



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 058

Jueves, 12 de abril de 2012

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

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

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND - 058

Jueves, 12 de abril de 2012



■ filial de isa

Contenido

- Indicadores calidad de la operación
- Evolución variables del SIN
- Análisis energético largo plazo
- Varios





Atentados sobre Líneas de Transmisión



Atentados en el SIN

Estado Actual



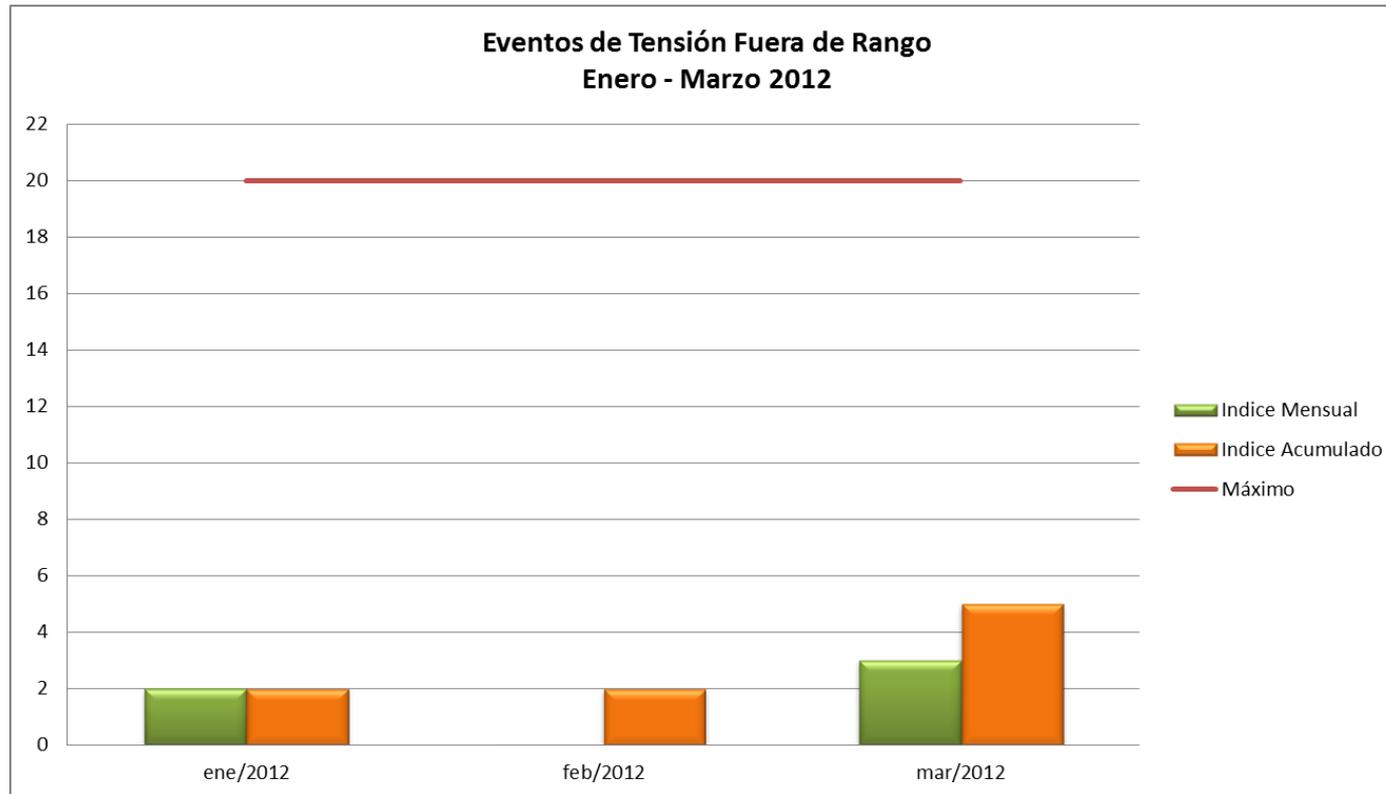
Indisponibilidades por Atentados

- Circuito a 500 kV Porce III - Cerromatoso. 1 torre derribada (abril 2 de 2012)



Indicadores calidad de la operación

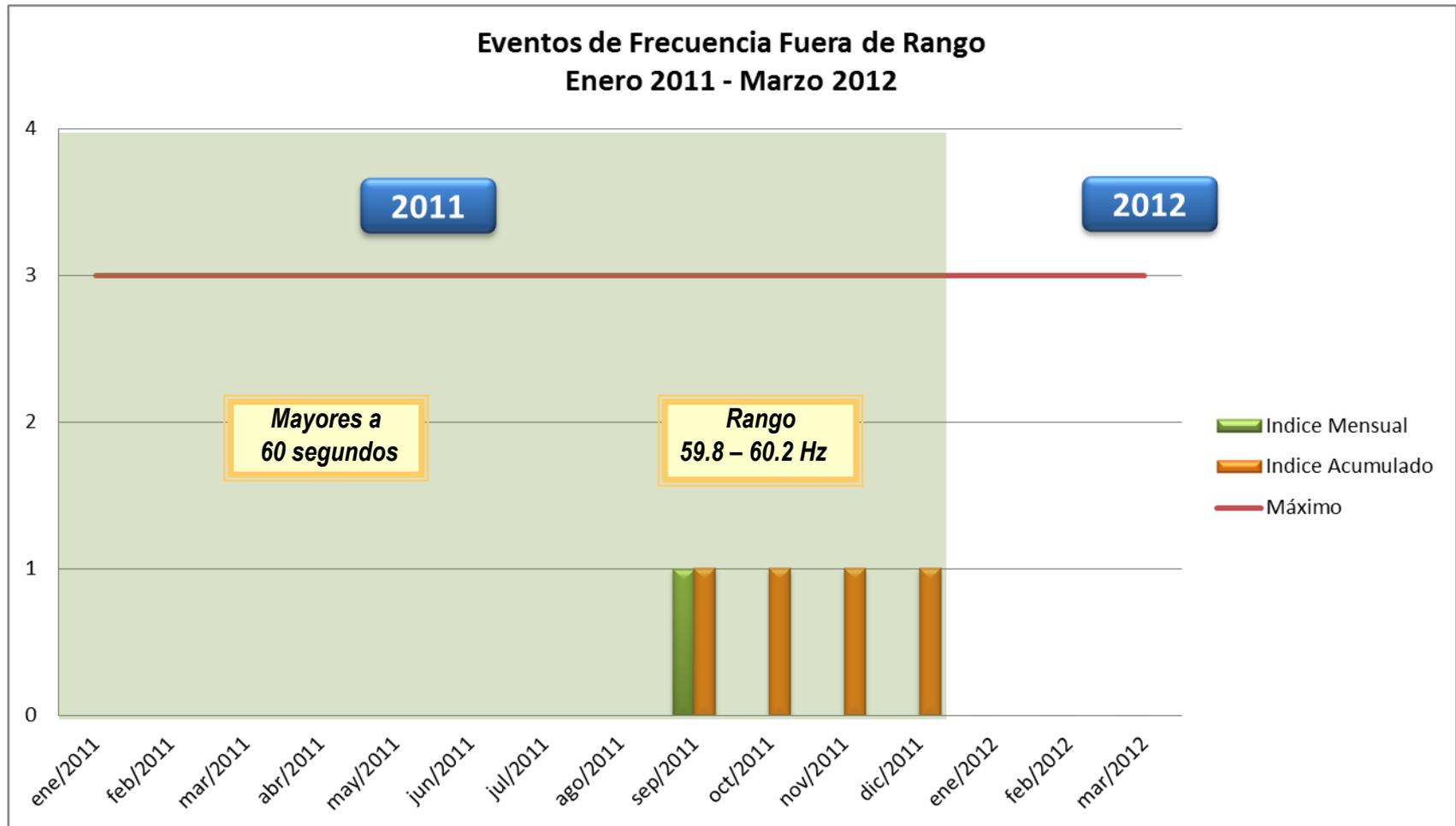
Tensión Fuera de Rango



En el mes de marzo se presentaron 3 eventos de tensión en el sistema.

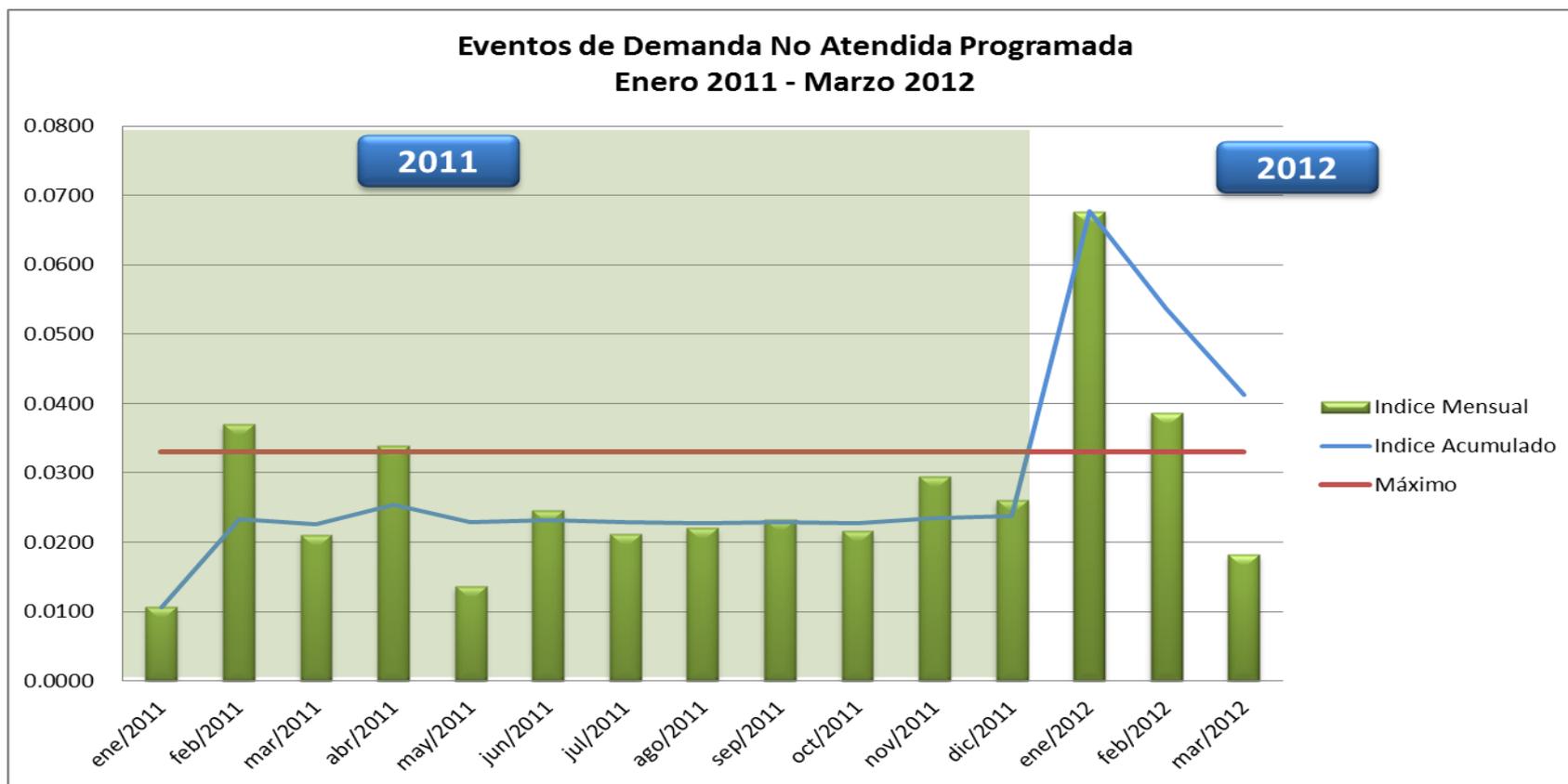
- Marzo 06: 15:27 hrs disparo de las unidades 1, 2 y 3 de Salvajina, de los circuitos Pance - Salvajina 1 230 kV y Juanchito - Salvajina 1 230.
- Marzo 16: 15:46 hrs disparo de las unidades 2 y 3 de Salvajina, de los circuitos Pance - Salvajina 1 230 kV y Juanchito - Salvajina 1 230.
- Marzo 19: 00:13 hrs disparo de los circuitos Pance-Juanchito, Pance-Alto, Pance-Yumbo y los 4 transformadores 230/115 kV de Pance.

Variaciones de Frecuencia



En marzo no se presentaron eventos de frecuencia fuera de rango

Porcentaje de Demanda No Atendida Programada



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 0.92 GWh. Las principales causas fueron:

- Marzo 18: Apertura del circuito San Felipe - Mariquita 115 kV bajo consignación nacional C0083287. (0.12 GWh).
- Marzo 18: Apertura del circuito Altamira - Florencia 115 kV bajo consignación nacional C0078976 (0.18 GWh).

Porcentaje de Demanda NO Atendida No Program.



Se dejaron de atender 2.41 GWh. Las principales causas fueron:

- Marzo 7: Disparo del circuito Ternerá - Villa Estrella - Bayunca 166 kV por ruptura del cable de guarda que cae sobre circuitos a 13.8 kV (0.19 GWh).
- Marzo 26: Disparo del circuito Junín - Buchely 115 kV. (0.17 GWh)

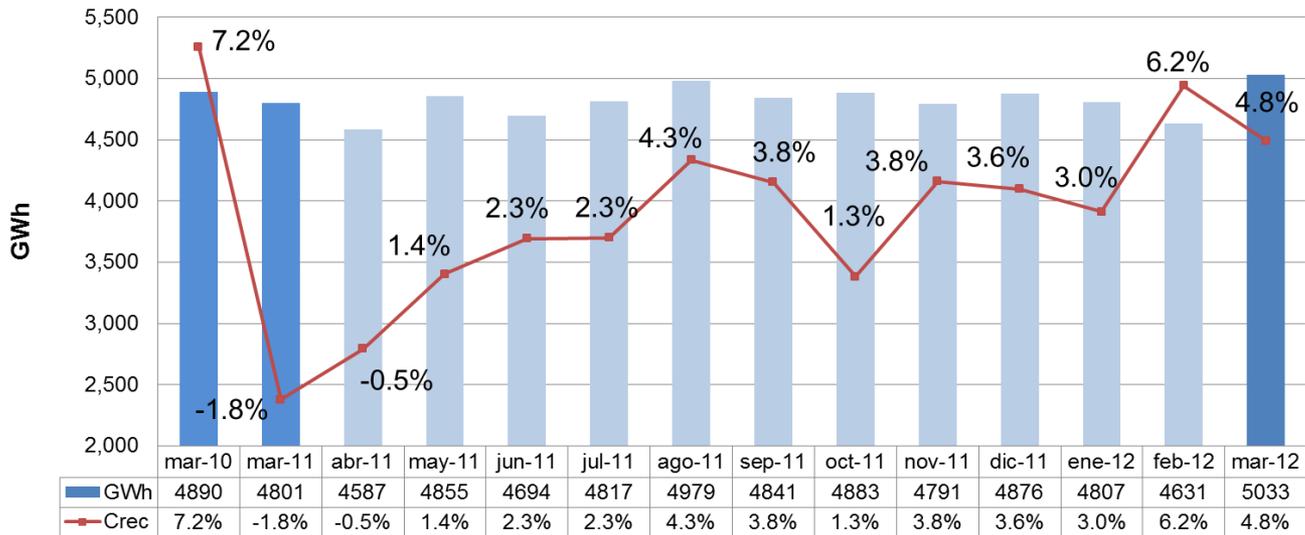




Evolución variables del SIN

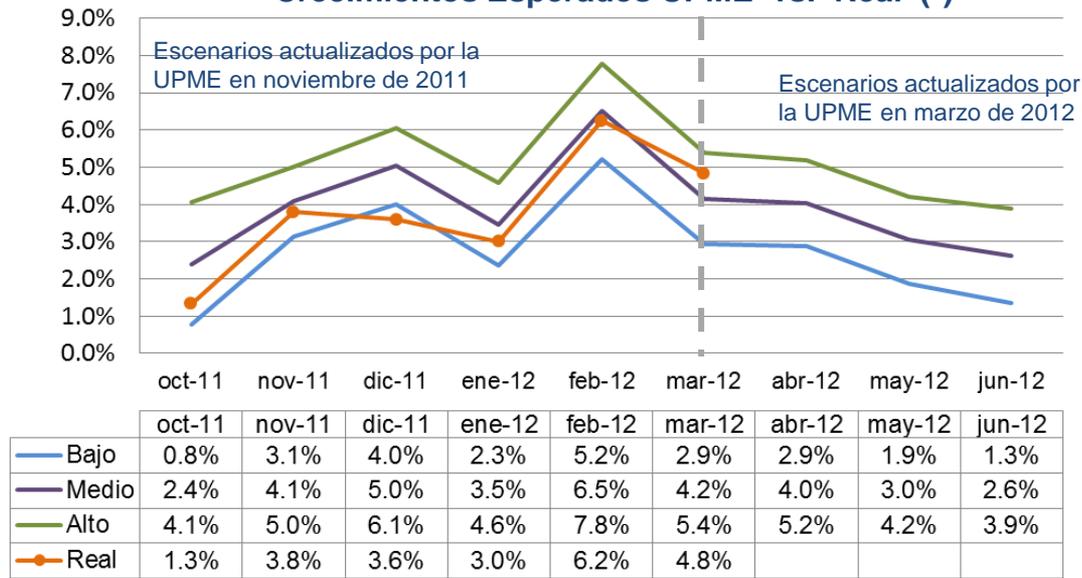
Demanda de energía del SIN - Marzo 2012

Seguimiento mensual - Marzo 2012 vs. Marzo 2011



En marzo del 2012 la demanda de energía creció el 4.8%. Un factor asociado con este repunte fue la recuperación del consumo en la Mina de Cerromatoso en marzo de 2012, ya que en marzo de 2011 estaba en mantenimiento uno de los hornos. Si se excluye el efecto de Cerromatoso, la demanda de marzo de 2012 crece en 3.9 %.

Crecimientos Esperados UPME vs. Real (*)

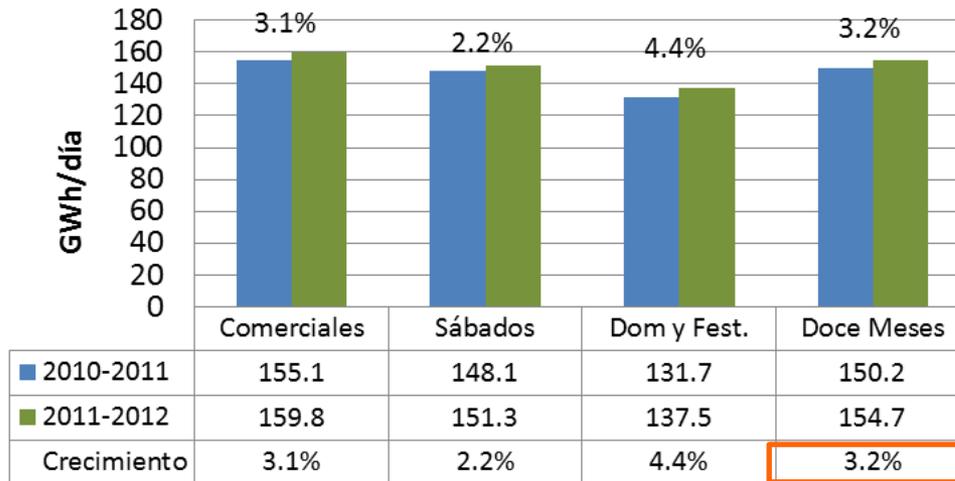


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

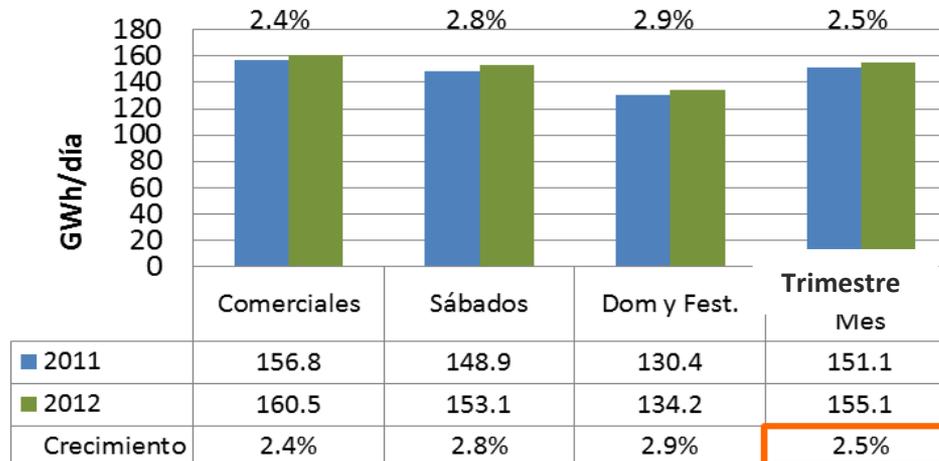


Seguimiento al consumo medio de energía del SIN por tipo de día

Últimos doce meses - (Abr 2011 a Mar 2012) vs. (Abr 2010 a Mar 2011)



Acumulado anual 2012 - (Ene 2012 - Mar 2012)

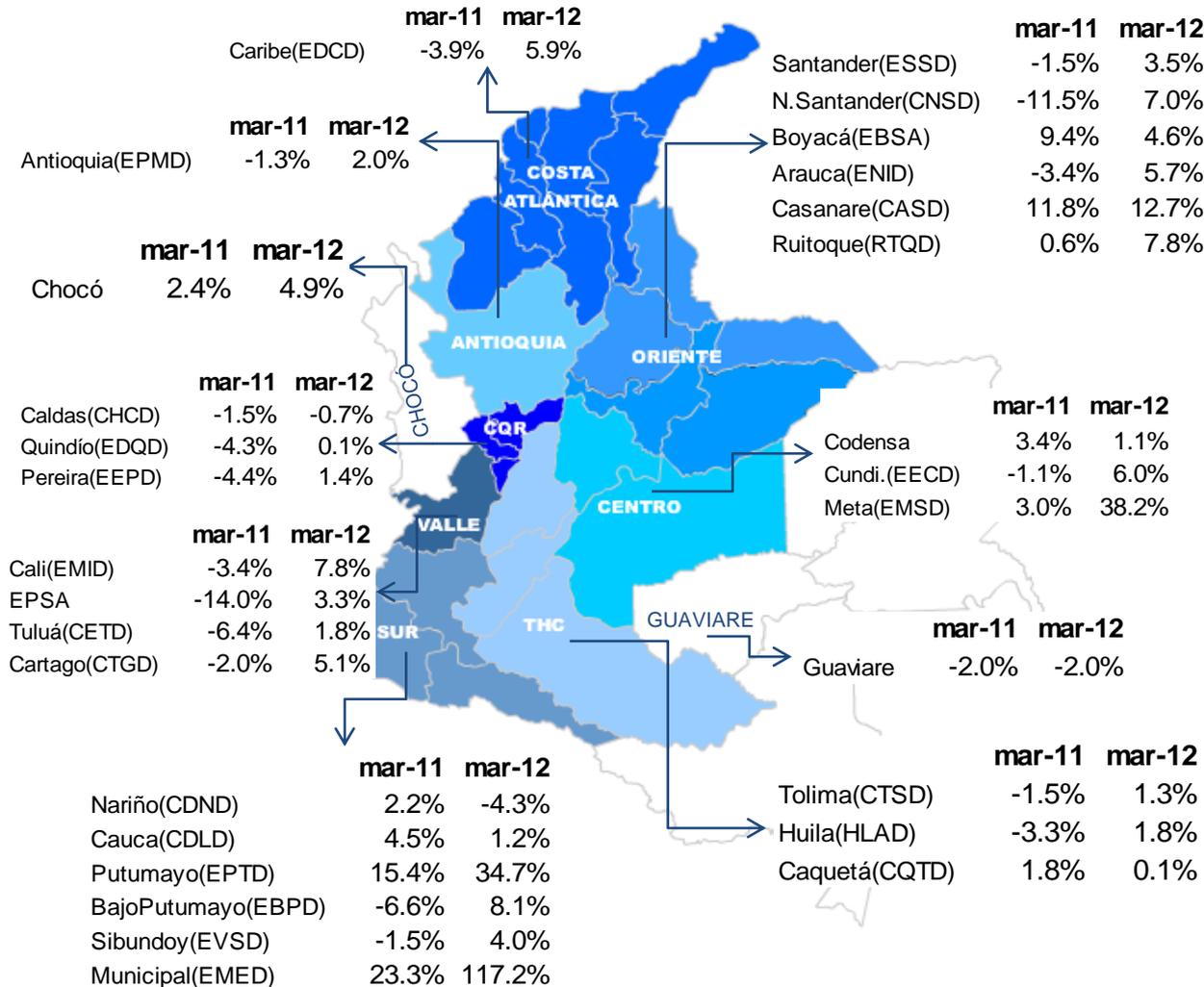


- El cálculo es un ponderado por el número de días comerciales, sábados y domingos-festivos en los últimos doce meses y en el trimestre.
- No se considera consumo de la Mina de Cerromatoso, ya que se redujo su consumo entre febrero 2011 y agosto de 2011 por el mantenimiento de uno de los hornos de la mina.

Demanda de energía por operadores de red y región

- Marzo 2012

Comportamiento por operadores de red - OR



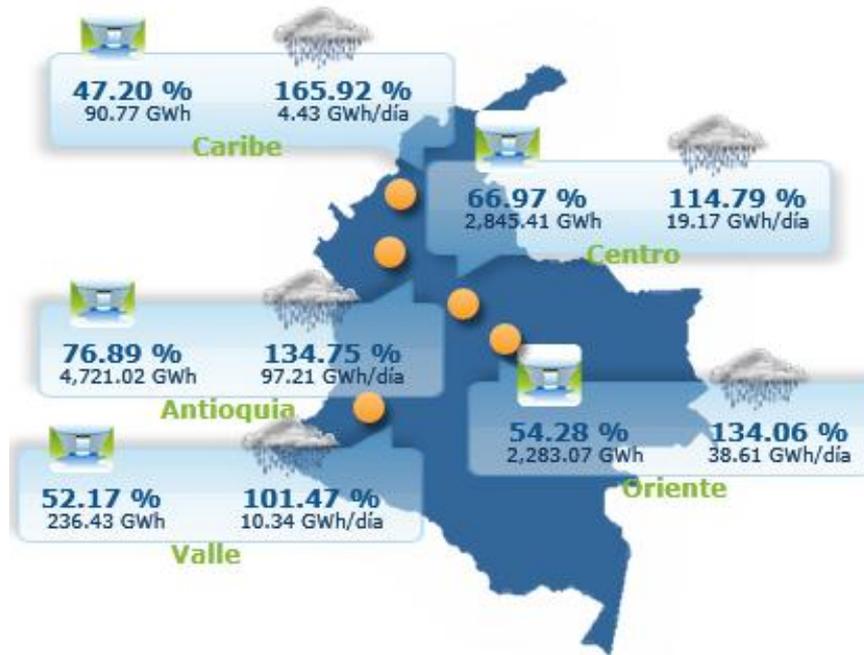
Comportamiento por región

Región	mar-11	Crec	mar-12	Crec
Centro	1270.1	3.1%	1315.6	3.6%
Antioquia	711.0	-1.3%	725.3	2.0%
Costa Atlántica	949.9	-3.9%	1006.4	5.9%
Valle	520.5	-7.1%	552.3	6.1%
Oriente	478.6	-0.7%	503.6	5.2%
CQR	201.7	-2.7%	201.7	0.0%
THC	187.5	-1.9%	190.1	1.4%
Sur	146.8	3.4%	147.0	0.1%
Chocó	15.5	2.6%	16.3	5.2%
Guaviare	3.6	-2.7%	3.5	-2.8%
* Cargas STN	213.6	-21.5%	313.7	46.9%

(*) Corresponden a cargas conectadas directamente al STN y no tienen asociado un OR. No se incluyen las exportaciones a Ecuador.

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

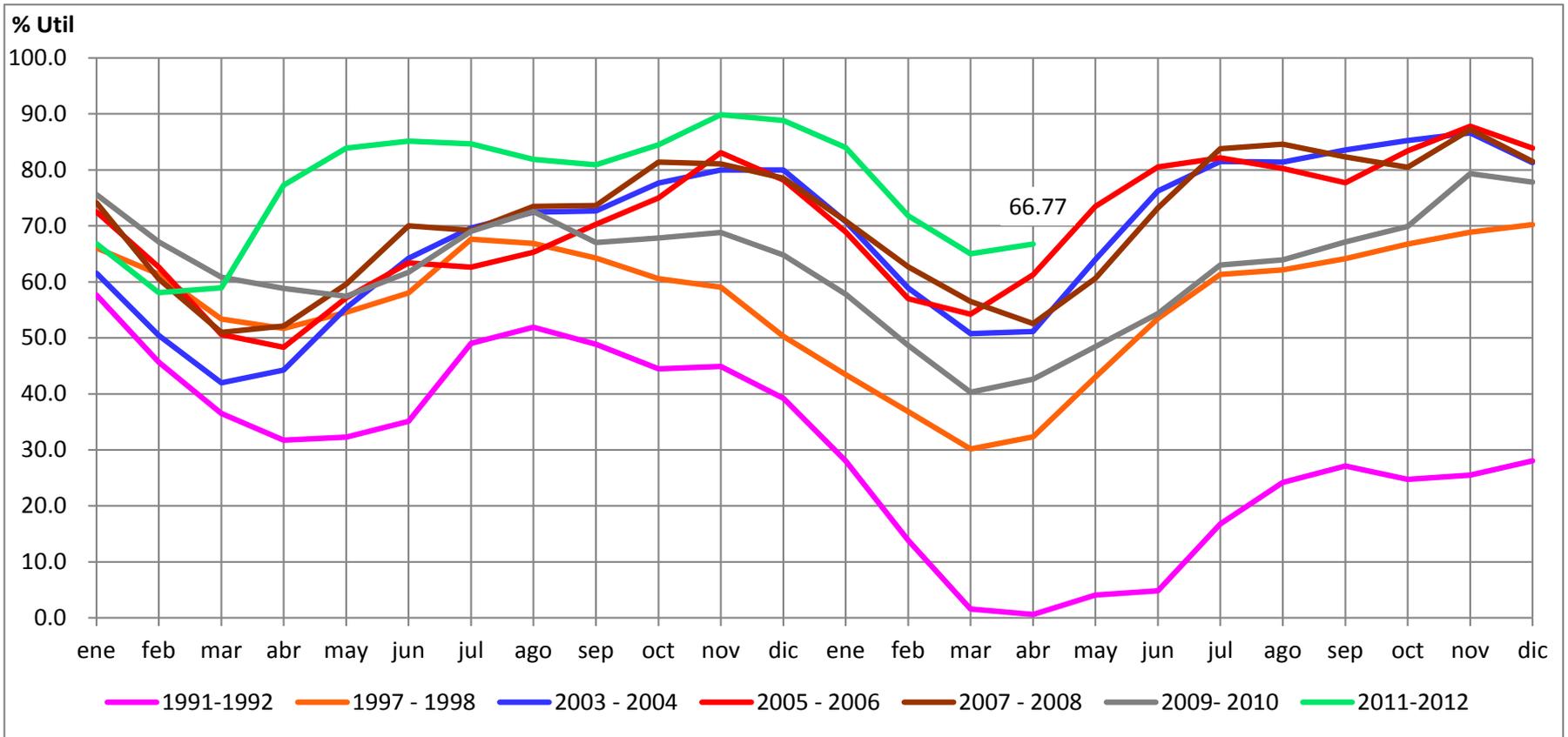
Estado variables hídricas – abril 10 de 2012



Sistema Interconectado Nacional (SIN)



Evolución del embalse agregado SIN Primer y Segundo Año



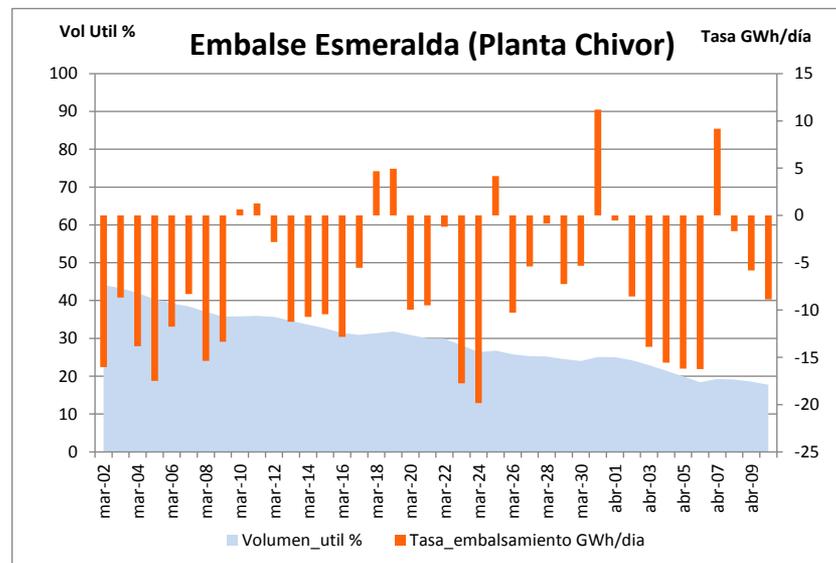
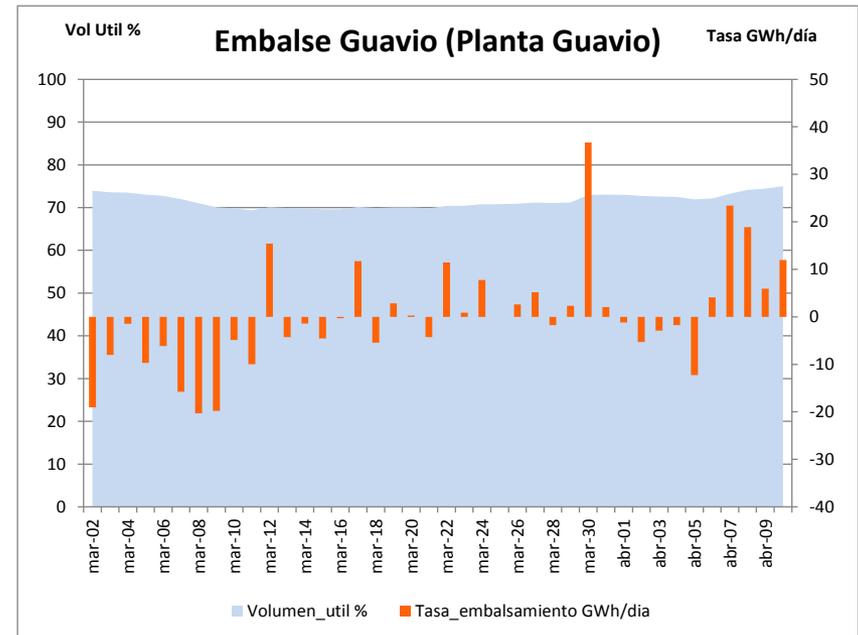
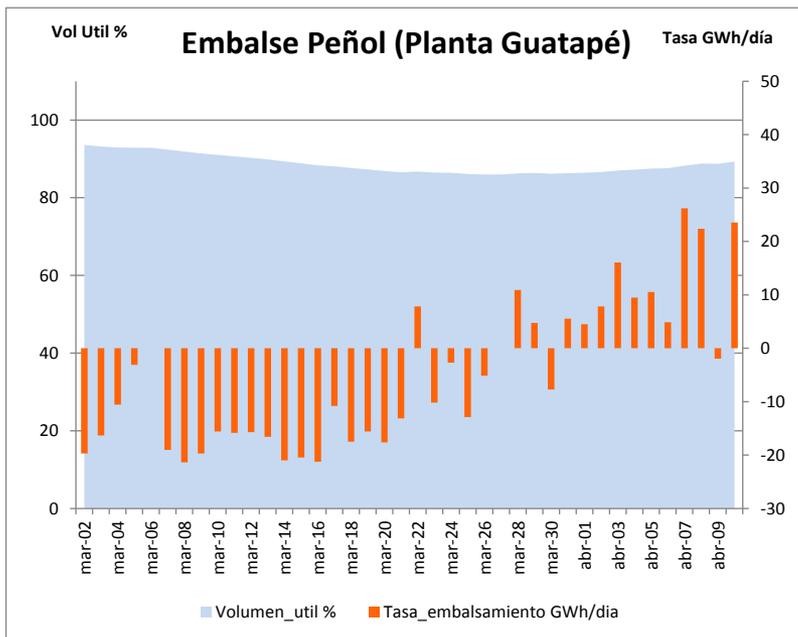
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



filial de isa

Datos hasta el 10 abr

Evolución principales embalses



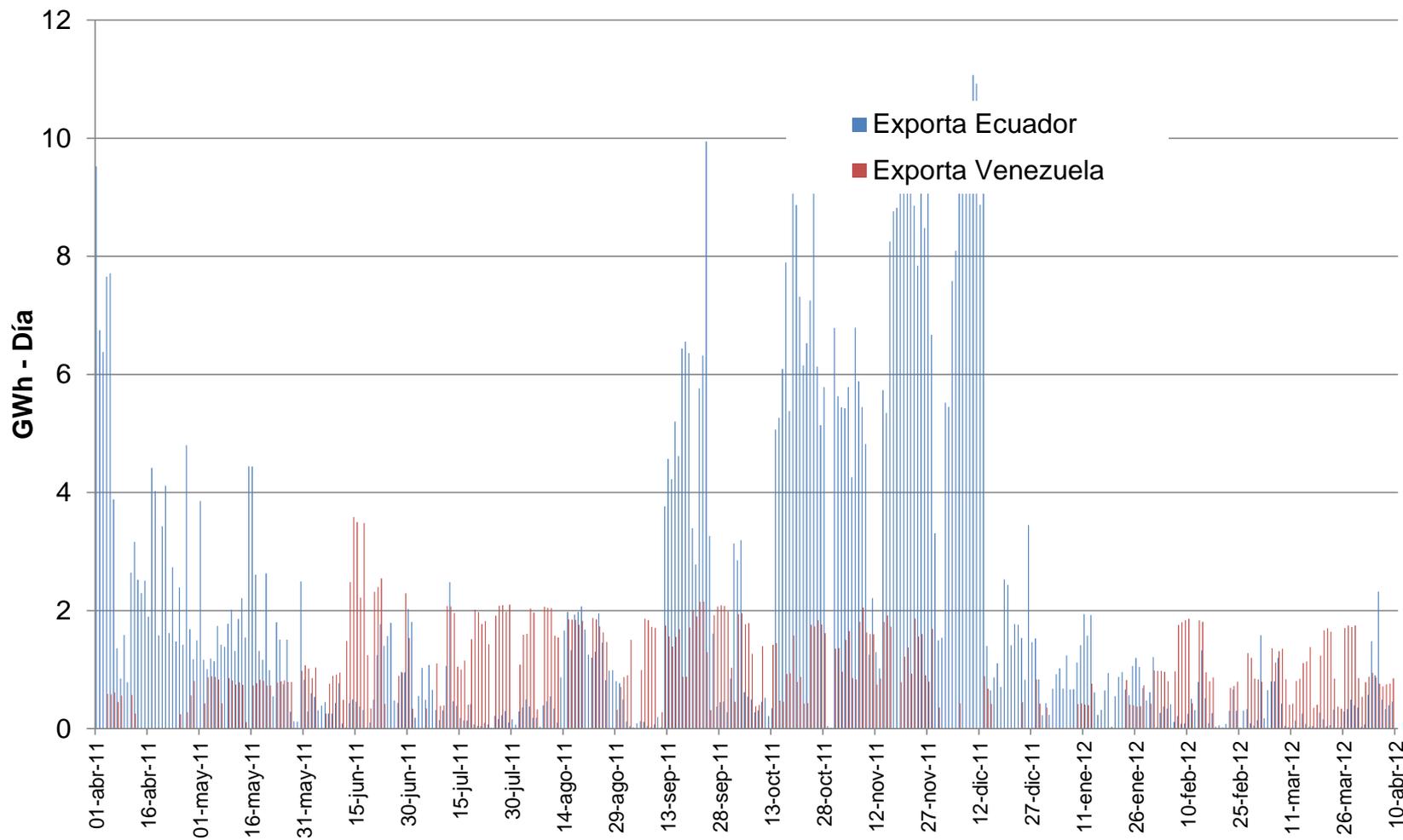
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



filial de isa

Datos hasta el 10 abr

Exportaciones



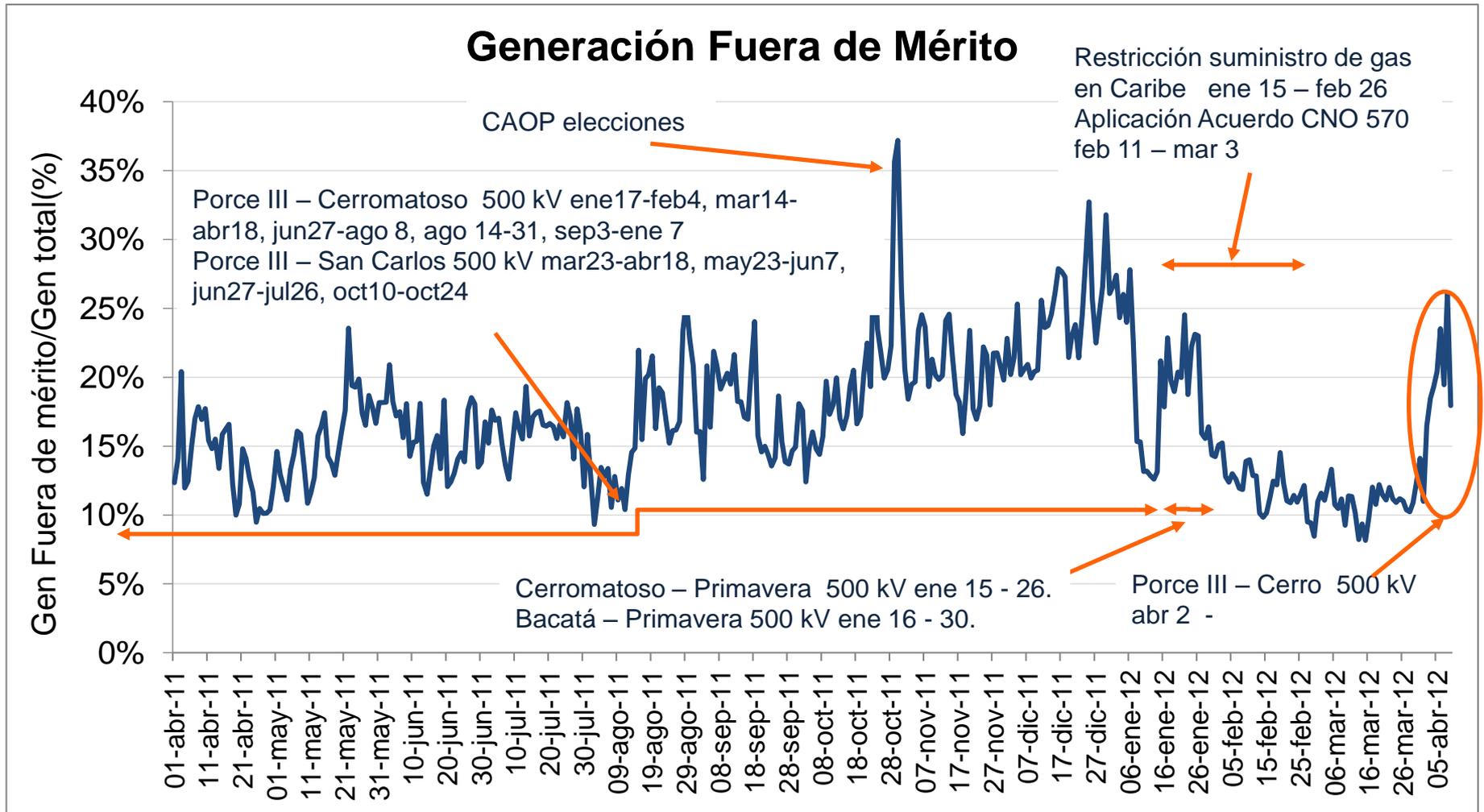
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



filial de isa

Datos hasta el 10 abr

Generación Fuera de Mérito



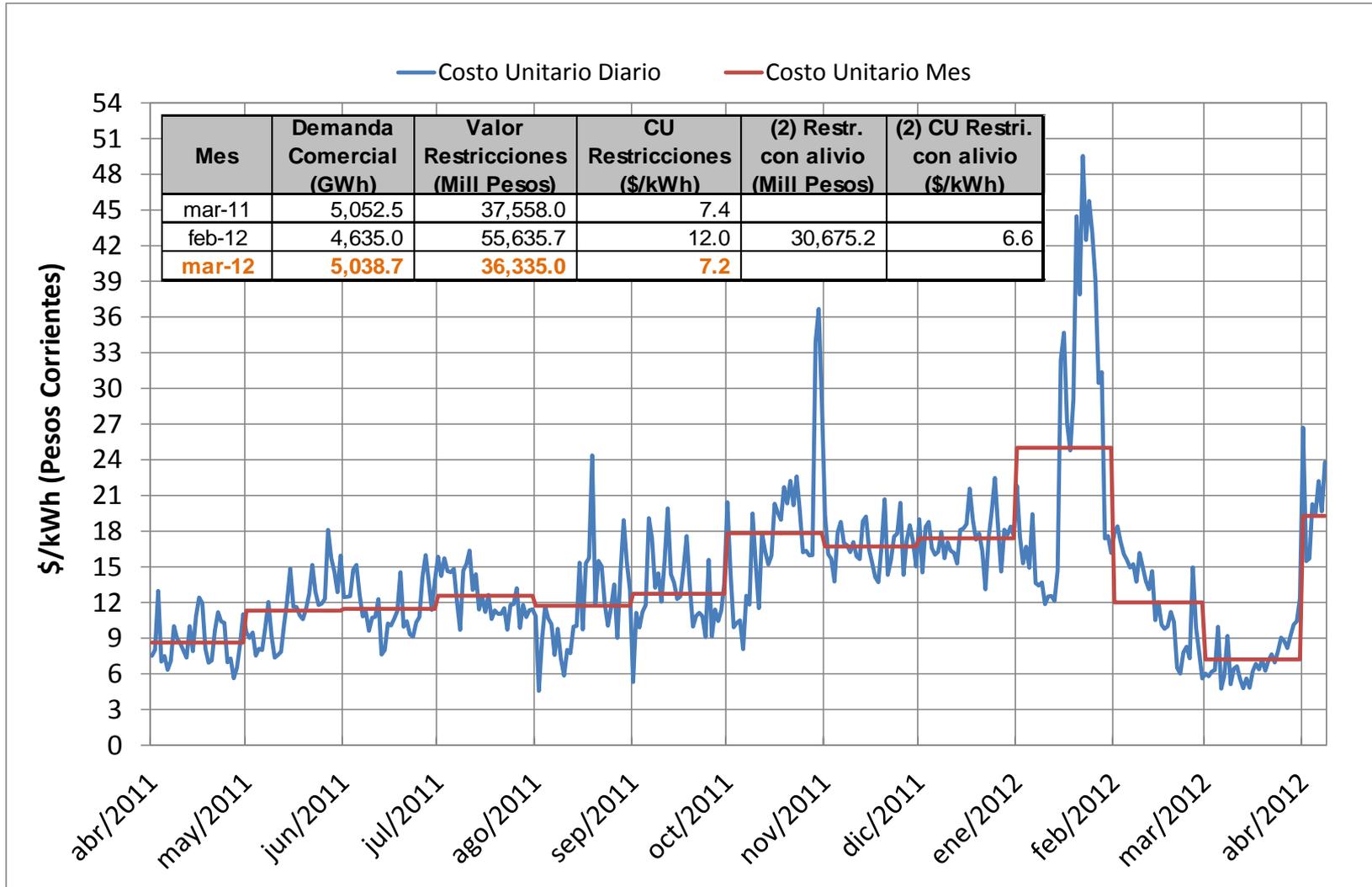
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



filial de isa

Datos hasta el 09 abr

Evolución del Costo Unitario de Restricciones (1)



(1) No se incluyen los alivios o cargos asociados al componente de restricciones

(2) En febrero 2012 por aplicación Resolución CREG 061/07: En la liquidación se refleja un alivio de \$24,960.6 millones en las restricciones por el cobro de una de las garantías para el Cargo por Confiabilidad (Porce IV).



filial de isa

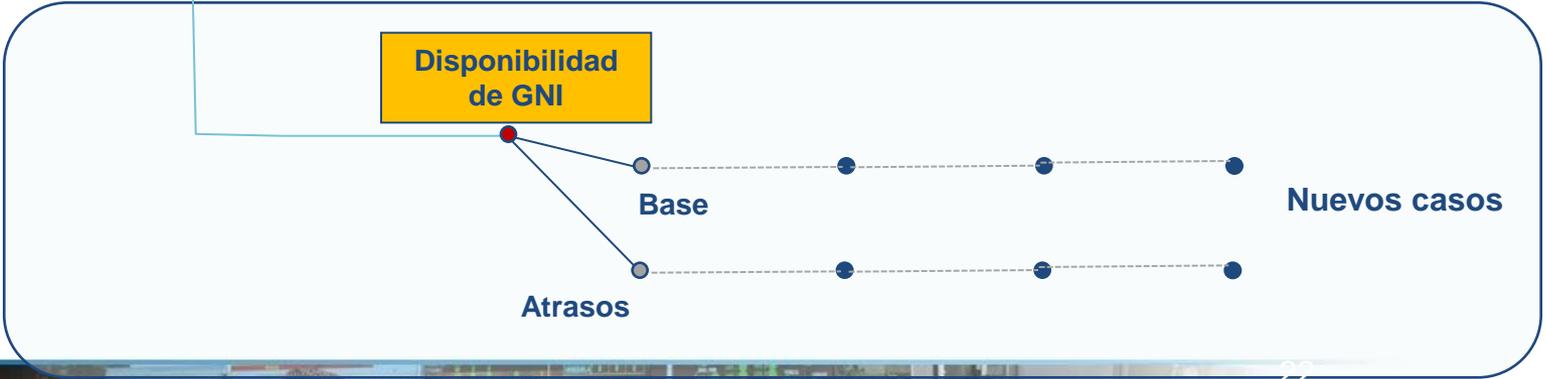
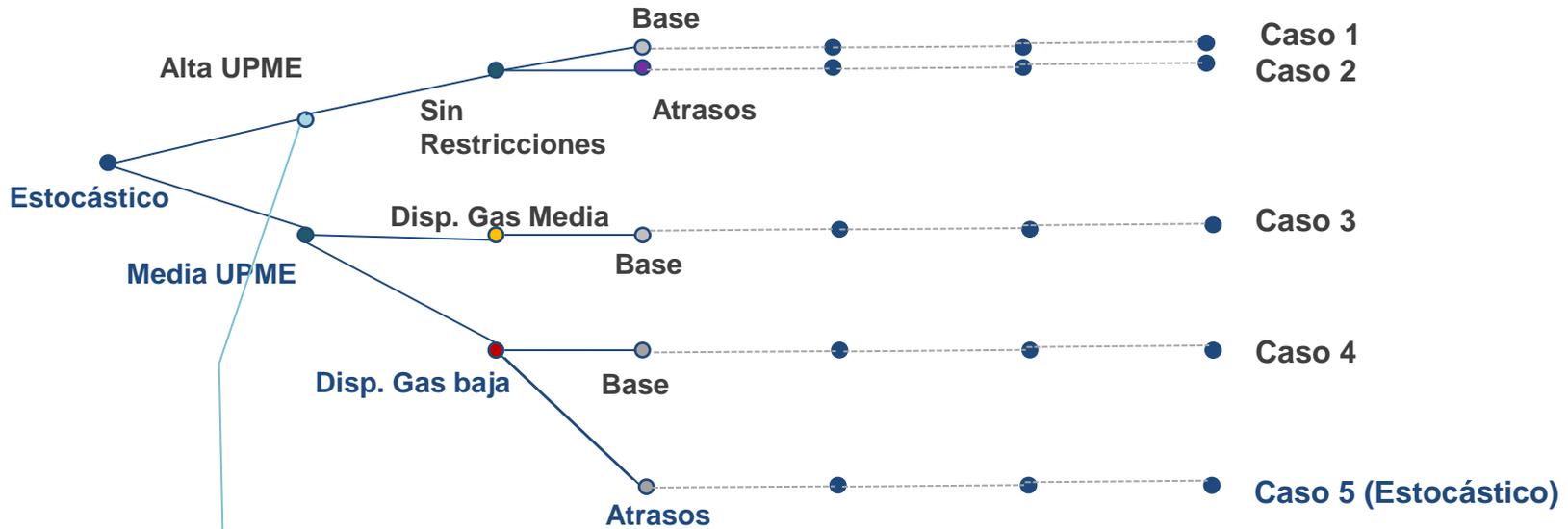
Datos hasta el 08 abr



Análisis energético largo plazo

Árbol de escenarios considerados

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
------------	---------	--------------------------------	-----------------------------------	---------------------------------	------------------------------	-------------------------	-------------------	-------------------	-----------------------------



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



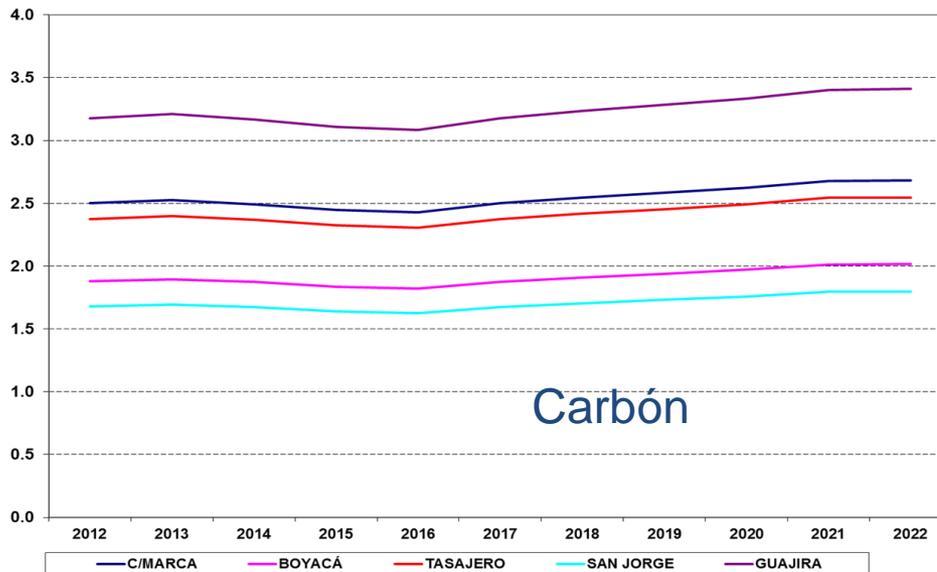
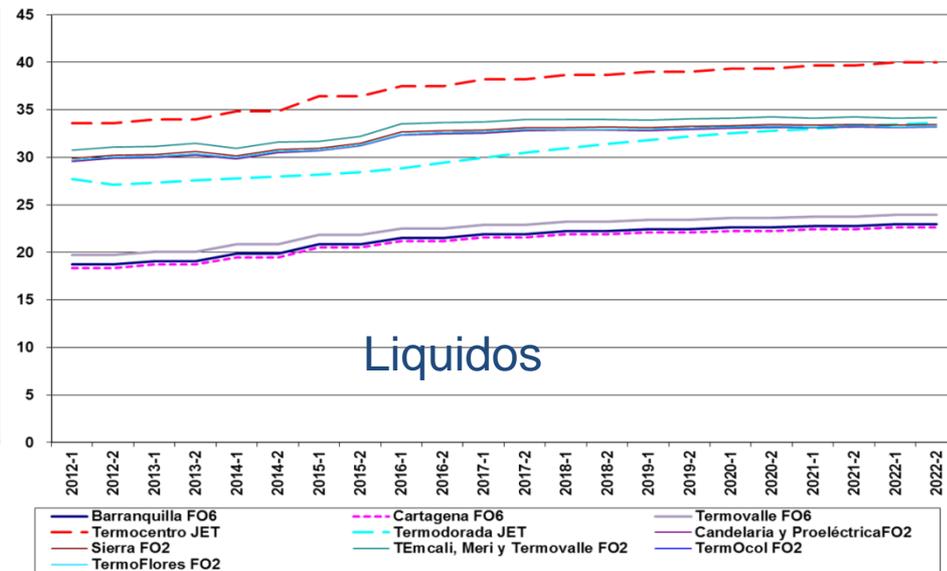
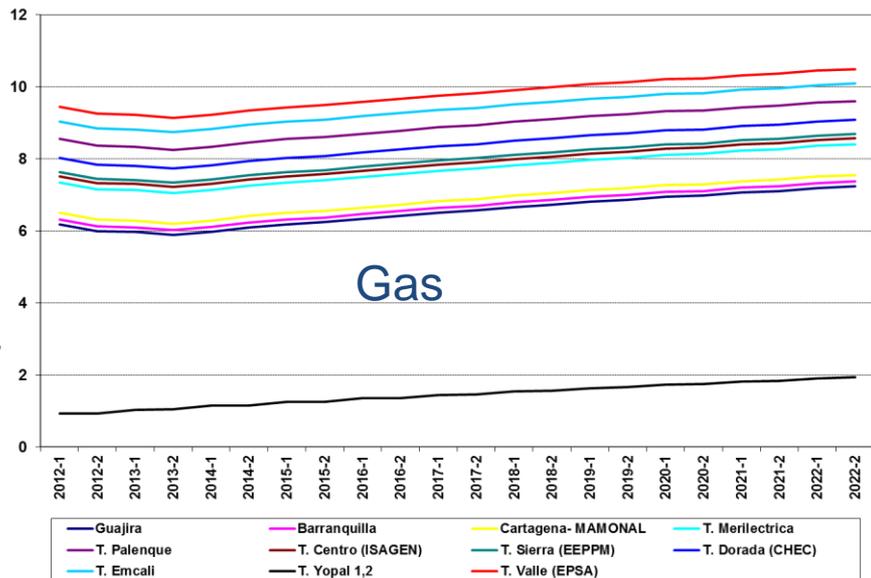
Información Básica Simulaciones

	Descripción
Modelo de Optimización	SDDP versión 10.2.3c
Tipo de Estudio	Estocástico 100 series Modelo ARP. <ul style="list-style-type: none">• Coordinado Colombia – Ecuador - Panamá
Horizonte	120 meses (Abr/12 –Mar/22)
Demanda	Escenario de crecimiento medio de UPME (Marzo/12).
Precios de Combustible	Proyecciones UPME febrero/2011 para Gas, Carbón y Fuel Oil
Disponibilidad de Combustible	380 MPCD para la Costa y 120 MPCD para el interior
Interconexiones internacionales	Ecuador : (Máxima 230 MW; Media 400 MW; Mínima 400MW – 9GWh/día Col-Ecu, 0GWh/día Ecu - Col. Panamá : 300 MW desde Enero de 2015.
Plan de Expansión	Fechas de entrada en operación reportada por agentes.



Precios Combustibles

\$US/MBT



Precios en USD\$/MBTU, constantes de diciembre de 2011, actualizados con IPP de febrero de 2012.

Fuente: UPME, febrero de 2012

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



filial de isa

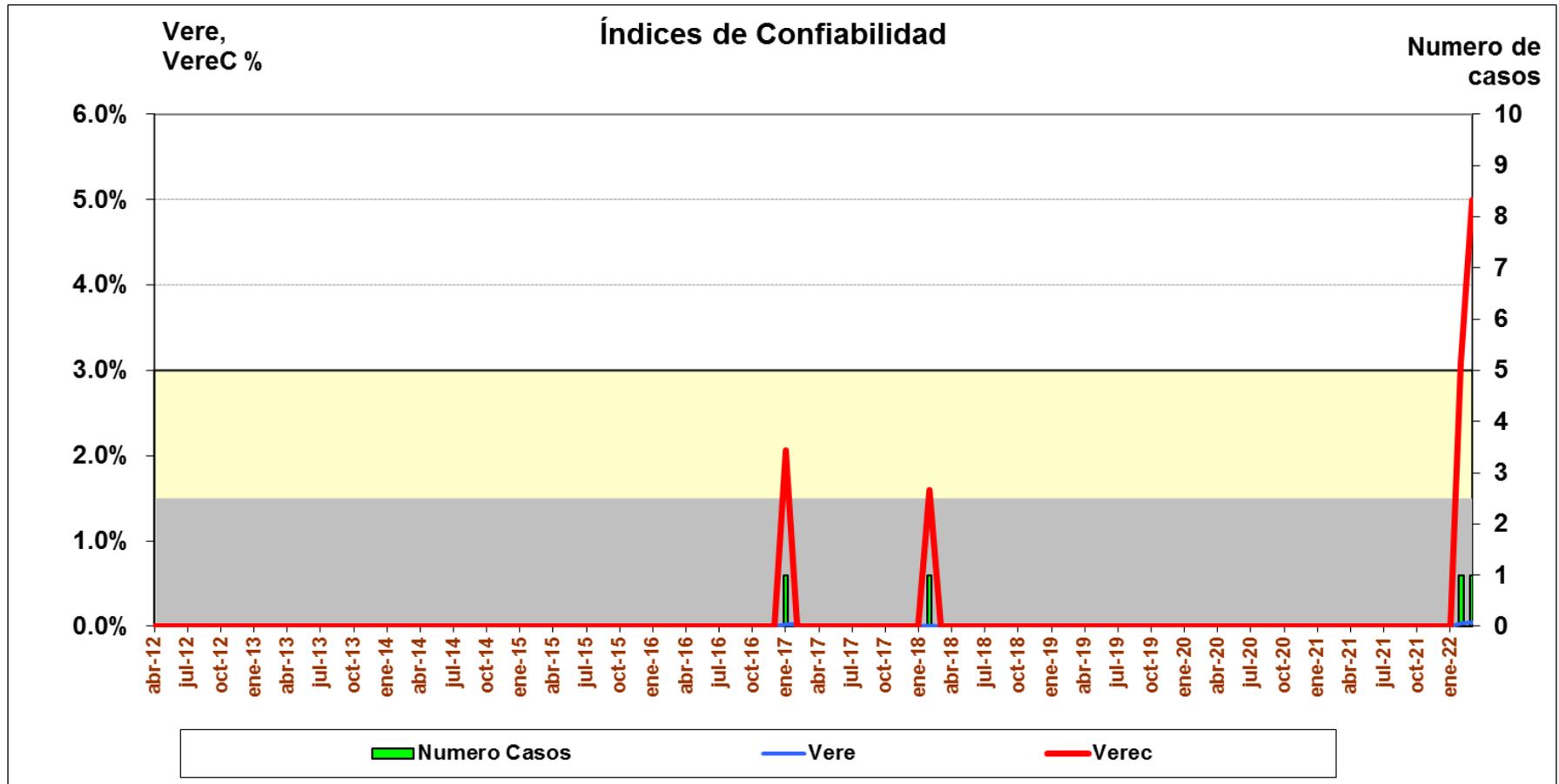
Plan Expansión Generación. Colombia

ITEM	PROYECTO	Capacidad [MW]	FECHA ESPERADA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	PROMOTOR DEL PROYECTO	FECHA ASIGNADA A OBLIGACIÓN DE ENERGÍA FIRME	Observaciones
1	Amoyá	80	Septiembre 20 de 2012	ISAGEN	Diciembre 01 de 2011	Fecha según auditoria de plantas
2	Termocol	202	Noviembre 30 de 2012	POLIOBRAS	Diciembre 01 de 2012	Fuente: UPME comunicación Rad. XM 011753-3, noviembre 3 de 2011
3	Gecelca 3	150	Enero 31 de 2013	GECELCA	Diciembre 01 de 2012	Fuente: Según auditoria seguimiento plantas cargo por confiabilidad.
4	Sogamoso	800	Septiembre 30 de 2013 (Primera unidad) Noviembre 30 de 2013 (Totalidad de la generación)	ISAGEN	Diciembre 01 de 2014	Fecha actualizada por ISAGEN comunicación Rad. XM 009442, agosto 24 de 2010
5	Cucuana	60	Septiembre de 2013	EPSA	Diciembre 01 de 2014	Fecha actualizada por la UPME. Presentación seguimiento de proyectos de generación. Subcomité de Plantas Térmica, septiembre 20 de 2011
6	Quimbo	420	Noviembre 30 de 2014	EMGESA	Diciembre 01 de 2014	Fuente: Informe de avance del plan de expansión de generación UPME junio 2011
7	Pescadero Ituango	1200	Diciembre de 2017	HIDROELECTRICA PESCADERO ITUANGO	Diciembre 01 de 2018	Fuente: Informe de avance del plan de expansión de generación UPME junio 2011
8	Gecelca 32	250		GECELCA	Diciembre 01 de 2015	T. Carbón Subasta 2015-2016
9	Sn Miguel	42		La Cascada SAS ESP	Diciembre 01 de 2015	Hidro. Subasta 2015-2016
10	Ambeima	45		Energía de los Andes S.A.S. E.S.P.	Diciembre 01 de 2015	Hidro. Subasta 2015-2016
11	Carlos Lleras Restrepo	78.1		Hidralpor SAS ESP	Diciembre 01 de 2015	Hidro. Subasta 2015-2016
12	Tasajero II	160		Termotasajero S.A. E.S.P.	Diciembre 01 de 2015	T. Carbón Subasta 2015-2016
13	Termonorte	88		TERMONORTE S.A.S. E.S.P.	Diciembre 01 de 2017	Termica FO. Subasta GPPS
14	El Porvenir II	352		COLINVERSIONES SA	Diciembre 01 de 2018	Hidro. Subasta GPPS

Total expansión en el horizonte : 3925 MW



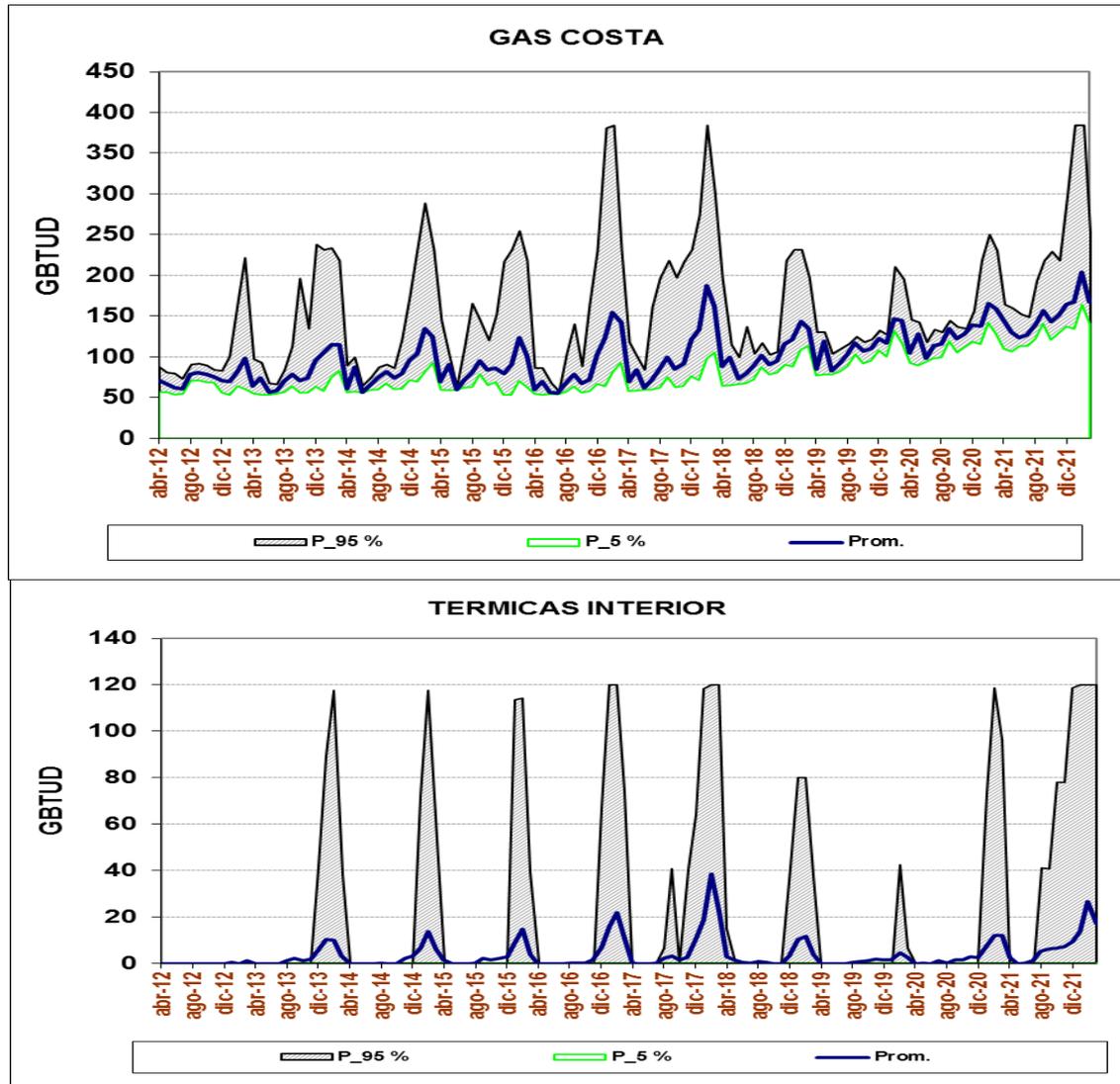
Resultados simulaciones



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

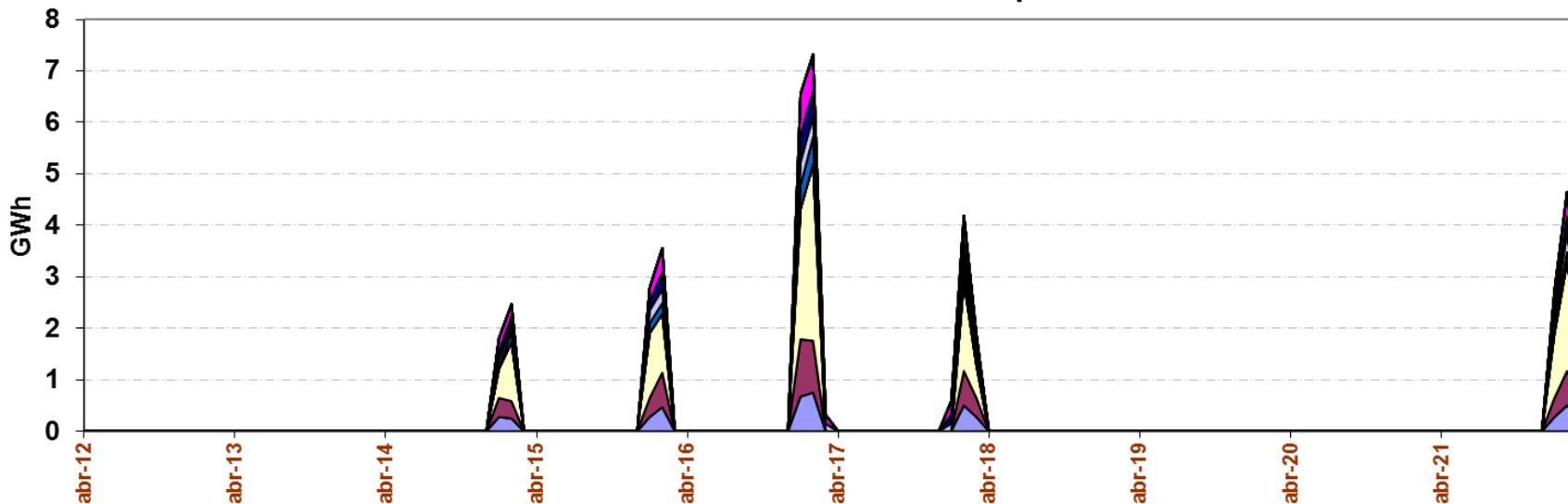


Resultados Simulaciones - Consumo Gas



Resultados Simulaciones

Generación con Combustibles Líquidos

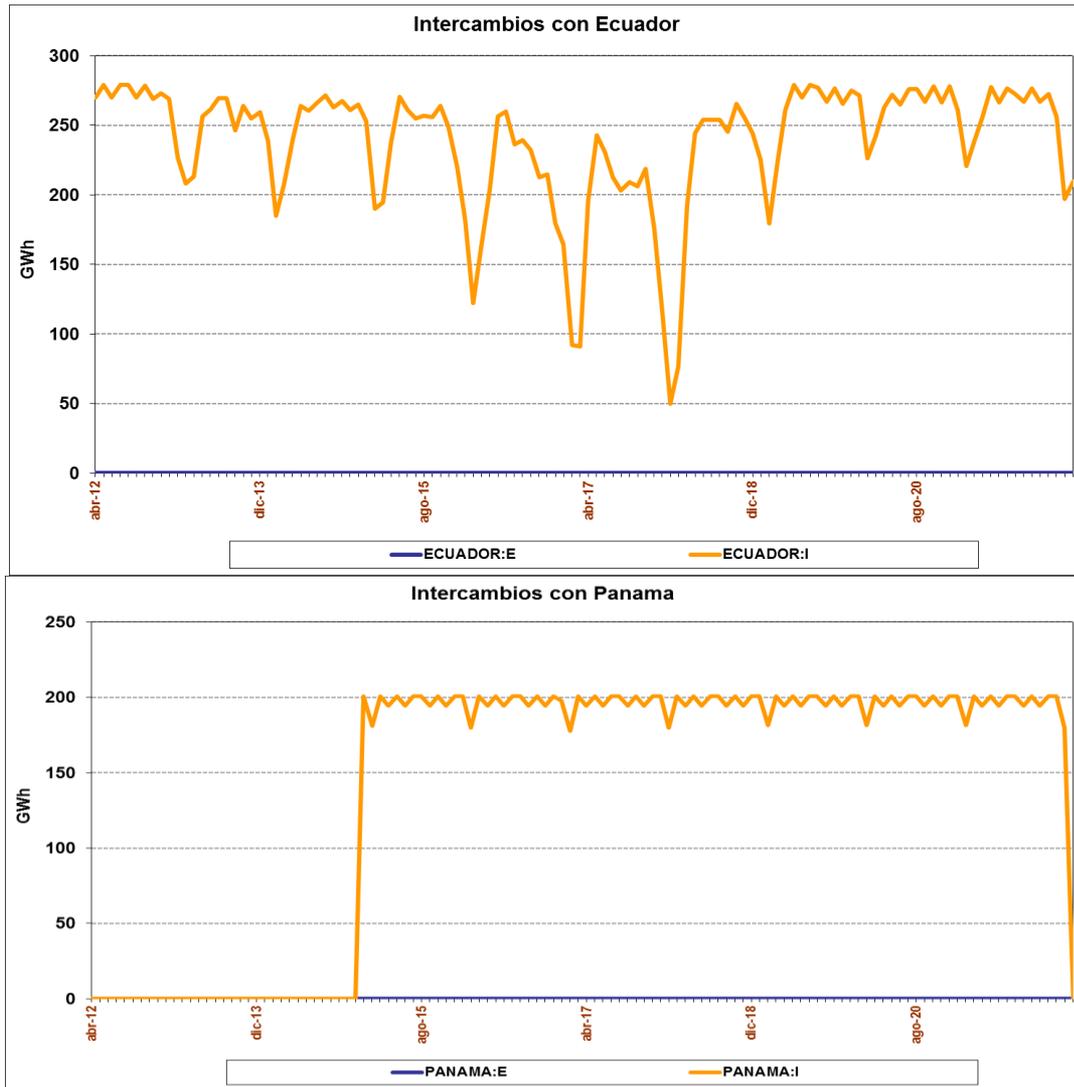


- | | | | | |
|---------------------|---------------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| ■ BQUILLA3FO6 Prom. | ■ BQUILLA4FO6 Prom. | □ EMCALIFO2 Prom. | □ FLOR2FO2 Prom. | ■ TSIEFO2 Prom. |
| ■ TCAND1FO2 Prom. | ■ TCAND2FO2 Prom. | □ CGNA3FO6 Prom. | ■ CGNA1FO6 Prom. | ■ CGNA2FO6 Prom. |
| ■ FLOR1FO2 Prom. | ■ TDOREJA1 Prom. | ■ PROEL1FO2 Prom. | ■ PROEL2FO2 Prom. | ■ TCENTROJA1 Prom. |
| ■ TEBSABFO2 Prom. | ■ TEBSABFO2 Prom. | | | |

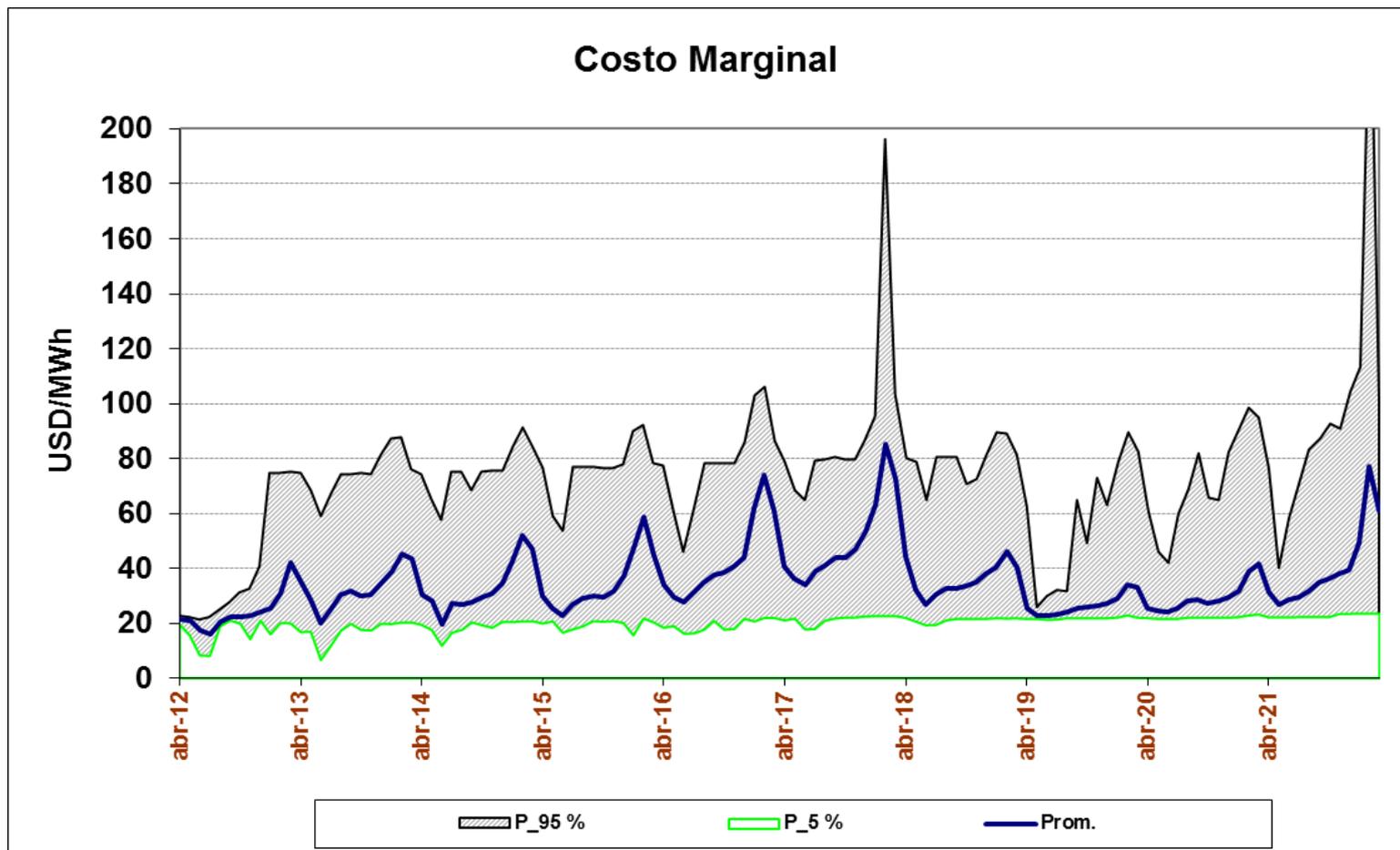
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Resultados Simulaciones



Resultados Simulaciones



Conclusiones y Recomendaciones

- Con los supuestos considerados se observa una atención confiable a lo largo del horizonte de estudio.
- El consumo de gas para costa muestra que en los veranos de 2017 y 2018 se alcanzaría el límite definido (380 MPCD) en el percentil 95.
- La generación promedio con combustibles líquidos muestra que en los veranos de 2017 y 2018 se requeriría el uso de estos energéticos con mayor intensidad.
- Se recomienda citar al grupo de supuestos del CNO e invitar a UPME para que presente los escenarios de costo de GNL considerados en el último documento de costos de combustibles en el mes de febrero 2012.





Varios



■ filial de isa

 www.xm.com.co

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS PARA XM S.A. E.S.P.

2012