

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: Consejo Nacional de Operación
Jueves, 03 de marzo de 2011



Temario

- Situación Actual
- Planeación energética
- Cargabilidad transformadores de conexión al STN
- Indicadores de la calidad operación febrero – 2011
- Aplicación del acuerdo de reserva operativa febrero-2011
- Varios

Situación actual



■ filial de isa

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

Volumen de los embalses a la fecha

	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	56.6	0.0
MIRAFLORES	57.7	0.0
PENOL	86.2	0.0
PLAYAS	111.1	2.3
PORCE II	26.5	0.0
PORCE III	70.9	0.0
PUNCHINA	69.3	0.0
RIOGRANDE2	56.9	0.0
SAN LORENZO	46.3	0.0
TRONERAS	15.0	0.0
total Antioquia	76.0	2.3

CARIBE	%	GWh
URRA1	69.4	0.0
total Caribe	69.4	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	43.0	0.9
BETANIA	88.6	0.0
MUNA	100.0	0.0
PRADO	85.8	0.0
total Centro	45.7	0.9

	Volumen Util Diario	Vertimiento Acum
Nombre	%	GWh

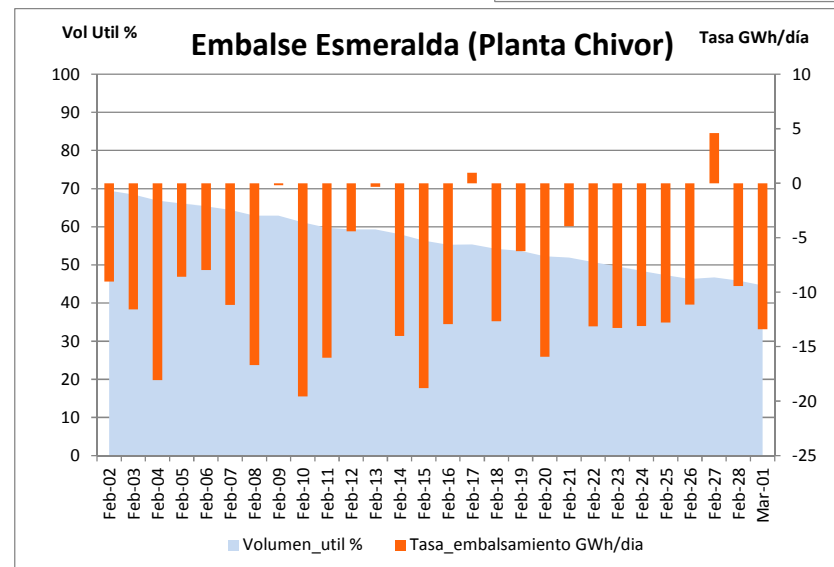
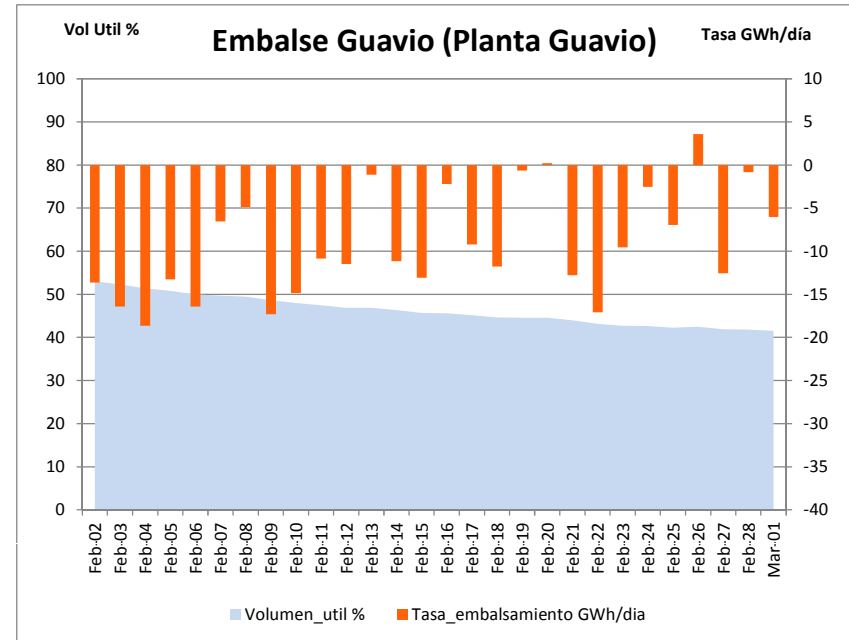
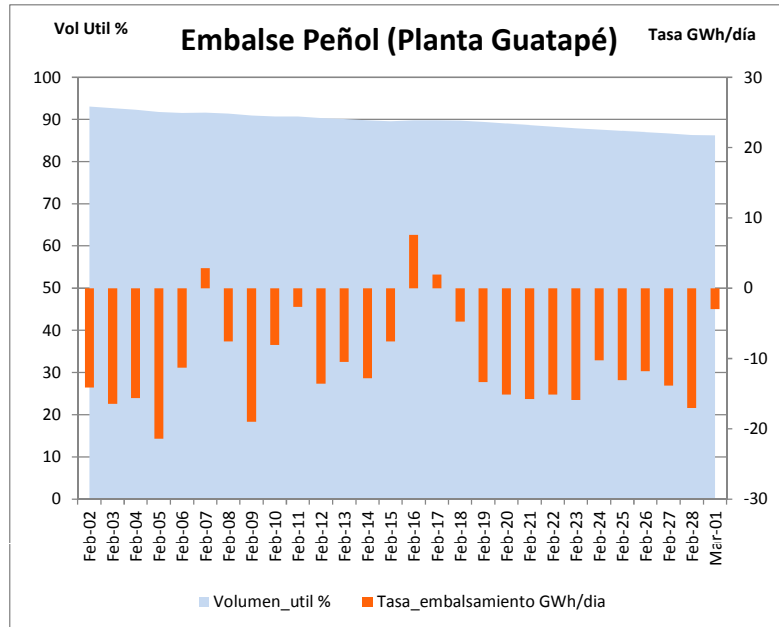
ORIENTE	%	GWh
CHUZA	47.4	0.0
ESMERALDA	44.7	0.0
GUAVIO	41.5	0.0
total Oriente	43.9	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	56.7	0.0
CALIMA1	90.9	0.0
SALVAJINA	52.6	0.0
total Valle	71.0	0.0

Total Acumulado -SIN-	57.94	3.24
------------------------------	--------------	-------------

Embalses Agregado Bogotá	%
NEUSA	53.2
SISGA	47.5
TOMINE	31.6

Evolución principales embalses



Aportes hídricos acumulados al 28 de febrero

ANTIOQUIA		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	6.0	118.5
CONCEPCION	1.3	86.9
DESV. EEPPM (NEC,PAJ,DOL)	2.6	117.5
GRANDE	8.8	131.1
GUADALUPE	4.6	114.3
GUATAPE	5.0	143.6
MIEL I	4.0	109.6
NARE	13.0	112.6
PORCE II	8.7	138.9
PORCE III	2.5	194.6
SAN CARLOS	2.0	100.0
TENCHE	1.3	145.7

TOTAL REGIÓN	60.7	121.15
---------------------	-------------	---------------

ORIENTE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	2.6	110.9
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	1.1	73.4
GUAIVIO	3.8	80.7
TOTAL REGIÓN	7.6	85.73

	GWh día	% media
TOTAL ACUMULADO SIN	100.0	123.9

CENTRO		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BOGOTA N.R.	9.0	260.3
MAGDALENA BETANIA	4.7	101.7
PRADO	1.1	172.1

TOTAL REGIÓN	14.7	169.9
---------------------	-------------	--------------

VALLE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media

ALTOANCHICAYA	5.9	153.1
CALIMA	0.5	121.4
CAUCA SALVAJINA	4.9	138.6
DIGUA	0.3	68.4
FLORIDA II	0.2	146.7

TOTAL REGIÓN	11.8	141.40
---------------------	-------------	---------------

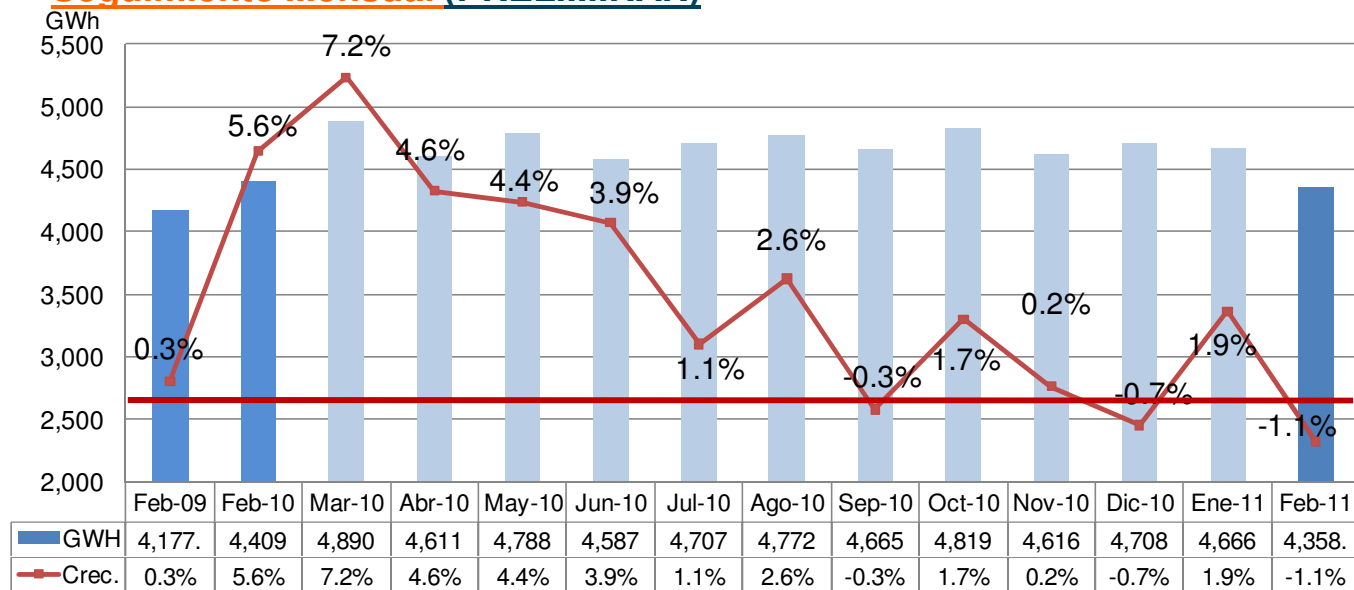
CARIBE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media

SINU URRRA	1.2	78.2
------------	-----	------

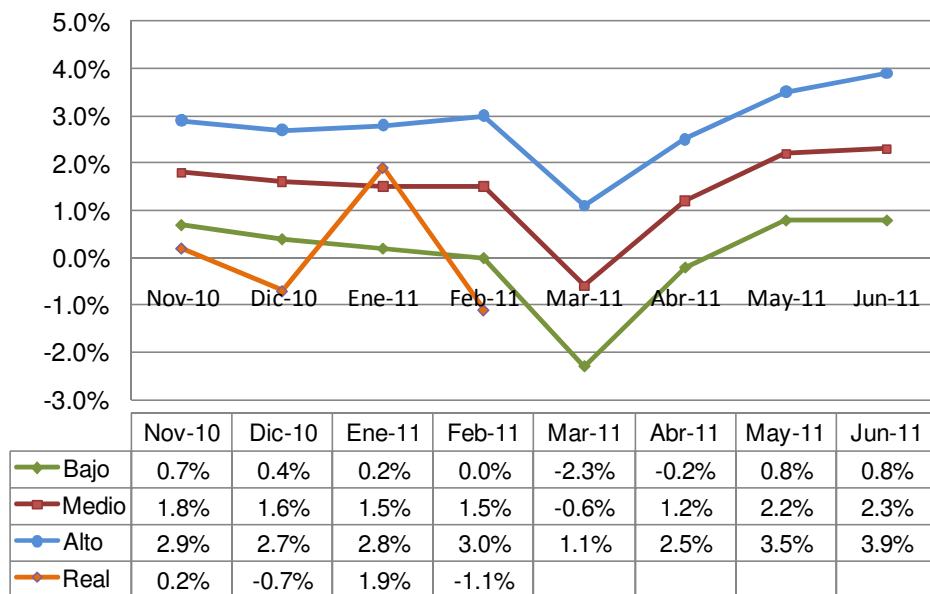
TOTAL REGIÓN	1.2	78.23
---------------------	------------	--------------

Seguimiento mensual demanda de energía SIN

Seguimiento Mensual (PRELIMINAR)



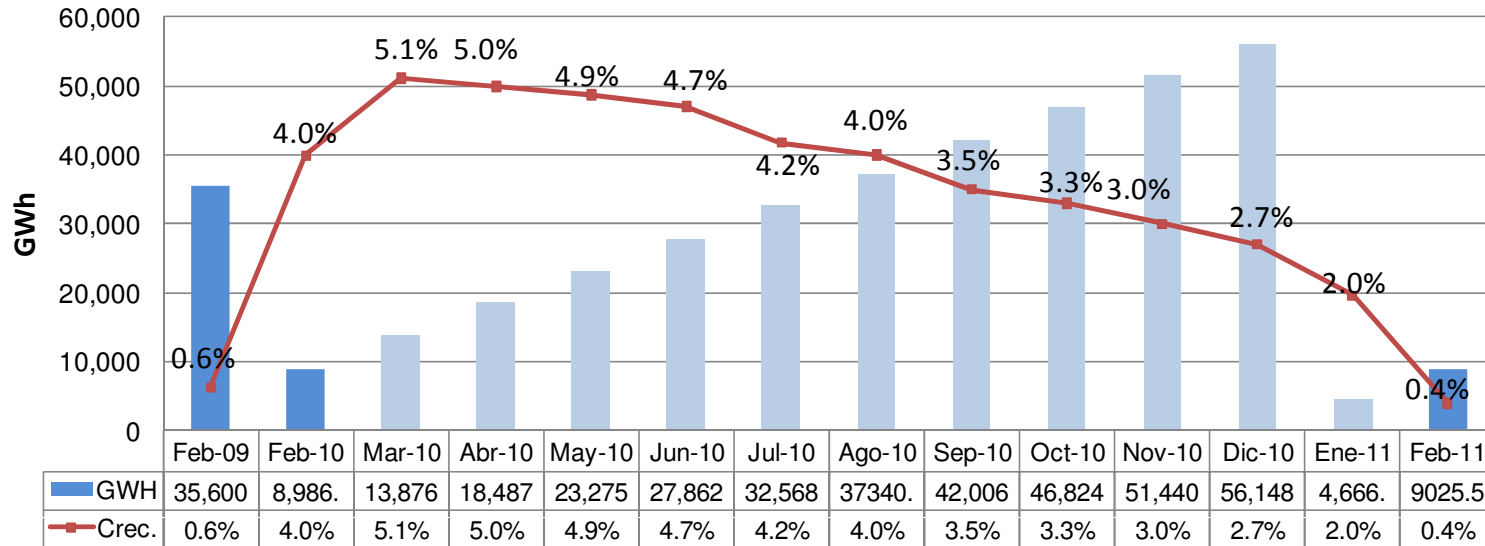
Seguimiento escenarios UPME vs. Real



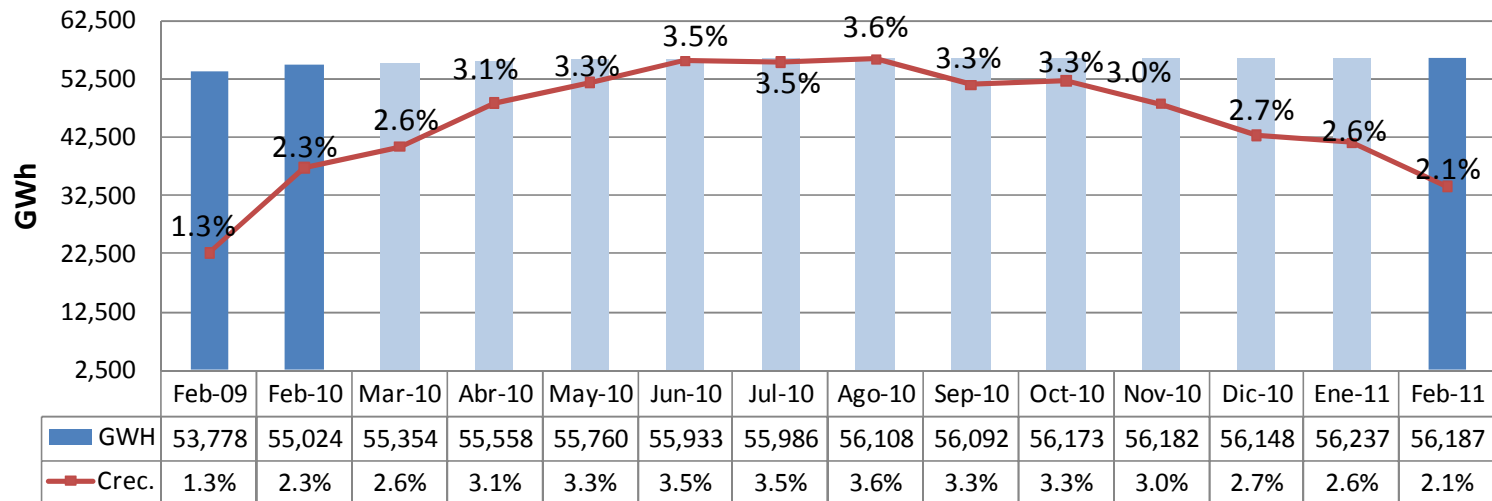
Escenarios actualizados por la
UPME en noviembre de 2010

Seguimiento mensual demanda de energía SIN

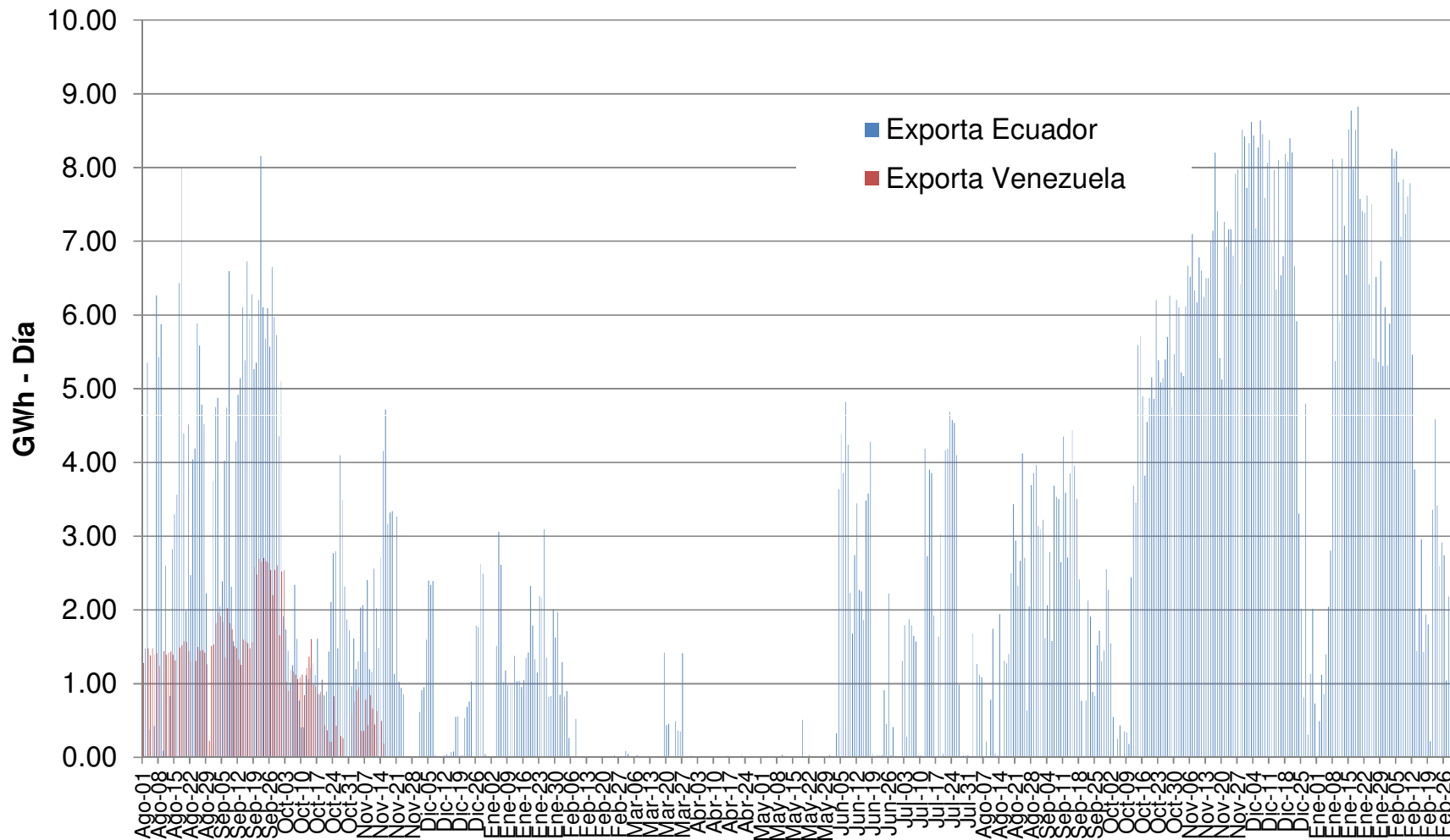
Acumulado anual (Ene-Feb 2011 vs. Ene-Feb 2010)



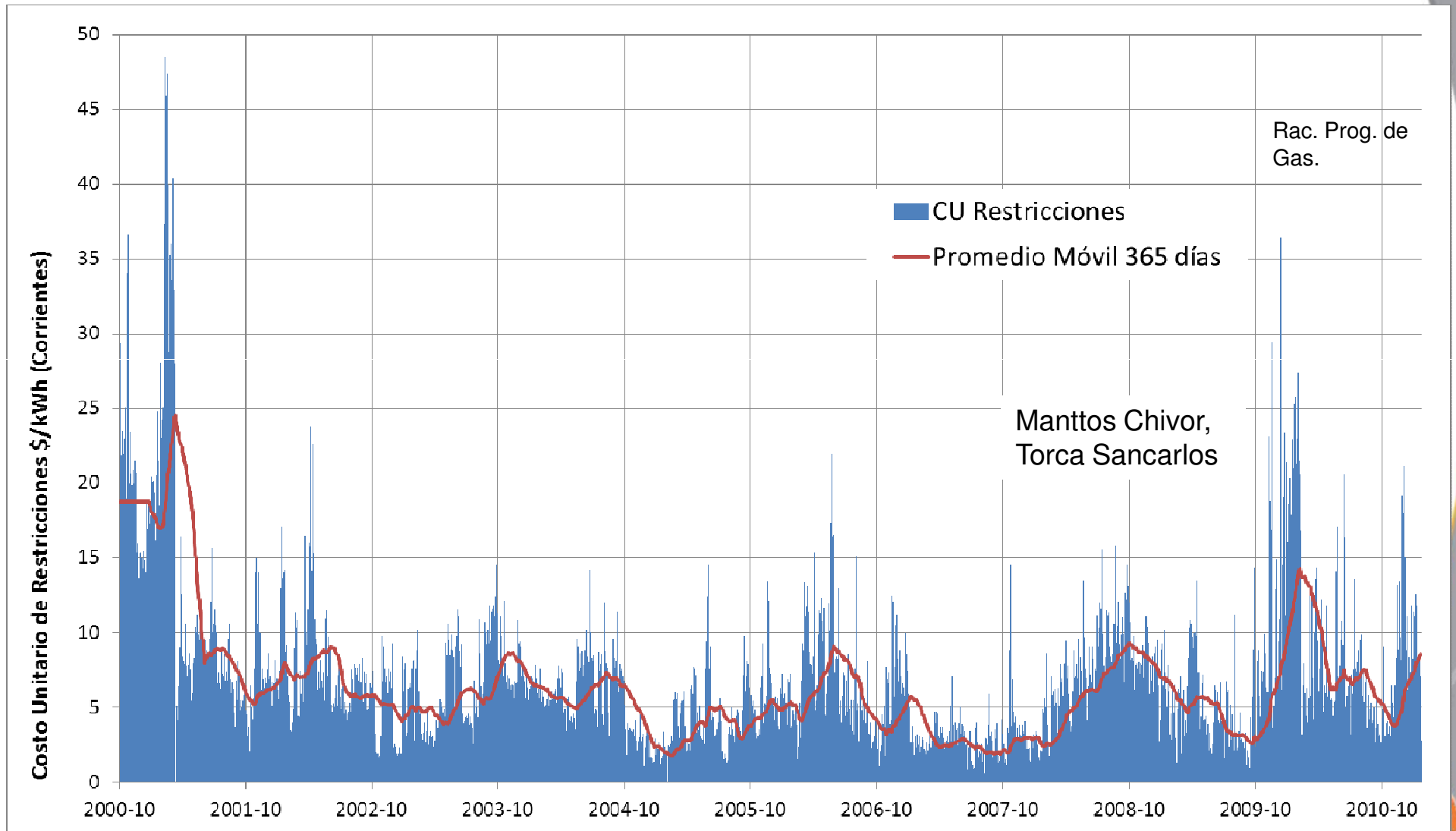
Últimos doce meses - (Mar 2010 a Feb 2011) vs. (Mar 2009 a Feb 2010)



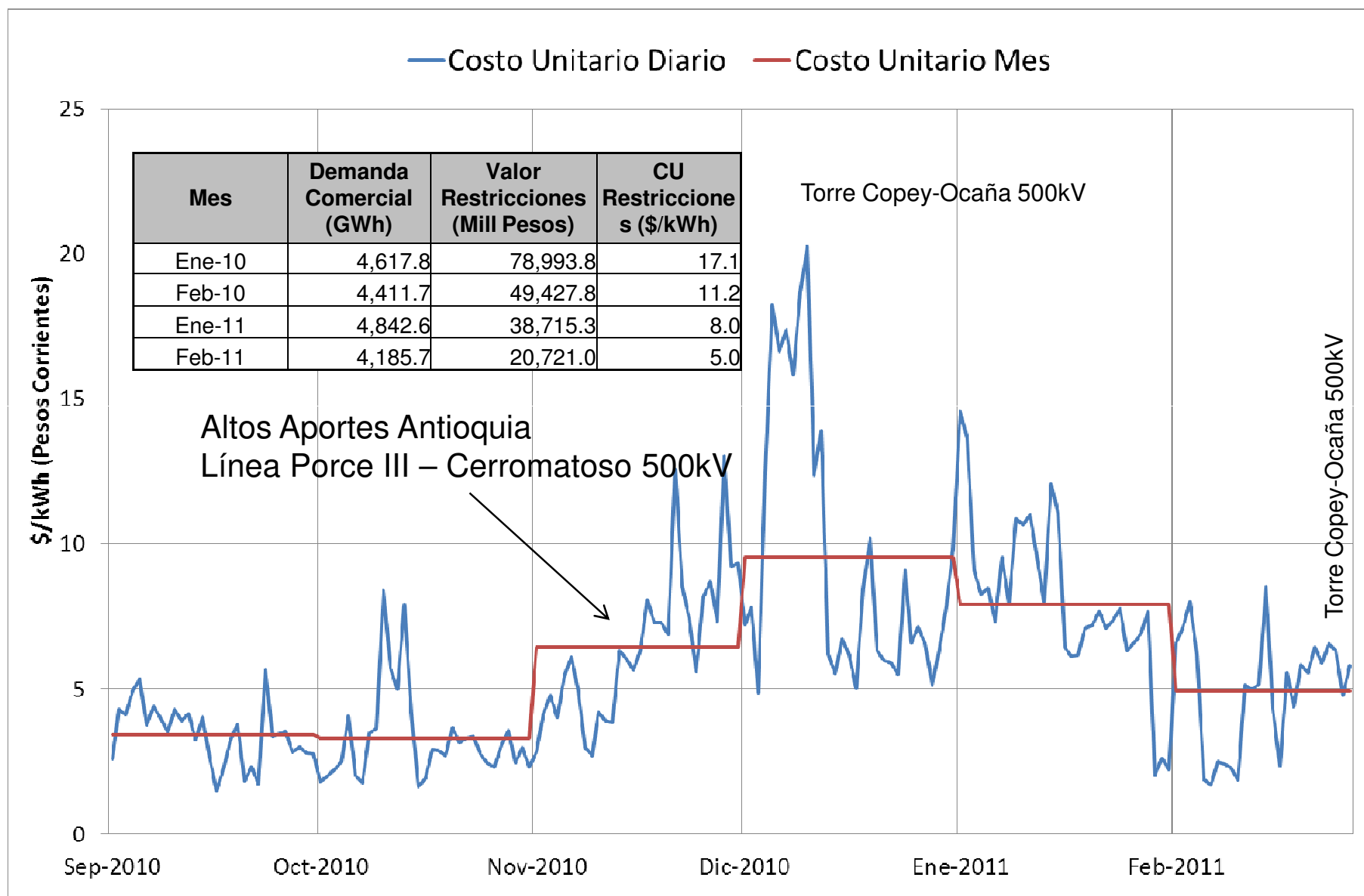
Exportaciones



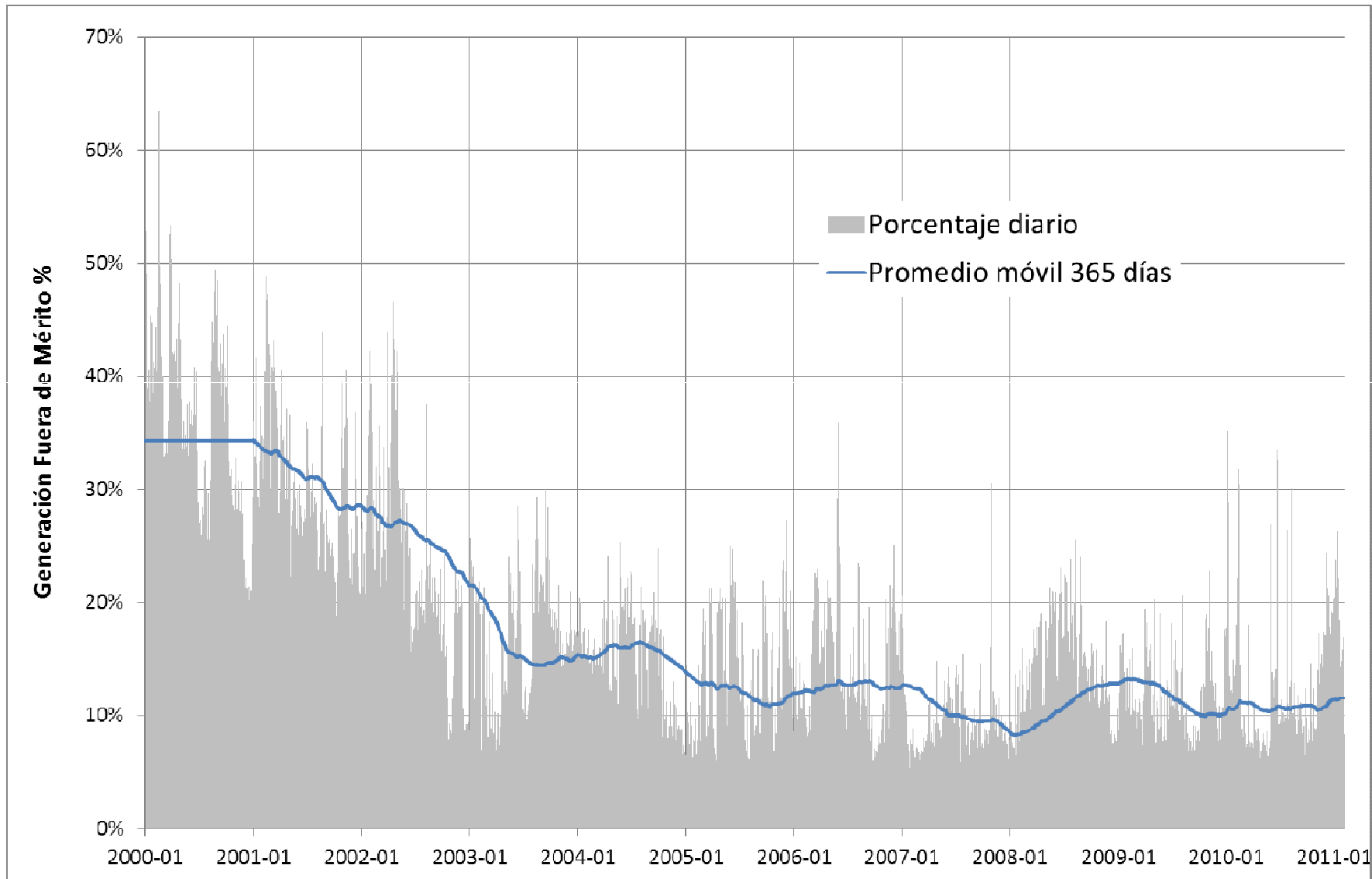
Costo unitario de restricciones (\$/kWh)



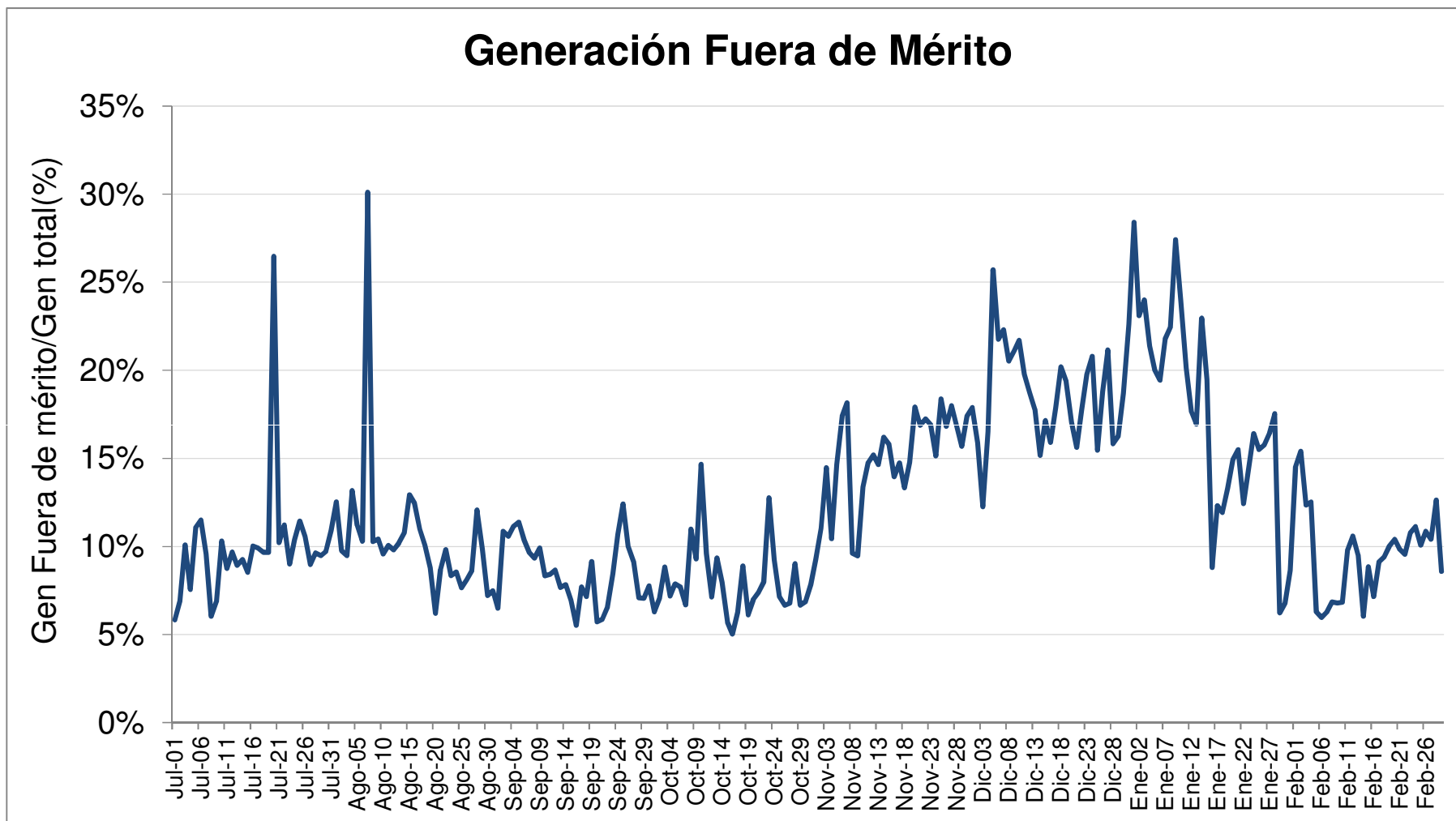
Costo Unitario de Restricciones



Generación fuera de mérito en % de generación total



Generación fuera de mérito



Planeación energética



■ filial de isa

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

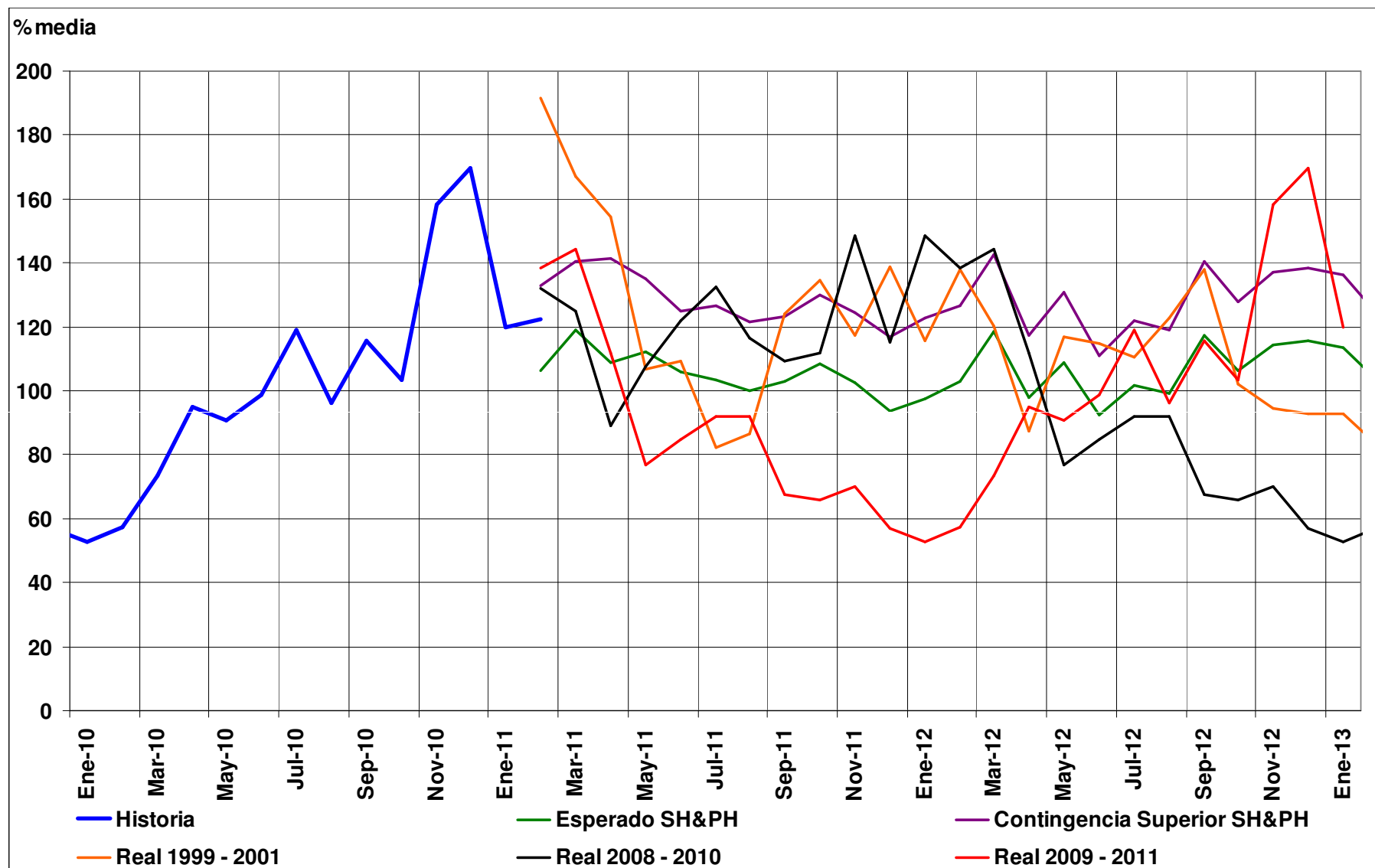
Análisis energético Mediano Plazo

Supuestos

INFORMACIÓN BÁSICA	DEMANDA	ENERGÉTICOS	RESULTADOS
Horizonte 2 años Resolución semanal Plan de expansión UPME Parámetros declarados (CEN y Heat Rate) IH – ICP Perdidas hidrológicas 14 GWh-día Plantas menores y Cogeneradores 7.6 GWh-día	Ecuador (Ene/2011) Coordinado 9 GWh - día Colombia (Nov/2010) Medio UPME Alto Upme	Disponibilidad 120 GBTUD Interior 350 GBTUD Costa Costos UPME Carbo y líquidos Sep/2010 Gas Enero/2011 Hidrologías Real 1999 – 2001 Real 2008 – 2010 Contingencia superior Esperado Real 2009 - 2011	Determinísticos Caso 1 Caso 2 Caso 3 Caso 4 Caso 5

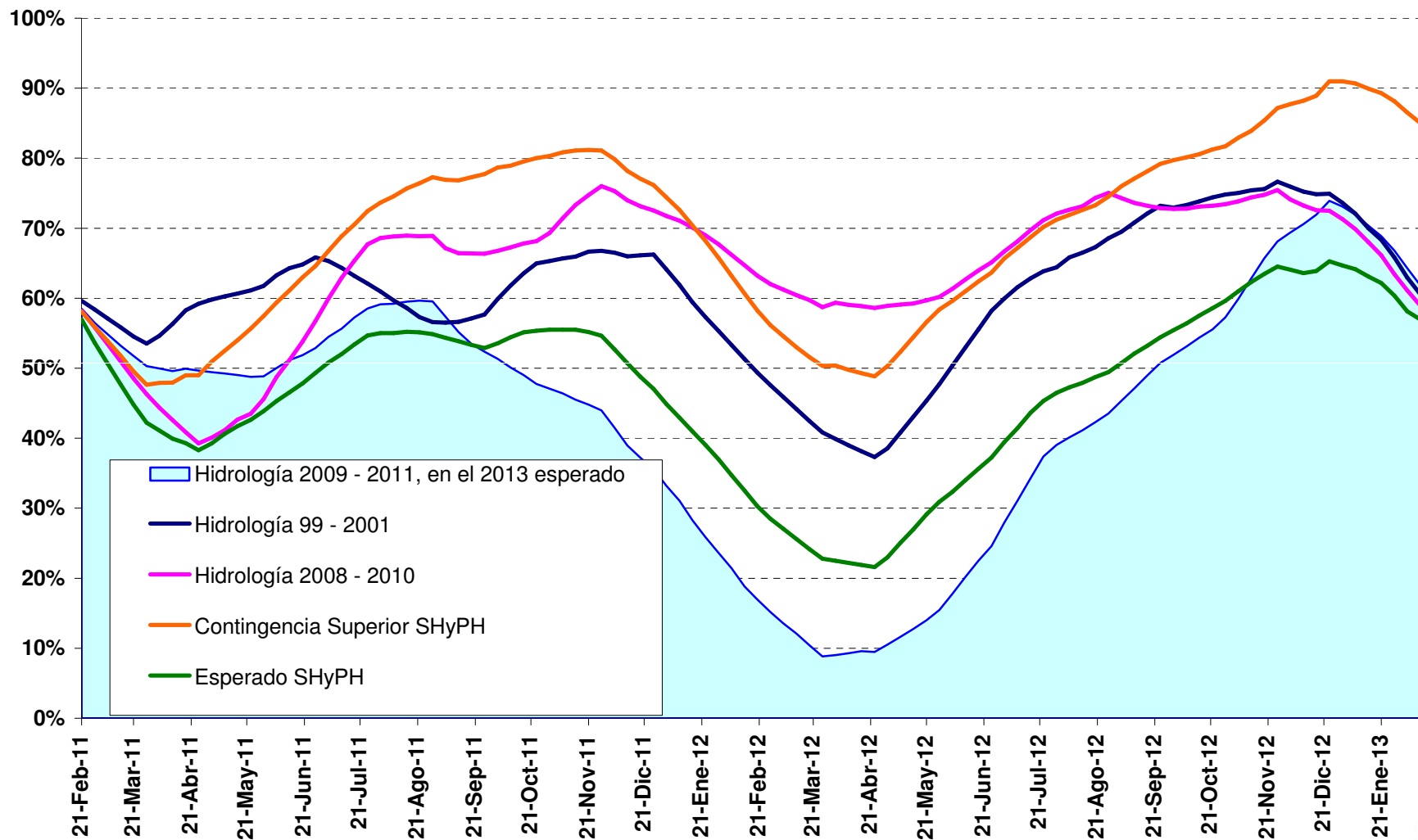
No se consideran cargas especiales de Drumond, Rubiales y Ecopetrol.

Aportes (% Media)



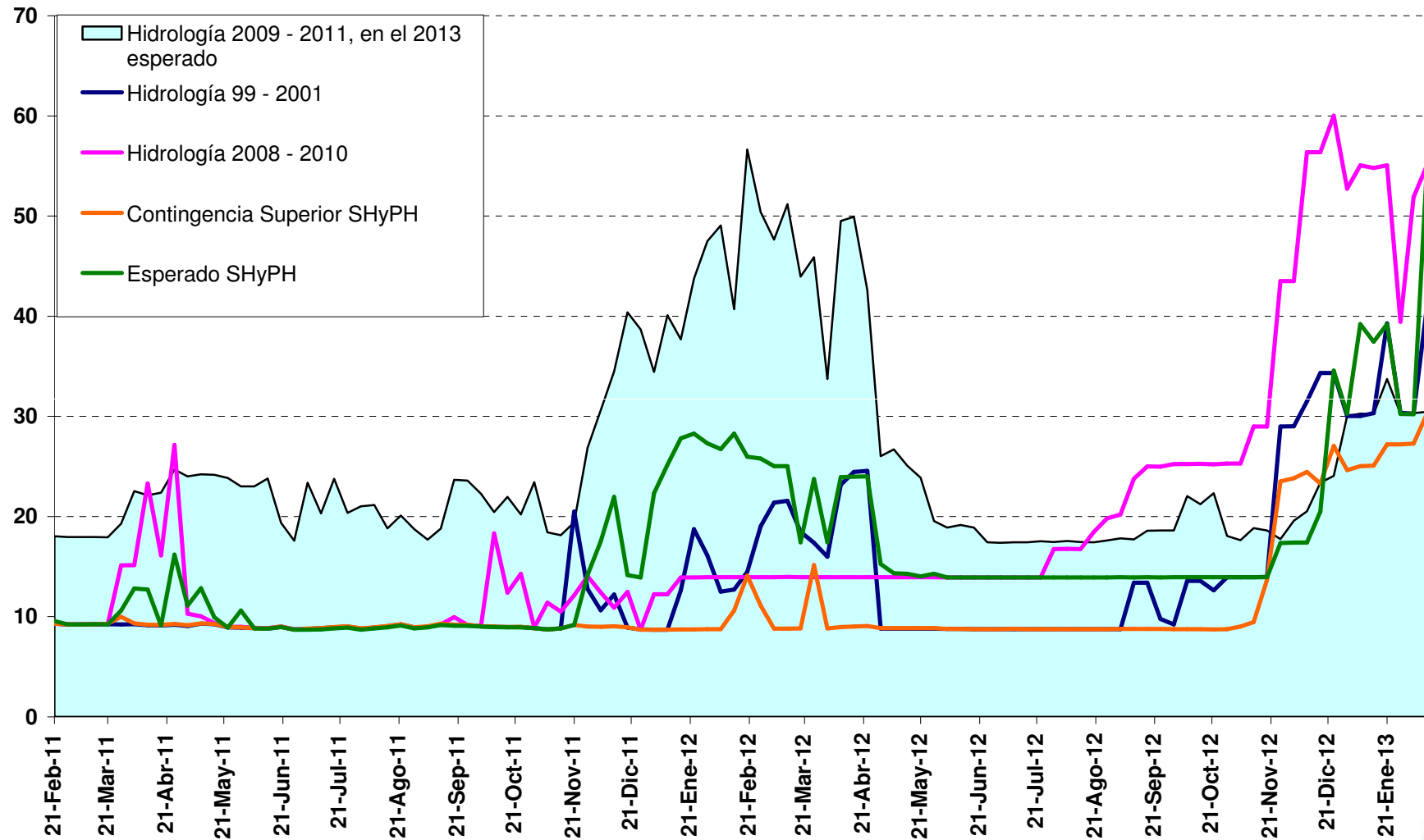
Evolución embalse (%)

Evolución Embalse (%)



Generación térmica GWh-día

Generación Térmica (GWh/día)

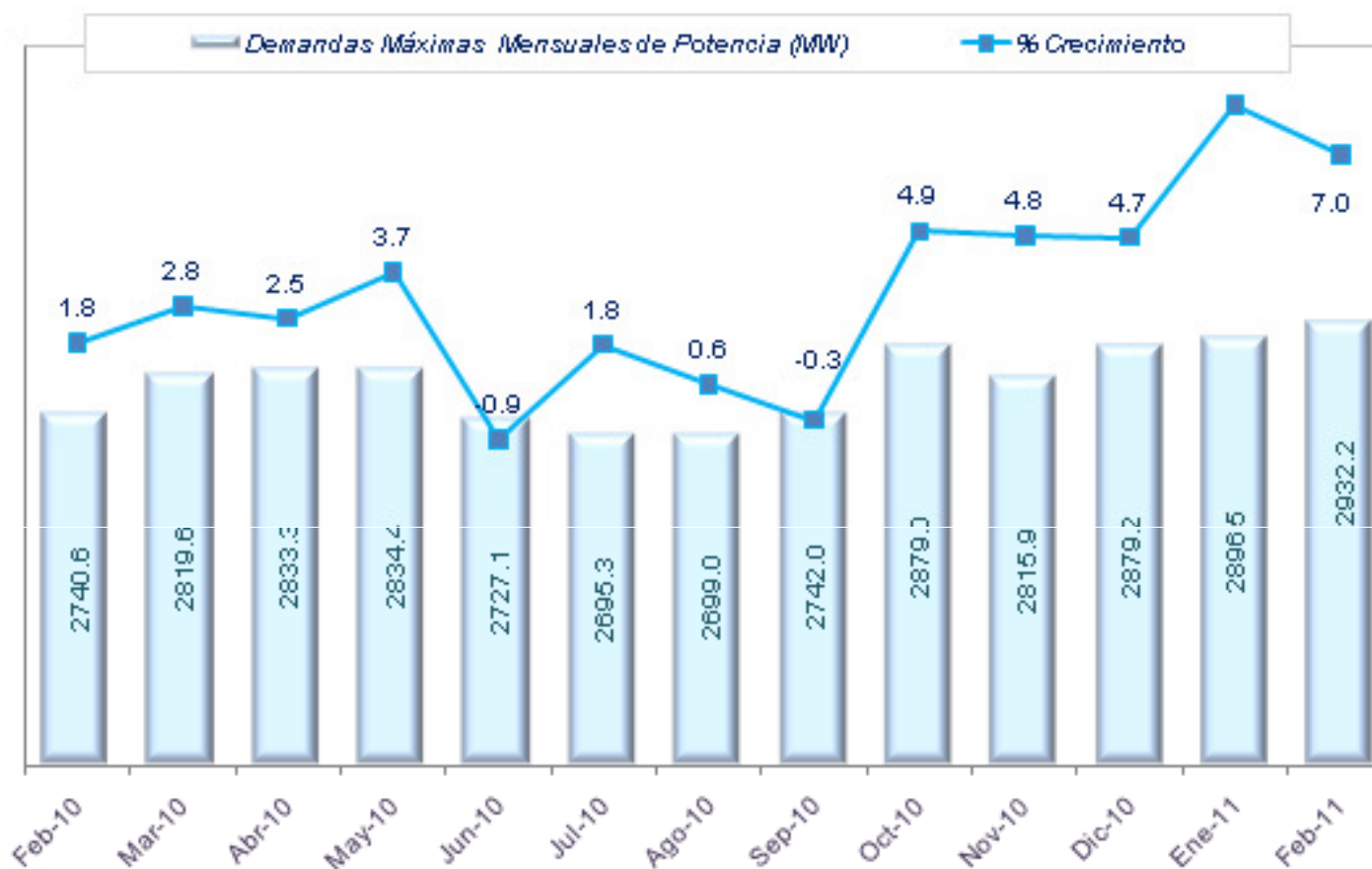


Conclusiones y recomendaciones

- La condición climática prevista en los próximos meses y el nivel de embalse actual reduce los riesgos energéticos del SIN en el mediano plazo dada la alta probabilidad de contar con aportes hídricos superiores a los promedios históricos.
- El embalse agregado ante aportes similares a las series analizadas, podría descender hasta valores alrededor del 40% a finales de abril de 2011.
- En caso de presentarse aportes similares a los del Escenario de Contingencia Superior del SH&PH, podrían presentarse vertimientos en algunos embalses del sistema.
- Con el nivel de embalse agregado actual y las expectativas de aportes de los próximos meses, se tendrían recursos suficientes para la atención de la demanda nacional y la exportación a Ecuador.

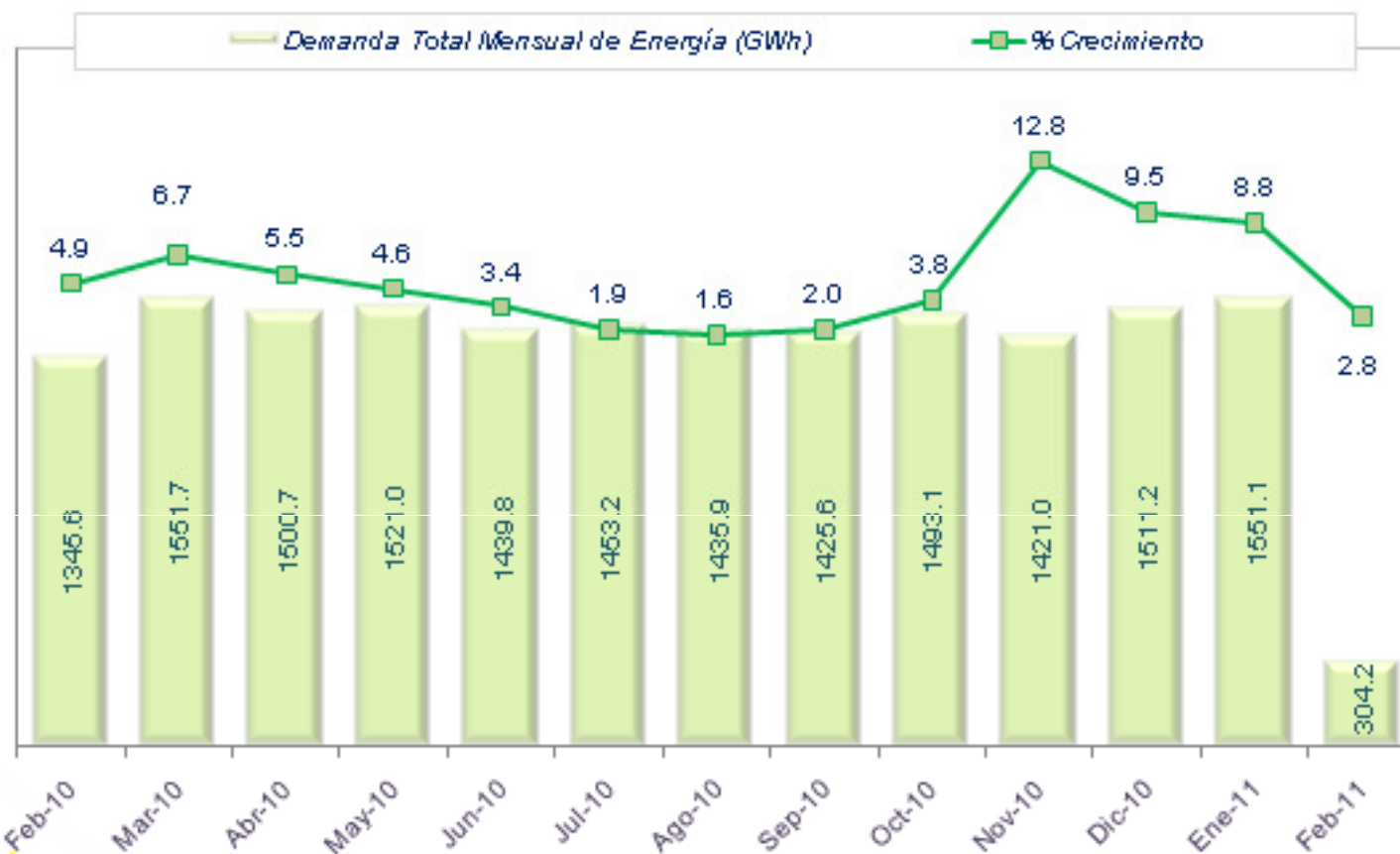
Situación energética de CENACE

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA



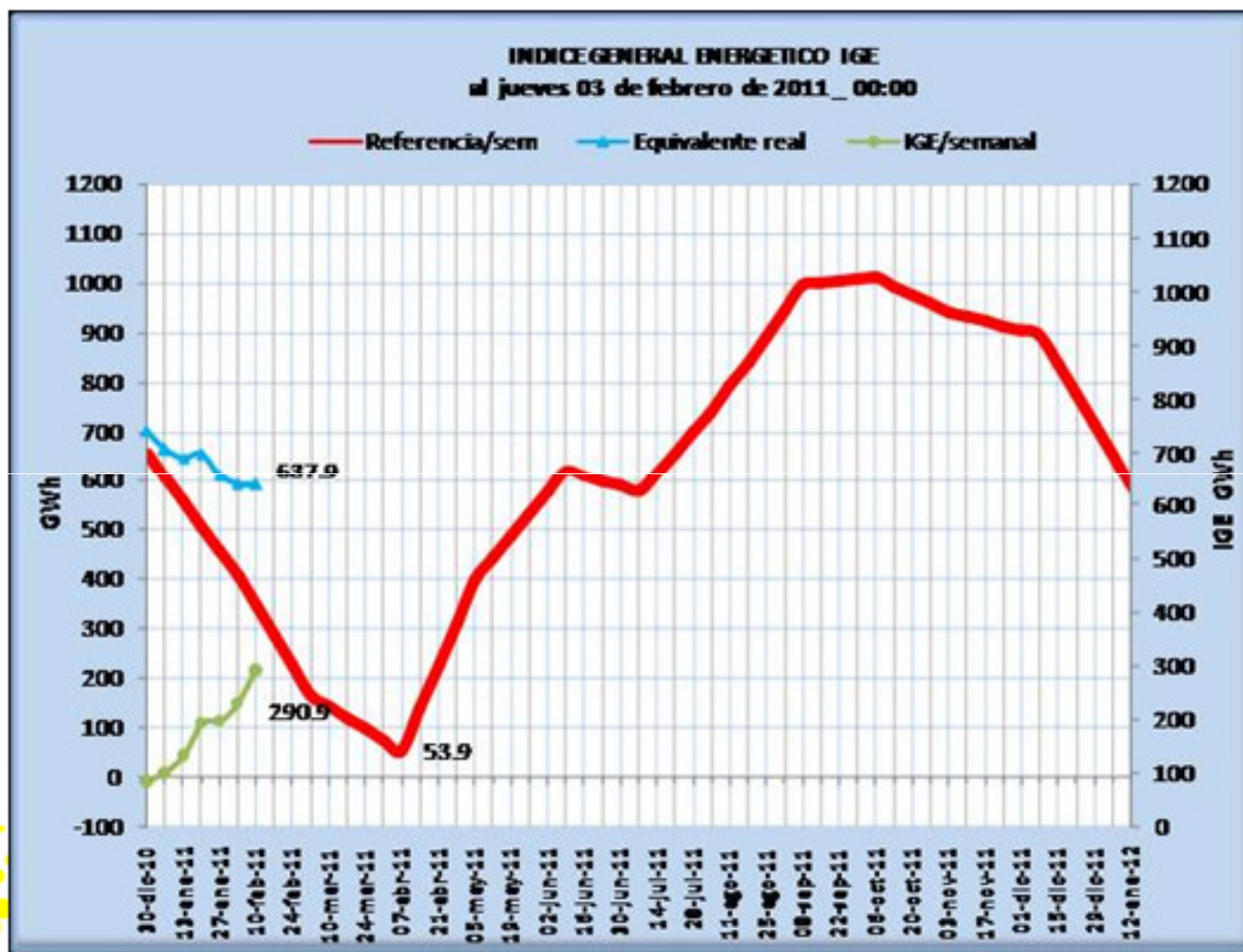
% de crecimiento estimado con respecto al año anterior

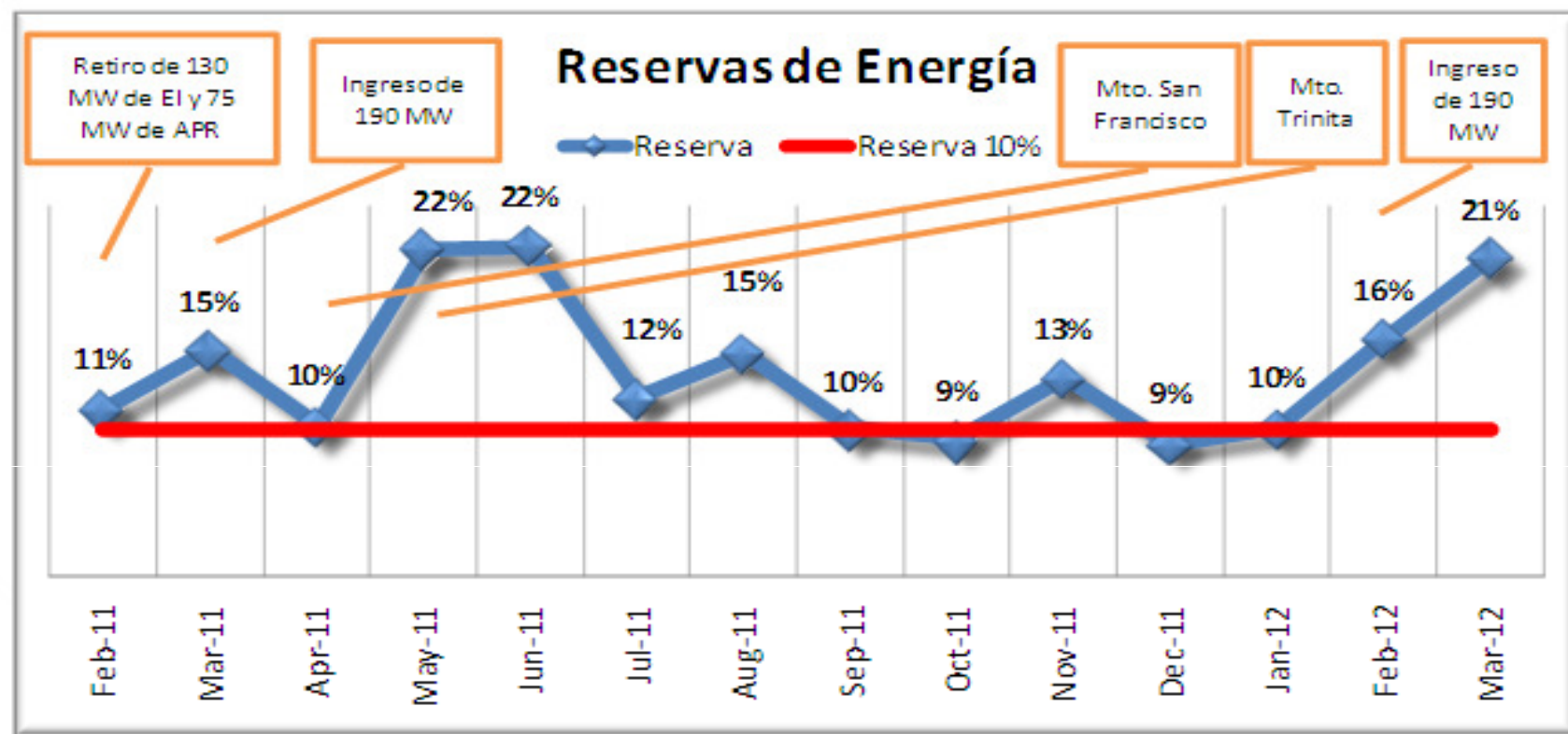
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA



% de crecimiento estimado con respecto al año anterior

INDICE GENERAL ENERGÉTICO [GWh]





garantiza el suministro eléctrico a la colectividad ecuatoriana

- Central Manta – 20 MW, MCI con fuel oíl, 15 de febrero, actualmente en pruebas.
- Central Santa Elena - 90 MW, MCI con fuel oíl, desde 1 de marzo.
- Central Quevedo – 100 MW, MCI con fuel oíl, tercera semana de marzo.

Cargabilidad transformadores de conexión al STN



 filial de isa

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

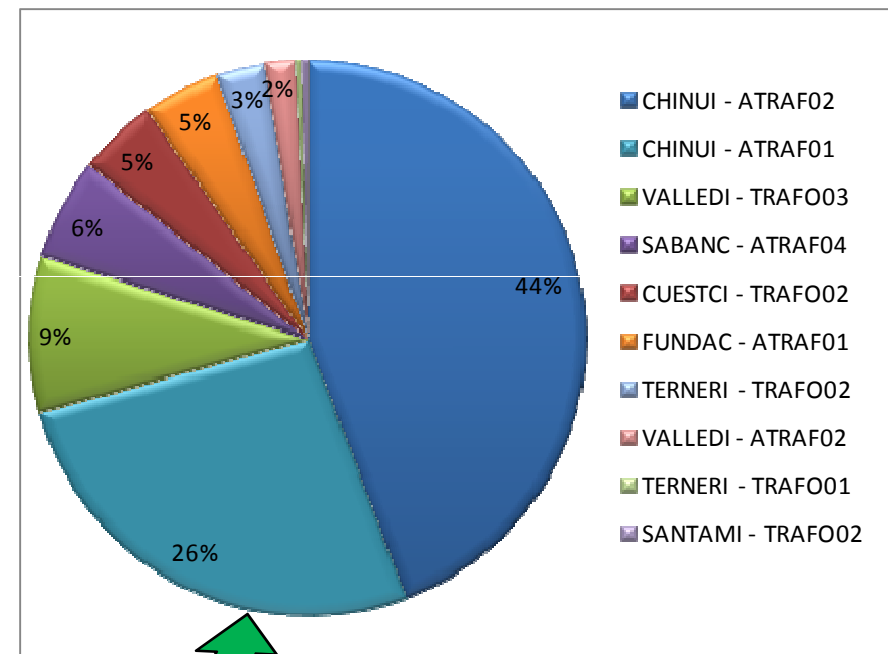
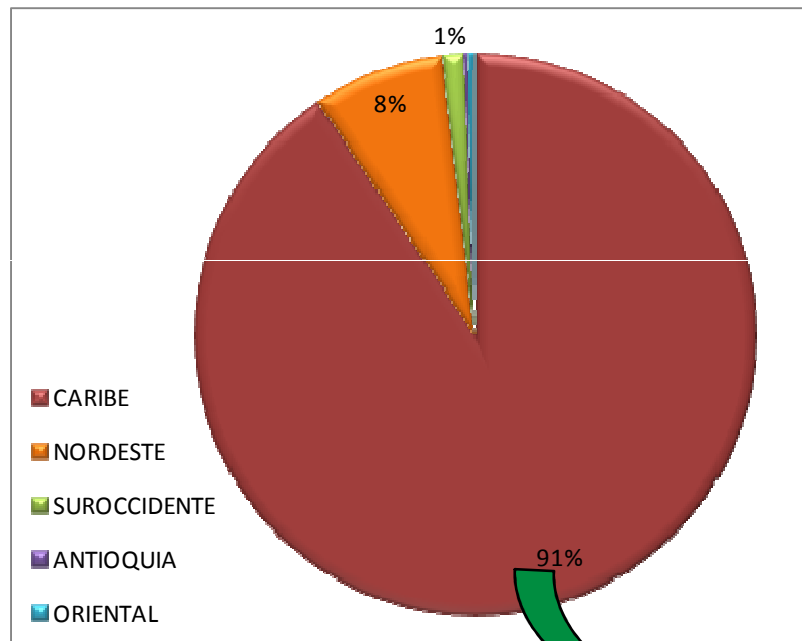
Cargabilidad transformadores entre 95 y 100% (2010-2011)

AREA	Transformador	2010												2011		Total
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	
ANTIOQUIA	BELLO - ATRAF01									1						1
Total ANTIOQUIA										1						1
CARIBE	CHINUI - ATRAF01	8	10	8	9	8	1		3	1	3	2	5	9	9	76
	CHINUI - ATRAF02	15	12	18	12	14	6	2	4	4	5	3	4	15	13	127
	SABANC - ATRAF04		1			1	1	1	1	1	1	3	1	3	3	17
	TERNERI - TRAF001						1									1
	TERNERI - TRAF002				2	3		2	1							8
	VALLEDI - ATRAF02		1		2	1	1									5
	VALLEDI - TRAF003	1	3	4	5	10	3									26
	CUESTCI - TRAF002		4				1	4	2	1	1					13
	SANTAMI - TRAF002						1									1
	FUNDAC - ATRAF01			2	1		1					4	3	2		13
Total CARIBE		24	31	32	31	37	16	9	11	7	10	12	13	29	25	287
NORDESTE	BMANGA - ATRAF01	2	3	8	2	2						2		3	1	23
	PALOS - ATRAF01						1									1
Total NORDESTE		2	3	8	2	2	1					2		3	1	24
ORIENTAL	CHIVOR - TRF Aguaclara									1						1
Total ORIENTAL										1						1
SUROCCIDE	PANCEI - ATRAF02						1									1
	JAMOND - ATRAF01														2	2
	JUANCHI - ATRAF01														1	1
Total SUROCCIDENTE							1								3	4
TOTAL GENERAL		26	34	40	33	39	18	9	11	9	10	14	13	32	29	317

Cargabilidad transformadores entre 95 y 100% (2010-2011)

- Se observa que predomina el área Caribe, con mayor participación de Chinú, debido a que está copada su capacidad de transformación.
- La cargabilidad del Trafo 4 de Sabanalarga obedece a mantenimiento en el Trafo 1 de Sabanalarga.
- La cargabilidad en Jamondino obedece a la indisponibilidad de líneas a 115 kV.
- La cargabilidad en Juanchito obedece a mantenimiento en el Trafo 2 de Juanchito.
- El inconveniente que se presentaba en el 2010 en Valledupar y Ternera se solucionó con aumento en la capacidad de transformación.

Cargabilidad transformadores entre 95 Y 100% (2010-2011)



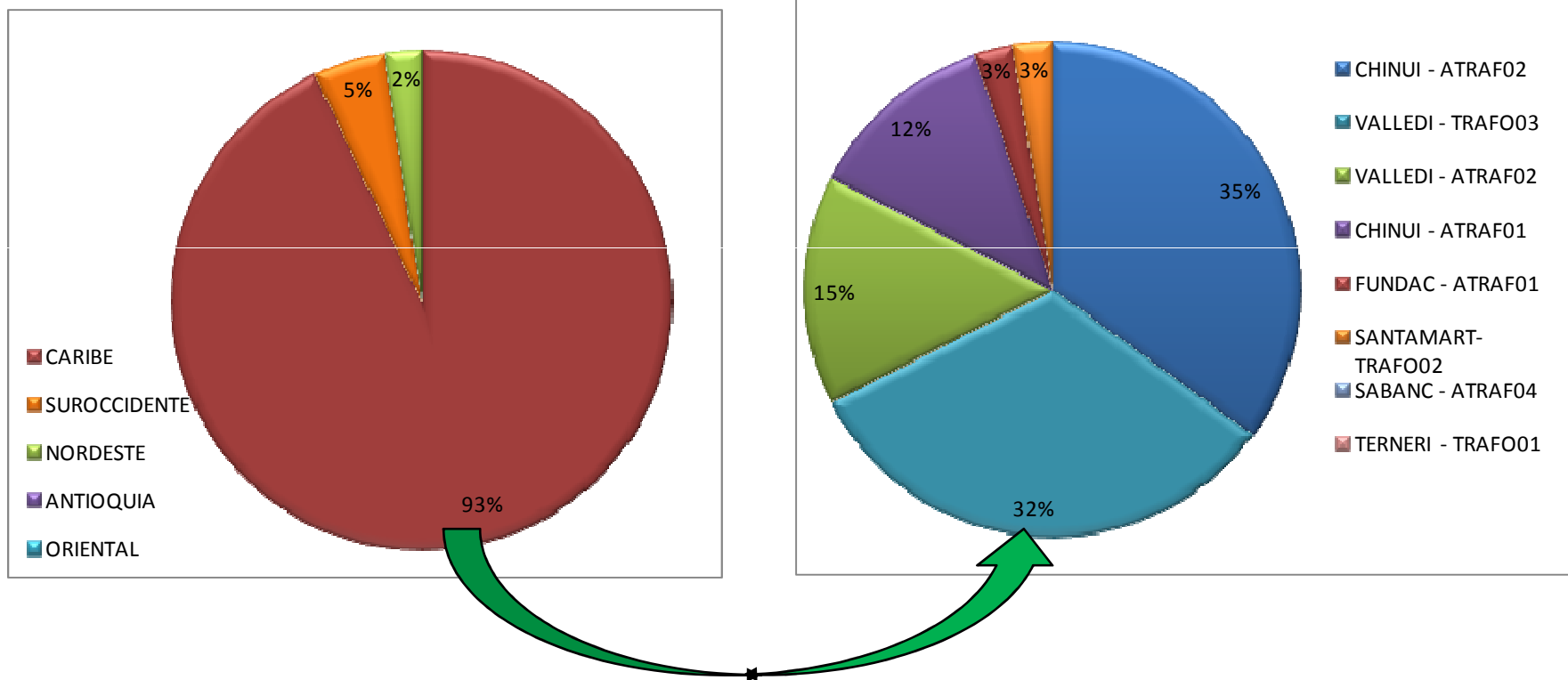
Transformadores con sobrecarga (2010-2011)

Últimos eventos Febrero 1 y 2 de 2011

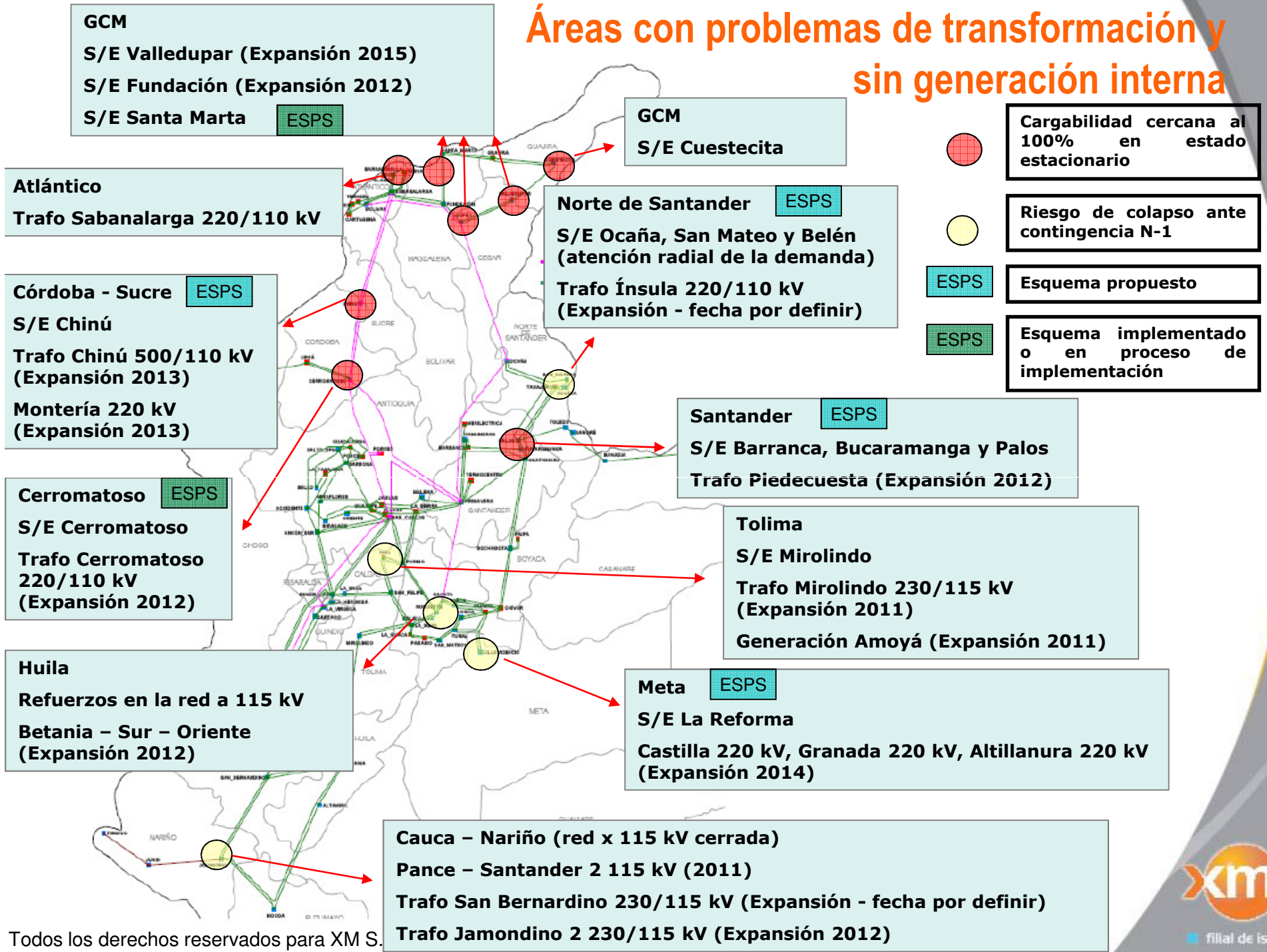
AREA	Transformador	2010												2011		Total
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	
ANTIOQUIA	BELLO - ATRAF01															
Total ANTIOQUIA																
CARIBE	CHINUI - ATRAF01				1								1	1	2	5
	CHINUI - ATRAF02		2		4							1	2		5	14
	SABANC - ATRAF04															
	FUNDAC - ATRAF01											1				1
	SANTAMART- TRAF002													1		1
	TERNERI - TRAF001															
	VALLEDI - ATRAF02		1		5											6
	VALLEDI - TRAF003			2	3	8										13
Total CARIBE			3	2	13	8						2	3	2	7	40
NORDESTE	BMANGA - ATRAF01															
	PALOS - ATRAF01													1		1
Total NORDESTE														1		1
ORIENTAL	CHIVOR - TRF Aguaclara															
Total ORIENTAL																
SUROCCIDENTE	JAMOND - ATRAF01														2	2
Total SUROCCIDENTE															2	2
TOTAL GENERAL			3	2	13	8						2	3	3	9	43

Se observa que predomina el área Caribe, con mayor participación de Chinú. El inconveniente que se presentaba en el 2010 en Valledupar se solucionó. La sobrecarga en Jamondino obedece a la indisponibilidad de líneas a 115 kV.

Transformadores sobrecargados (2010-2011)



Áreas con problemas de transformación y sin generación interna



Áreas con problemas de transformación y con generación interna

Atlántico **ESPS**

S/E Tebsa y Termoflores
Trafo Termoflores 220/110 kV
(Expansión 2011)

Bolívar **ESPS**

S/E Ternerá y Cartagena
Trafo El Bosque 220/66 kV
(Expansión 2012)

CHEC **ESPS**

Armenia 220 kV (Expansión 2012)
Trafo Esmeralda 230/115 kV (Expansión 2014)

VALLE

Reconfiguración S/E Termoyumbo (2010)
Trafo Cartago 2 (Expansión 2012) **ESPS**
S/E Alférez 220 kV (Expansión 2013)

Convenciones:

- S/E's del STN con gen. asociada
- Líneas 500kV
- Líneas 220-230kV



No se cubre contingencia N-1



Se cubre contingencia N-1

ESPS

Esquema propuesto

ESPS

Esquema implementado o en proceso de implementación

Boyacá **ESPS**

Simijaca – Chiquinquirá 115 kV (2011)
Trafo Sochagota 230/115 kV (fecha x definir)

Bogotá

Trafos Torca y Noroeste (2011)
Chivor – Aguacalara – Yopal 115 kV (2011)
S/E Nueva Esperanza 500 kV (Expansión 2012)
Chivor – Norte – Bacatá (Expansión 2013)



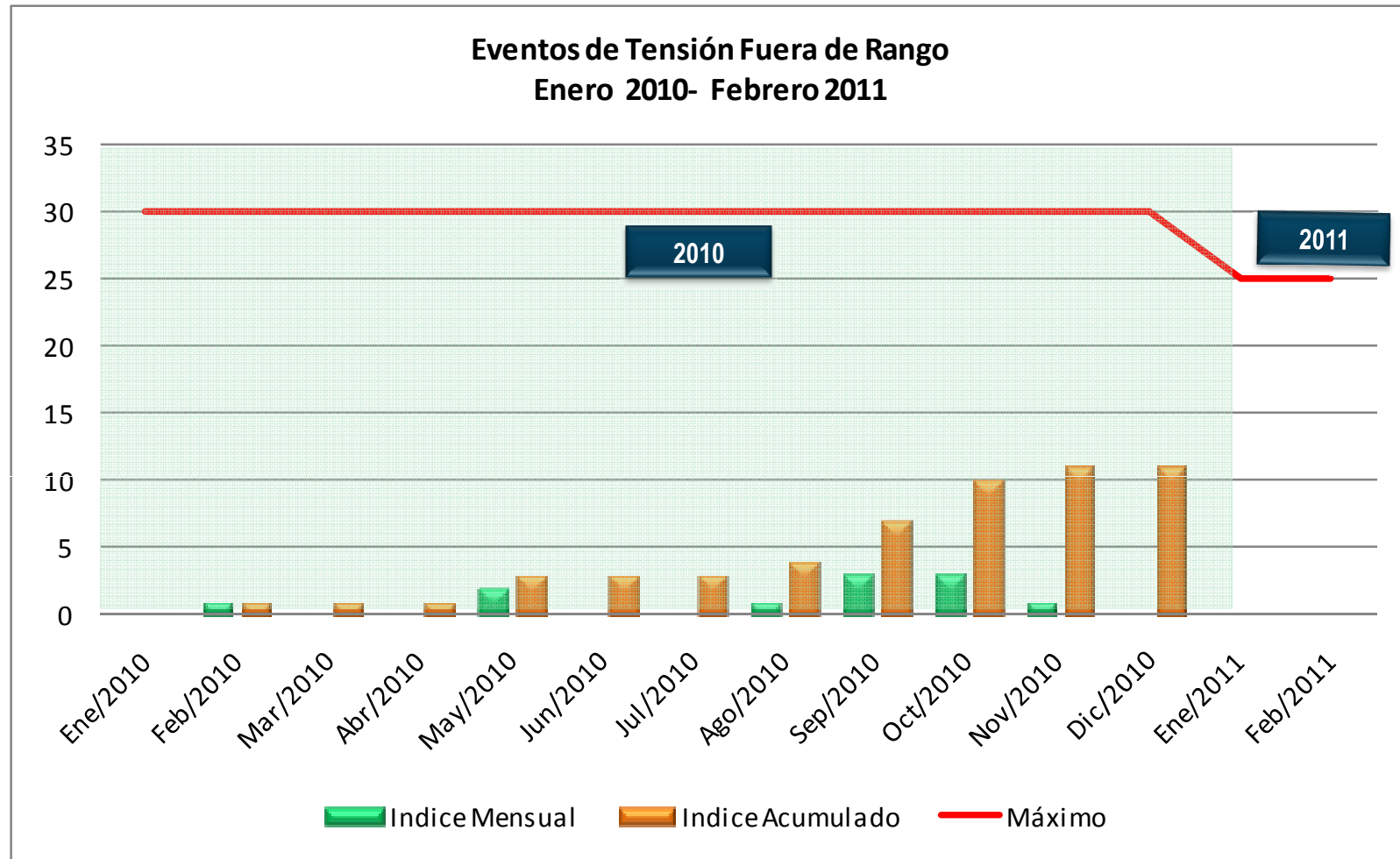
filial de isa

Indicadores de calidad de la operación



■ filial de isa

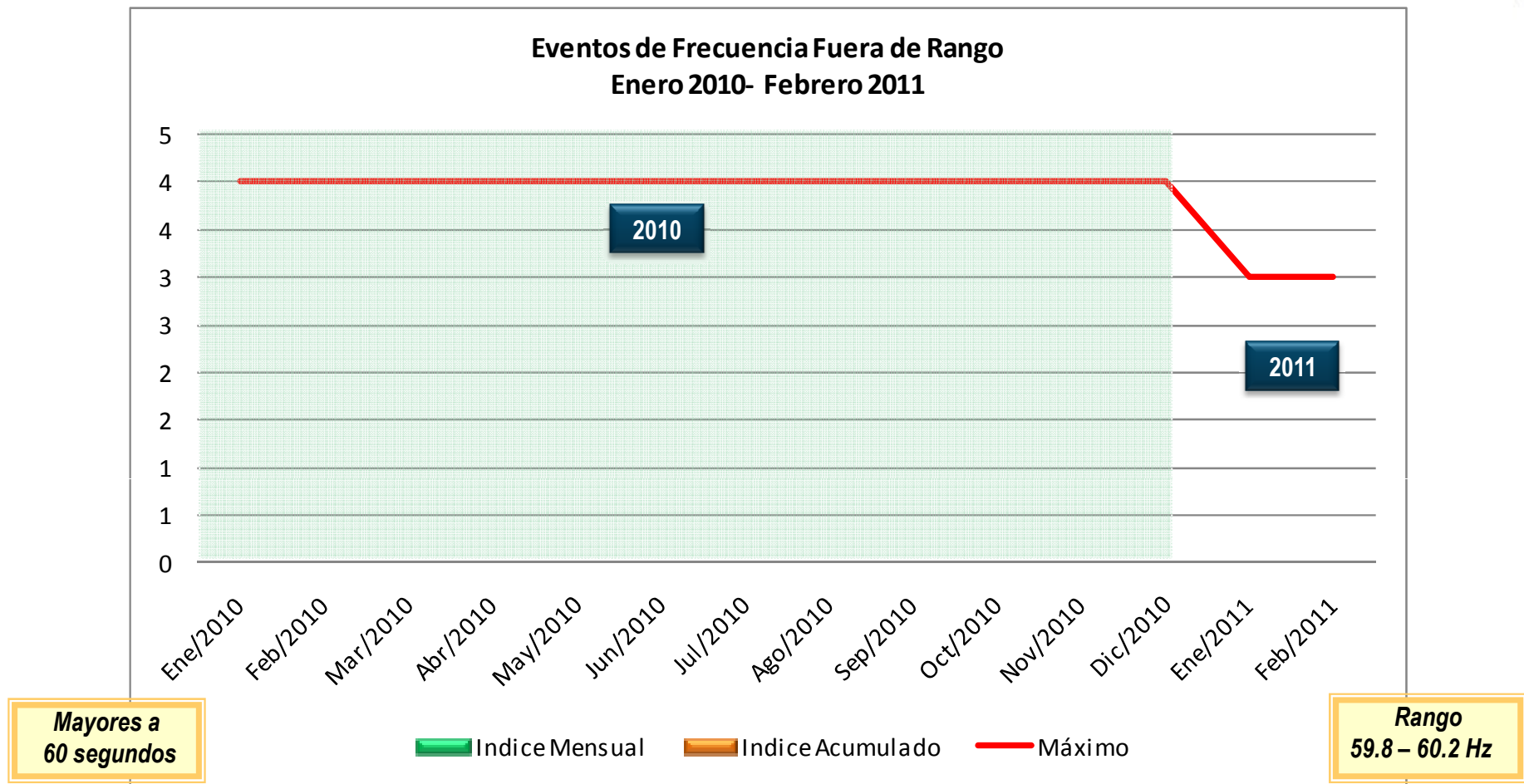
Tensión fuera de rango



Eventos de Tensión:

Durante febrero no se presentaron eventos

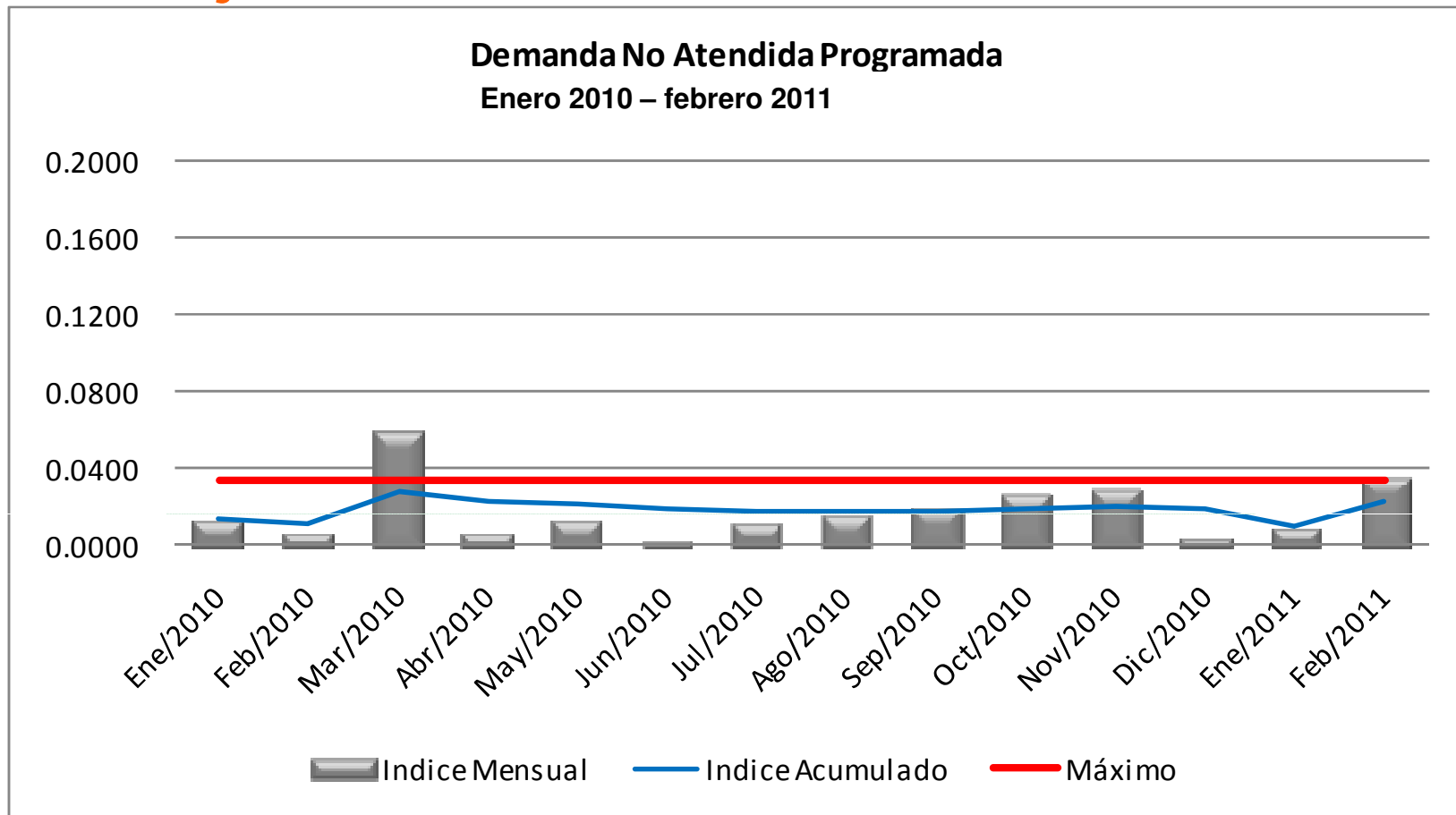
Variaciones de frecuencia



Eventos Lentos de Frecuencia:

Durante el mes de Febrero de 2011 no se presentaron eventos de frecuencia fuera de los rangos de calidad definidos.

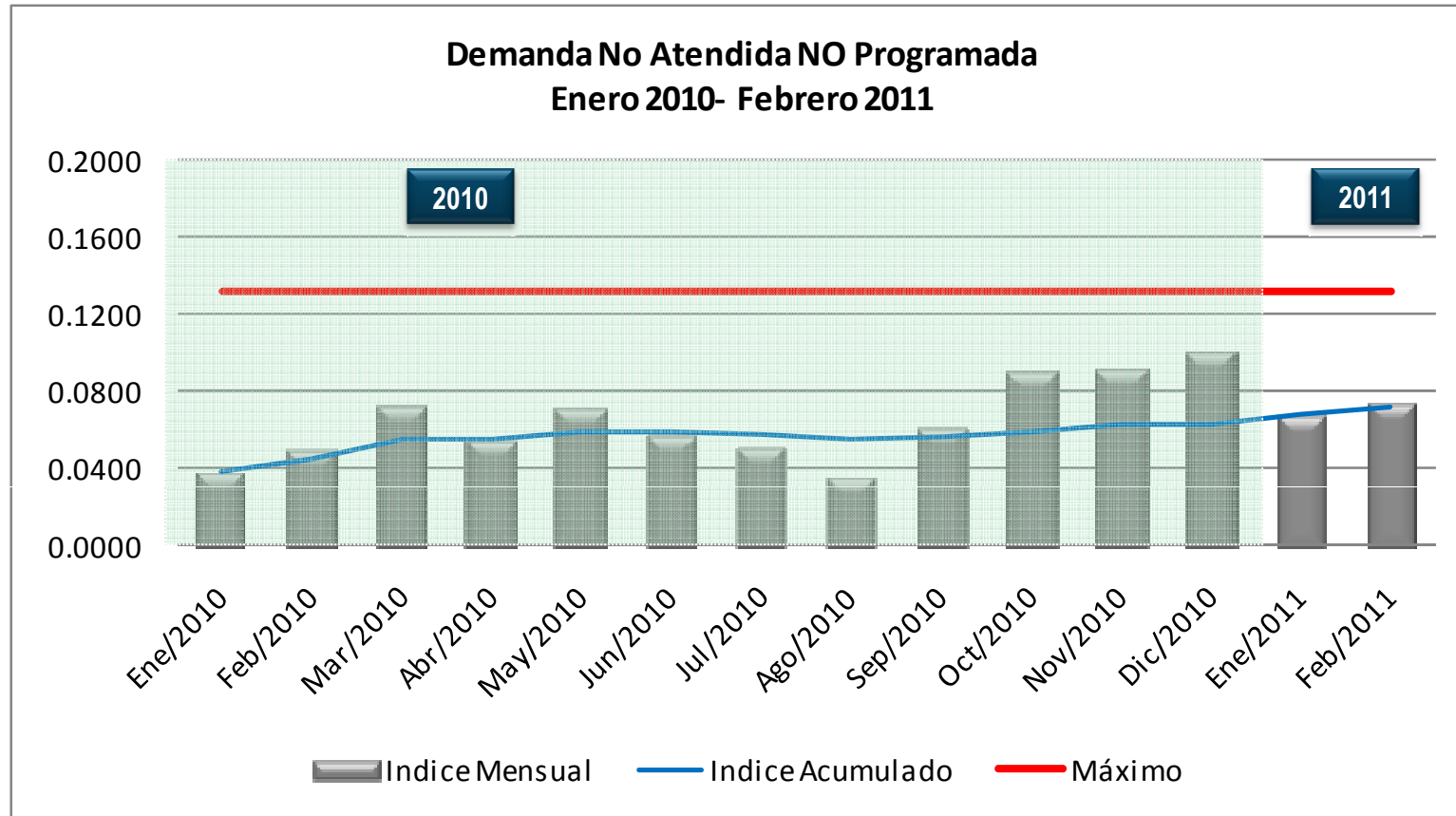
Porcentaje de demanda no atendida



Por **CAUSAS PROGRAMADAS** se dejaron de atender 1.61 GWh. Las principales causas fueron:

- Mantenimiento del transformador de Chinú 500/110 kV . 0.195 GWh
- Mantenimiento del circuito a 110 kV Jamondino-Junin. 0.2 GWh

Porcentaje de demanda no atendida



Por **CAUSAS NO PROGRAMADAS** se dejaron de atender 3.33 GWh. Las principales causas fueron:

- Disparo de la bahía de línea en Zipaquirá hacia Ubaté/Peldar 115 kV., 0.17 GWh

Aplicación del acuerdo de reserva operativa (Acuerdo 389)



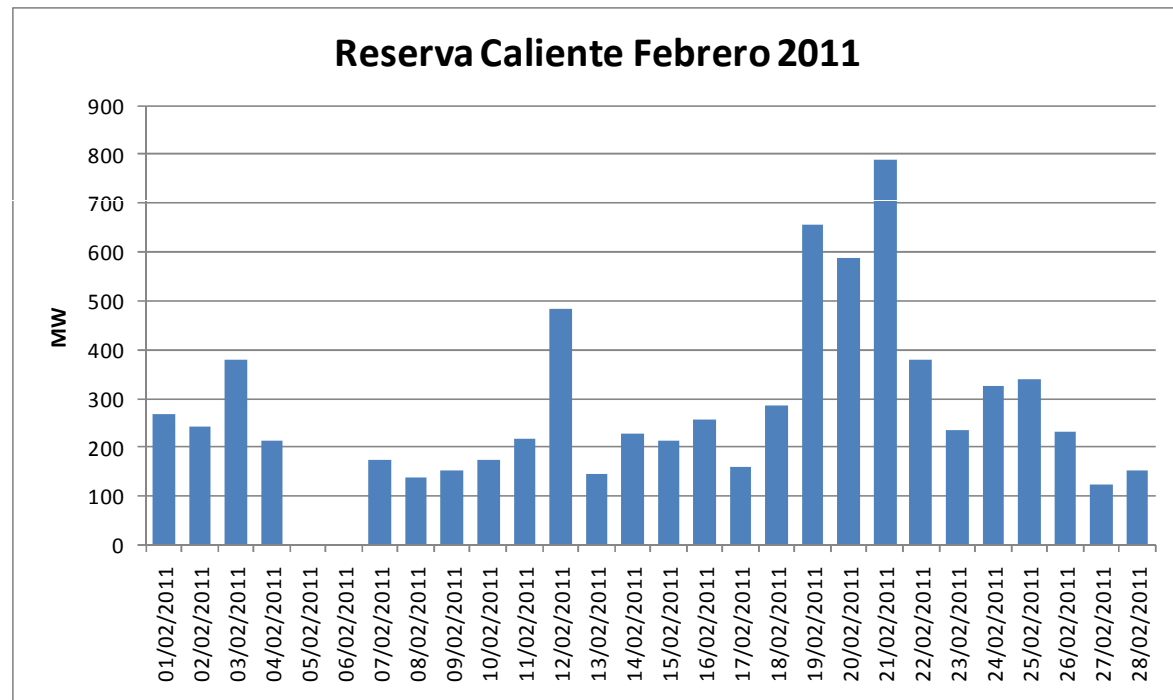
 filial de isa

Aplicación Acuerdo 389 – Reserva caliente

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

Plantas que han prestado el servicio de reserva caliente:

Planta	Promedio MW
Barranquilla3	27
Barranquilla4	27
Cartagena1	30
Cartagena3	30
Flores1	64
Guajira1	79
Guajira2	80
Proelectrica1	42
Proelectrica2	42
Tcandelaria1	65
Tcandelaria2	65
Tebesa	392
Urra	51



Varios



■ filial de isa

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

Visita instituto de investigación Hydro - Quebec

SOLUCIONES PROPUESTAS AL PROBLEMA COLOMBIANO

- Modelamiento adecuado de los sistemas de control de los generadores para reproducir el fenómeno en simulación.
- Reajustes de los gobernadores de velocidad y estabilizadores de potencia PSS que pueden estar contribuyendo con amortiguamiento negativo al modo global.
- Instalar PSS's Multibanda (IEEE4B) en algunos puntos específicos del sistema

PROPUESTA ASESORÍA INICIAL

- Análisis de registros tomados con las PMU's para determinar si el modo es global o inter-área
- Análisis del sistema para determinar las principales plantas que pueden estar contribuyendo con amortiguamiento negativo al modo de muy baja frecuencia
- Recomendaciones de dónde tomar medidas en el sistema.
- Reajuste del PSS de San Carlos
- Propuesta ubicación PSS's Multibanda para amortiguar el modo
- Asesoría a las preguntas del XM relacionadas con el tema

Visita a Hydro - Quebec

- **ASISTENTES:**
 1. Oscar Arango – XM
 2. Andrea Ángel – XM
 3. Edgar Riaño – ISAGEN
 4. Fabián Toro – AES CHIVOR
 5. Juan David Granada – EPM
 6. Germán Galindo – EMGESA

- **DISCUSIÓN DEL REPORTE DE ENTREGA FINAL DE LA ASESORIA INICIAL REALIZADA POR INNOCENT KAMWA**

- **DISCUSIÓN DE FORMAS FUTURAS DE COLABRACIÓN ENTRE XM E HYDRO-QUÉBEC. PROMOCIÓN DE LOS PSS MULTI-BANDA**

Visita a Hydro - Quebec

- **WORKSHOP Hydro-Quebec (2 días)**

CURSO EN ANÁLISIS DE ESTABILIDAD Y CONTROL DE SISTEMAS DE POTENCIA

- 1. Presentación Hydro-Quebec**
- 2. Modelamiento del fenómeno de oscilación de muy baja frecuencia**
- 3. Cómo ajustar Reguladores de Velocidad y PSS's para el problema de muy baja frecuencia**
- 4. Ajustes típicos**
- 5. Ejemplos – software y programas utilizados para el análisis**
- 6. Cómo se trató el problema en Hydro-Quebec**

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa

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

**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

