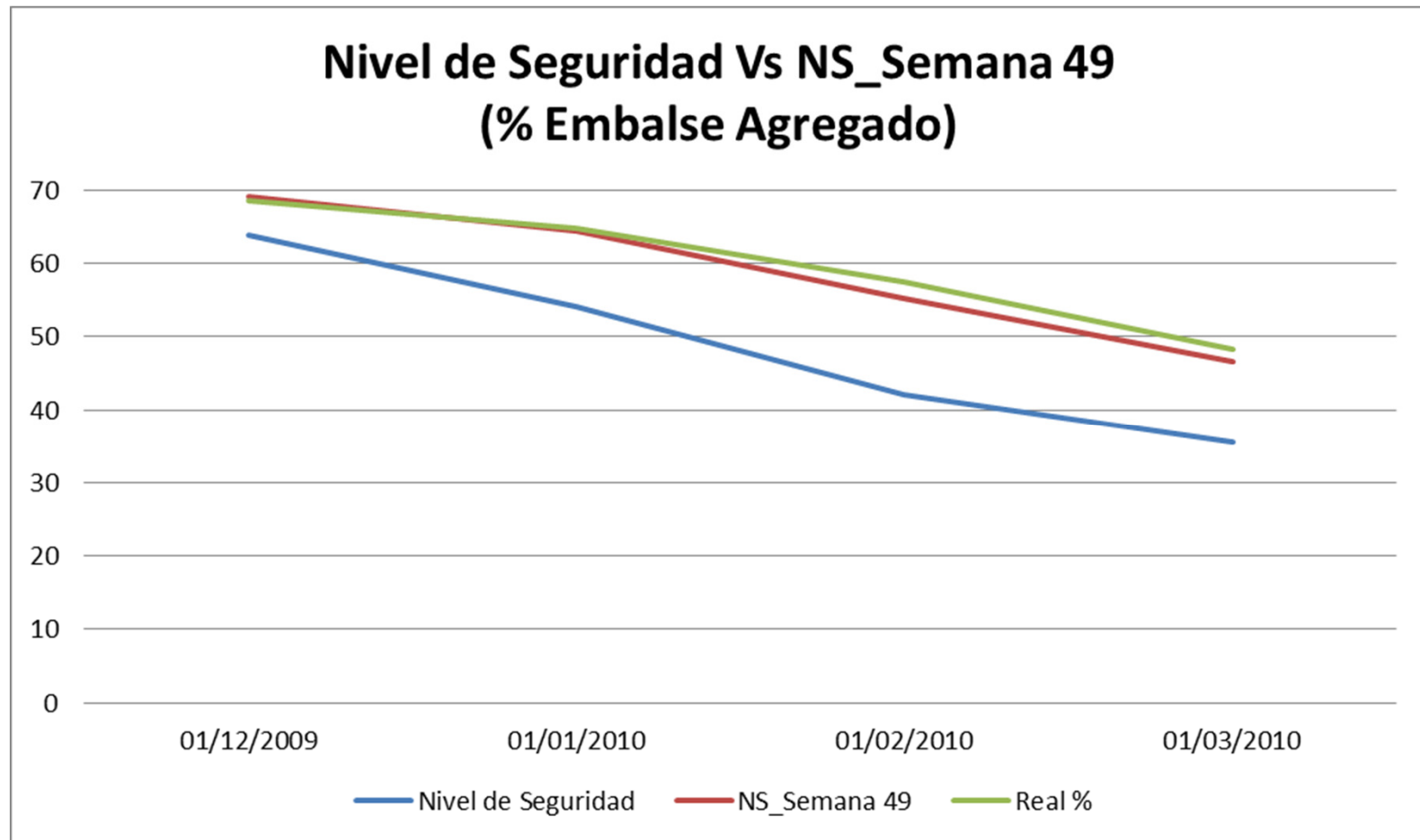
Aplicación del Estatuto Dic/09 – Mar/10

Cálculo del Nivel de Seguridad del Sistema



Aplicación del Estatuto Dic/09 – Mar/10

Cálculo del Nivel de Seguridad del Sistema



Supuestos Análisis Eléctricos Pruebas de Calentamiento

- ✓ Para propósitos de análisis, se considera la declaración de combustibles para respaldar la ENFIC en el periodo 2014 – 2015.
- ✓ Se consideran los escenarios más críticos para la operación del sistema, en donde el parque térmico se encuentra al máximo con combustibles líquidos.
- ✓ Se toma como base la topología y demandas actuales.

Declaración de combustibles para respaldar las obligaciones de ENFICC 2014 - 2015

Planta	Área	Combustible	Tecnología
Brrquilla 3-4	Atlantico	Fuel Oil 6	Liquido
Flores 1	Atlantico	Diesel	Liquido
Flores 4	Atlantico	Diesel	Liquido
Tebesa	Atlantico	ACPM	Liquido
Termo Zipa	Bogota	Carbón	Carbón
Candelaria	Bolivar	Fuel Oil 2	Liquido
Cartagena	Bolivar	Fuel Oil 6	Liquido
Proelectrica	Bolivar	Jet A1	Liquido
Dorada	CQR	Jet A1	Liquido
Guajira	GCM	Carbón	Carbón
Merilectrica	Nordeste	Gas	Gas
Paipa 1	Nordeste	Carbón	Carbón
Paipa 2	Nordeste	Carbón	Carbón
Paipa 3	Nordeste	Carbón	Carbón
Paipa 4	Nordeste	Carbón	Carbón
Palenque	Nordeste	Gas	Gas
Tasajero	Nordeste	Carbón	Carbón
Yopal 2	Nordeste	Gas	Gas
Termocentro	San Carlos	Jet A1 (Queroseno)	Liquido
Termosierra	San Carlos	ACPM	Liquido
Termoemcali	Valle del Cauca	Fuel Oil No. 2	Liquido
Termovalle	Valle del Cauca	Fuel Oil No. 2	Liquido

Subárea Atlántico considerando red normal

Cortes	Maxima	Media	Minina
Flores - Nueva Barranquilla 1 + 2 220 kV	360	360	360
Tebesa - Sabana 1 + 2 + 3 220kV	570	570	570
Oasis - Centro + Oasis -Silencio 115 kV	90	-	-
Generación atrapada. (Generación que tendría que reducirse para evitar problemas operativos)			
Flores a 115kV	50	0	0
Flores a 220kV	20	33	85
Tebesa a 220kV	45	75	160

Subárea Atlántico Considerando reconfiguración de Nueva Bquilla - Sabana y Nueva Bquilla - Tebsa en Tebsa - Sabana 4 220 kV

Cortes	Maxima	Media	Minina
Flores - Nueva Barranquilla 1 + 2 220 kV	-	360	360
Tebsa - Sabana 1 + 2 + 3 + 4 220kV	-	770	770
Oasis - Centro + Oasis -Silencio 115 kV	90	-	-
Generación atrapada. (Generación que tendría que reducirse para evitar problemas operativos)			
Flores a 115kV	85	0	0
Flores a 220kV	0	10	70
Tebsa a 220kV	0	0	25

Conclusiones

- ✓ La única área operativa que presentaría generación térmica atrapada sería Atlántico, debido a las limitaciones de la red de transmisión y subtransmisión del área.
- ✓ Con el fin de minimizar las probabilidades de atrapamientos de generación durante pruebas de calentamiento, es necesario que se desarrollen las obras de infraestructura de red de transmisión de acuerdo a las fechas establecidas en los planes de expansión. Mientras se desarrollan las obras, se propone realizar la reconfiguración en la red de 220kV.
- ✓ La salida del transformador de Bolívar 500/230kV o el circuito Bolívar – Copey 500kV, podría ocasionar el disparo por sobrecarga del circuito Fundación – Copey 220kV. Dependiendo del nivel de generación en GCM se presenta atrapamientos.
- ✓ En el Valle del Cauca se podrían presentar eventos en cascada en red a 115 kV entre las subestaciones Yumbo, Chipichape y la Campiña, sin embargo no se presentaría pérdida de demanda y las contingencias se detendrían, razón por la cual no se limita la generación térmica del Valle del Cauca.

Análisis Escenarios Cumbre de las Américas



 filial de isa

Cumbre de las Américas

El evento se realizará los días 14 y 15 de abril.

- Se busca brindar la mayor confiabilidad posible a la zona turística y centro de convenciones que se alimentan de las subestaciones Bocagrande y Chambacu 66 kV.
- La demanda esperada durante el evento, en el escenario alto, es de 430 MW, demanda que será considerada en los supuestos.
- Operar el anillo de 66 kV cerrado.

Escenario de operación durante el Evento

Teniendo en cuenta la situación actual:

- La contingencia de los transformadores de Ternera se cubre con Generación de Proelectrica y el ESPS actual.
- La máxima demanda atendible por un solo circuito entre Bosque y Bocagrande es del orden de 40 MW. La demanda adicional se debe **racionar (programar DNA los 24 períodos)** o **desconectar mediante un ESPS ante contingencia de Ternera – Bosque o Cartagena - Bocagrande** (45 MW Aprox en demanda máxima).
- La máxima demanda atendible por un solo circuito entre Chambacú y Zaragocilla es del orden de 60 MW. La demanda adicional se debe **racionar (programar DNA los 24 períodos)** o **desconectar mediante un ESPS ante contingencia de Ternera – Zaragocilla o Cartagena – Chambacú** (50 MW Aprox en demanda máxima).

Actividades pendientes

Electricaribe.

- Recuperar capacidad circuito Cospique – ternera 66 kV.
- Culminar construcción circuitos 13.8 kV de Ternera.
- Analizar viabilidad instalación de plantas Diesel lugares del evento.
- Realizar inventario de plantas diesel en el área.

Electricaribe - XM. Definir la alternativa operativa:

- **A1.** Programar DNA durante los 24 períodos para brindar la mayor confiabilidad posible a la zona turística y centro de convenciones que se alimentan de las subestaciones Bocagrande y Chambacu 66 kV.
- **A2.** Diseño e implementación ESPS que permitan minimizar riesgos en las subestaciones Bocagrande y Chambacú.

Actividades pendientes

SSPD:

- Convocar reunión informativa con hoteleros de Cartagena, campaña URE e inventario plantas de generación.

Electricaribe – ISA – TRANSELCA - XM.

- Revisar plan rápido de restablecimiento del área ante eventos.
- **Creación del Comité de Crisis**

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa

**XM Compañía de
Expertos en Mercados
S.A. E.S.P.**

Calle 12 Sur N° 18 – 168
Medellín - Colombia

Línea de Atención al Cliente:
57(4) 317 2929

www.xm.com.co



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