



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 130

Jueves, 2 de agosto de 2012

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

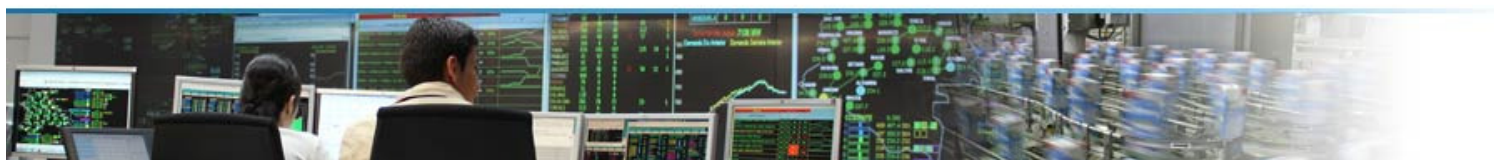
Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND - 130

Jueves, 2 de agosto de 2012

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



Contenido

- Situación eléctrica
- Indicadores calidad de la operación
- Evolución variables del SIN
- Panorama energético – mediano plazo
- Varios



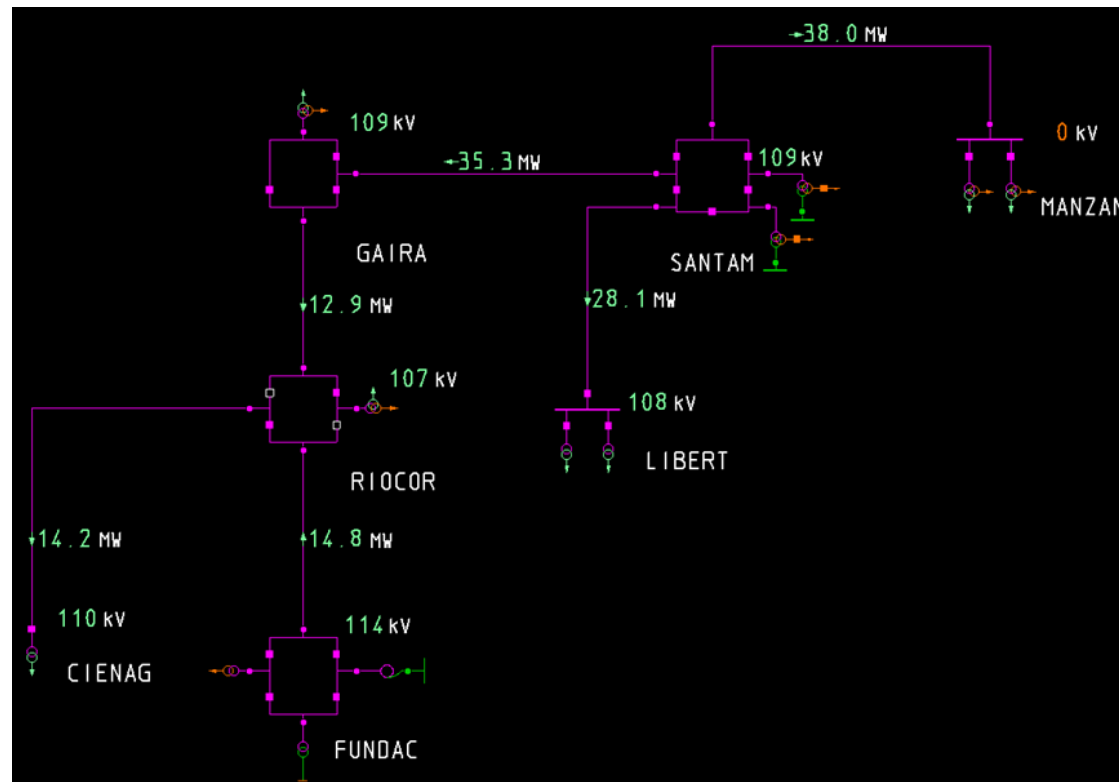


Situación eléctrica

Evento área Magdalena

En el departamento de Magdalena el día 30 de junio a las 11:31 horas se desconectan los Autotransformadores 1 y 2 de la S/E Santa Marta 220/110 kV con 97 MW por incendio en la S/E Rio Córdoba 110 kV .

Durante este evento se presentó una DNA total de 300 MWh entre el 30 de junio y el 01 de julio, afectando a Santa Marta, Ciénaga y Zona Bananera en Magdalena. Hoy se encuentra disponible.



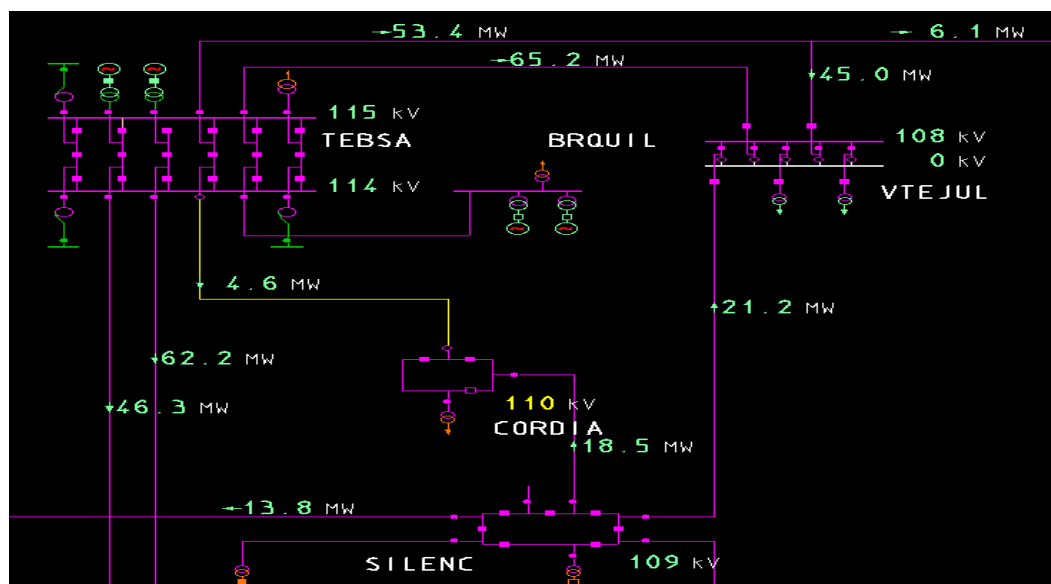
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Evento área Atlántico

En el departamento de Atlántico el día 20 de julio a las 15:31 horas se presenta desconexión de los circuitos Tebsa - Cordialidad 110 kV y Cordialidad - Silencio 110kV, la subestación Cordialidad 110 kV queda sin tensión por incendio.

Durante este evento se presentó una DNA total de 252 MWh entre el 20 y 21 de julio, afectando a la zona sur de Barranquilla en Atlántico.

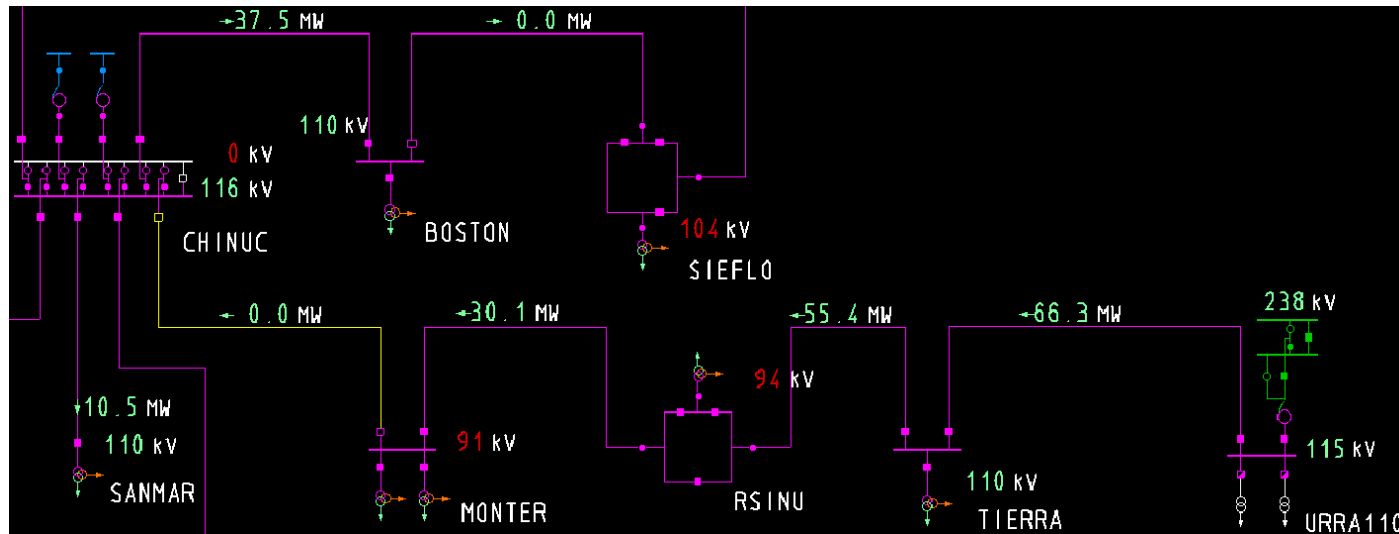
Tebsa - Cordialidad 110 kV continúa indisponible hasta el día 07 de Agosto.



Evento área Córdoba

En el departamento de Córdoba el día 18 de julio a las 00:53 horas dispara el circuito Montería-Chinú 110 kV por colapso de 35 torres ante fuerte vendaval.

Electricaribe informa que la línea estará disponible aproximadamente el día 02 de agosto de 2012.



A continuación se presenta el resumen de la demanda no atendida por la indisponibilidad del circuito Montería-Chinú 110 kV.

Demanda no atendida por Montería-Chinú 110 kV

FECHA INICIO	FECHA FINALIZACIÓN	EVENTO	MUNICIPIOS AFECTADOS	MW	DNA [MWh]	DESCRIPCIÓN
18/07/2012 07:15	18/07/2012 23:38	Racionamiento	Montería, Cereté y Tierralta	25	191	Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV
19/07/2012 09:35	19/07/2012 23:59	Disparos, Mantenimiento, Racionamiento	Montería, Cereté, Tierralta y Valencia	338	292.02	De 09:35 a 09:53 Disparo del circuito Tierralta - Río Sinú 110 kV De 10:20 a 10:44 Disparo del circuito Tierralta - Río Sinú 110 kV De 11:09 a 12:30 Disparo del circuito Tierralta - Río Sinú 110 kV De 15:35 a 16:22 Apertura del circuito Tierralta - Río Sinú 110 kV bajo consignación de emergencia C0087014. De 17:01 a 17:25 Disparo de la bahía de línea en Tierralta hacia Urrá 110 kV De 16:54 a 00:00 Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV
20/07/2012 18:44	20/07/2012 23:59	Racionamiento	Montería, Puerto Escondido, Los Córdoba y Valencia.	8.7	44.45	Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV
21/07/2012 18:58	21/07/2012 22:51	Racionamiento	Montería, Puerto Escondido, Los Córdoba y Canalete.	11.8	23.62	Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV
22/07/2012 18:38	22/07/2012 11:59	Racionamiento	Montería, Tierra Alta, Los Córdoba y Canalete.	16	45.98	Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV
23/07/2012 07:48	23/07/2012 23:32	Racionamiento, Disparo	Montería, Tierralta, Puerto Escondido, Los Córdoba y Canalete.	75.4	442.62	De 07 :48 a 23:59 Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV De 18:45 a 23:32 Disparo en ambos extremos del circuito Urrá - Tierralta 110 kV. El agente reporta falla en las fases B y C.
24/07/2012 00:00	24/07/2012 23:36	Racionamiento, Disparo	Montería, Cereté, Tierralta, Valencia, Puerto Escondido, Los Córdoba y Canalete.	80.4	167.43	De 00:00 a 00:18 Disparo del circuito Tierralta - Río Sinú 110 kV. Electricaribe reporta tempestad en la zona De 10:23 a 23:36 Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV



■ filial de isa

Demanda no atendida - Montería-Chinú 110 kV

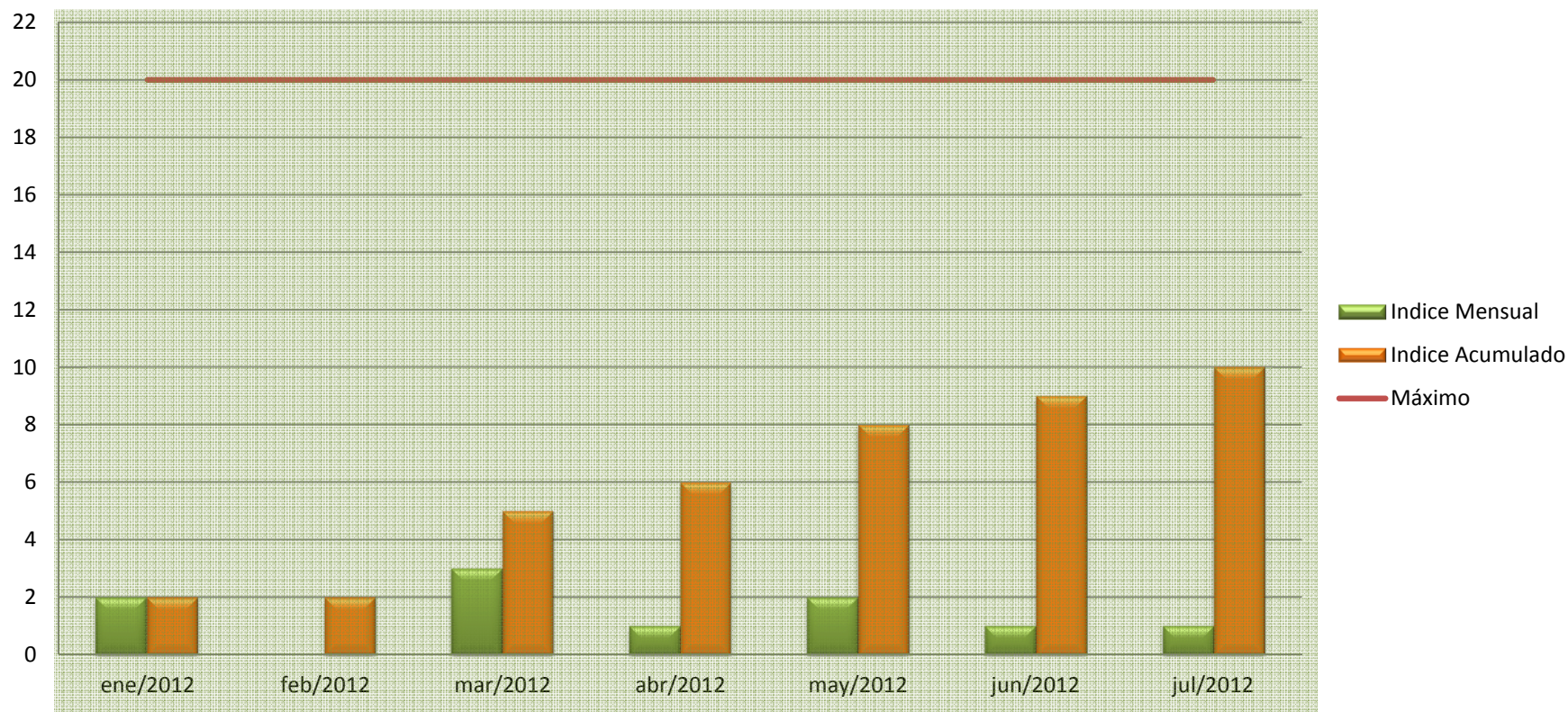
FECHA INICIO	FECHA FINALIZACIÓN	EVENTO	MUNICIPIOS AFECTADOS	MW	DNA [MWh]	DESCRIPCIÓN
25/07/2012 07:38	25/07/2012 23:59	Mantenimiento o Emergencia, Racionamiento	Montería, Tierralta, Valencia, Puerto Escondido, Los Córdoba y Canalete.	83.02	311.17	De 07:38 a 23:59 Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV De 16:00 a 17:45 Apertura por mantenimiento correctivo de puntos calientes en el circuito Urrá - Tierralta 110 kV bajo consignación de emergencia C0087086.
26/07/2012 07:25	26/06/2012 23:59	Racionamiento	Montería, Tierralta, Valencia, Puerto Escondido, Los Córdoba y Canalete.	20.5	257.06	Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV
27/07/2012 01:38	27/07/2012 23:59	Disparo, Racionamiento	Montería, Tierralta, Valencia, Puerto Escondido, Los Córdoba y Canalete.	75	180.83	De 01:38 a 02:32 Disparo del Transformador Urra 1 90 MVA 230/110 kV De 08:56 a 23:59 Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV
28/07/2012 11:47	28/07/2012 23:52	Racionamiento	Montería, Tierralta, Valencia, Puerto Escondido, Los Córdoba y Canalete.	12.6	63.24	Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV
29/07/2012 00:06	29/07/2012 23:52	Disparo, Racionamiento	Montería, Tierralta, Valencia, Puerto Escondido, Los Córdoba y Canalete.	81.6	237.44	De 00:06 a 03:15 Disparo del circuito Urrá - Tierralta 110 kV. El agente reporta puente roto en la fase A de la estructura 43. De 11:47 a 23:52 Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV
30/07/2012 14:23	30/07/2012 22:59	Racionamiento	Montería, Tierralta, Valencia, Puerto Escondido, Los Córdoba y Canalete.	18.6	48.14	Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV
31/07/2012 14:08	31/07/2012 23:17	Racionamiento	Montería, Tierralta, Puerto Escondido, Los Córdoba y Canalete.	35.9	83.55	Racionamiento por la indisponibilidad del circuito Chinú - Montería 110 kV
18/07/2012 07:15	31/07/2012 23:17	TOTAL	Montería, Cereté, Tierralta, Puerto Escondido, Los Córdoba, Valencia y Canalete.		2,366.67	



Indicadores calidad de la operación

Tensión Fuera de Rango

Eventos de Tensión Fuera de Rango
Enero - Julio 2012



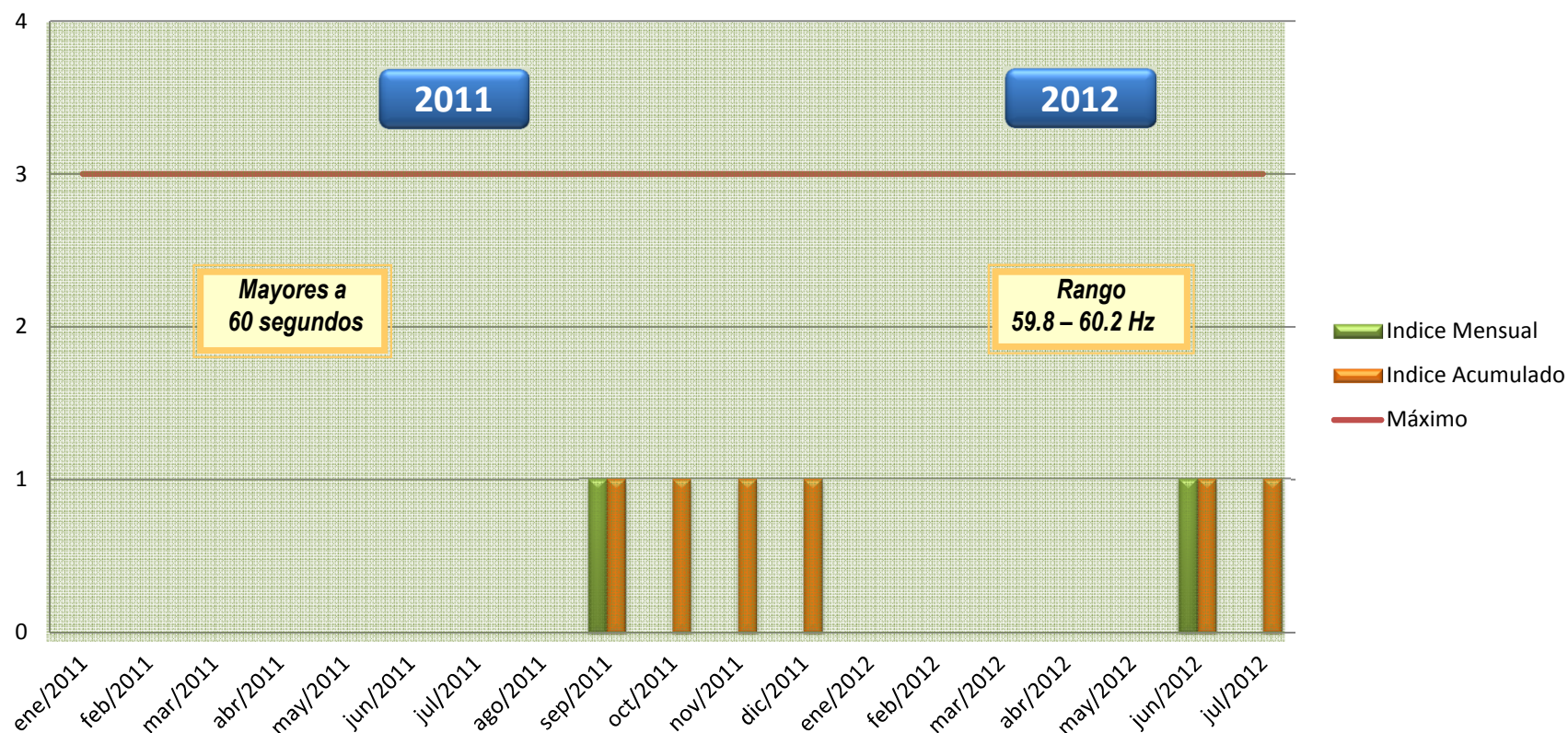
En el mes de julio se presentó un evento de tensión en el sistema.

Julio 26 a las 20:31 hrs Disparo de la bahía de línea en Urrá hacia Urabá 1 230 kV. En el evento quedó sin tensión la subestación Urabá 220/110 kV. Urabá es una carga radial y hubo afectación de la demanda del Urabá Antioqueño.

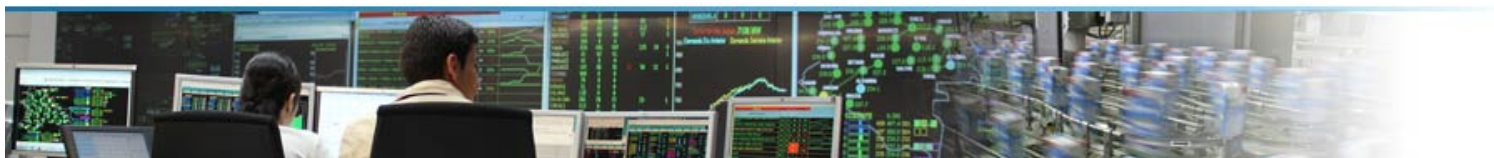


Variaciones de Frecuencia

Eventos de Frecuencia Fuera de Rango
Enero 2011 - Julio 2012

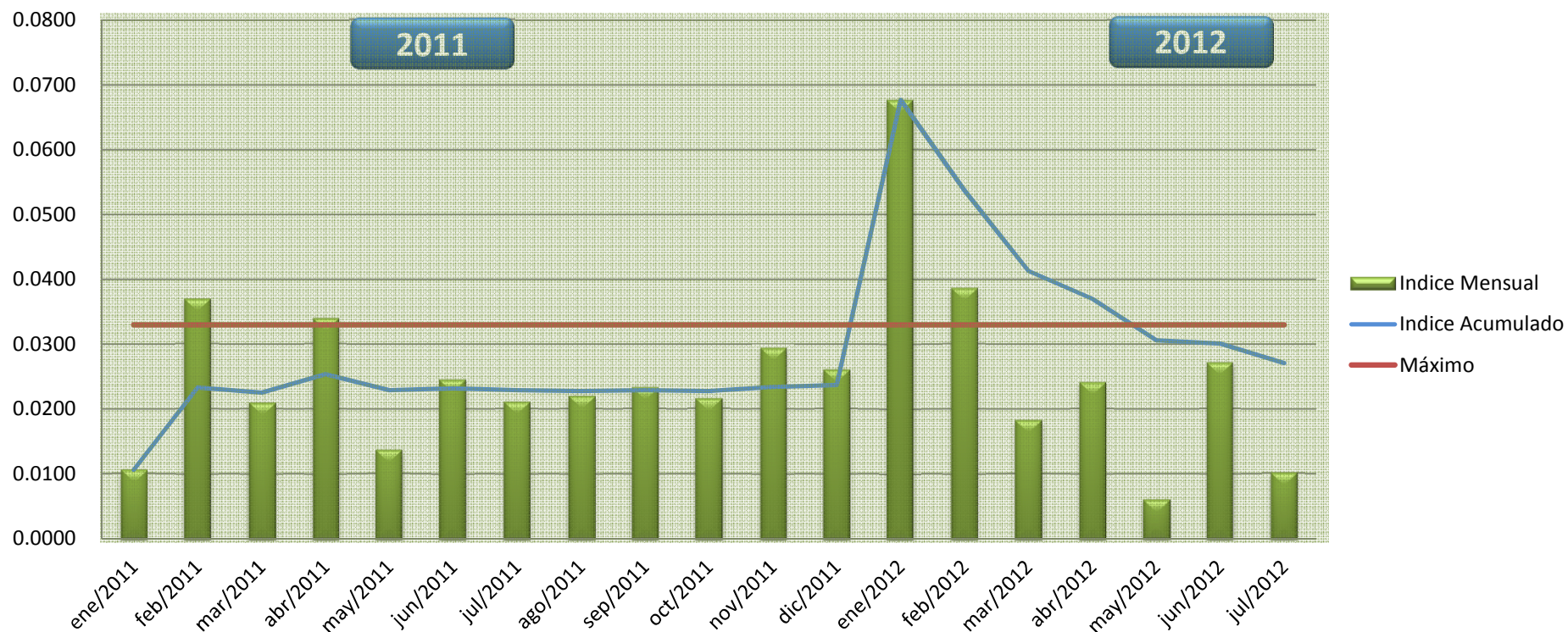


En el mes de julio NO se presentaron eventos de frecuencia por fuera del rango con duración mayor a 60 segundos.



Porcentaje de Demanda No Atendida Programada

Eventos de Demanda No Atendida Programada
Enero 2011 - Julio 2012



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 0.52 GWh. La principal causa fue:

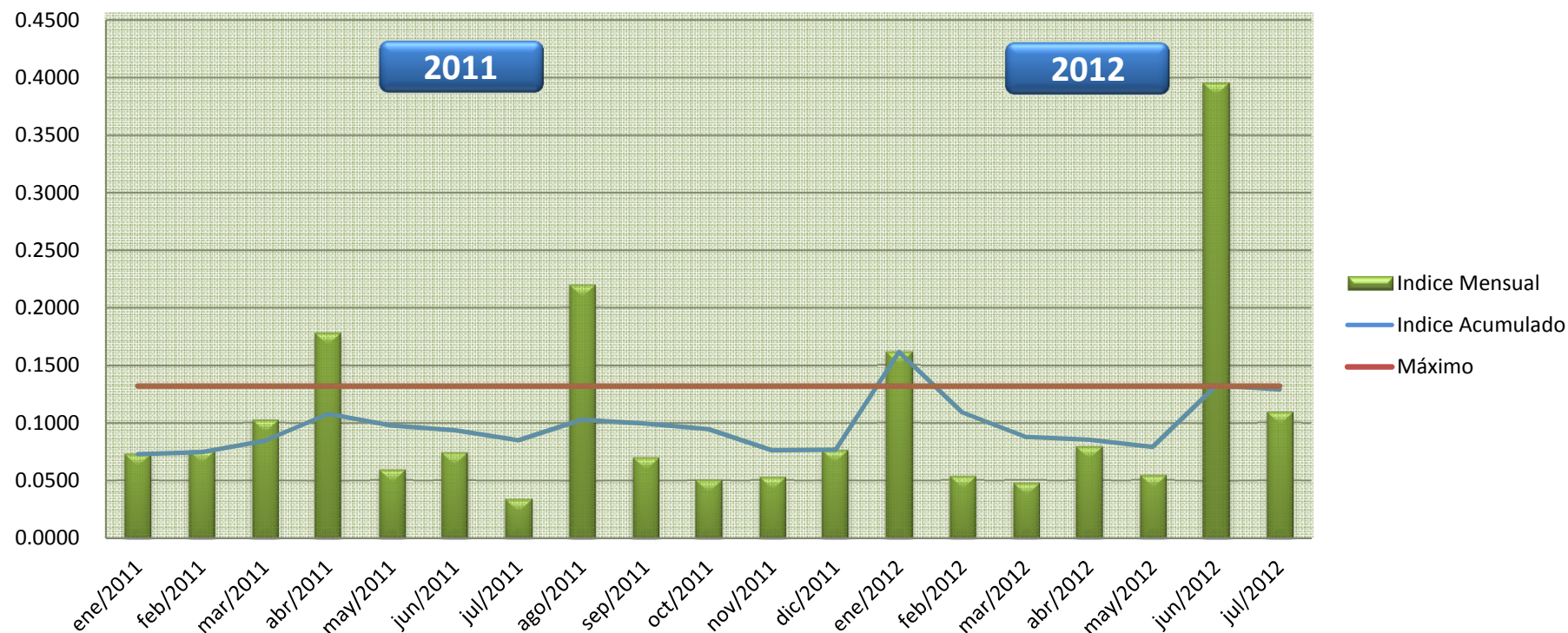
01 de julio a las 08:02 hrs (0.155 GWh): Apertura de los activos asociados a la subestación Ceretegui 110 kV debido a trabajos en la subestación bajo consignación C0085182.

10 de julio a las 07:30 hrs (0.141 GWh) : Apertura del circuito Jamondino - Junín 115 kV bajo consignación del plan C0083782.



Porcentaje de Demanda NO Atendida No Program.

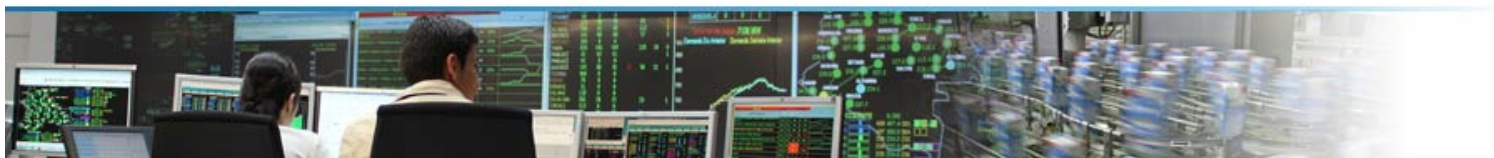
Eventos de Demanda No Atendida No Programada
Enero 2011 - Julio 2012



Se dejaron de atender 5.57 GWh. La principal causa fue:

18 de julio a 31 de julio (2.4 GWh) : Indisponibilidad del circuito Chinú – Montería 110 kv.

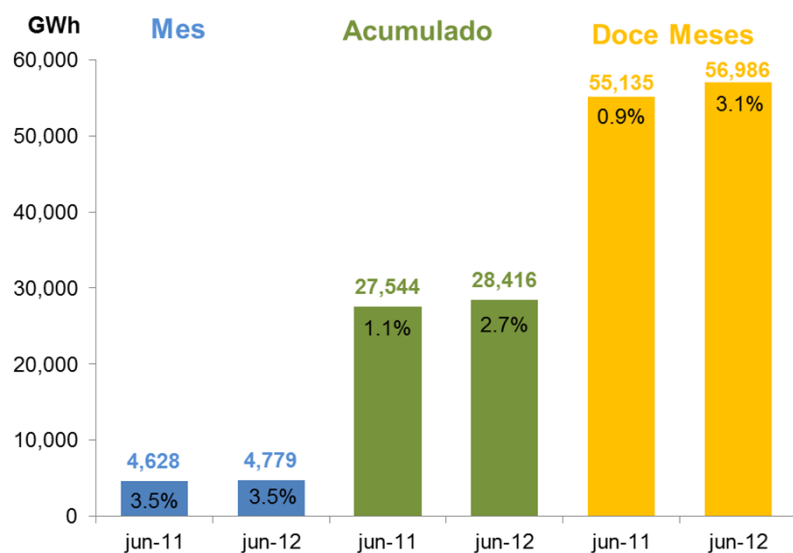
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.





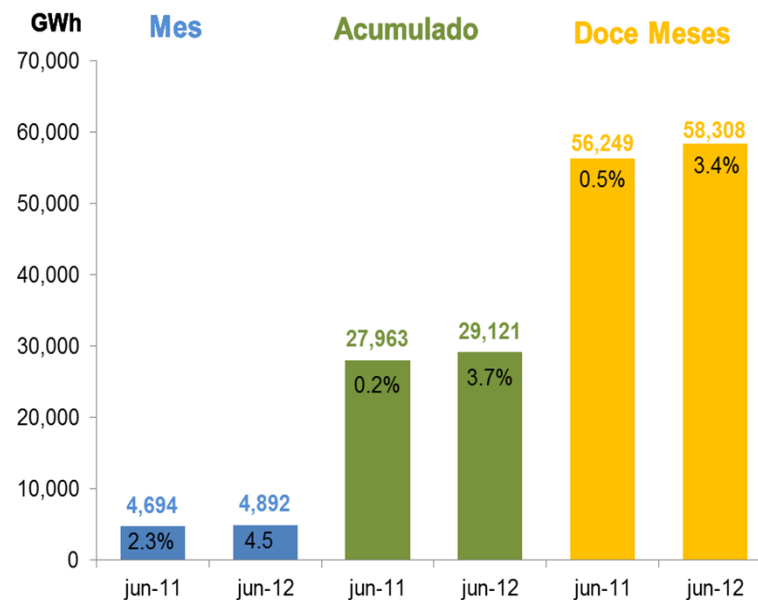
Evolución variables del SIN

Demanda de energía del SIN - Junio 2012



Del cálculo del crecimiento se excluye el consumo de la Mina de Cerromatoso, debido al mantenimiento de uno de sus hornos entre febrero y agosto de 2011.

Seguimiento Mensual – Sin Cerro



Incluye los consumos de la Mina de Cerromatoso.

Seguimiento Mensual – Con Cerro

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



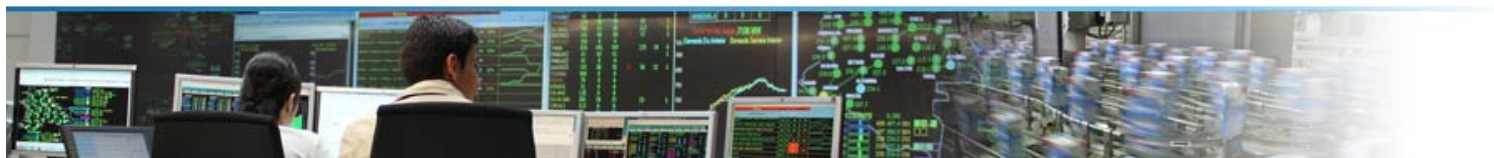
filial de isa

Seguimiento de la Demanda de Energía del SIN - Mercado Regulado, No Regulado y Actividades Económicas

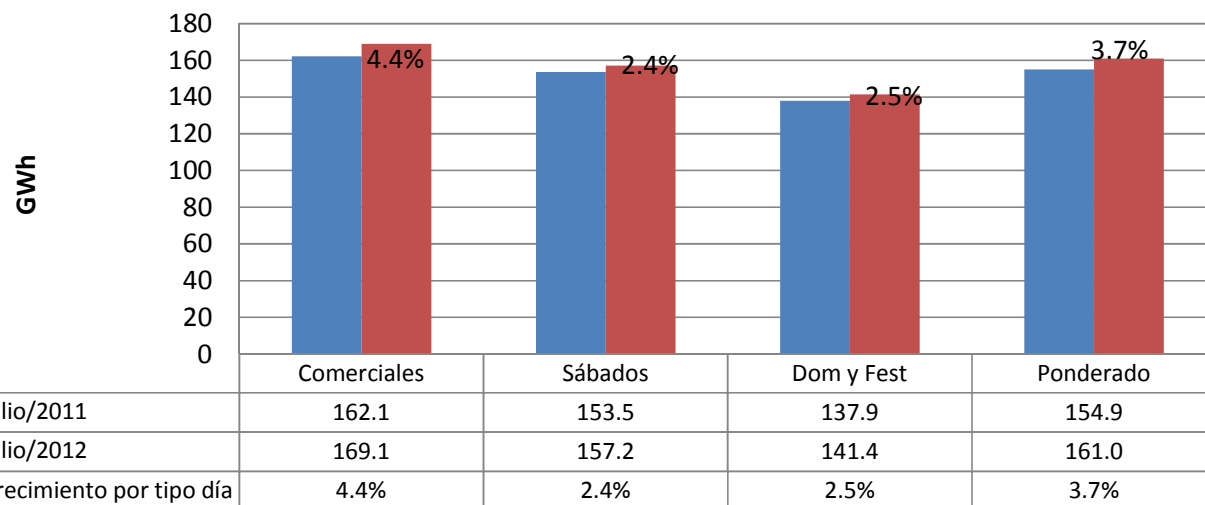
Primer Semestre de 2012

	Sin CERROMATOSO			Con CERROMATOSO			
	Acumulado a junio de 2011	Acumulado a junio de 2012	Crec.	Acumulado a junio de 2011	Acumulado a junio de 2012	Crec.	Participación
Regulado	18,786.0	19,170.5	2.0%	18,786.0	19,170.5	2.0%	66%
No Regulado	8,579	9,046	5.4%	8,999	9,751	8.4%	34%
Industrias manufactureras	3956.7	4072.4	2.9%	3956.7	4072.4	2.9%	42.4%
Explotación de minas y canteras	1172.8	1316.5	12.3%	1592.5	2021.9	27.0%	20.0%
Servicios sociales, comunales y personales	1291.3	1291.9	0.0%	1291.3	1291.9	0.0%	13.0%
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	752.6	824.8	9.6%	752.6	824.8	9.6%	8.8%
Electricidad, gas de ciudad y agua	675.8	709.9	5.0%	675.8	709.9	5.0%	7.1%
Transporte, almacenamiento y comunicación	286.9	323.9	12.9%	286.9	323.9	12.9%	3.3%
Agropecuaria, silvicultura, caza y pesca	226.3	251	10.9%	226.3	251	10.9%	2.6%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios	200.8	235.5	17.3%	200.8	235.5	17.3%	2.5%
Construcción	15.8	19.7	24.7%	15.8	19.7	24.7%	0.2%

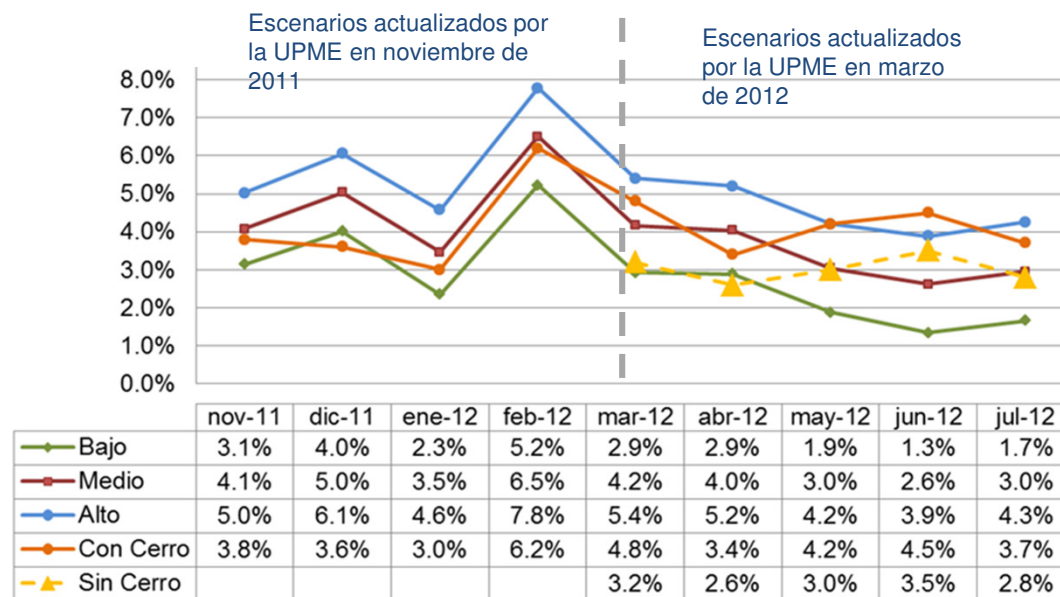
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Crecimiento de la Demanda - Julio



Incluye Cerromatoso. Sin considerar Cerro el crecimiento es del 2.8%.



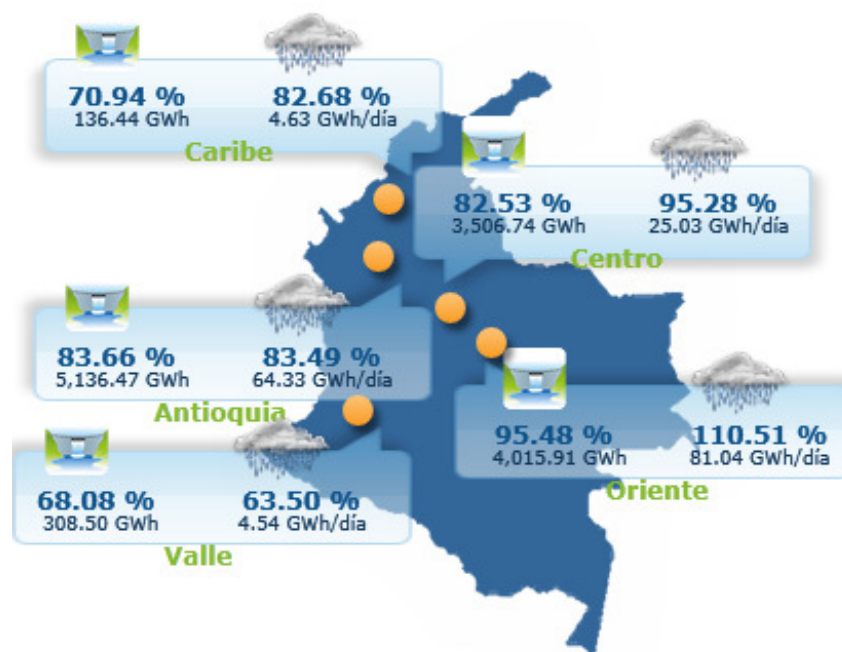
Crecimientos Esperados UPME
vs. Real (*)



filial de isa

Parcial y preliminar julio

Estado variables hídricas – Julio 31



Sistema Interconectado Nacional (SIN)



Reservas Hídricas

85.98 %
13,104.06 GWh



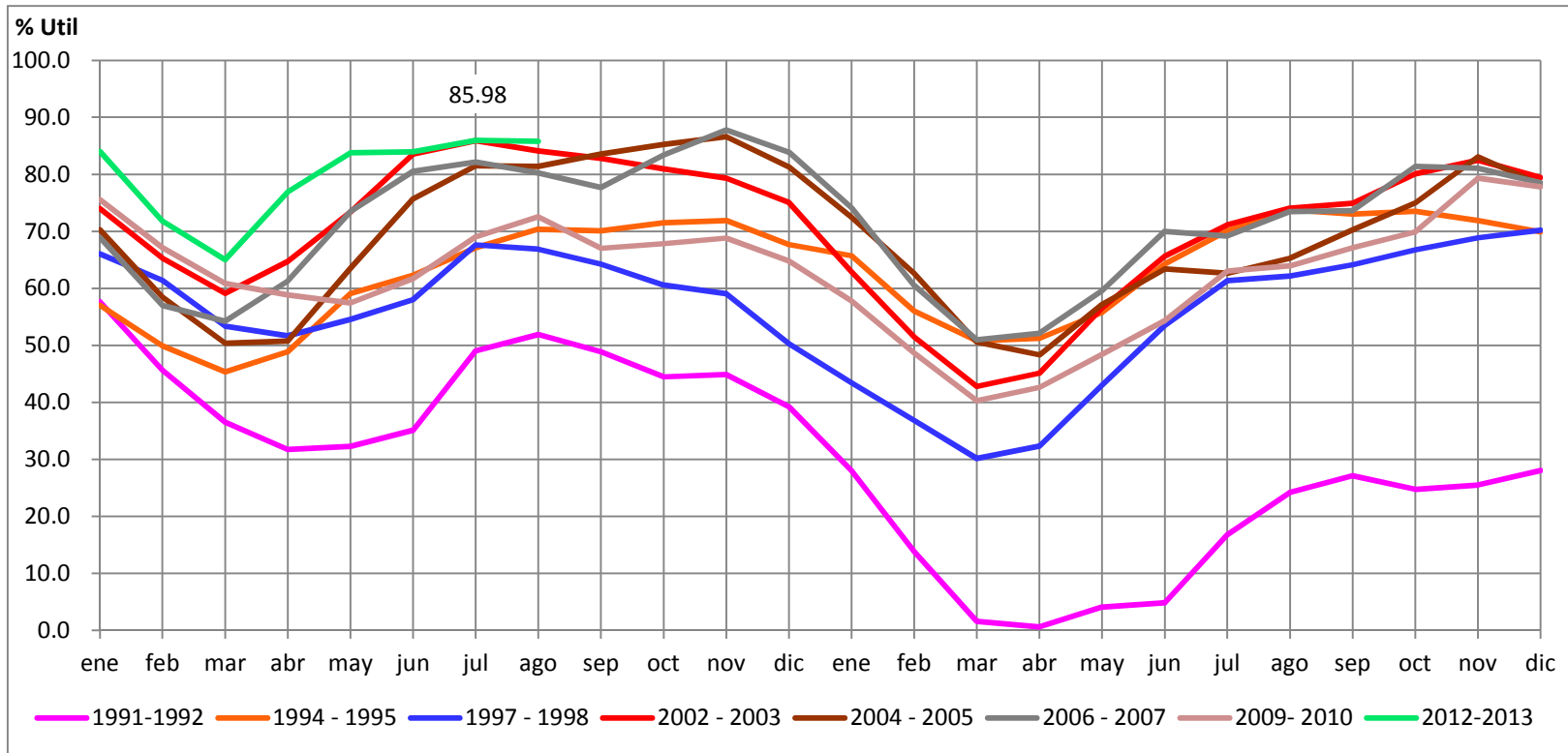
Aportes Hídricos
(Prom. día acumulado
en el mes)

94.81 %
182.80 GWh/día



■ filial de isa

Evolución del embalse agregado SIN Primer y Segundo Año (Niños desde 1991 según ONI)



ONI: Oceanic El Niño Index

Para el período enero 1991 hasta junio 2004, se utilizó la información de reservas netas de embalses publicada en los informes anuales de operación del SIN, y en caso de no existir, se calculó el volumen útil del embalse restando el volumen mínimo técnico. A partir de julio de 2004 se utiliza el volumen útil diario (Acuerdo CNO 294)



Datos hasta agosto 1 de 2012

Volumen de los embalses a la fecha

	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	51.1	0.0
MIRAFLORES	85.2	0.0
PENOL	95.2	0.0
PLAYAS	61.6	0.0
PORCE II	38.5	0.0
PORCE III	66.4	0.0
PUNCHINA	39.6	0.0
RIOGRANDE2	79.2	0.0
SAN LORENZO	41.3	0.0
TRONERAS	1.4	0.0
total Antioquia	83.7	0.0

CARIBE	%	GWh
URRA1	70.9	0.0
total Caribe	70.9	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	82.1	0.0
BETANIA	94.1	0.0
MUNA	100.0	0.0
PRADO	68.4	0.0
total Centro	82.5	0.0

	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	86.9	0.0
ESMERALDA	97.0	324.9
GUAVIO	99.0	328.2
total Oriente	95.5	653.1

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	9.0	0.0
CALIMA1	88.8	0.0
SALVAJINA	54.8	0.0
total Valle	68.1	0.0

Total Acumulado -SIN-	85.98%	653.06
------------------------------	---------------	---------------

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



■ filial de isa

Datos hasta el 31 jul

Aportes hídricos acumulados a la fecha

ANTIOQUIA		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	8.7	95.9
CONCEPCION	1.8	61.1
DESV. EEPPM (NEC,PAJ,DOL)	2.5	57.3
DESV. GUARINO	0.1	6.2
GRANDE	8.9	87.2
GUADALUPE	7.0	82.9
GUATAPE	4.4	92.7
MIEL I	1.2	54.8
NARE	12.6	71.5
PORCE II	10.8	109.9
PORCE III	1.5	85.8
SAN CARLOS	3.3	109.3
TENCHE	1.6	97.0
TOTAL REGIÓN	64.3	83.49

ORIENTE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	35.3	118.2
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	9.2	97.9
GUAVIO	36.6	110.1
TOTAL REGIÓN	81.0	110.51

	GWh día	%media
TOTAL ACUMULADO SIN	182.8	94.8

CENTRO		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BOGOTA N.R.	17.8	107.8
MAGDALENA BETANIA	7.1	75.7
PRADO	0.1	31.6
TOTAL REGIÓN	25.0	95.3

VALLE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
ALTOANCHICAYA	2.3	71.0
CALIMA	0.2	51.3
CAUCA SALVAJINA	1.5	57.5
DIGUA	0.3	77.8
FLORIDA II	0.3	46.7
TOTAL REGIÓN	4.5	63.50

CARIBE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
SINU URRRA	4.6	82.7
TOTAL REGIÓN	4.6	82.68

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

Volumen de los embalses agosto 1

	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	49.3	0.0
MIRAFLORES	85.4	0.0
PENOL	94.8	0.0
PLAYAS	62.3	0.0
PORCE II	30.7	0.0
PORCE III	67.8	0.0
PUNCHINA	47.5	0.0
RIOGRANDE2	78.4	0.0
SAN LORENZO	41.2	0.0
TRONERAS	1.9	0.0
total Antioquia	83.2	0.0

CARIBE	%	GWh
URRA1	69.8	0.0
total Caribe	69.8	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	82.6	0.0
BETANIA	92.4	0.0
MUNA	99.4	0.0
PRADO	68.6	0.0
total Centro	82.9	0.0

	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	87.4	0.0
ESMERALDA	95.4	71.5
GUAVIO	99.0	36.7
total Oriente	95.2	108.2

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	1.2	0.0
CALIMA1	88.0	0.0
SALVAJINA	55.0	0.0
total Valle	67.2	0.0

Total Acumulado -SIN-	85.80%	108.24
------------------------------	---------------	---------------

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



■ filial de isa

Datos hasta el 01 ago

Aportes hídricos acumulados agosto 1

ANTIOQUIA		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	5.4	56.3
CONCEPCION	1.6	54.1
DESV. EEPPM (NEC,PAJ,DOL)	0.5	11.4
DESV. GUARINO	0.0	0.0
GRANDE	6.6	64.9
GUADALUPE	4.6	52.3
GUATAPE	3.2	62.1
MIEL I	0.9	37.9
NARE	5.7	32.6
PORCE II	7.6	76.8
PORCE III	2.7	167.5
SAN CARLOS	2.0	59.6
TENCHE	1.0	60.5
TOTAL REGIÓN	41.7	53.42

ORIENTE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	80.4	312.1
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	10.1	146.7
GUAVIO	58.7	233.3
TOTAL REGIÓN	149.2	255.48

	GWh día	%media
TOTAL ACUMULADO SIN	258.3	151.4

CENTRO		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BOGOTA N.R.	44.6	354.1
MAGDALENA BETANIA	10.4	144.4
PRADO	0.3	67.6
TOTAL REGIÓN	55.2	274.2

VALLE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
ALTOANCHICAYA	1.8	58.1
CALIMA	0.2	77.4
CAUCA SALVAJINA	2.1	114.9
DIGUA	0.3	94.1
FLORIDA II	0.5	104.3
TOTAL REGIÓN	4.9	82.05

CARIBE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
SINU URRRA	2.8	54.6
TOTAL REGIÓN	2.8	54.60

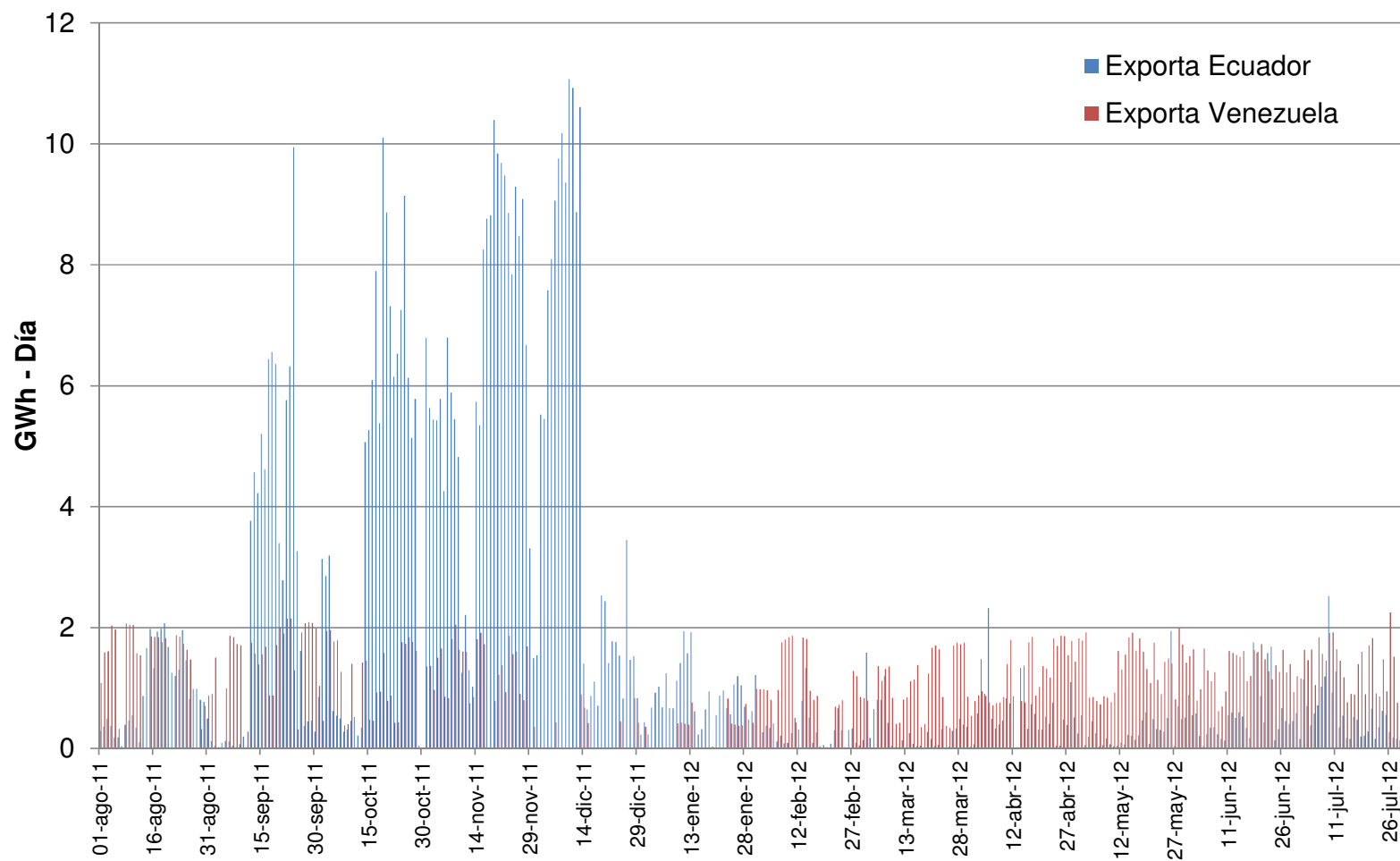
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



■ filial de isa

Datos hasta el 01 ago

Exportaciones

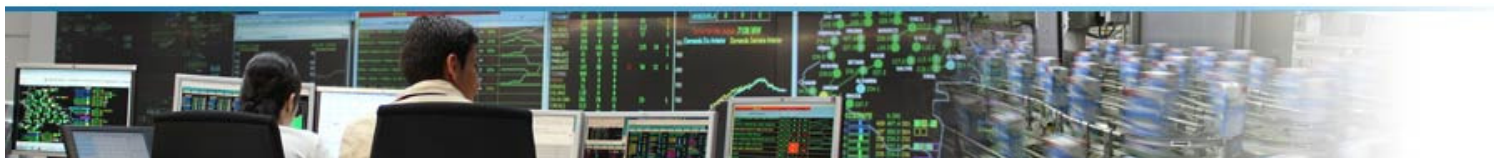
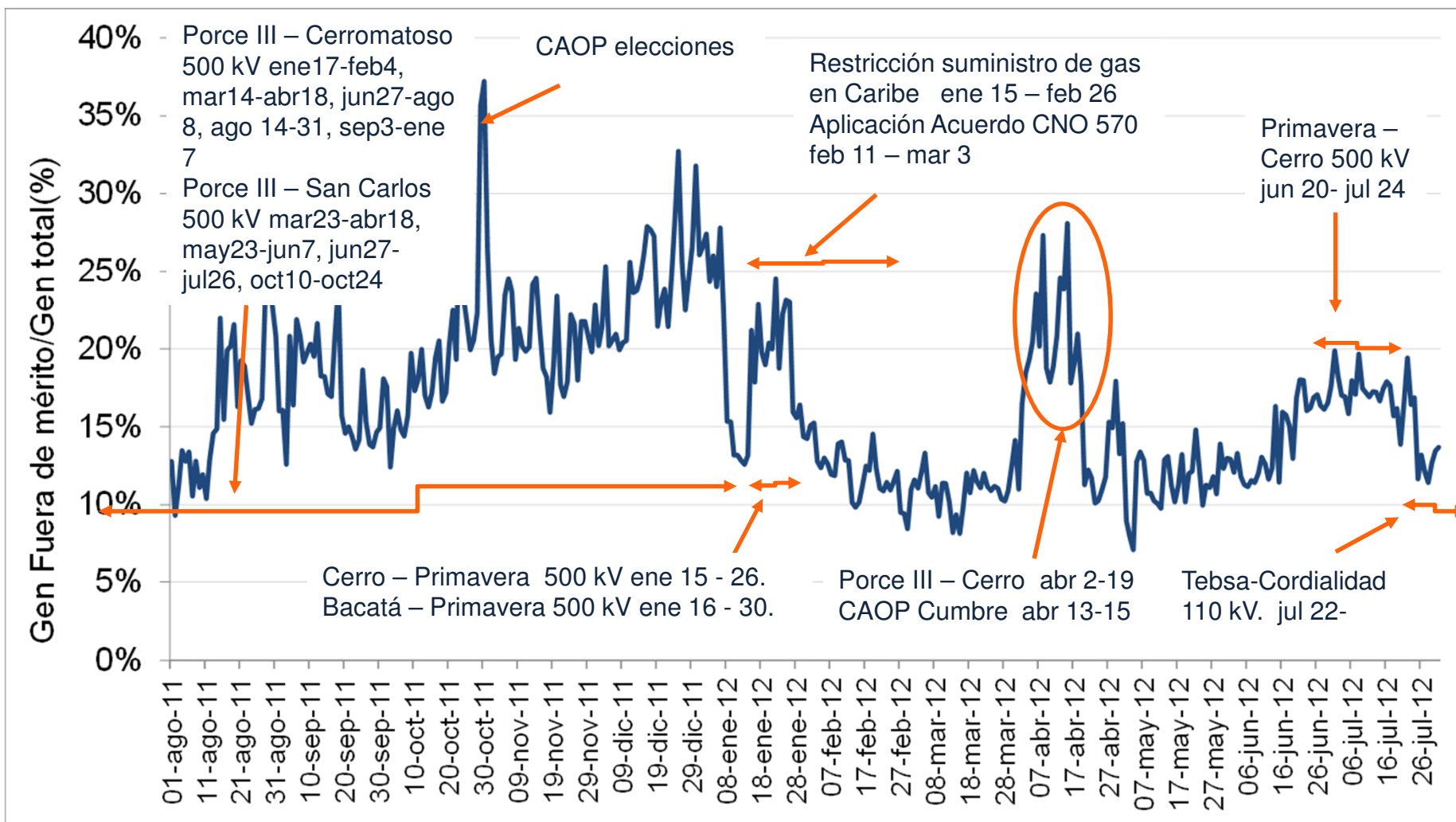


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Datos hasta el 01 ago

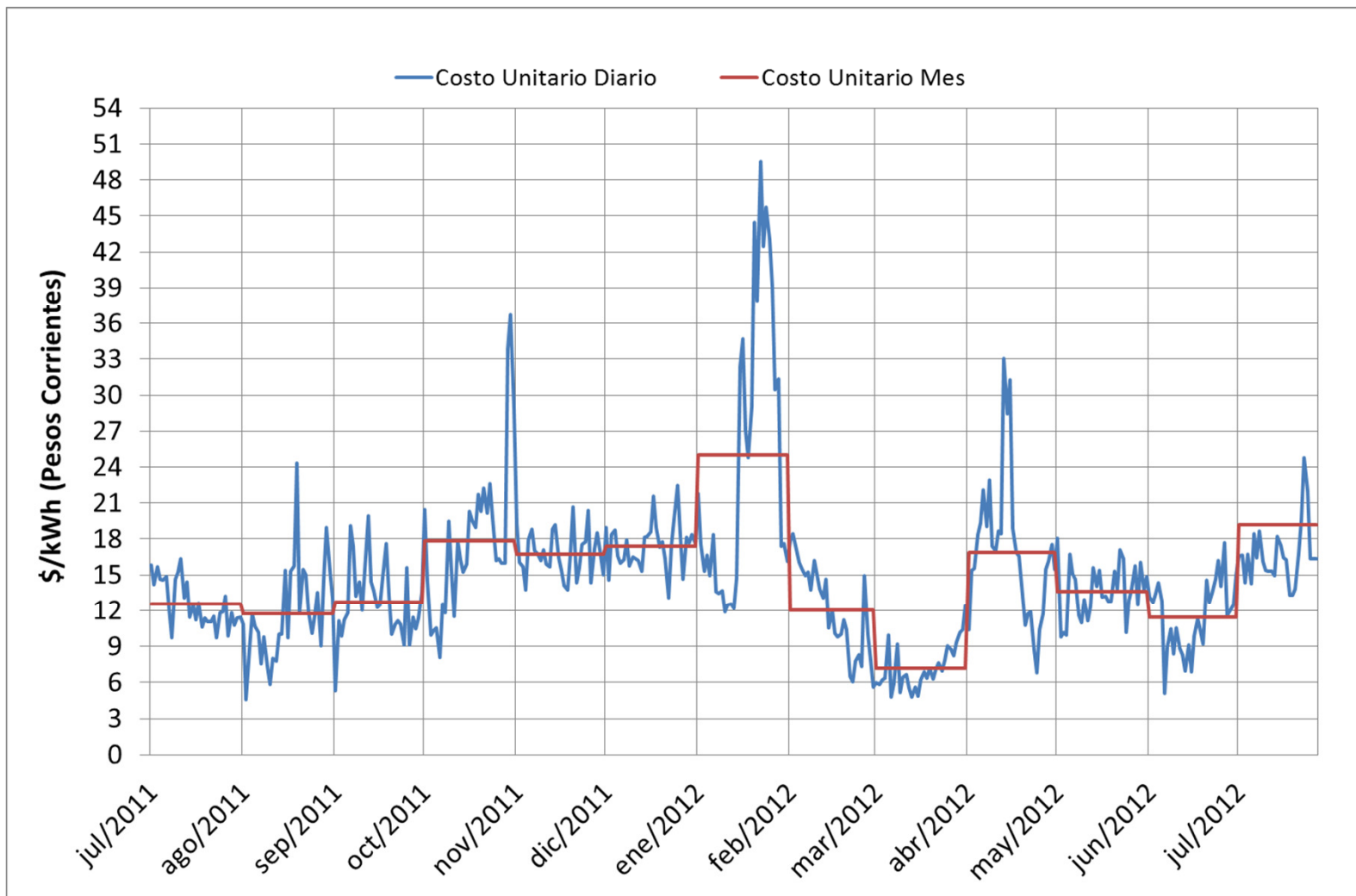
Generación Fuera de Mérito



■ filial de isa

Parcial julio

Restricciones Diarias



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



filial de isa

Parcial julio

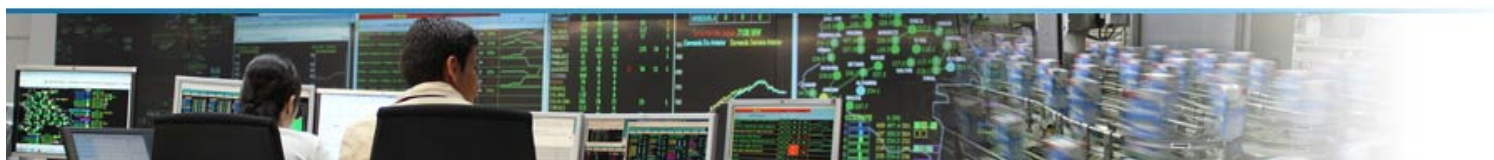


Panorama energético – mediano plazo

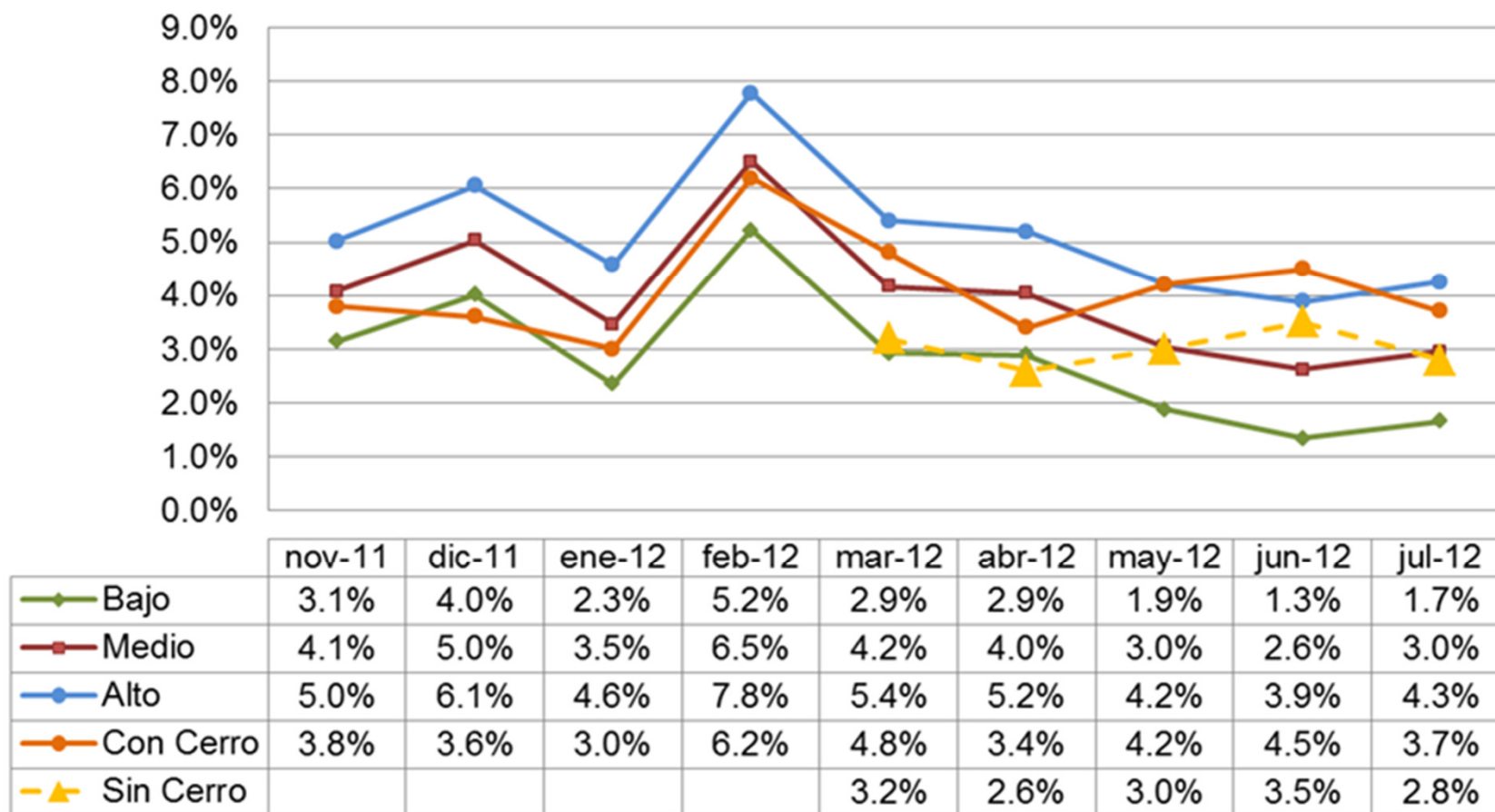
Información Básica Simulaciones

Variable/Información	Descripción
Tipo de Estudio	Determinístico Coordinado Colombia - Ecuador Escenarios: • Esperado SH&PH • Contingencia SH&PH • Niño 2009/2010 (1er año) + Esperado SH&PH (2do Año)
Horizonte	104 semanas (Julio/12 – Junio/14)
Demanda	Escenario medio de UPME Caso esperado y Contingencia (Marzo/12). Escenario alto de UPME casos con Hidrología Niño (Marzo/12).
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME febrero/2012 para Gas y Fuel Oil. Información de julio para Carbón
Disponibilidad de Combustible	• Se considera una disponibilidad total país de 342 GBTUD (Disponible para el sector eléctrico según balance físico CNO gas. Se distribuye en zonas usando información de contratos totales costa-interior : • 254 Costa. • 88 Interior.
Plan de Expansión	• Última información Oficial disponible.
Parámetros	• Heat Rate Térmica a Gas : Se considera eficiencias reportadas incrementados en 15%. • IH – ICP con información histórica (36 meses)
Desbalance Hídrico	14 GWh-día (Este valor se revisará con información reciente SH&PH)
Plantas menores y Cogeneradores	7.6 GWh-día

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



Información Básica Simulaciones Demanda



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



Plan de Expansión de generación

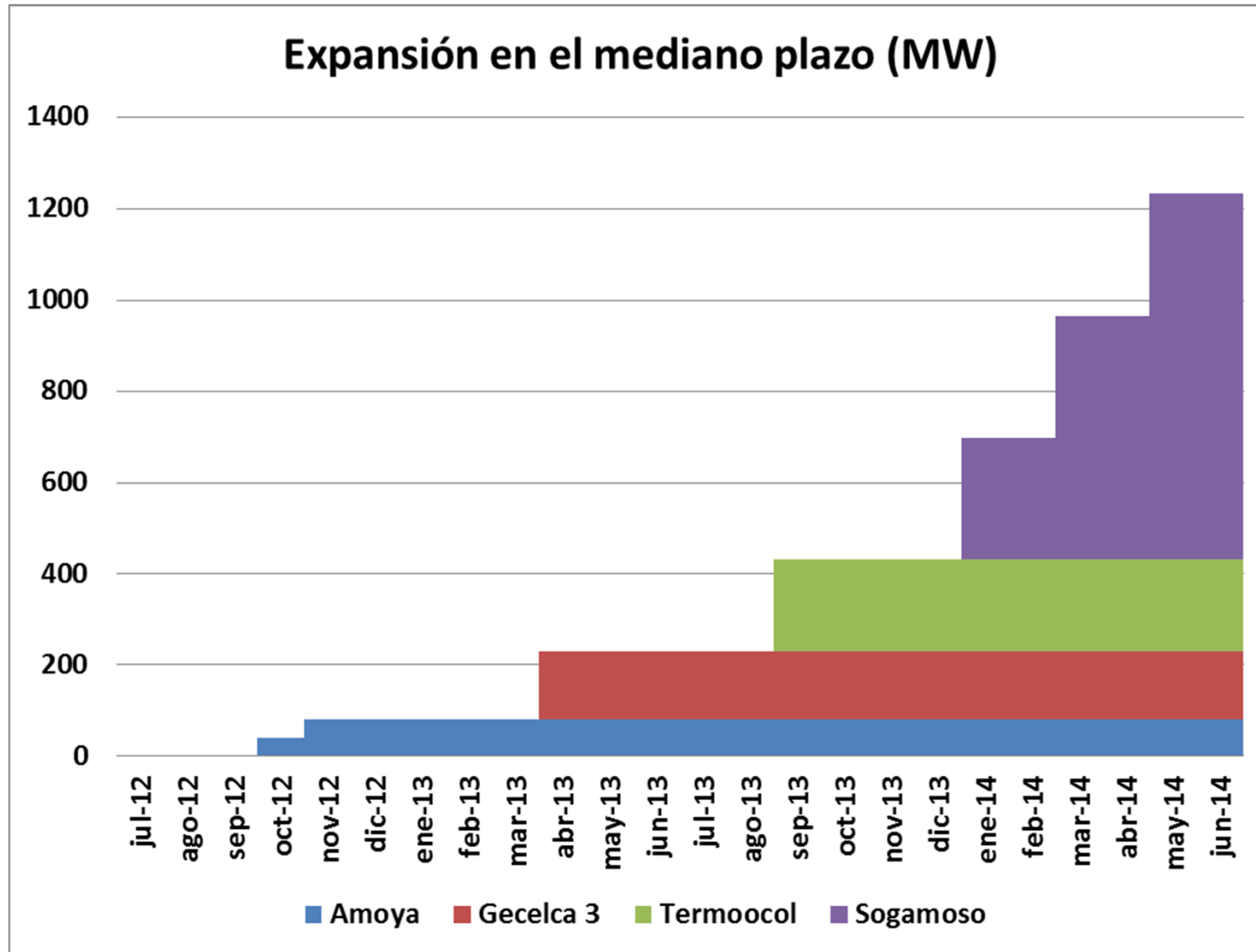
PROYECTO	Capacidad [MW]	FEO	PROMOTOR DEL PROYECTO	INICIO OEF	Observaciones
Amoyá (H)	80	UNIDAD No. 1: 15 de Octubre de 2012 UNIDAD No. 2: 26 de Noviembre de 2012	ISAGEN	Diciembre 01 de 2011	Fecha según auditoria de plantas (correo electrónico 11/05/2012 de ISAGEN)
Gecelca 3 (T)	150	Abril 14 de 2013	GECELCA	Diciembre 01 de 2012	Fuente: Según auditoria seguimiento plantas cargo por confiabilidad.
Termocol (T)	202	Agosto 31 de 2013	POLIOBRAS	Diciembre 01 de 2012	Fuente: Resolución MME 18-0664-2012.
Sogamoso (H)	800	Diciembre 30 de 2013 (Primera unidad) Febrero 28 de 2014 (Segunda unidad) Abril 30 de 2014 (Tercera unidad)	ISAGEN	Diciembre 01 de 2014	Fecha actualizada por ISAGEN en reunión conjunta XM - ISAGEN, Abril 30 de 2012.

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



■ filial de isa

Plan de Expansión de generación



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



filial de isa

Disponibilidad de Gas

Escenarios de disponibilidad de Gas para generación termoeléctrica (GBTUD)

Área	Escenario Balance Físico *
Costa	$194 + 60 = 254$
Interior	$71 + 17 = 88$
Total	342

Diferencia entre contratos y demanda de otros sectores de la costa.

Cantidad total contratada Costa

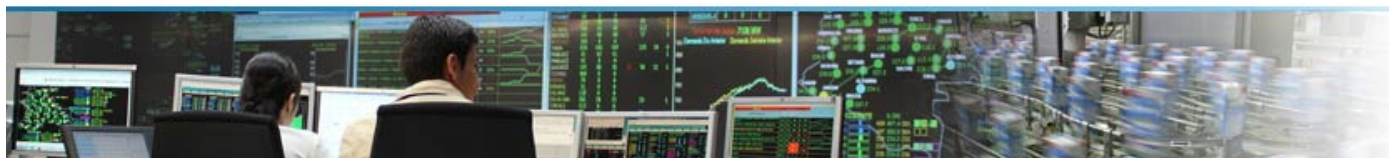
Superávit del Balance contractual

Cantidad total contratada

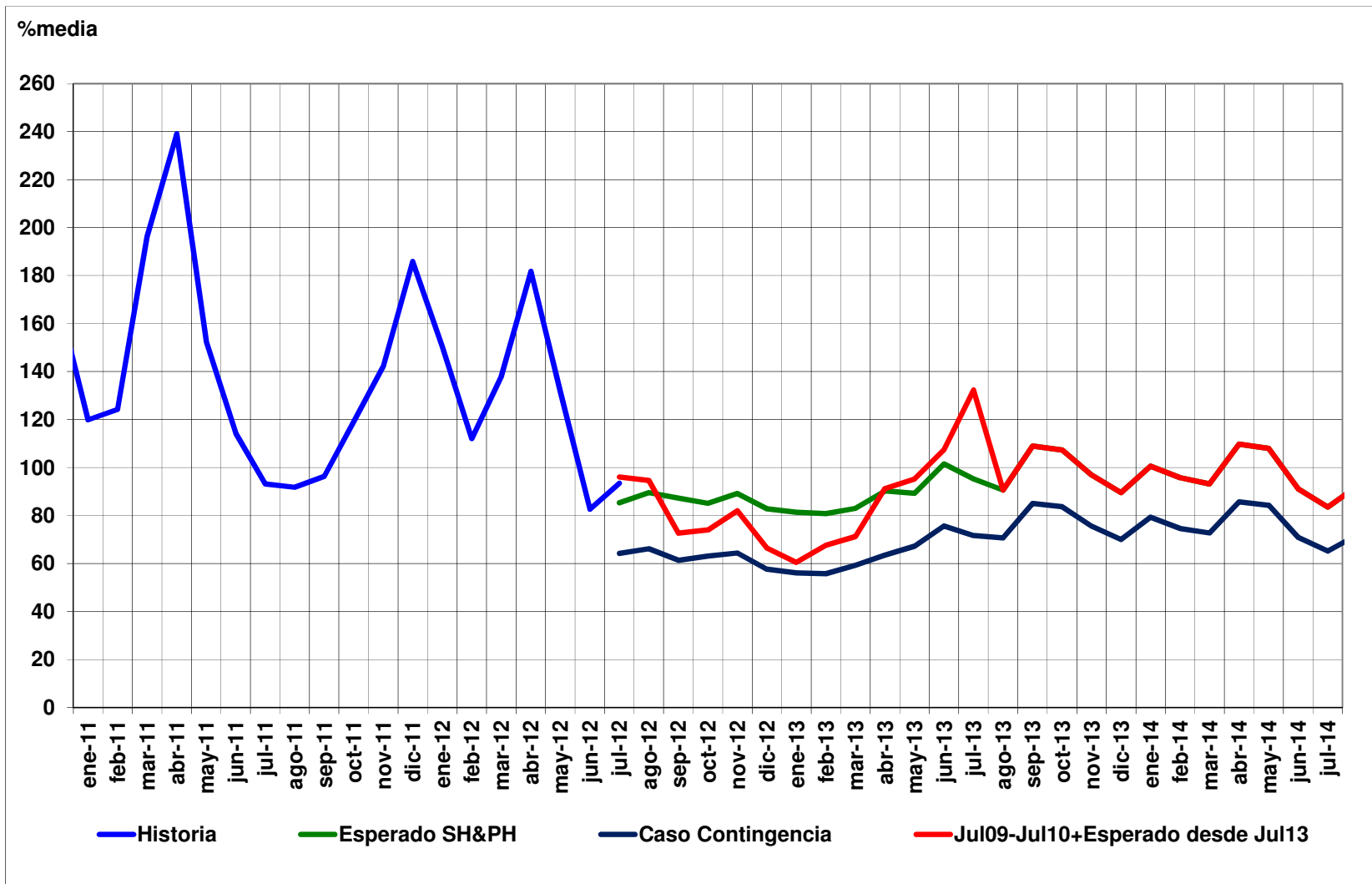
Total disponible para el sector termoeléctrico después de atender la demanda nacional y exportaciones

OFERTA INYECTADA A SNT		DEMANDAS NETAS DEL SNT	
GUAJIRA	662	Costa No Térmica	180
CRECIENTE	60	Venezuela	170
ARIANA	14	Subtotal Costa y Export.	350
CAMPOS LLANOS ORIENT.	192	Tolima Huila	17
SERAFIN	4,5	Valle y Eje Cafetero	95
TOTAL OFERTA	932		
La oferta de los Campos de los llanos corresponde al balance entre producción (Cupiagua y Cusiana) y consumo (Bogotá y llanos)		Medellin	43
		Refinería	57
		Derivadas de Ballena Bca	28
		Subtotal interior	240
		Térmica Costa	
		Térmica Interior	
		Restante para Térmicas	342
		TOTAL DEMANDA	932

* Basada en información de balances realizados por el CNO gas.



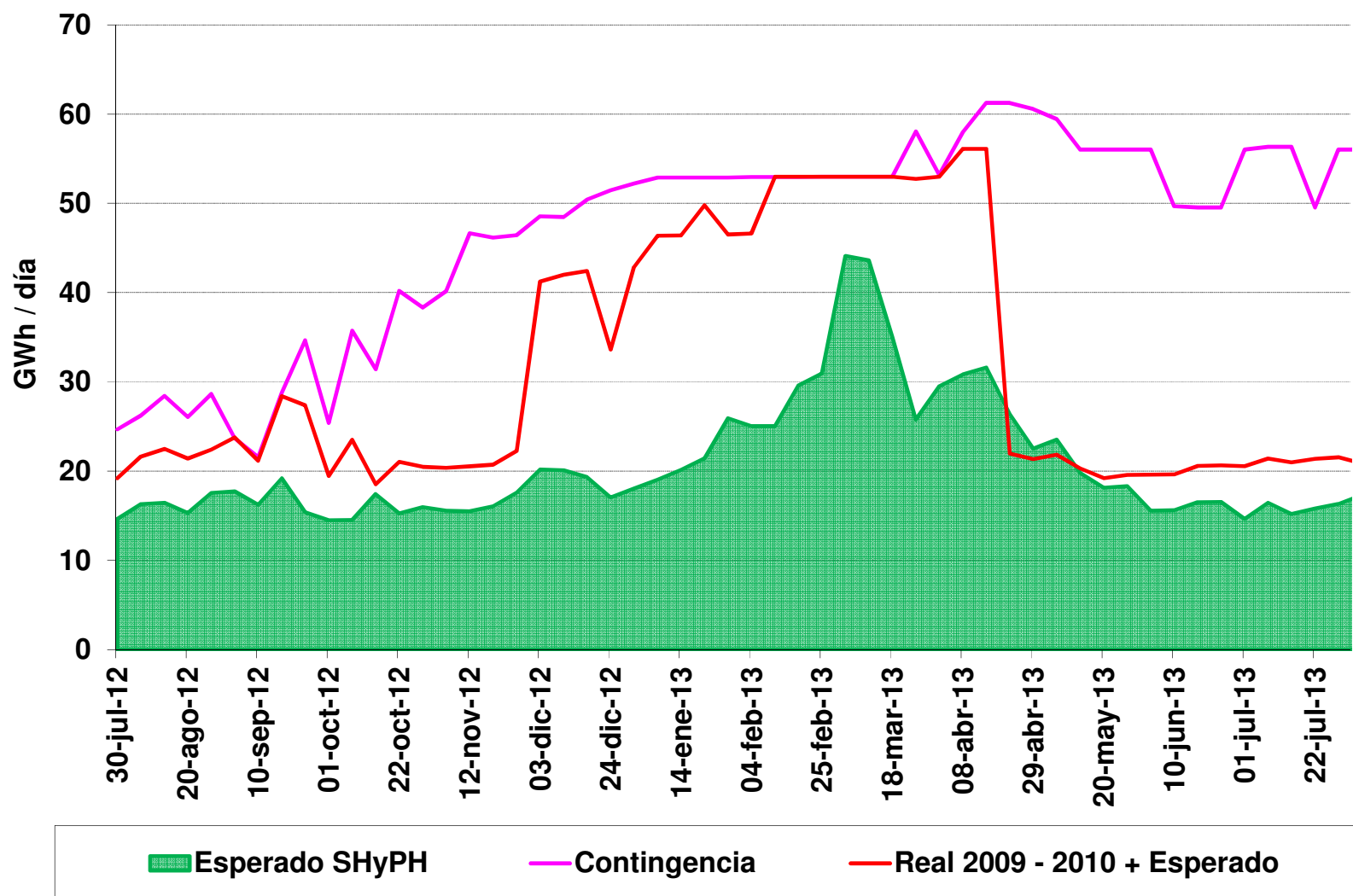
Escenarios Hidrológicos



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



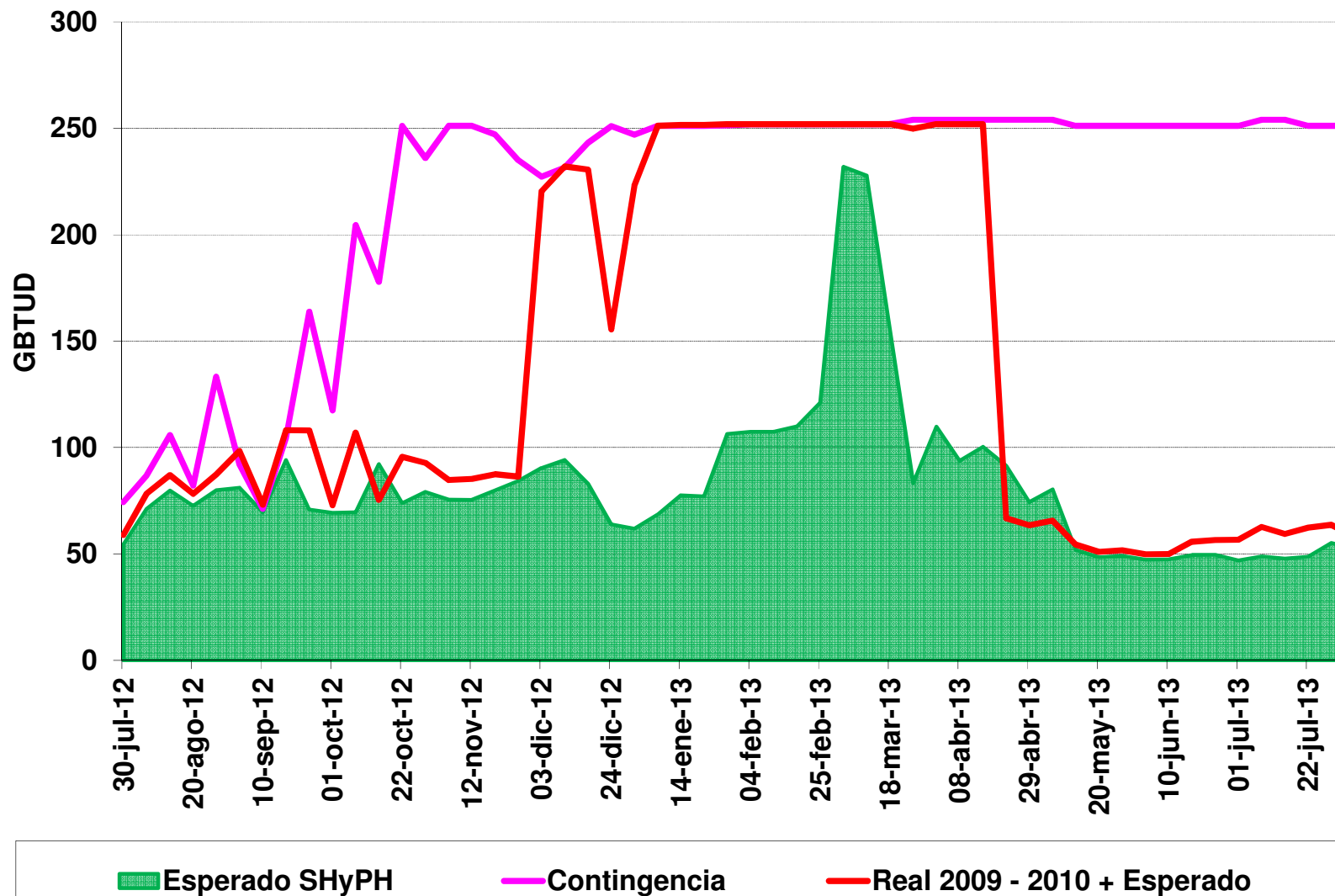
Generación térmica del SIN (GWh/día)



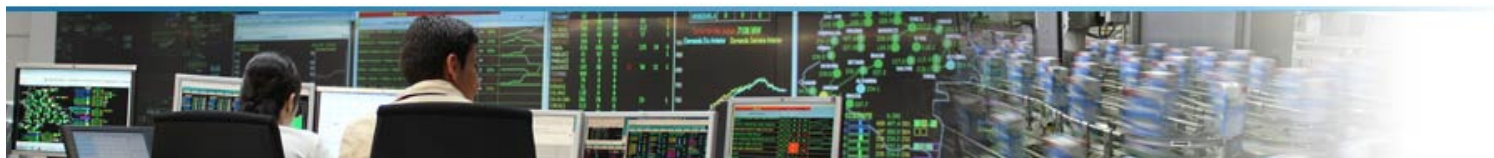
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



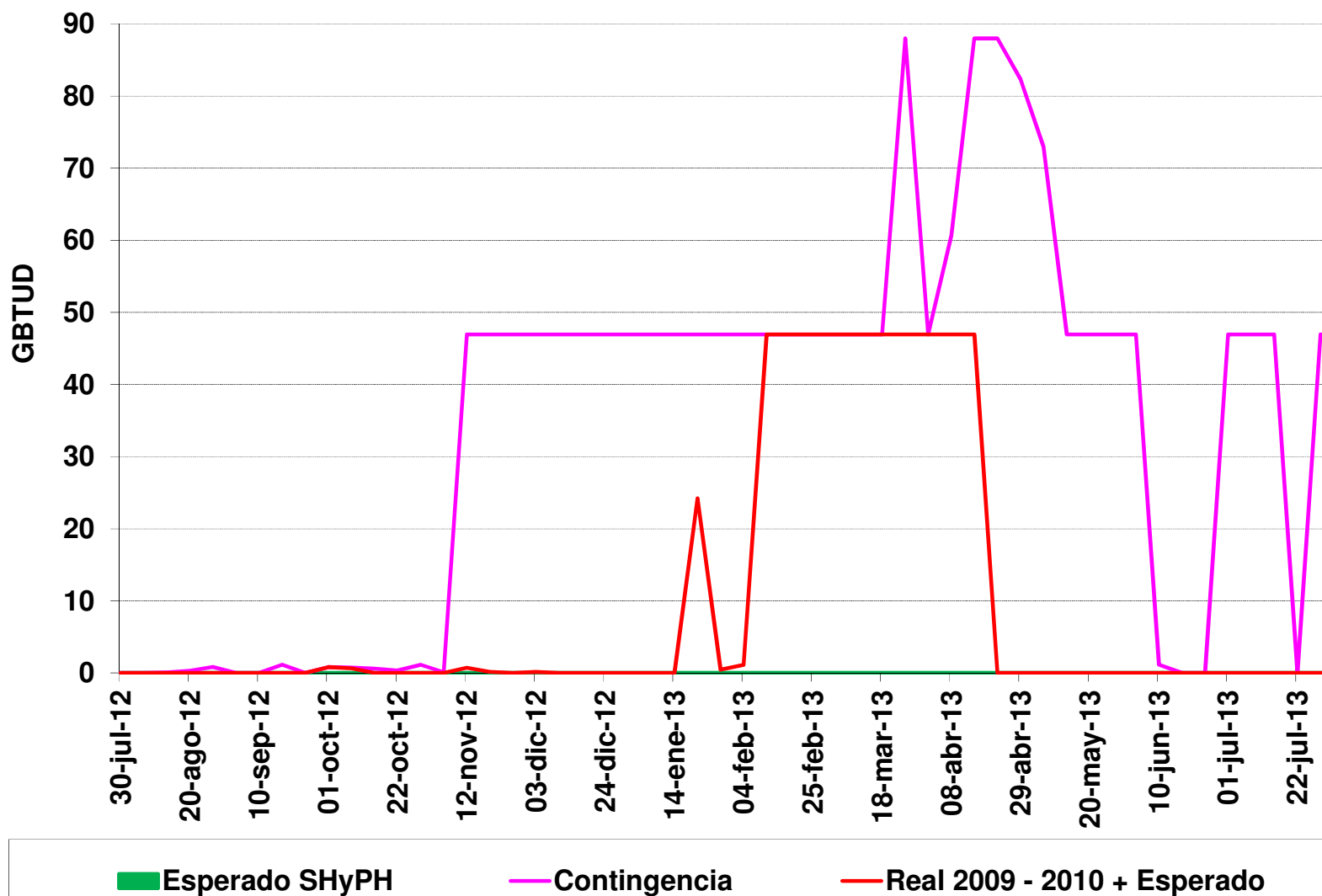
Consumo de gas en la costa (GBTUD)



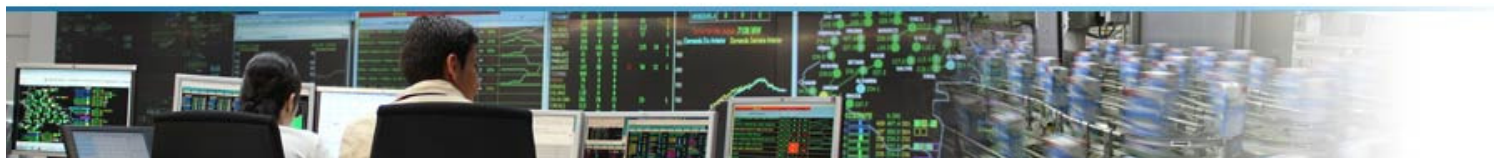
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



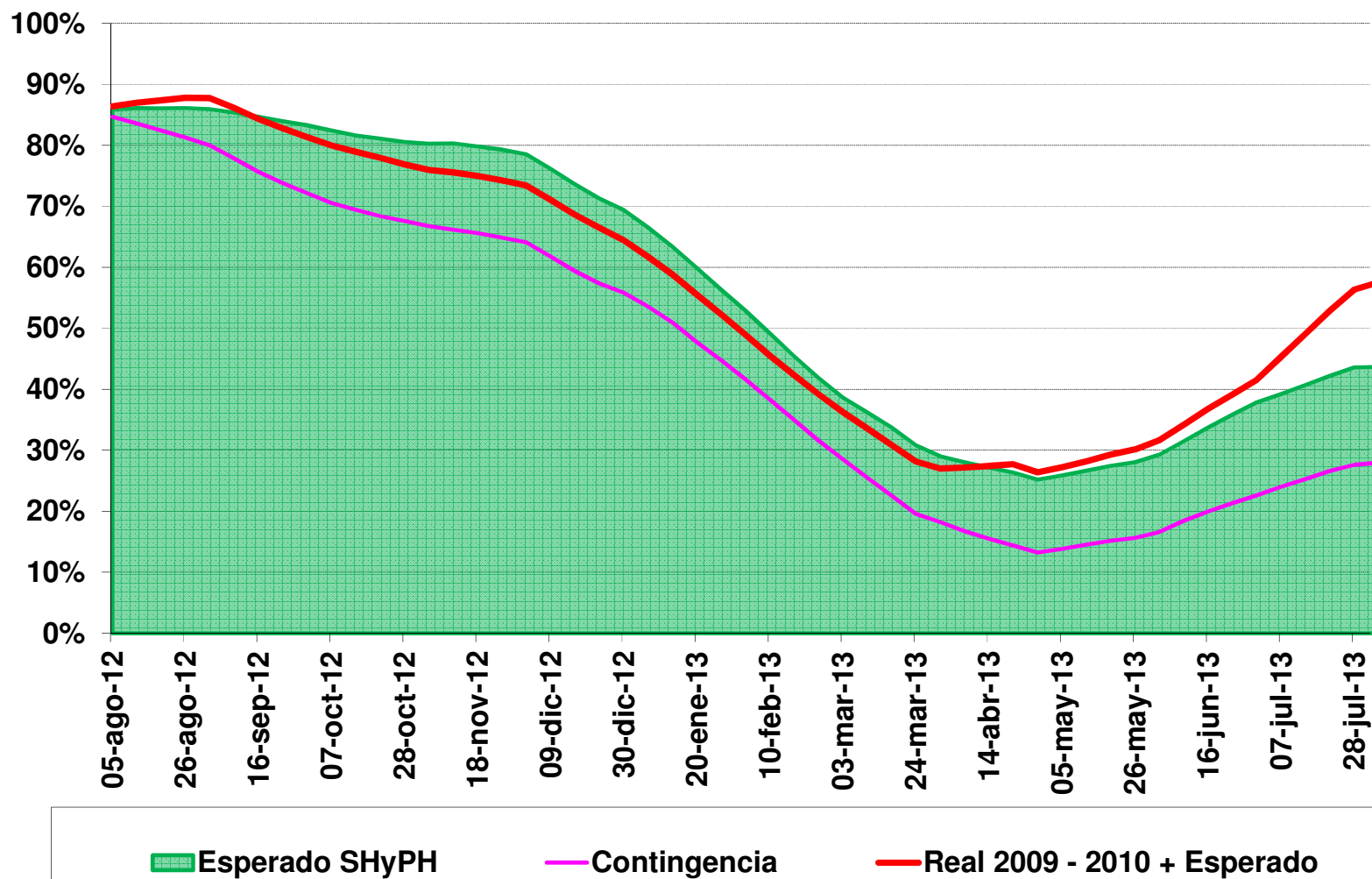
Consumo de gas en el interior (GBTUD)



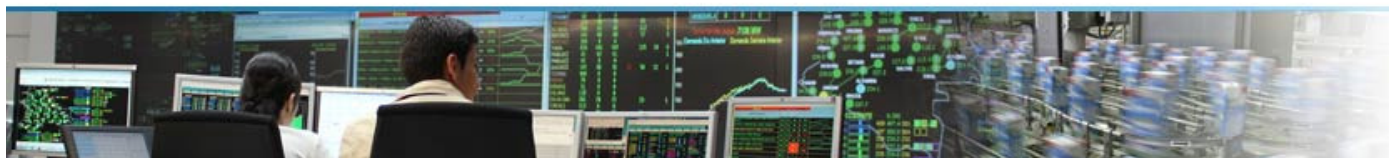
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



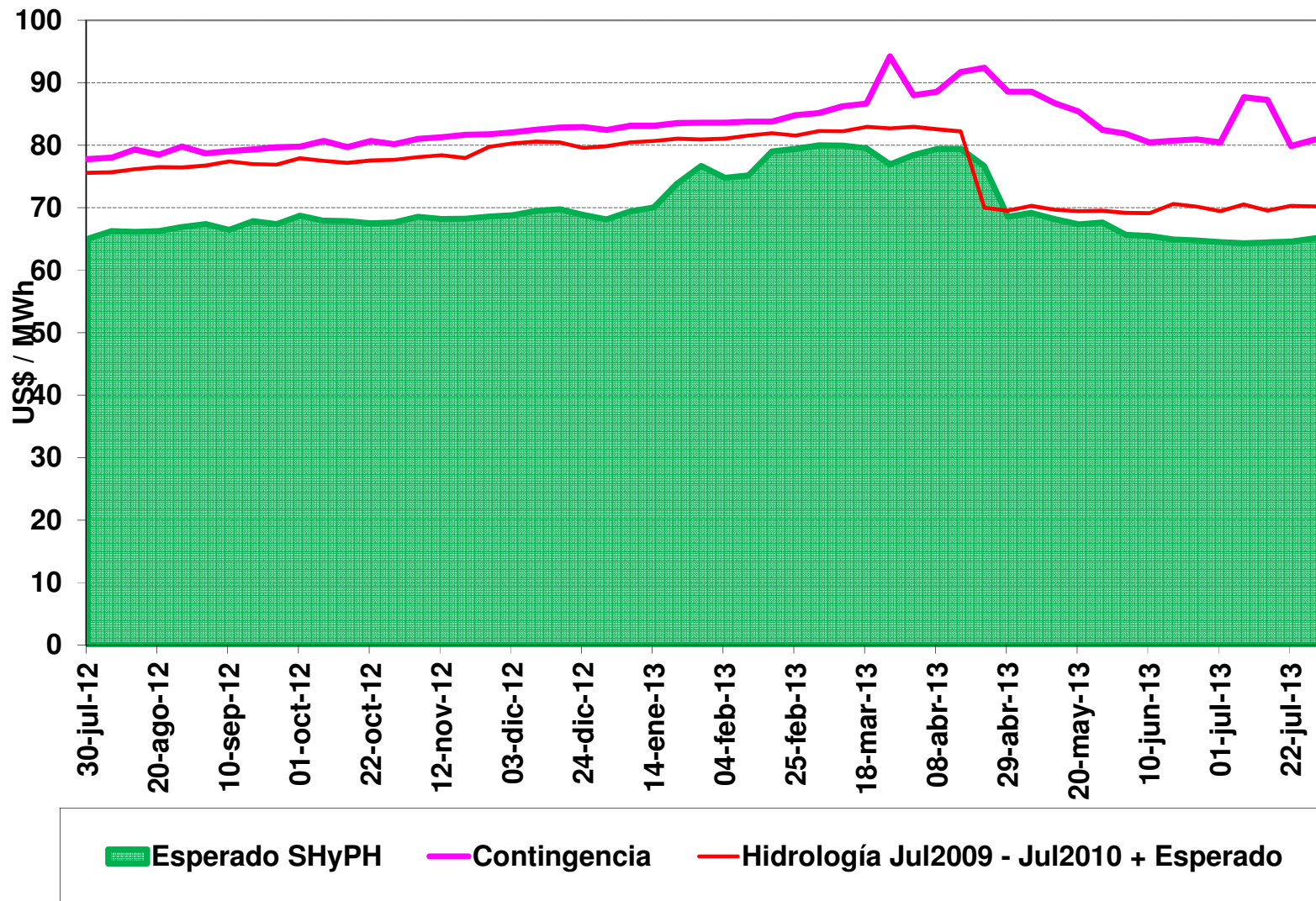
Evolución de embalse agregado (%)



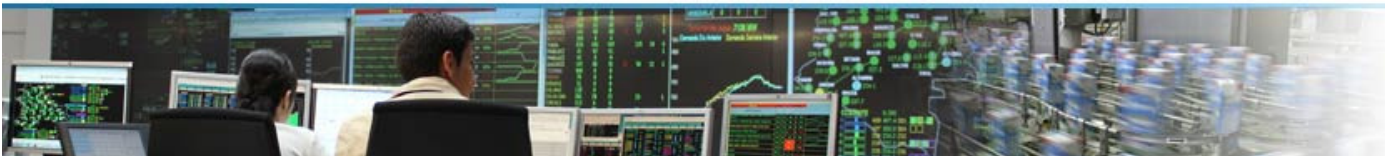
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Costo marginal (US/MWh)

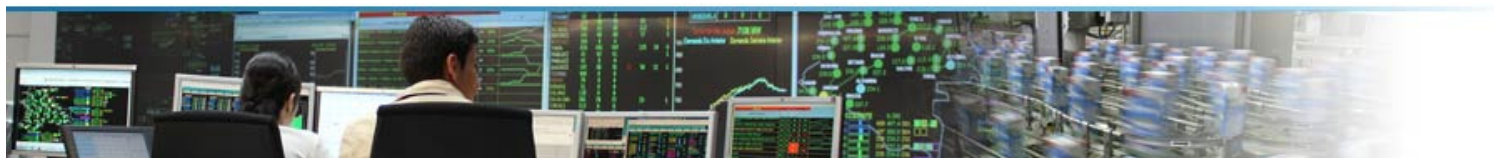


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Conclusiones

- Para los escenarios modelados, se observa una atención satisfactoria de la demanda.
- Para los escenario secos (niño y contingencia), la generación térmica en los meses del verano 2012/2013 presenta valores al rededor de los 60 GWh-día.
- La evolución de embalse muestra una operación exigente de los recursos hidráulicos que conlleva a niveles cercanos a los mínimos técnicos de los distintos embalses a finales de los veranos.
- En los escenarios de contingencia el consumo de gas alcanza el valor de disponibilidad modelado para la costa y se sostienen durante gran parte del horizonte.
- Se requiere hacer un seguimiento a la disponibilidad y logística de transporte de combustibles líquidos.



Conclusiones CO

- Con el fin de tener unos resultados mas ajustados a la realidad se debe solicitar a los agentes térmicos el Heat Rate de sus plantas para diferentes puntos de operación, incluyendo al mínimo técnico.
- Dado el bajo nivel observado en las simulaciones, se concluyo que el Grupo de supuestos del CNO debe reunirse para analizar un nivel mínimo de embalse a considerar en el modelo.
- En el SPT se debe continuar revisando la situación actual de la logística de combustibles líquidos de las plantas térmicas.
- En el SH&PH se debe continuar trabajando en la identificación de las causas del desbalance hidrológico y definir el esquema para su cálculo.





Varios

- Taller Restricciones
- Informe trimestral de análisis eléctrico del mediano plazo. Segundo Trimestre de 2012
- Mantenimientos
- Oscilaciones
- Reporte información base de datos protecciones



Varios

Informe trimestral de análisis eléctrico del mediano plazo. Segundo Trimestre de 2012

Temas desarrollados

Primer Día:

- Presentación del Marco Regulatorio
- Identificación de restricciones en el sistema - Planeación eléctrica
- Análisis general de restricciones
- Ejemplo de Aplicación (Caso real área Caribe)

Segundo Día:

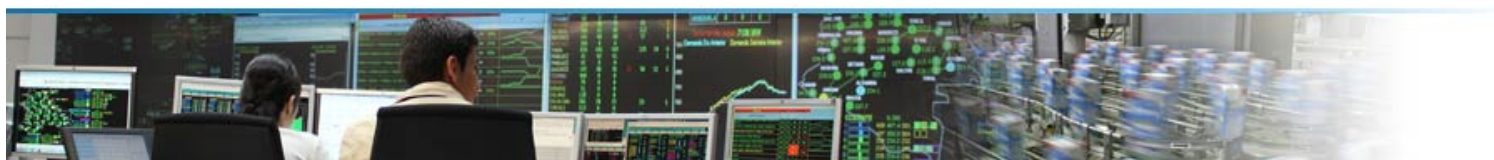
- Ejemplo de Aplicación (Caso real área Nordeste)
- Construcción por Mesas de Trabajo



Asistentes

En el taller se conto con la participación de representantes de los diferentes segmentos de la cadena y de otras entidades o agremiaciones como:

- CAPT
- UPME
- CNO
- CREG
- ACOLGEN
- ANDEG



Conclusiones a la pregunta:

¿Cuál es su opinión sobre las señales dadas por XM en cuanto a las restricciones y sobre las recomendaciones emitidas para su reducción y/o eliminación?

Dentro de las principales conclusiones socializadas en el taller a esta pregunta se tiene:

- Las señales son adecuadas, con oportunidades de mejora en dar más señales a los responsables de estas, en particular la distribución entre STN y STR (diferenciar los problemas de tensión del STR y confiabilidad asociado a transformadores de conexión asociados en otras causas).
- Hacer compatibles los criterios de evaluación de proyectos de UPME y XM. Además procurar abordar en la expansión temas de red degradada.
- Se discutió sobre la conveniencia de considerar la probabilidad de ocurrencia de los eventos en el STR dado que algunos elementos presentan una probabilidad baja y el cubrimiento de estos implican sobrecostos operativos.
- Plantear soluciones específicas que permitan eliminar las generaciones de seguridad en los STR.

Conclusiones a la pregunta:

¿Cuáles aspectos específicos sobre las restricciones desea registrar como conclusiones y que recomendaciones considera importantes para el desarrollo de nuevas propuestas?

Dentro de las principales conclusiones socializadas en el taller de esta pregunta se tiene:

- Es necesaria una revisión regulatoria al tema de clasificación y asignación del costo de las restricciones en el SIN.
- Es necesario una revisión regulatoria a las configuraciones de las plantas de ciclo combinado.
- Es importante dar agilidad a la publicación definitiva de la Resolución CREG 198 -2011.
- Es necesario el refuerzo de la UPME para que los proyectos se definan con más prontitud y eficiencia.
- Para los proyectos en el STR se debe definir un esquema de seguimiento tipo curva S.
- El CNO debe ser mas activo en el seguimiento de los costos, magnitud de generaciones de seguridad y de los proyectos y soluciones.
- Se deben acercar los criterios de evaluación de proyectos de UPME y XM. Además procurar abordar en la expansión temas de red degradada.
- Incluir un criterio probabilístico en la evaluación de las fallas de los activos del STR y STN para la definición de las generaciones de seguridad.

Conclusiones generales

- El CND identifica, programa y asigna las restricciones en el SIN sujeto a lo establecido en la reglamentación vigente.
- Se concluyó que los productos que XM pone a disposición de los agentes son de utilidad, sin embargo, se identifica aspectos para su complemento y mejoramiento.
- Ante la problemática de la expansión de los STR se reiteró la importancia de dar agilidad en la publicación definitiva de la Resolución CREG 198 -2011.
- Se evidenció desconocimiento en algunas normas regulatorias relacionados con el despacho económico y de restricciones en algunos agentes del mercado.





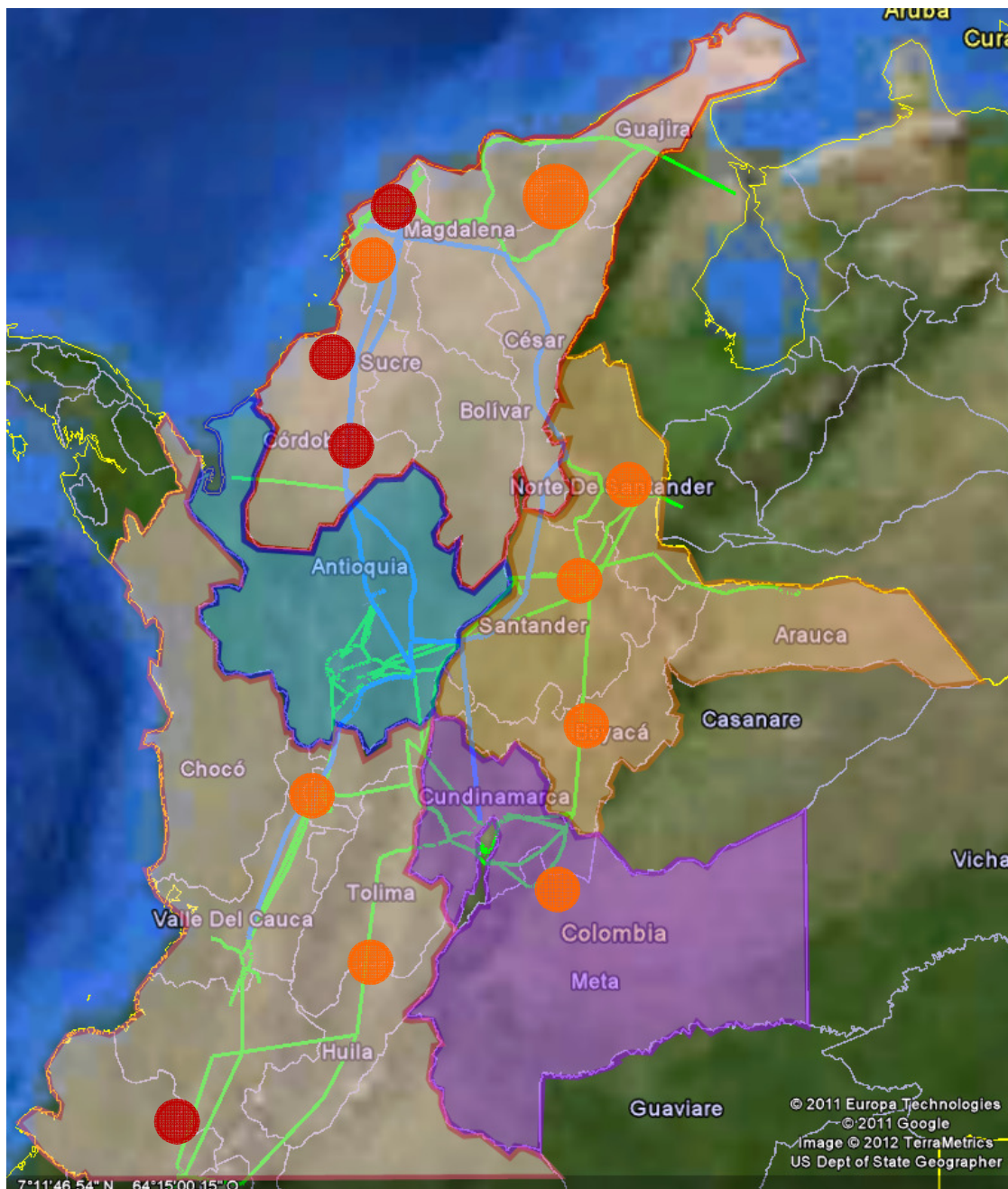
Varios

Informe trimestral de análisis eléctrico del mediano plazo. Segundo Trimestre de 2012

Objetivos

- Revaluar las restricciones eléctricas de la red actual, en cada una de las áreas operativas del SIN y recomendar las acciones operativas que permitan minimizar el riesgo en la atención de la demanda, considerando los criterios establecidos en la reglamentación vigente.
- Analizar la entrada consecutiva de los proyectos de expansión hasta el 2013 con el respectivo impacto en las restricciones eléctricas y recomendar las acciones necesarias que permitan una operación confiable bajo las nuevas condiciones topológicas.





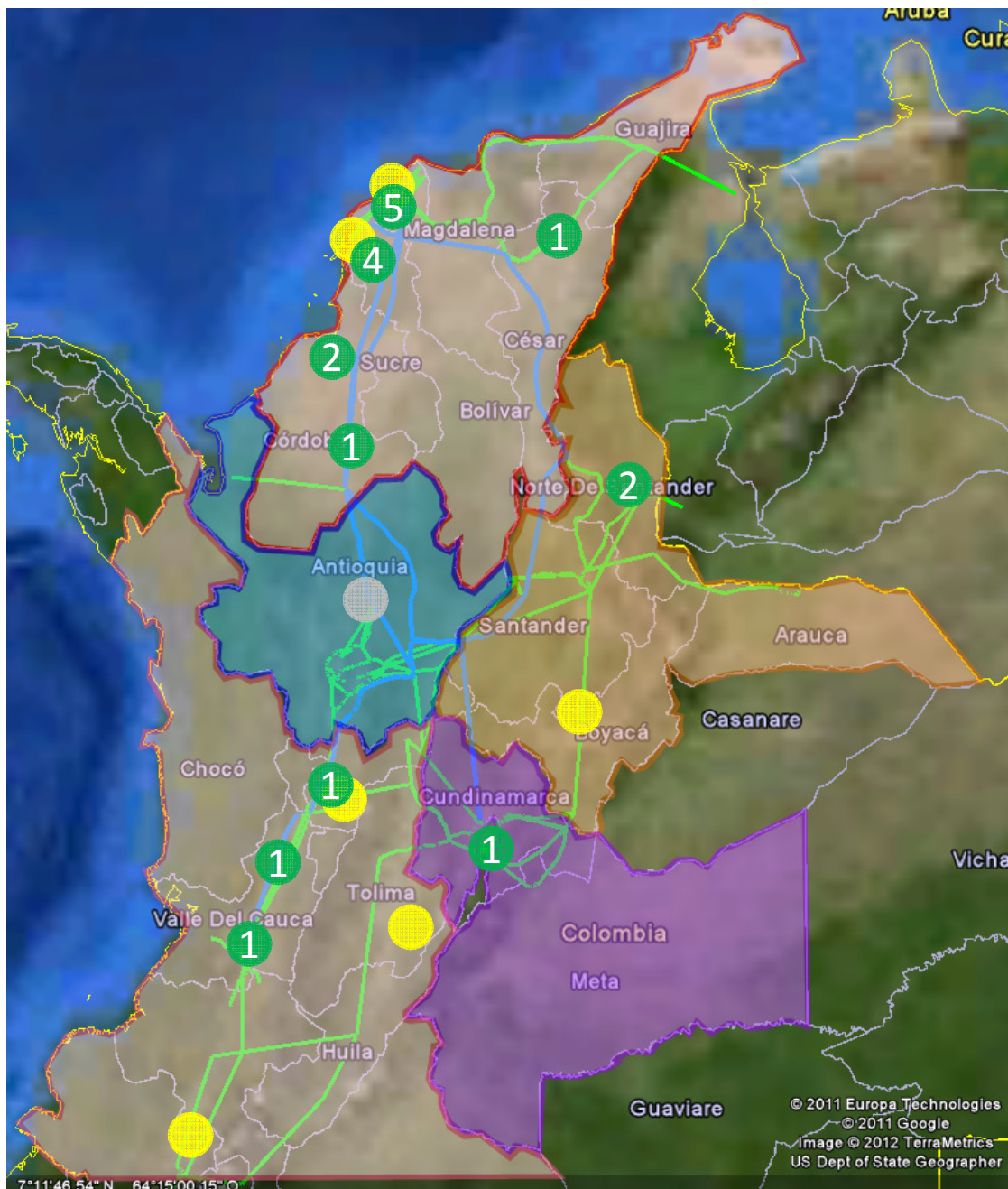
Agotamiento de la capacidad disponible de transporte o transformación

- i. Atlántico
- ii. Bolívar
- iii. Córdoba-Sucre
- iv. Cerromatoso
- v. GCM
- vi. ESSA
- vii. CENS
- viii. EBSA-ENERCA
- ix. Meta
- x. Cauca-Nariño
- xi. Huila-Tolima
- xii. CQR
- xiii. Valle

- Riesgo de DNA en estado estacionario.
- Riesgo de DNA ante N-1



filial de isa



Medidas para minimizar DNA ante N-1.

Generación de seguridad:

- i. Atlántico
- ii. Bolívar
- iii. EBSA-ENERCA
- iv. Cauca-Nariño
- v. Huila-Tolima
- vi. CQR

Balance de Generación

- i. Antioquia

ESPS implementados:

- i. Atlántico
- ii. Bolívar
- iii. Córdoba-Sucre
- iv. Cerromatoso
- v. GCM
- vi. CENS
- vii. Oriental (ESPS generación)
- viii. CQR
- ix. CQR - Valle
- x. Valle (ESPS generación)



Generación Seguridad.



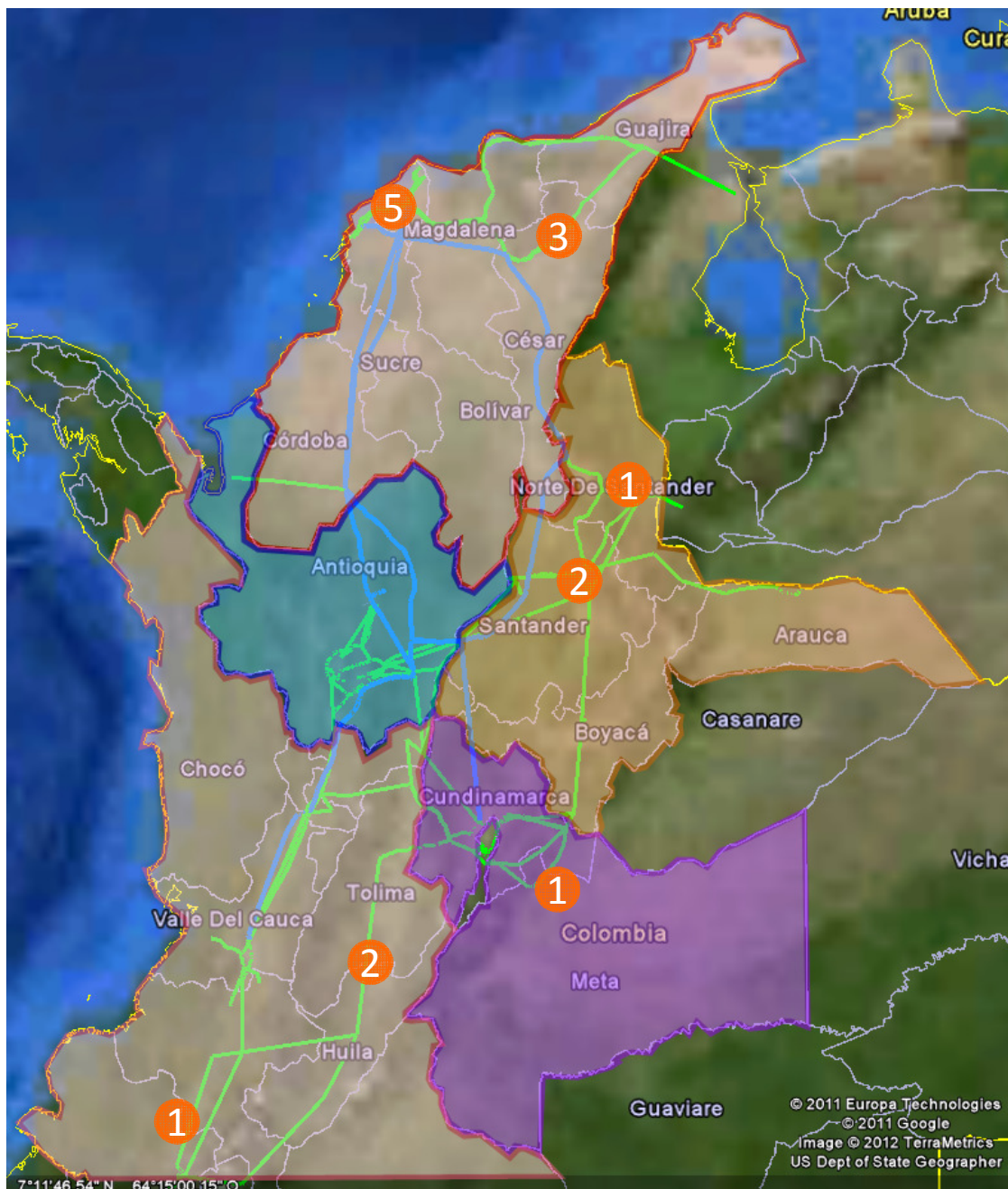
Balances de Generación



ESPS



filial de isa



ESPS propuestos que se requieren con la red actual:

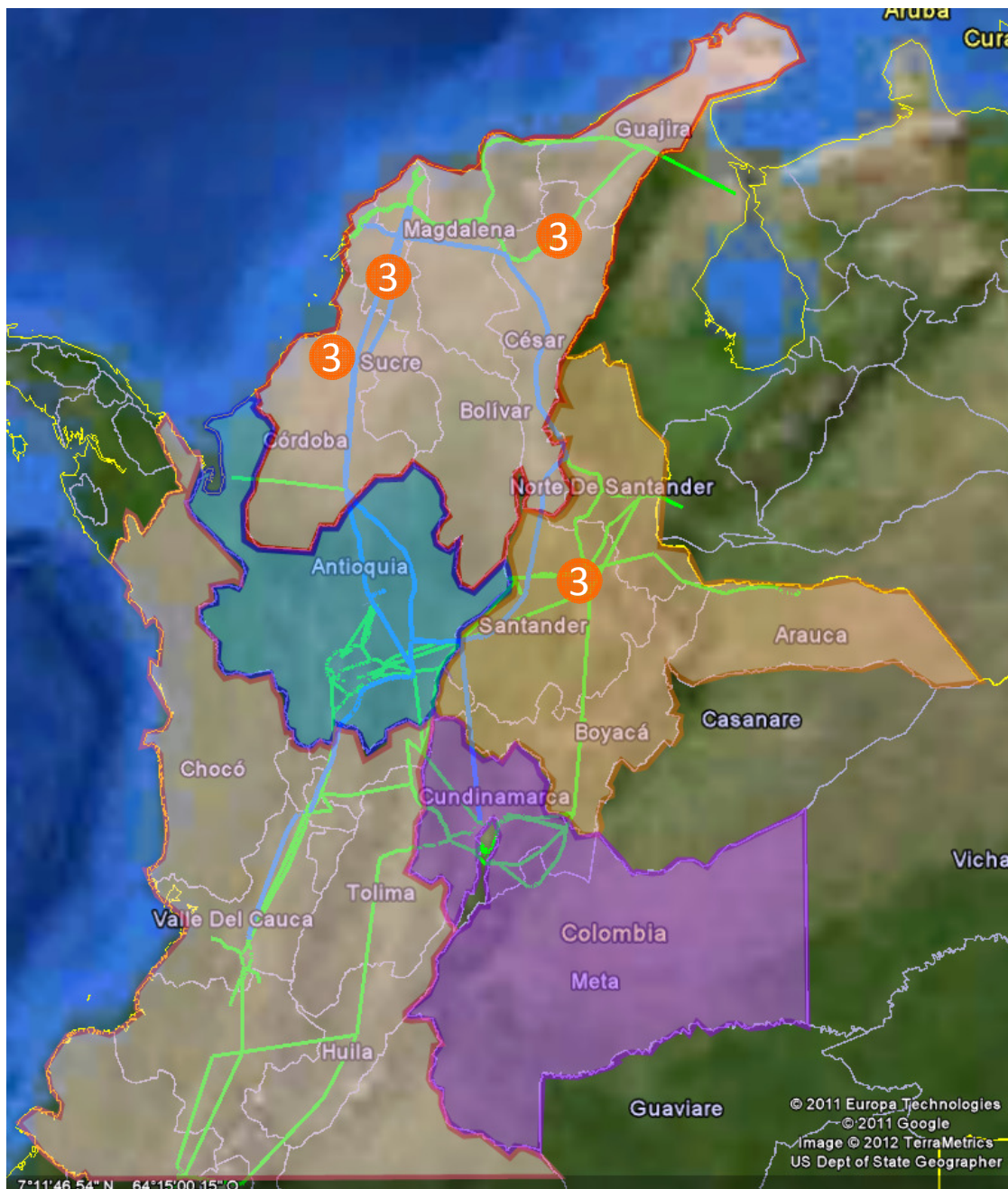
- i. Atlántico
- ii. GCM
- iii. ESSA
- iv. CENS
- v. Meta
- vi. Cauca-Nariño
- vii. Huila-Tolima

 **ESPS propuestos.**

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



filial de isa



ESPS propuestos para la demanda y red futura:

- i. Atlántico
- ii. Córdoba-Sucre
- iii. GCM
- iv. ESSA
- v. CENS
- vi. Meta
- vii. Cauca-Nariño
- viii. Huila-Tolima
- ix. CQR y Valle

 **ESPS propuestos.**

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



■ filial de isa



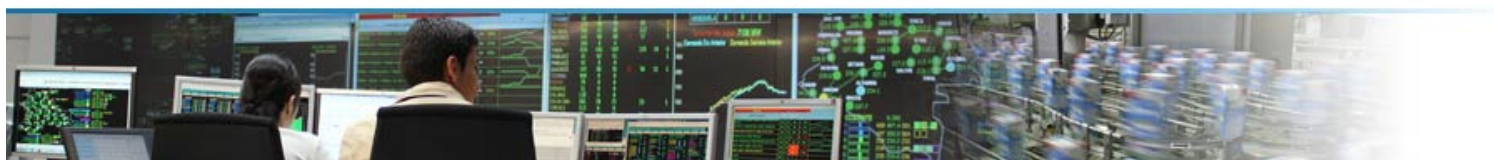
Varios

Mantenimientos

Trabajos a realizar - Gas

El 19 de julio Chevron informó una nueva fecha para los trabajos que tiene programados en el campo de Chuchupa en Ballena, las nuevas fechas y restricciones son:

- Mantenimiento preventivo del Tren A entre el **23 y el 28 de julio** con una capacidad estimada de producción de **489 MPCD**.
- Mantenimiento preventivo del Tren B entre el **31 de julio y 5 de agosto** con una capacidad estimada de producción de **489 MPCD** el 31 de julio y **497 MPCD** los demás días.
- Construcción de facilidades el día **12 agosto** con una capacidad estimada de producción de **345 MPCD**.

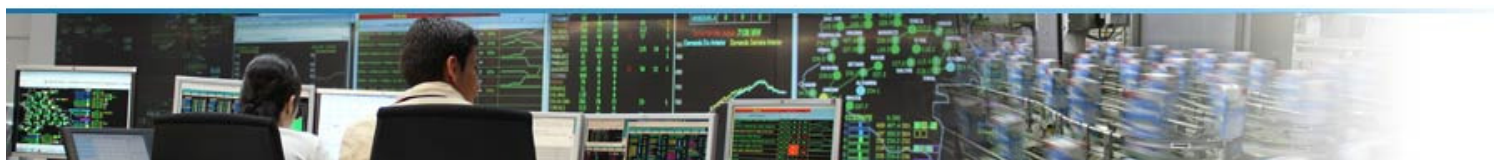


Recomendaciones - Gas

Dada la restricción que se presentará el día 12 de agosto y con el fin de minimizar los riesgos en la atención de la demanda del sector eléctrico de la costa durante el trabajo, se recomienda:

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

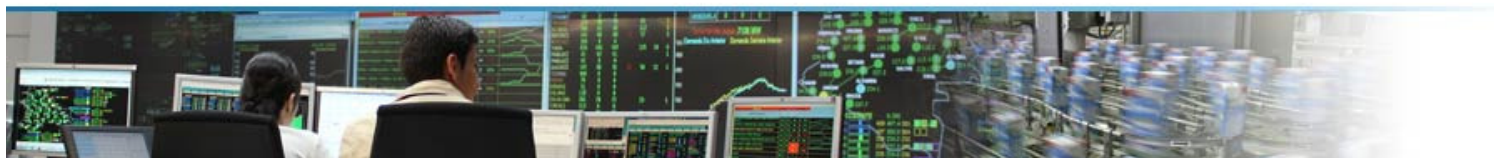
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Mantenimiento Proelectrica

Entre el 3 y el 20 de agosto se tendrán indisponible las dos unidades de Proelectrica, bajo esta condición, en caso de materializarse el disparo del transformador de Ternerá 1-9 se presentaría la actuación de los ESPS del área y se desconectaría al rededor del 40% de la demanda del anillo de 66 kV.

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



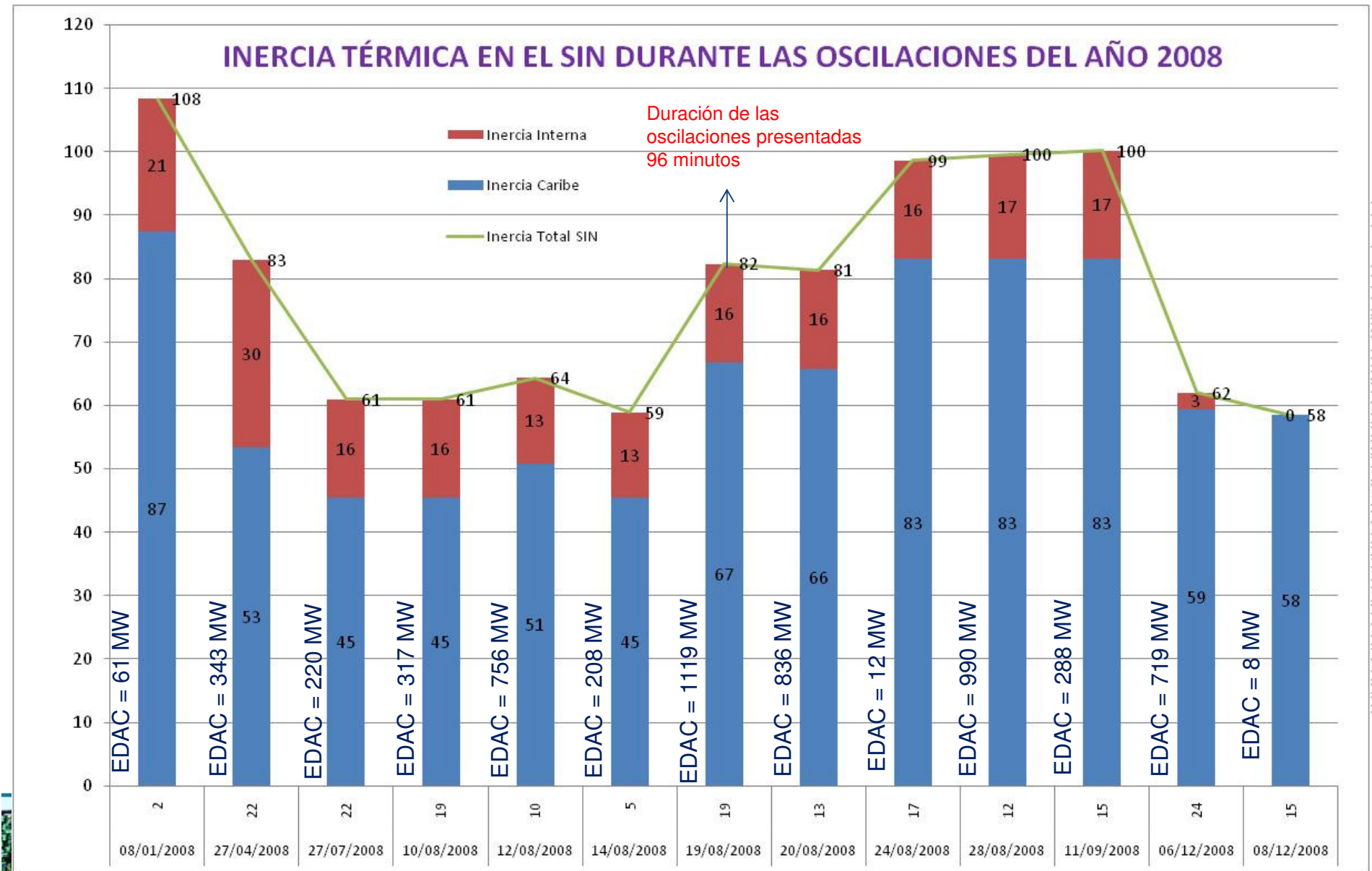


Varios

Oscilaciones

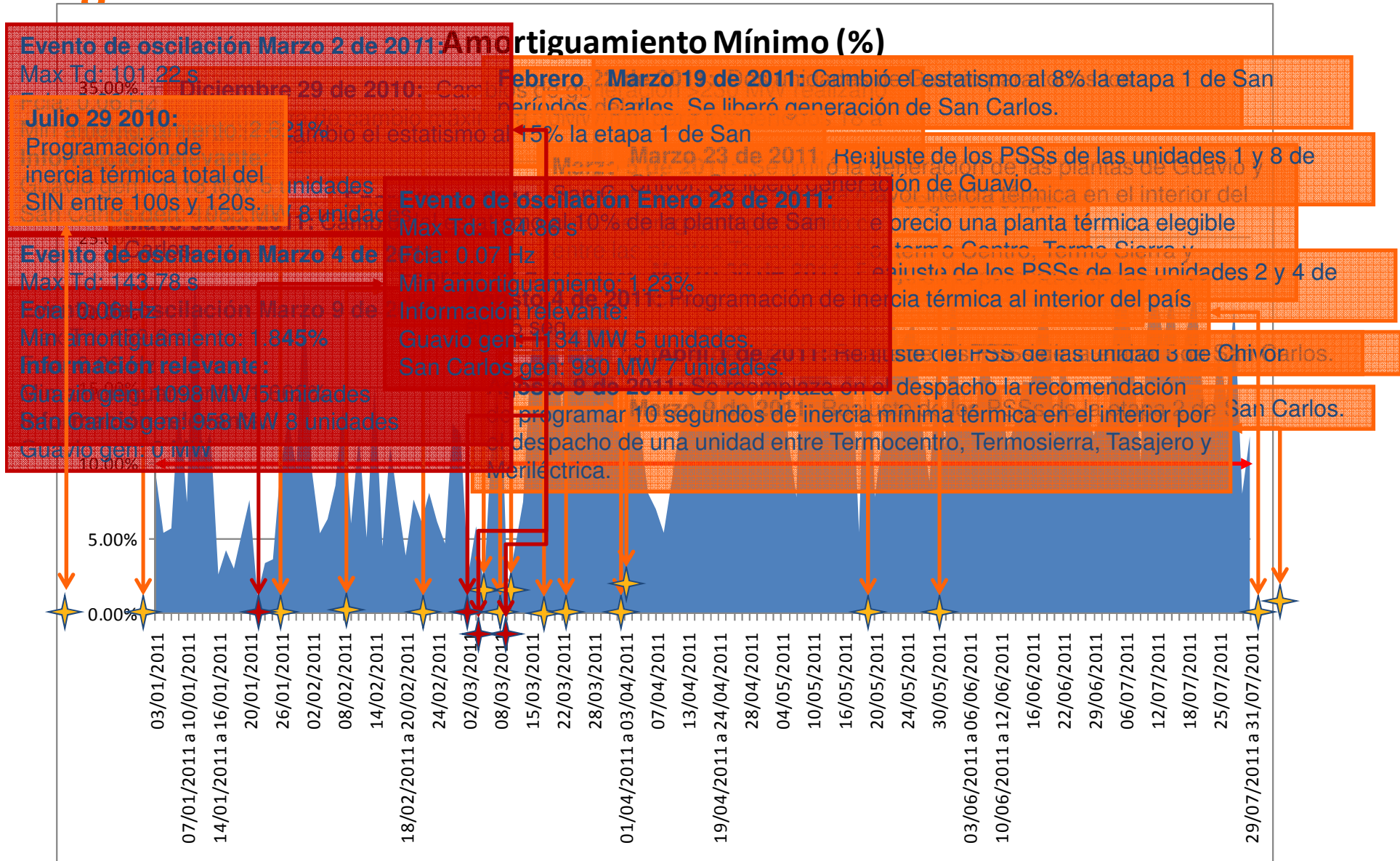
GCG REUNIÓN #1(Septiembre de 2010)

Seguimiento a las OMBF eventos críticos en el SIN



GCG REUNIÓN #10 (Agosto de 2011)

Seguimiento OMBF en el SIN durante el 2011



Conclusiones Reunión N°20 del GCG

Con los cambios realizados en el regulador de velocidad de las unidades de la Etapa 1 de San Carlos y con la evidencia de los eventos presentados el 09 de julio se concluye lo siguiente:

- Se observa una mejor respuesta de las unidades de San Carlos Etapa 1 en cuanto a la tendencia a la respuesta en contrafase
- Se presenta una mayor magnitud en la respuesta de regulación primaria de frecuencia al bajar el estatismo a los valores requeridos (5%)

Se observa tendencia al aumento de la frecuencia del modo de muy baja frecuencia del SIN, lo cual, de mantenerse implicaría redefinir las bandas de las alarmas actuales del Phasor Point.

Con la implementación de los valores de inercia en el SIN y de las acciones operativas establecidas para contribuir al amortiguamiento ante las OMBF, no se han presentado eventos de OMBF en el SIN que ocasionen EDAC y la máxima duración de las mismas en lo corrido del 2012 ha sido de 8 minutos

Recomendaciones Reunión N°20 del GCG

Analizar conjuntamente entre XM, los agentes generadores asociados al plan piloto, que han realizado reajustes a los sistemas de control y los consultores que están trabajando en el levantamiento y validación de estos modelos de generación del SIN el seguimiento a la respuesta de las unidades y definir conjuntamente el plan de trabajo a seguir.

Se requiere que los agentes asociados al plan piloto entreguen lo más pronto posible los resultados del levantamiento y validación de los modelos de los controles de generación de las plantas asociadas a este plan, para realizar la respectiva validación por parte de XM y su actualización en la base de datos para ser utilizados en los análisis de estabilidad el SIN.

Una vez se tengan los resultados del plan piloto CNO 552, se revisará el impacto de los reajustes de los reguladores de las unidades en el amortiguamiento del sistema para el modo de OMBF y se reevaluarán las acciones operativas vigentes.

Hasta tanto no se identifique que las medidas tomadas a raíz de los trabajos asociados al plan piloto tengan un claro efecto en el amortiguamiento de las OMBF, se recomienda mantener la inercia térmica del SIN en el valor actual de 100 seg en total.

Se requiere la revisión y validación de los valores de inercia actualmente declarados por las plantas del SIN, lo cual debe hacer parte de las pruebas de validación de parámetros asociadas al Acuerdo CNO 552.

Revisión y ajuste del Acuerdo CNO 552 considerando la experiencia de los trabajos realizados en el marco del plan piloto.

Cómo se efectúa la programación de las unidades por inercia?

Dentro del modelo de optimización se definió una zona operativa donde se tienen referenciados los valores de inercia de la unidades térmicas.

Unidad	Inercia	Ubicación
TEBSA	87.46	COSTA
TSIERRA	40.69	INTERIOR
FLORES IV	30	COSTA
TEMCALI	26.88	INTERIOR
TCENTRO1	24.83	INTERIOR
TCANDEL2	14.36	COSTA
FLORES3	13.94	COSTA
TVALLE	13.86	INTERIOR
TCANDEL1	12.66	COSTA
TVALLE1	12.53	INTERIOR
FLORES1	11.28	COSTA
MERILEC1	10.48	INTERIOR
PAIPA4	10.17	INTERIOR
GUAJIR11	8.15	COSTA
GUAJIR21	8.15	COSTA
TASAJER1	8.08	INTERIOR
CTGEMG1	3.47	COSTA
CTGEMG2	3.47	COSTA
PAIPA3	3.36	INTERIOR
ZIPAEMG2	2.85	INTERIOR
ZIPAEMG3	2.85	INTERIOR
ZIPAEMG4	2.85	INTERIOR
ZIPAEMG5	2.85	INTERIOR
PAIPA2	2.58	INTERIOR
TYOPAL2	2.55	INTERIOR
PAIPA1	1.56	INTERIOR
BARRANQ3	1.53	COSTA
BARRANQ4	1.53	COSTA
CTGEMG3	1.53	COSTA
DORADA1	1.5	INTERIOR
PROLEC1	1.35	COSTA
PROLEC2	1.35	COSTA
TVALLE2	1.33	INTERIOR

Despacho Económico

Cálculo de Inercia Térmica en el SIN: 100 [s]

Criterios:

En los 100 [s] se debe programar UNA unidad entre Merilectrica, Tasajero, Sierra y Centro para tener inercia e el interior.

Cuado se ejecuta el DRP, salen despachadas unidades térmicas por diferentes razones, por ejemplo:

Unidad	Valor [MW]	Inercia [s]	Causa
Tasajero	68	8.08	Inercia Interior
Guajira 1	80	8.15	Exportación a Venezuela
Proelectrica 1	42	1.35	Restricción trafos S/E Ternera 220/66 kV
Tebsa	392	87.46	Restricción subárea Atlántico
TOTAL INERCIA TÉRMICA		105.04	

Conclusión:

En el Despacho Económico de manera natural, debido a las restricciones, normalmente se supera el valor de inercia de 100 [s].

En caso que no alcanzarse el total de Inercia Térmica de 100 [s], se despachan por mérito la(s) unidad(es) térmica(s) necesarias que permita alcanzar este valor.



Varios

Reporte información base de datos protecciones

Reporte Información base de datos protecciones

Primer semestre de 2012

Empresa	Comentarios	Pendientes
CELSIA S.A E..P	Reporta que no presenta cambios respecto a lo indicado el semestre anterior	No
EMGESA S.A E.S.P	Presentó gran parte de la actualización de la información en StationWare	No
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.	Se ha suministrado Información parcial.	Si
DISTASA S.A. E.S.P.	Reporta que ingresará la información directamente en el aplicativo StationWare	Si
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P	Generación: Reporta que no presenta cambios respecto a lo indicado el semestre anterior. Aún esta pendiente el reporte de transmisión	No
	Transmisión: Sólo esta pendiente la información de la S/E Caucheras	Si
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P. -Termoguajira-	Suministró información completa de los ajustes de protecciones asociados a las unidades 1 y 2 de Termoguajira	No
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Presentó el reporte completo de la información solicitada	No
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	Presentó el reporte de los cambios presentados respecto al informe suministrado en el segundo semestre del 2011	No
ISAGEN S.A. E.S.P.	Solicitó prórroga hasta el 15 de agosto	Si
CODENSA S.A. E.S.P	Presentó el reporte completo de la información solicitada	No
ELECTRICARIBE	Presentó el reporte completo de la información solicitada	No
URRÁ S.A. E.S.P	Presentó el reporte de los cambios presentados respecto al informe suministrado en el segundo semestre del 2011 que corresponde a los ajustes del circuito urrá-Tierra Alta	No
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	Presentó el reporte de los cambios presentados respecto al informe suministrado en el segundo semestre del 2011	No

Fecha Límite: 31 de julio de 2012



■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

2012

