



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 103

Jueves, 6 de junio de 2013

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 - 103

Jueves, 6 de junio de 2013



Contenido

- Principales riesgos atención demanda
 - ❑ Situaciones Operativas relevantes
 - ❑ Riesgos por retraso de entrada de proyectos Transmisión y Generación
 - ❑ Seguimiento área Oriental operación demanda máxima 2013-2014
 - ❑ Obras prioritarias del STR (Reunión MME-CNO-UPME-XM-OR's)
- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético
- Varios
 - ❑ Pruebas de Potencia reactiva
 - ❑ Estado de actualización Base de datos de protecciones en StationWare
 - ❑ Entrada de nuevas resoluciones CREG





Principales riesgos para la atención confiable de la demanda

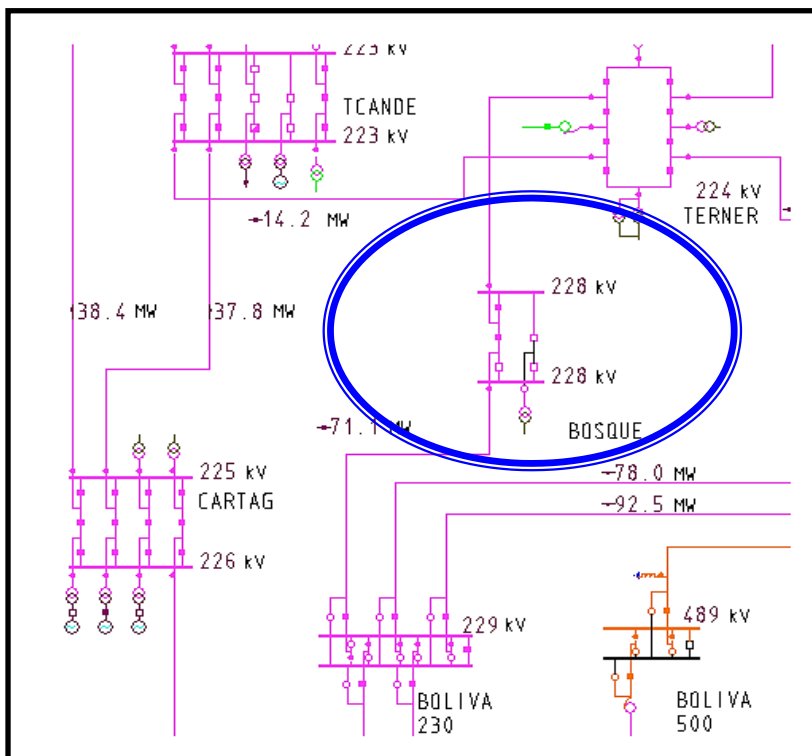


Situaciones Operativas relevantes

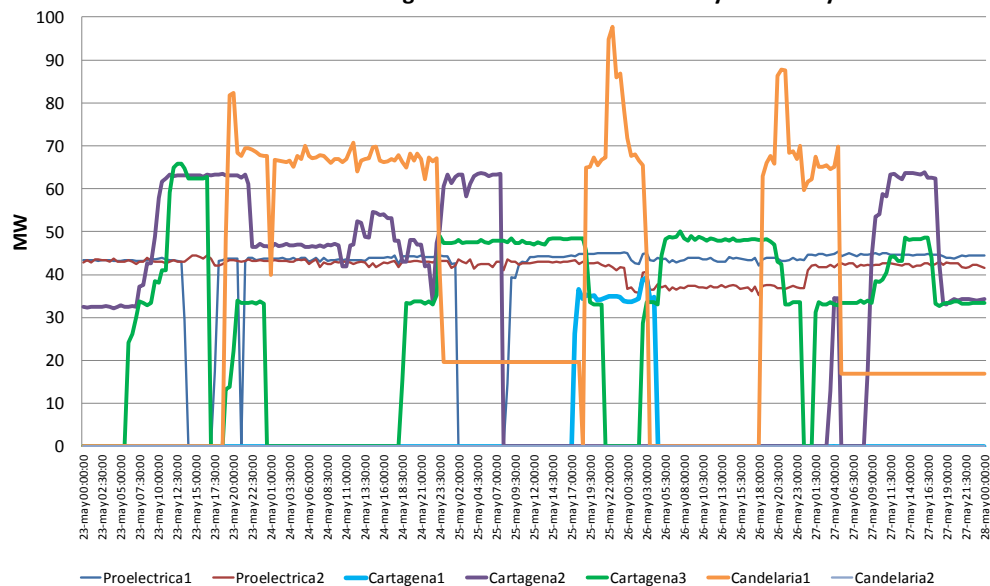
Entrada en operación proyecto El Bosque

Proyecto UPME 02-2008 El Bosque (ISA)

El 23 de mayo se dio apertura al circuito Bolívar – Ternera 230 kV, para dar entrada a la nueva subestación El Bosque 230 kV, durante la apertura se contó con generación de seguridad en Bolívar.



Generación de seguridad en Bolívar entre el 23 y 27 de mayo



Desde el 27 de mayo entró en operación la subestación el Bosque 230 kV en configuración interruptor y medio.



filial de isa

Transformador Bosque 150 MVA 220/66 kV (ELECTRICARIBE)

El 27 de mayo se energizó el transformador por 220 kV en vacío, en conexión Ynd11.

En la puesta en servicio, se detectaron diferencias angulares entre las barras de 66 kV de la subestación El Bosque

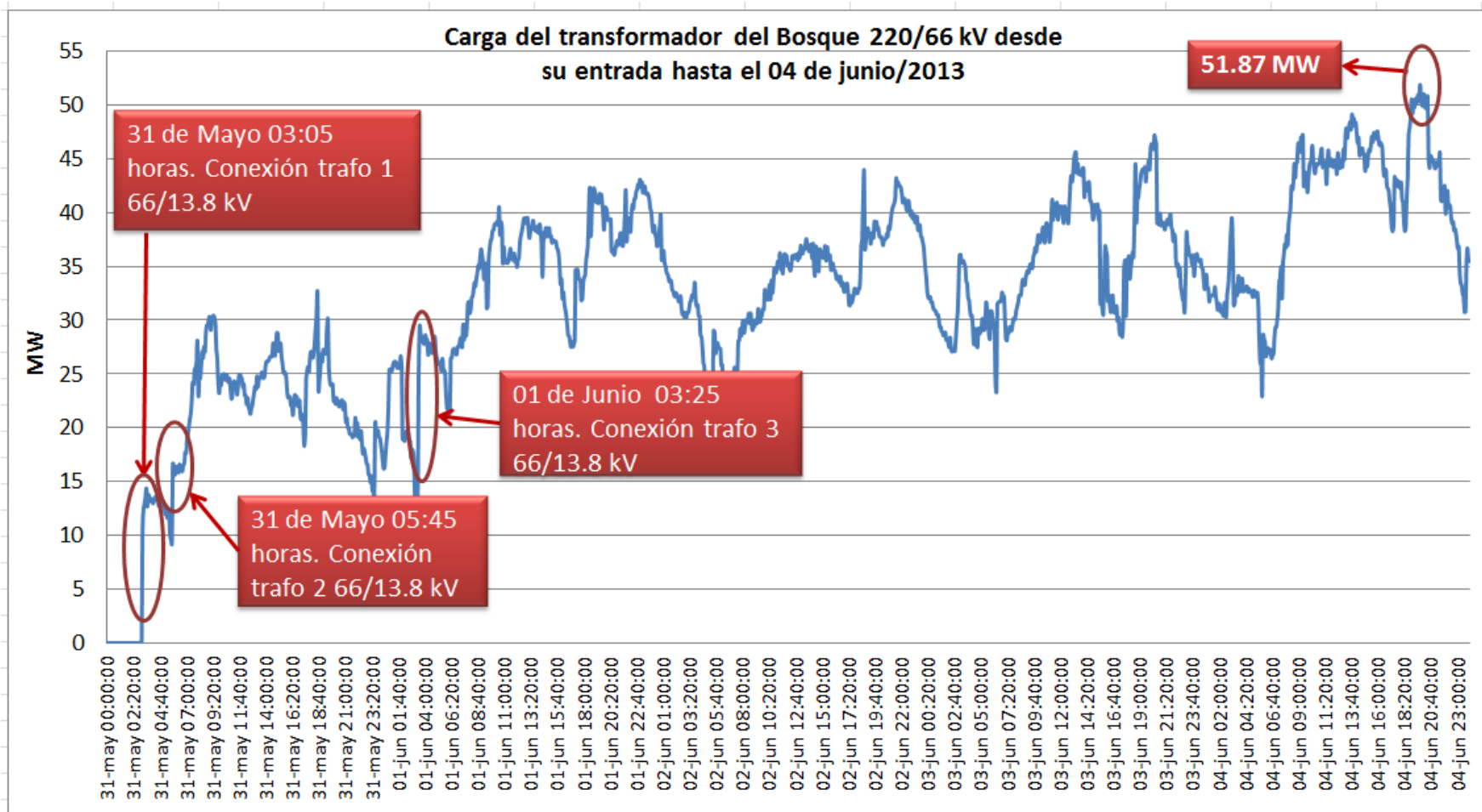
Luego de realizar diferentes pruebas sobre el transformador, ELECTRICARIBE solicitó a TRANSELCA confirmar el grupo de conexión al cual el sistema de 66 kV de Cartagena estaba operando

Luego de las inspecciones necesarias, se identificó que los transformadores del anillo a 66 kV de la subárea Bolívar se encuentran conectados en Ynd1 y las placas de los mismos son Ynd11

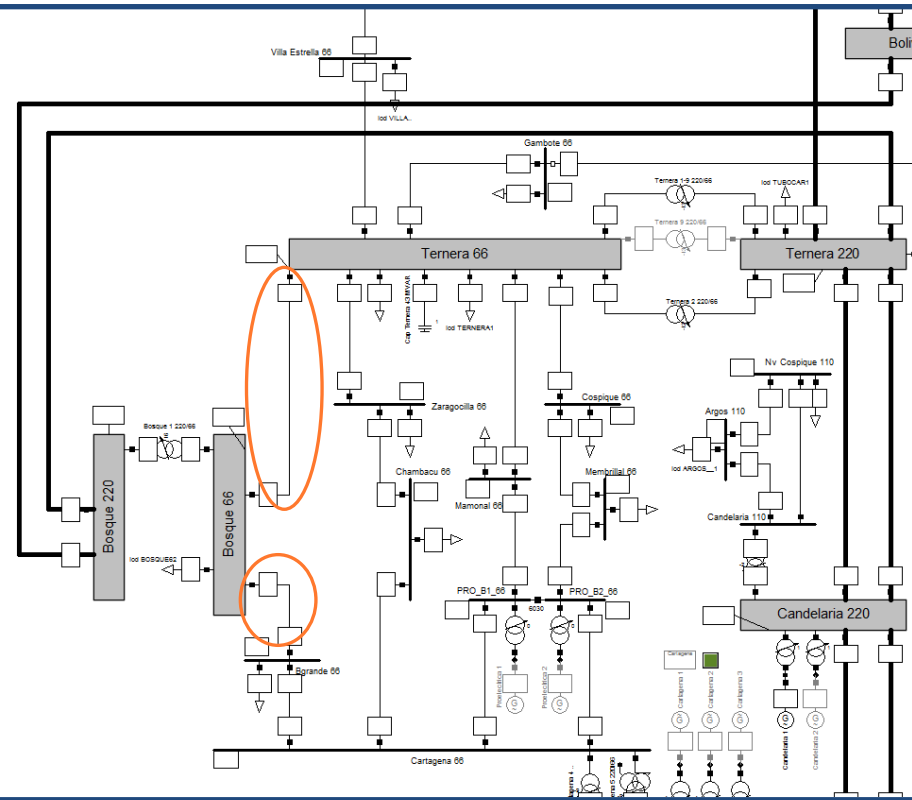
ELECTRICARIBE energizó el transformador en la subestación El Bosque alimentando únicamente la carga de dicha subestación, operando la subestación a 66 kV como dos subestaciones, hasta tanto se pueda operar la subestación enmallada con el sistema (Aprox. 2 meses)

- 31 de mayo de 2013 entró en operación comercial el transformador Bosque 4 150 MVA 220/66 kV, bajo las condiciones operativas descritas.
- Pendiente reconfiguración circuitos a 66 kV en Bolívar.

Toma de carga transformador Bosque 150 MVA 220/66 kV



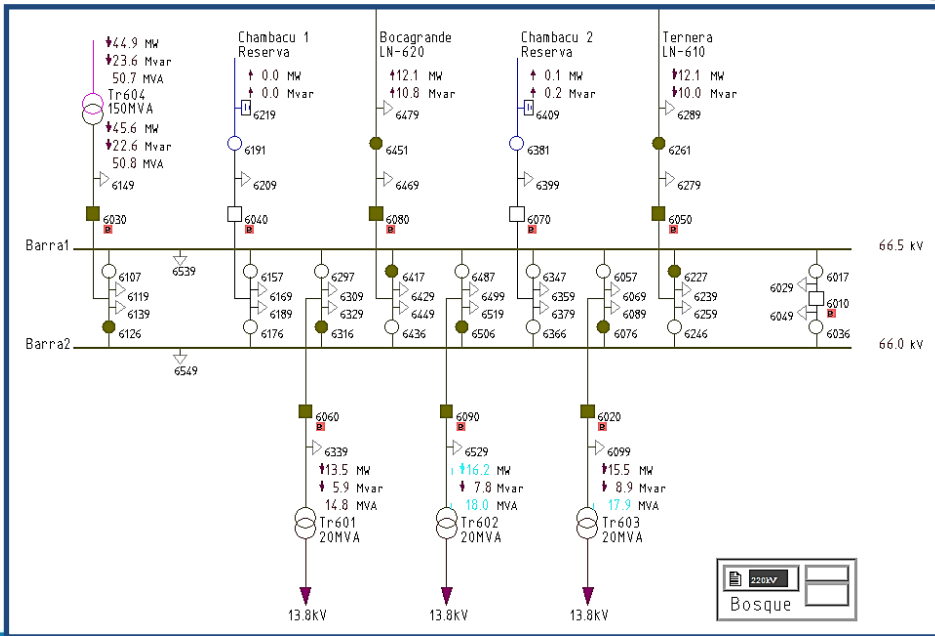
Operación subárea Bolívar 66 kV



- Se cerró el enlace Bosque – Bocagrande 66 kV.
- Se recomendó desactivar los ESPS Instalados por sobrecargas de los circuitos Bosque – Bocagrande 66 kV y Ternera – Bosque 66 kV.

os para XM S.A. E.S.P.

- Se requiere contar con generación de seguridad en Proelectrica, 1 U P1, P2, P9-P18 y P24 y 2 U P19-P23, hasta tanto la subestación Bosque 66 kV se pueda operar enmallada.

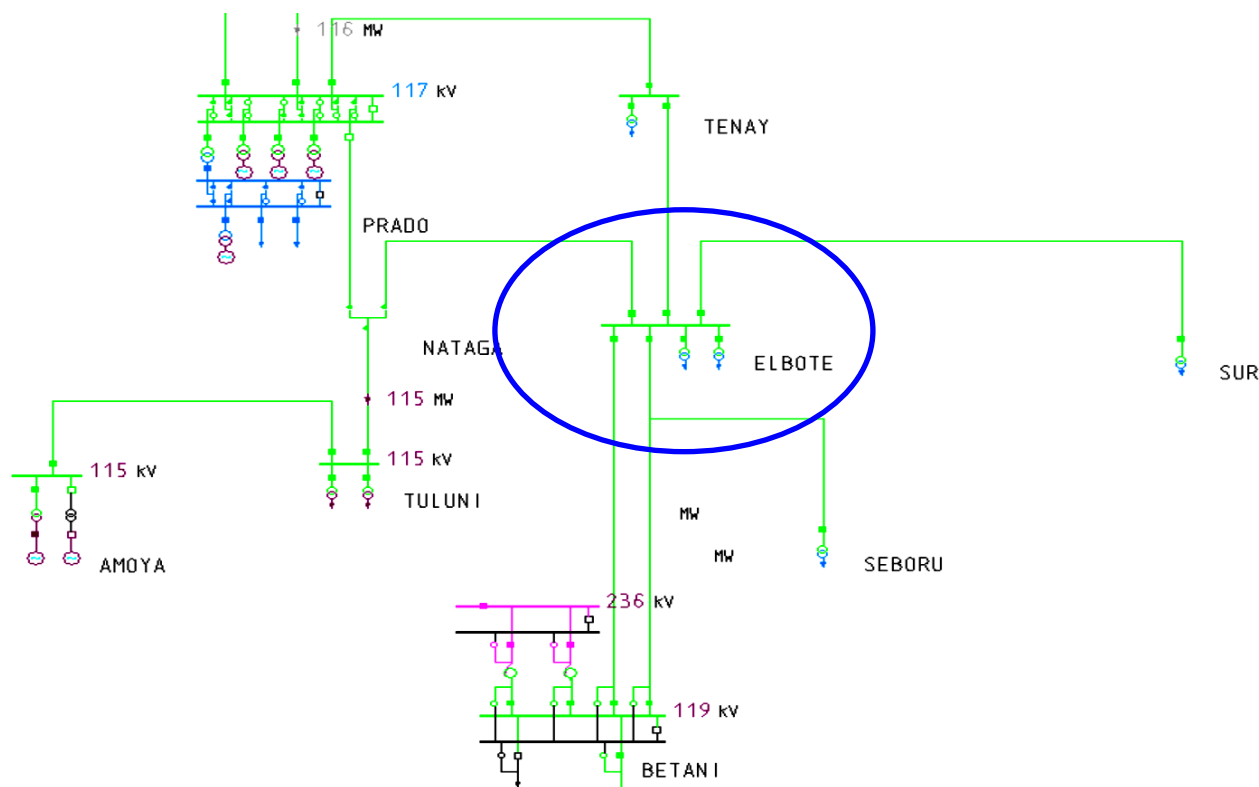




Situación operativa Neiva

Eventos en subestación El Bote (Neiva) 115 kV

Entre el 25 de mayo y el 4 de junio se han registrado 5 eventos en la Subestación El Bote 115 kV, los cuales han dejado en promedio una carga desatendida de 60 MWh (Demanda máx. 140 MWh) con una afectación de la demanda del norte del Huila incluyendo su capital Neiva.



2

Pendiente información oficial del OR sobre las causas de los eventos.



Entrada en operación Central Hidroeléctrica Amoyá

Antecedentes

Julio 2009

- La UPME emitió concepto aprobatorio para la conexión de la central de generación Amoyá a la subestación Tuluní, indicando *“Se requiere actualizar la capacidad operativa de las líneas asociadas al proyecto y mantener disponibles los enlaces Natagaima - Prado y Natagaima - Bote a 115 kV con el fin de evitar atrapamiento de generación ante contingencia en elementos de la red.”*

Mayo y Junio 2012

- Los OR's actualizaron ante el CND la capacidad nominal de corriente de los circuitos Natagaima - Prado 1 115 kV, Natagaima - Tuluni 1 115 kV y Natagaima - El Bote 1 115 kV a 534 A.

Junio 2012

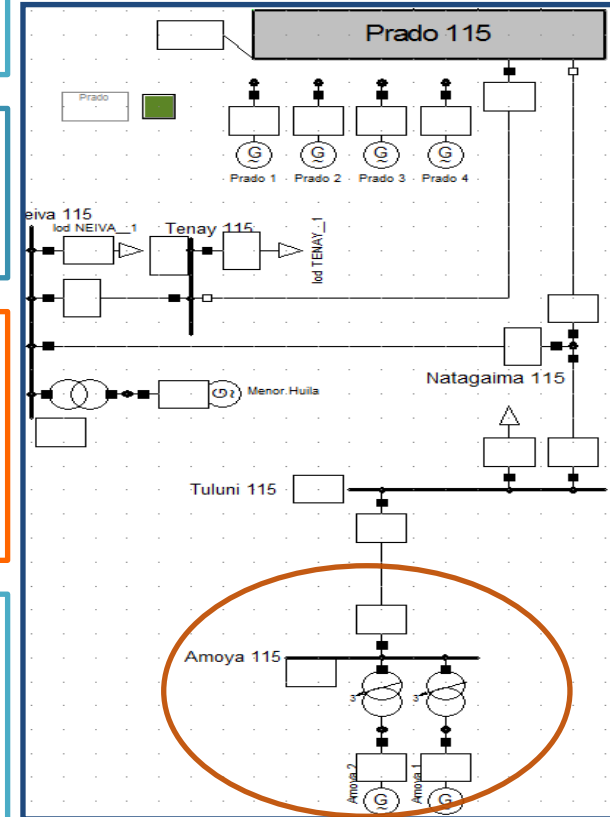
- Luego de la revisión del estudio de coordinación de protecciones del área para la entrada de la central, se identificaron riesgos en la detección de algunas fallas francas y de alta impedancia al 1% de las subestaciones El Bote, Tuluní y Prado 115 kV, por lo tanto se recomendó la implementación de un esquema de protecciones selectivo

Septiembre 2012

- Para garantizar la seguridad del área y de los equipos en las diferentes condiciones de red, el CND en conjunto con el OR identificó la mejor topología con la que se deben operar estos enlaces, encontrando que para dar mayor confiabilidad a la demanda del área, es recomendable operar el enlace Natagaima – Prado 115 kV abierto y Natagaima – El Bote a 115 kV cerrado. Documento XM – CND – 2012 – 161

Mayo 2013

- ISAGEN declaró en operación la Central Hidroeléctrica Amoyá con 80 MW



Condición actual

Durante el mes de mayo se han presentado eventos sobre las líneas Natagaima – Tuluní 1 115 kV, El Bote – Natagaima 115 kV y Prado – Natagaima 115 kV, cuando la generación de Amoyá esta por encima de 60 MW, atrapando la generación de Amoyá ante N-1 y afectando al STR de Huila – Tolima.

Enertolima informó que la causa de los eventos sobre Natagaima – Tuluní 1 115 kV obedecen a problemas con los empalmes que se tienen sobre el circuito y por tanto se restringe la generación de Amoyá a 60 MW

El 1 de junio, Enertolima declaró la capacidad operativa de la línea Natagaima - Tuluní, al 50% de su capacidad nominal, para verificar la condición de los empalmes. Esta condición finalizó el lunes 3 de junio.

La operación del circuito en “T” Prado – Natagaima – El Bote 115 kV pone en riesgo la atención de la demanda y limita la generación de la Central Hidroeléctrica Amoyá ante contingencias N-1, se debe verificar las alternativas de expansión necesarias para brindar la confiabilidad y seguridad requerida en el STR de Huila – Tolima.

Riesgos por retraso de entrada de proyectos Transmisión y Generación

Obras previstas en el plan de expansión para 2015

- Informe Trimestral de restricciones XM CND 2006-076
- Identificación. Plan de Expansión 2009-2023
- Definición. Plan de Expansión 2012-2025

Caracolí

- Desde el 2000 se identificó la problemática.
- Informe Trimestral de restricciones XM CND 2006-076, se planteó alternativa
- Definición. Plan de Expansión 2012-2025

Chinú – Montería
– Uraba 220 kV

- Informe de Mediano Plazo XM CND 2009-025
- Identificación. Plan de Expansión 2009-2023
- Definición. Plan de Expansión 2012-2025

Bello – Guayabal
– Ancón 220 kV

- Propuesto en informe de Largo Plazo XM CND 2009-131
- Definición. Plan de Expansión 2010-2024. Para 30 Noviembre de 2013. (Res. 182215 Nov 2010)

Chivor – Norte –
Bacatá 220kV

- Informe de Largo plazo XM CND 2011-230
- Identificación. Plan de Expansión 2009-2023
- Definición. Plan de Expansión 2012-2025

Suria 220kV

- Informe de Largo Plazo XM CND 2012-207
- Definido en el avance al plan de expansión 2013-2026, aún sin adopción por parte del MME.

SVC 220kV y
STATCOM 500kV

Para atender la demanda del SIN de manera confiable y segura se requiere contar con todos estos proyectos para antes de la demanda máxima de 2015

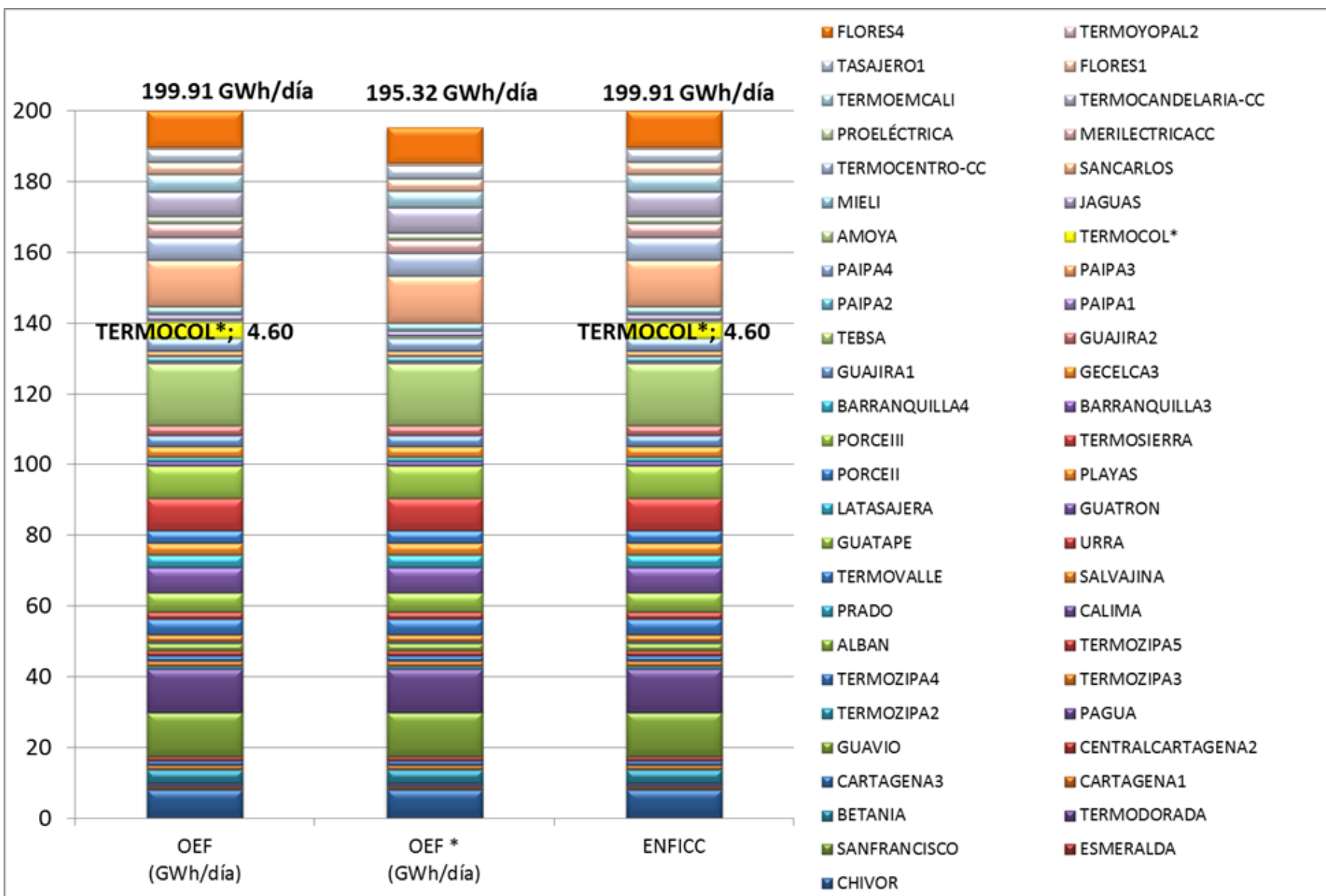
Proyectos de generación en el mediano plazo

Proyecto	Capacidad [MW]	Fecha de entrada en operación Información auditor curva "S"	Fecha Obligación de Energía Firme
Gecelca 3 (T)	150	1 de diciembre 2013	1 de diciembre 2013
Termocol (T)	202	31 de mayo 2014	1 de diciembre de 2013
Sogamoso (H)	800	Septiembre de 2014 (Primera unidad) Octubre de 2014 (Segunda unidad) Noviembre de 2014 (Tercera unidad)	1 de diciembre de 2014
El Quimbo (H)	420	15 de junio de 2015	1 de diciembre de 2014
Cucuana (H)	60	1 de diciembre de 2014	1 de diciembre de 2014

Ante el atraso en la entrada de los proyectos Termocol y Quimbo, para la fecha de su asignación de OEF, se deben realizar seguimiento continuo para brindar las señales oportunas y garantizar la confiabilidad energética del SIN.

Meses de atraso informado por el auditor con respecto a la fecha de la OEF

OEF 2012-2013 – Situación Termocol



**Necesidades área oriental operación
demanda máxima 2013-2014**

Operación demanda máxima 2013 -2014

Para minimizar los riesgos operativos para la adecuada atención de la demanda en el área Oriental se requiere:

2013

- Instalación de 50 Mvar capacitivos en la subestación Ubaté al norte de Bogotá.
- Continuidad de las compensaciones del STN instaladas en el STR (Tunal 115 kV y Noroeste 115 kV).
- Máxima disponibilidad de la red del STN, STR y de los recursos de generación del área. Igualmente, no se deben planear trabajos de mantenimiento programado en diciembre de 2013 en el sector Gas, que implique la atención de los respaldos de Ecopetrol desde la red del Meta.

2014

- Entrada en operación proyecto UPME 01-2008 Nueva Esperanza 500/230 kV
- Instalación de 90 Mvar capacitivos distribuidos entre las subestaciones Bacatá, Tibabuyes y Usme 115 kV
- Tercer transformador en La Reforma 230/115 kV
- Instalación de 100 Mvar capacitivos distribuidos entre las subestaciones Puerto Gaitan, Ocoa y Suria 115 kV en el Meta.

Todos los recursos de generación del área garanticen su máxima capacidad de suministro de potencia reactiva declarada, cuando sea requerida.

Obras prioritarias del STR

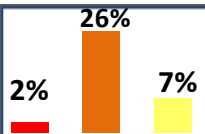
Antecedentes

El 30 de mayo se realizó una reunión con CNO, UPME, CREG, MME, CODENSA, ELECTRICARIBE, EPM, CENS, ESSA, CEDENAR y CEO con el objetivo de presentar el seguimiento al plan de acción de obras de expansión en STR's.

El MME definió que ejecutará las debidas acciones sobre las siguientes necesidades de proyectos para minimizar las restricciones.



Área Suroccidental

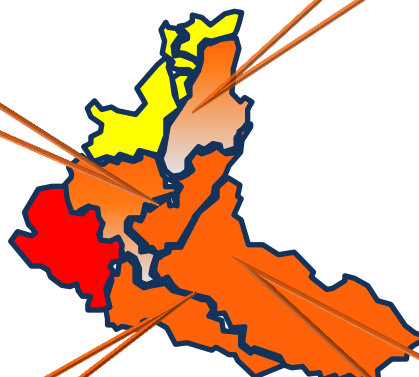


1. Contingencia San Bernardino – Popayán 115 kV (**16,1 %**).
2. Contingencia transformador San Bernardino 230/115 kV (**100 %**).

Sin obras definidas por parte de los Operadores de Red.

Contingencia transformador Mocoa 230/115 kV (**4,5 %**).

Sin obra definida por parte del Operador de Red.



Subestación Tuluní 230 kV y normalización de Natagaima 115 kV (sin adopción por parte del MME).

Contingencia El Bote – Natagaima – Tuluní 115 kV (**4,2%**).

1. Contingencia Altamira – Florencia 115 kV (**9,3%**).
2. Contingencia transformador Altamira 230/115 kV (**7,1%**).

Segundo transformador Altamira 230/115 kV y línea Doncello – Altamira 115 kV (sin concepto por parte de la UPME).



filial de isa

Área Oriental

0% 2% 2%

En el mediano y largo plazo, si no se ejecutan los proyectos de expansión que están proyectados, demanda no atendida ante las contingencias Primavera – Bacatá 500 kV y Bacatá 500/230 kV (**De no ejecutarse la expansión, 100 %**).

Compensación Dinámica.
Línea Sogamoso – Norte 500 kV.
Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV (sin adopción por parte del MME).

1. Contingencia Ocoa – Suria 115 kV (**27 %**).

Subestación Suria
230/115 kV (sin
apertura de la
convocatoria).

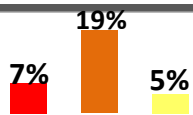
Contingencia Granada – San José
del Guaviare 115 kV (**4 %**).

Sin obra definida por parte del
Operador de Red.

Contingencia Ocoa – Granada
115 kV (**16,7 %**).

Sin obra definida por parte del
Operador de Red.

Área Caribe



Subestación Río Córdoba 220 /110kV y su red asociada (sin concepto por parte de la UPME).

Contg transformador Cuestecitas 220/110 kV (**21,3 %**).

Tercer transformador Cuestecitas 220/110 kV (sin concepto por parte de la UPME).

Contingencia transformador Fundación 220/110 kV - 100 MVA (**8,9 %**).

Contingencia Transformador Copey 220/110 kV (**11,7 %**).

Contingencias en líneas a nivel de 110 kV en la sub área Atlántico (**sin generación, 100 %**).

Sin obra definida por parte del Operador de Red.

Subestación Caracolí 220/110 kV y su red asociada (sin apertura de la convocatoria).

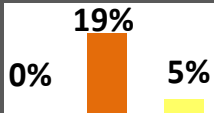
Contingencia en Transformación en Chinú 500/110 kV y atrapamiento de generación en Urrá

Corredor Chinú - Montería – Urrabá 220 kV (sin apertura de la convocatoria).

1. Contingencia en el transformador Ternera 220/110 kV (**10 %**).
2. Contg en líneas a nivel de 66 kV (**9,8 %**).
3. Tensiones cercanas a 0.9pu en El Carmen 110 kV y Zambrano 66 kV (**3 %**).

Transformador Bolívar 220/66 kV y cambio de los bancos de Ternera (sin concepto UPME).

Área Nordeste



1. Contingencias en el transformador Ocaña 230/115 kV (**13,6 %**).
2. Contingencia en el transformador San Mateo 230/115 kV (**34,5 %**).
3. Contingencia en el transformador Belén 230/115 kV (**34,5 %**).

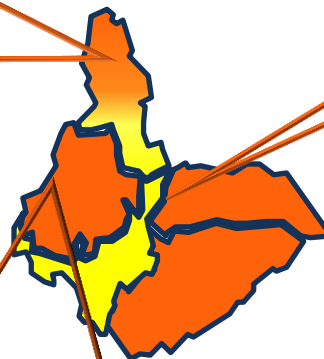
Dos transformadores Ocaña 230/115 kV – 90 MVA (sin concepto por parte de la UPME).

Segundo transformador San Mateo 230/115 kV -150 MVA (sin concepto por parte de la UPME).

Sin obras definida por parte del Operador de Red.

Sin obras definidas por parte de la UPME y el Operador de Red.

Contingencia Palos – Toledo 220 kV (**100 %**)



1. Contingencia en transformadores Barranca 230/115 kV (**100 %**).
2. Contingencia en transformador Palos 230/115 kV (**92,9 %**).
3. Contingencia en transformador Bucaramanga 230/115 kV (**100 %**).
4. Contingencia en líneas a nivel de 115 kV en la sub área ESSA (**92 %**).



filial de isa

Área Antioquia

0% 5% 2%

Contingencia Playas – Puerto Nare 110 kV (1,8 %).

Transformador Sierra 230/110 kV y línea Sierra – Cocorná 110 kV
Sin concepto por parte de la UPME.



Sin obra definida por parte del Operador de Red.

Contingencia transformador Urabá 220/110 kV (3,7 %).

1. Contingencia transformador Virginia 230/115 kV (6,9 %)
2. Contingencia Bolombolo – El Siete 110 kV (6,9 %).

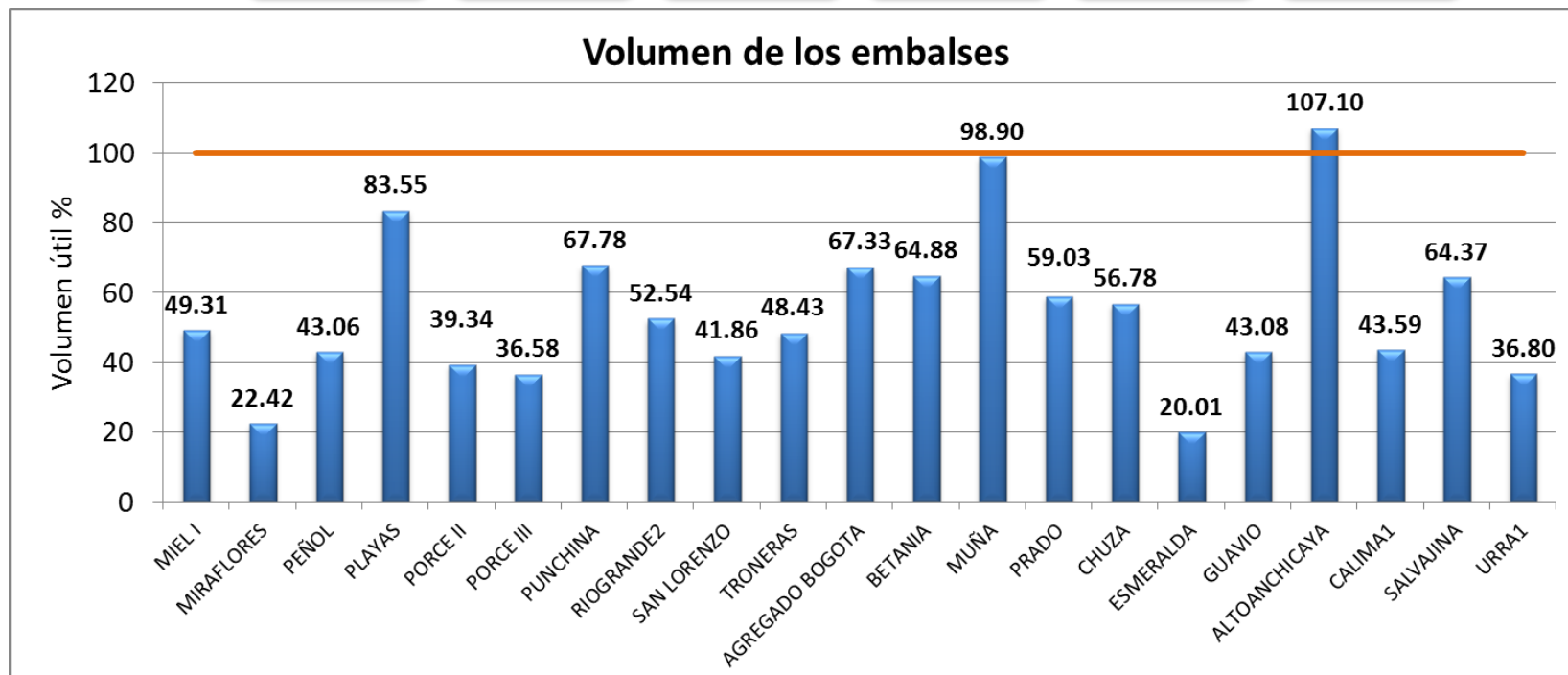
Sin obras definidas por parte de los Operadores de Red.



Variables

Estado de variables hídricas a 31 de mayo de 2013

	Antioquia	Centro	Oriente	Valle	Caribe	SIN
Aportes	108.21%	141.26%	111.55%	113.43%	101.16%	114.05%
Embalses	43.90%	67.55%	40.64%	57.44%	36.80%	49.89%



Variables hídricas en el sector eléctrico

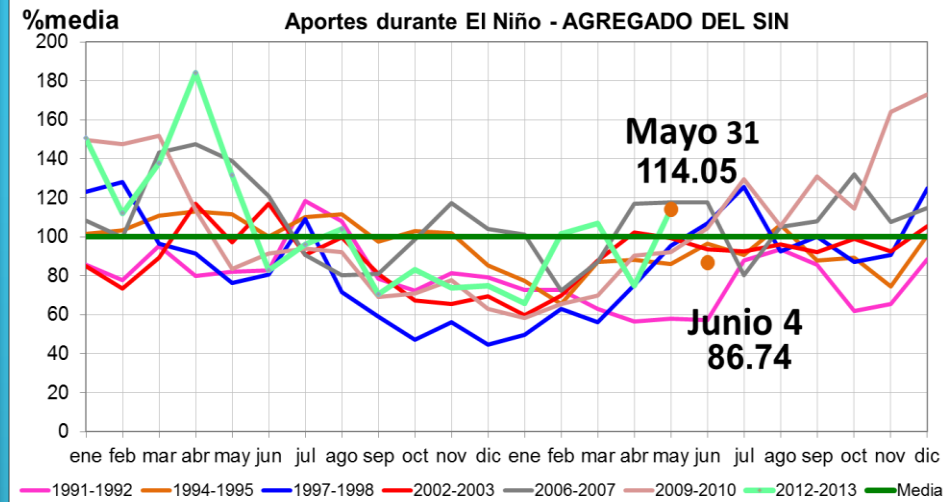
Junio 4



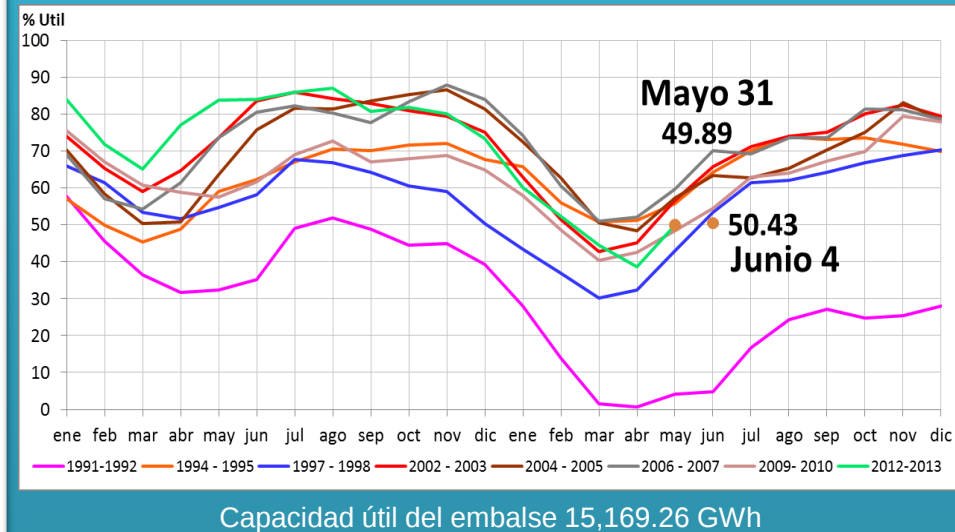
APORTES HISTÓRICOS

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
Aportes SIN (GWh/día)	87	80.58	91.74	140.5	189	197.8	192.5
Real	65.73	101.59	106.91	75.14	215.50		

APORTES



RESERVAS



Aportes hídricos acumulados a la fecha

ANTIOQUIA		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	7.0	71.3
CONCEPCION	1.1	43.7
DESV. EEPPM (NEC,PAJ,DOL)	2.5	69.4
DESV. GUARINO	1.6	92.1
GRANDE	10.2	88.5
GUADALUPE	4.8	63.1
GUATAPE	3.8	67.3
MIEL I	3.0	94.3
NARE	15.6	74.4
PORCE II	10.6	94.6
PORCE III	1.9	109.7
SAN CARLOS	4.3	124.5
TENCHE	0.7	46.7
TOTAL REGIÓN	67.1	79.41

ORIENTE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	18.9	75.0
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	6.1	66.8
GUAVIO	31.4	98.4
TOTAL REGIÓN	56.3	84.15

	GWh día	%media
TOTAL ACUMULADO SIN	171.5	86.7

CENTRO		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
AMOYA	3.9	163.3
BOGOTA N.R.	17.6	108.9
MAGDALENA BETANIA	8.0	90.8
PRADO	0.6	117.0
TOTAL REGIÓN	30.1	108.0

VALLE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
ALTOANCHICAYA	5.1	109.9
CALIMA	0.9	156.9
CAUCA SALVAJINA	3.8	125.8
DIGUA	0.2	52.8
FLORIDA II	0.2	43.2
TOTAL REGIÓN	10.2	112.71

CARIBE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
SINU URRRA	4.4	80.3
TOTAL REGIÓN	4.4	80.29



Volumen de los embalses a la fecha

Volumen Util Diario Vertimiento Acum

Nombre	%	GWh
--------	---	-----

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	44.9	0.0
MIRAFLORES	22.2	0.0
PENOL	42.9	0.0
PLAYAS	67.8	0.0
PORCE II	27.6	0.0
PORCE III	62.5	0.0
PUNCHINA	40.6	0.0
RIOGRANDE2	53.4	0.0
SAN LORENZO	39.8	0.0
TRONERAS	9.2	0.0
total Antioquia	42.6	0.0

CARIBE	%	GWh
URRA1	39.3	0.0
total Caribe	39.3	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	67.3	0.0
BETANIA	81.2	0.0
MUNA	98.9	0.0
PRADO	61.6	0.0
total Centro	68.1	0.0

Volumen Util Diario Vertimiento Acum

Nombre	%	GWh
--------	---	-----

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	58.8	0.0
ESMERALDA	23.2	0.0
GUAPIO	46.1	0.0
total Oriente	43.5	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	88.5	0.5
CALIMA1	45.1	0.0
SALVAJINA	68.3	0.0
total Valle	58.4	0.5

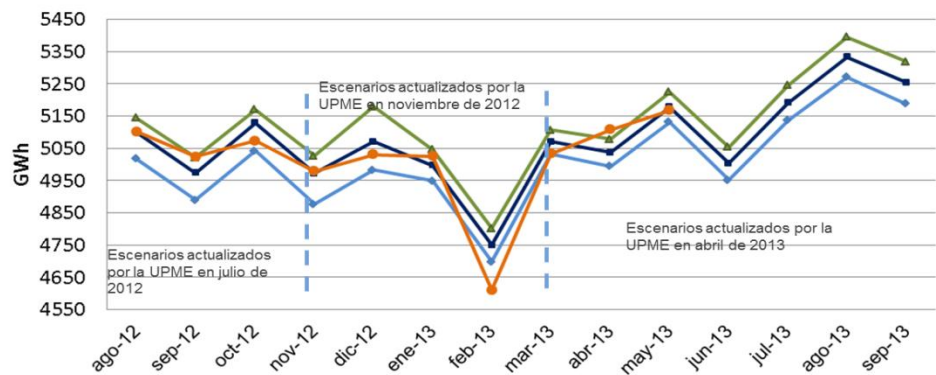
Total Acumulado -SIN-	50.43%	0.47
------------------------------	---------------	-------------



filial de isa

Datos hasta el 04 jun

Comportamiento de la demanda



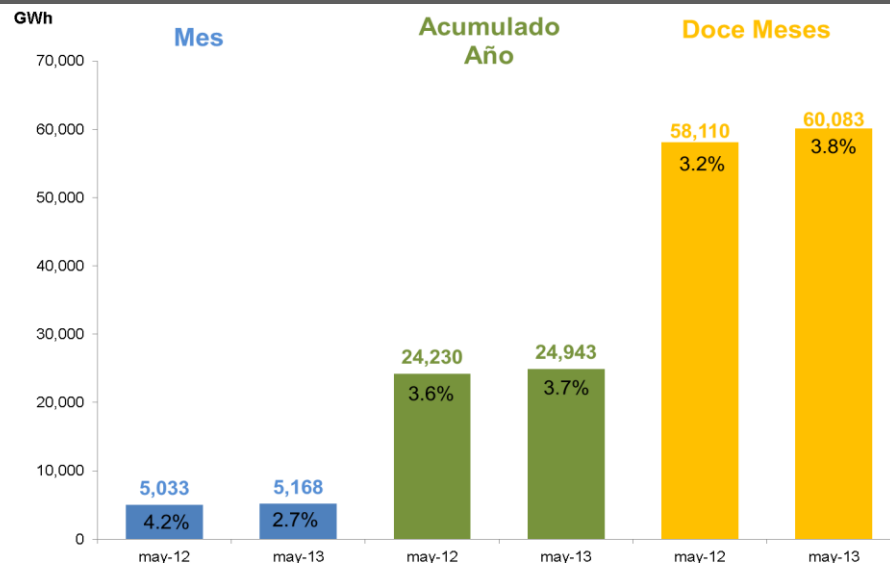
	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13
Bajo	5018.1	4889.1	5041.6	4876.0	4983.0	4949.0	4698.0	5033.8	4994.8	5131.8	4952.1	5136.3	5271.2	5188.4
Medio	5099.7	4973.1	5128.8	4972.0	5071.0	4997.0	4750.0	5070.6	5036.9	5178.5	5003.0	5191.0	5333.4	5254.0
Alto	5144.3	5021.6	5170.7	5027.0	5179.0	5046.0	4802.0	5107.5	5079.0	5225.2	5053.8	5245.7	5395.6	5319.7
Real	5101.6	5024.8	5073.9	4978.8	5031.0	5025.4	4609.6	5032.6	5107.9	5167.5				

En mayo se finalizó en el escenario medio de la UPME

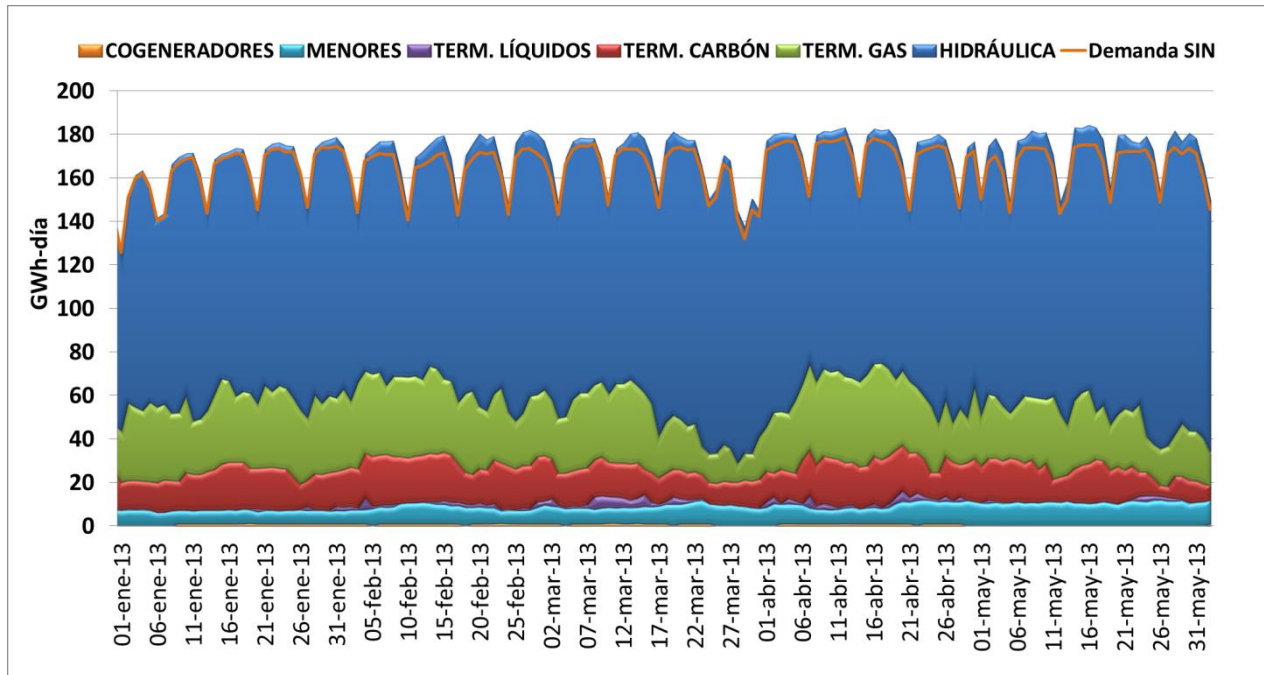
Comparando el 2.7% de mayo con los crecimientos de los meses anteriores de 2013, enero 4.5%, febrero 3.2% y marzo-abril (juntos para eliminar efecto Semana Santa) 3.9%, la disminución se debe probablemente a la presencia de las altas precipitaciones. Este crecimiento era el que se esperaba según los escenarios de la UPME.

Tan pronto se tenga la liquidación a partir de la demanda se podrá ampliar más la explicación del crecimiento de este mes.

Nota: Estos valores son preliminares



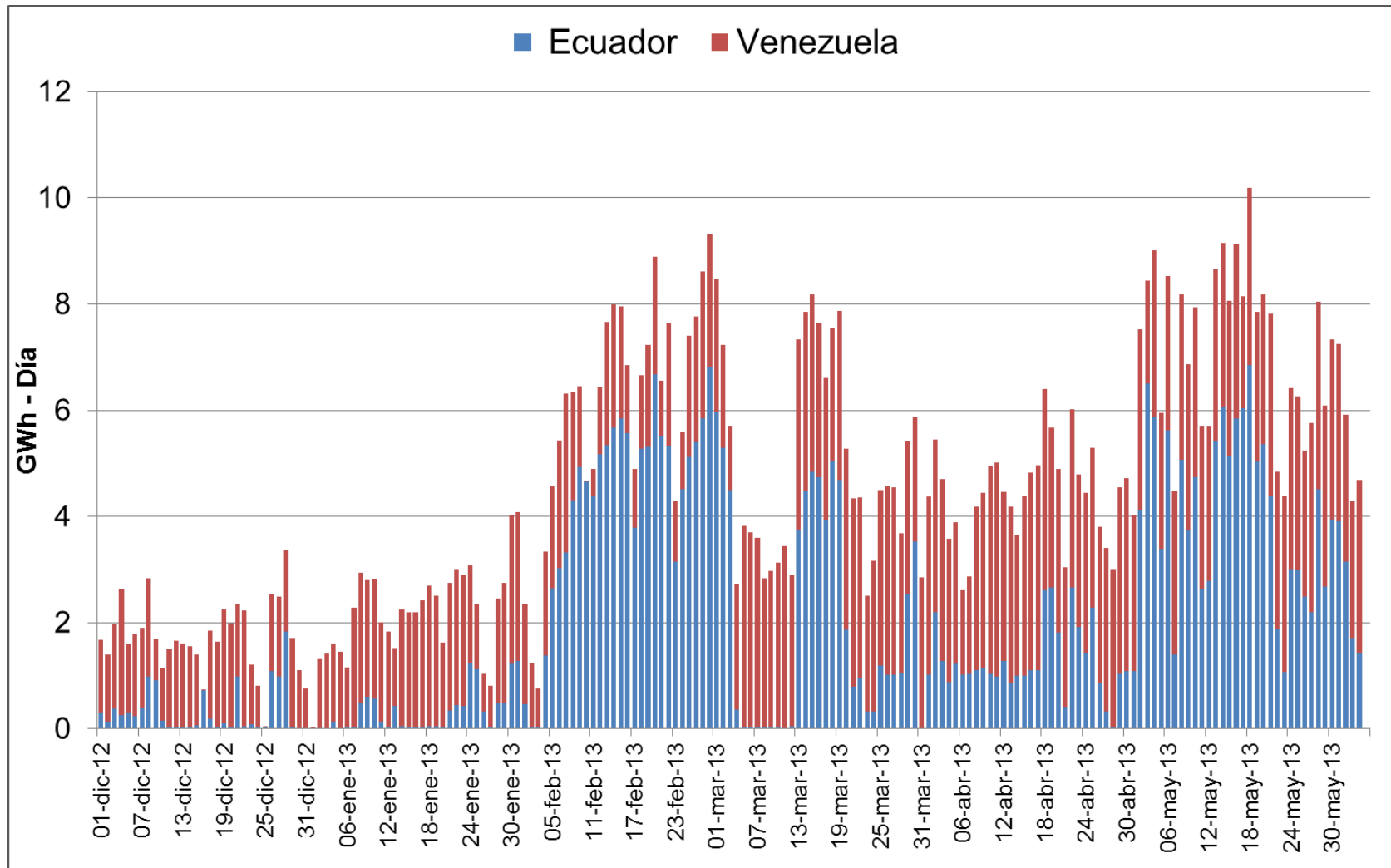
Generación total



Generación promedio día (GWh-día)						
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	*Junio
Hidráulica	107.03	107.34	117.04	111.94	121.96	121.07
Térmica	50.61	54.38	41.70	52.80	40.83	25.23
Gas	32.27	33.30	25.39	32.81	25.51	17.55
Carbón	17.27	19.98	14.29	18.32	14.76	7.68
Líquidos	1.07	1.10	2.03	1.66	0.56	0.00
Menores	6.39	7.80	8.35	8.84	10.39	10.65
Cogeneradores	0.90	0.99	0.90	0.95	0.60	0.60
Total	164.93	170.52	167.99	174.53	173.77	157.54

* Valores parciales de junio de 2013

Exportaciones

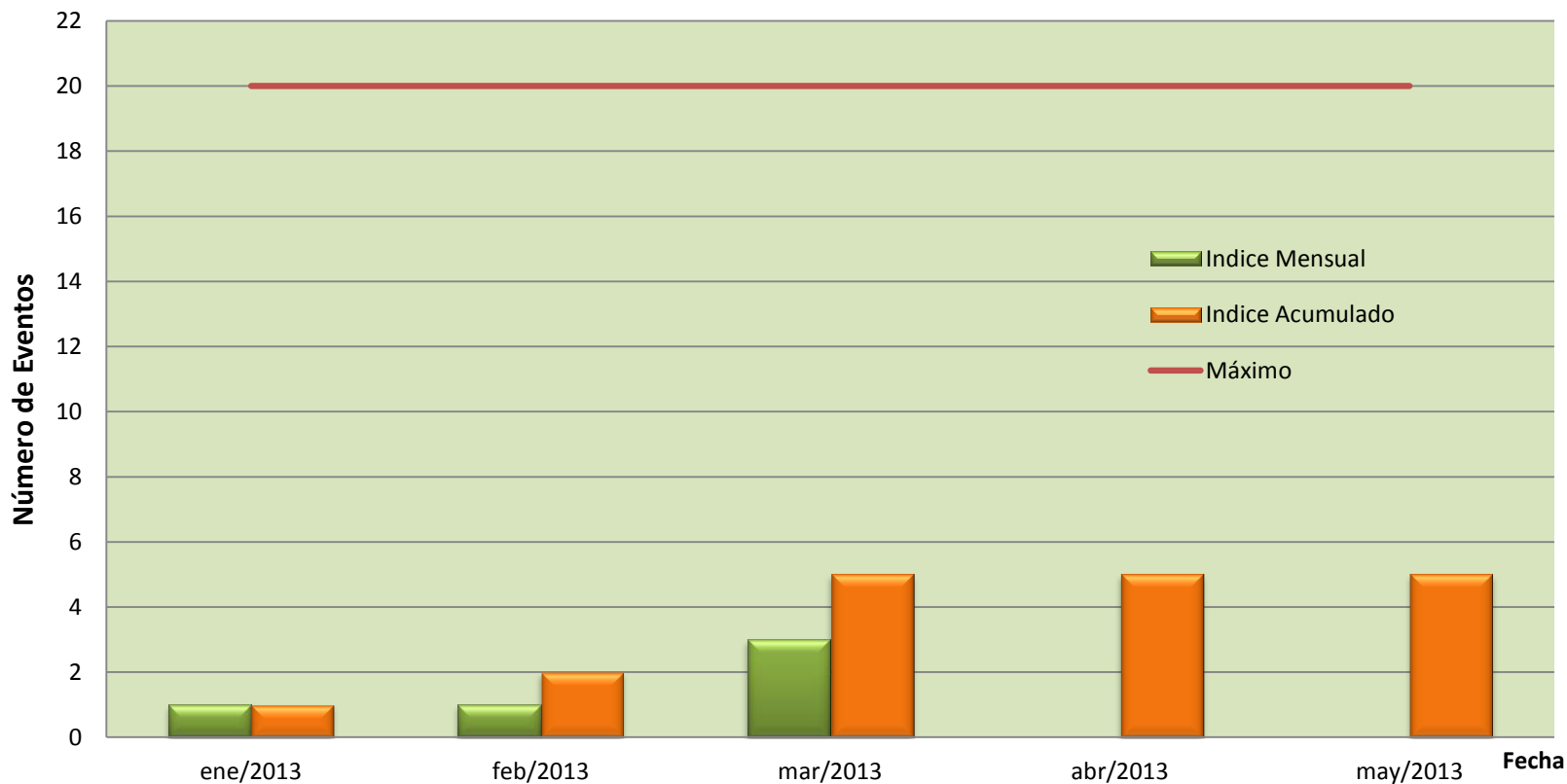




Indicadores de calidad

Tensión Fuera de Rango

Eventos de Tensión Fuera de Rango
Enero 2013 - Mayo 2013

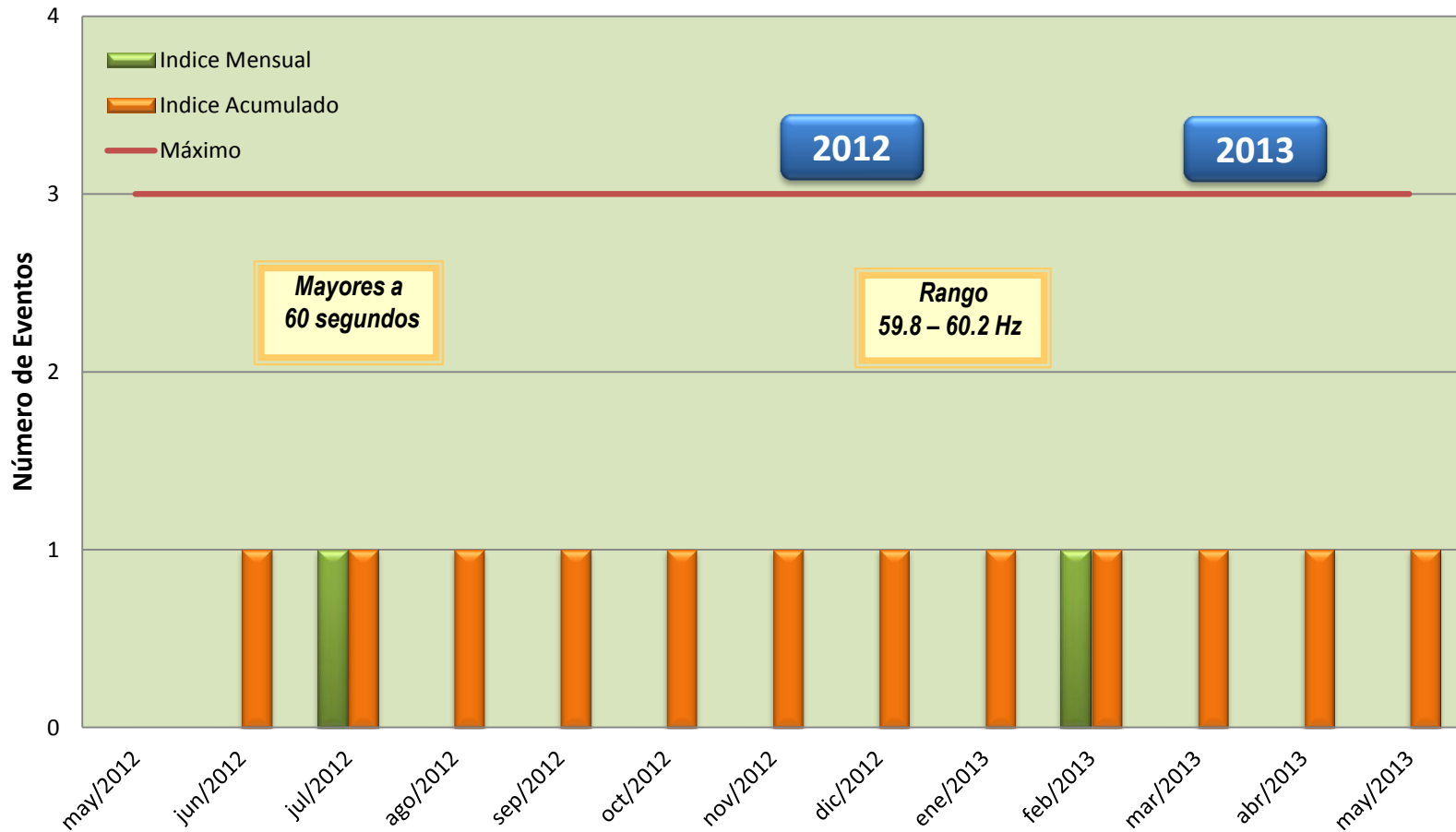


En el mes de mayo no se presentaron eventos de tensión en el sistema



Variaciones de Frecuencia

Eventos de Frecuencia Fuera de Rango Mayo 2012 - Mayo 2013



En el mes de mayo no se presentaron eventos de frecuencia en el sistema



Porcentaje de Demanda No Atendida Programada

Eventos de Demanda No Atendida Programada Abril 2012 - Mayo 2013

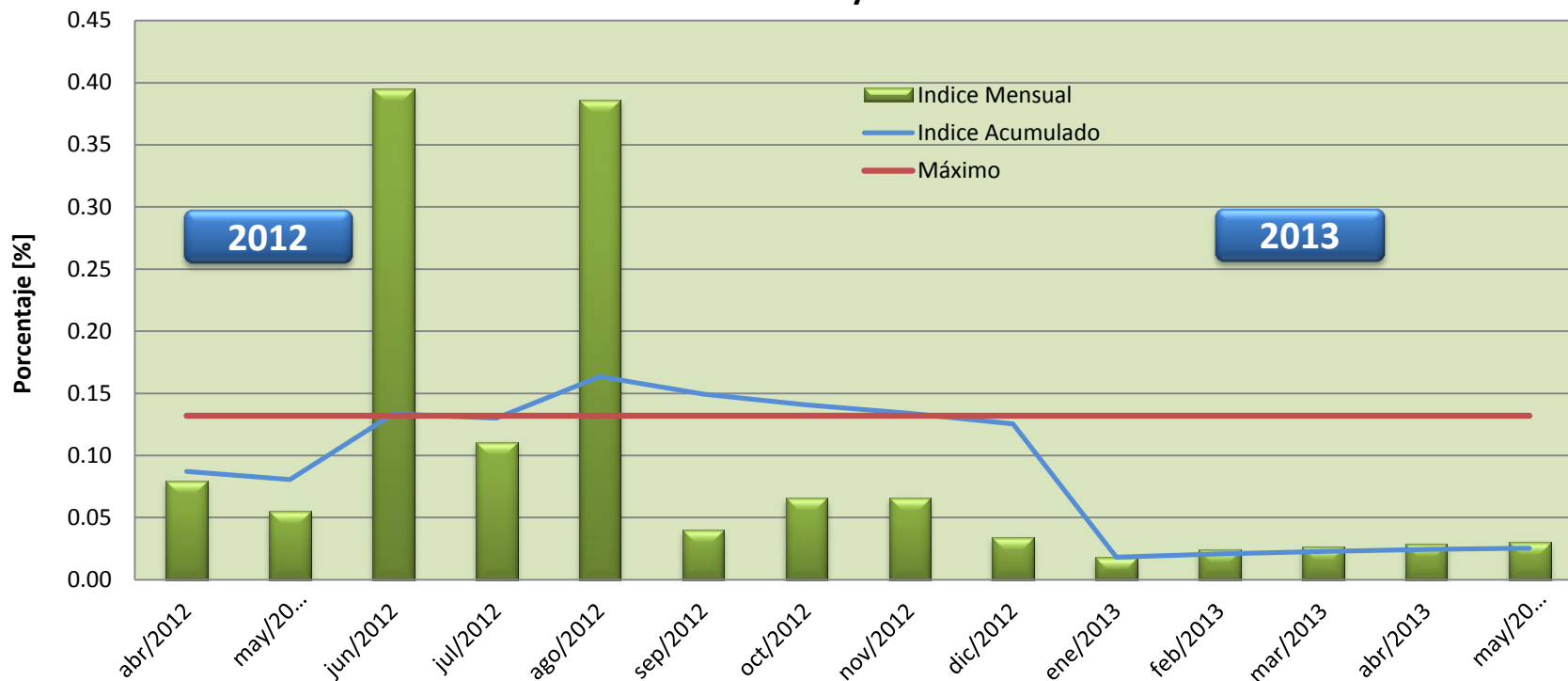


Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.14 GWh. Las principales causas fueron:

- May 19:** Apertura de los circuitos El Copey - El Paso 110 kV, El Paso - El Banco 110 kV y del transformador del El Paso 01 12 MVA 110/34.5/13.8kV, bajo las consignaciones C0093699, C0096594 y C0096593, respectivamente. (0.030GWh).
- May 05 :** Apertura del circuito Cuestecitas - Riohacha 110 kV, del transformador en Riohacha 01 30MVA 110/34.5/13.8 kV y de la bahía por 110 kV del transformador Riohacha 02 15MVA 110/13.8 kV bajo las consignaciones nacionales C0093700, C0093745 y C0093746, respectivamente. (0.026GWh).

Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada

Eventos de Demanda No Atendida No Programada
Abril 2012 - Mayo 2013



Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.62 GWh. Las principales causas fueron:

- **May 23:** Apertura en ambos extremos del circuito Betania - El Bote - TSeboruco 115 kV. (La línea estaba energizada mediante interruptor de transferencia B200 en subestación Betania). Debido a esta indisponibilidad se sobrecargó el circuito El Bote - Betania 2 y se abre en ambos extremos. Esto hecho produjo que se sobrecargaré la línea Prado - Tenay 115 kV y se desconectara en ambos extremos. Quedando desatendidas las cargas de Tenay, El Bote, Sur, Seboruco y Tuluní 115 kV. (0.100GWh).
- **May 27 :** Disparo de la bahía de línea en Boston hacia Chinú 110 kV, quedando sin tensión la subestación Boston 110 kV. El agente reporta puente roto en la torre # 39. (0.062GWh).



Panorama energético

Resumen Información Básica Simulaciones

Variable/ Información	Descripción
Tipo de Estudio	- Estudio con hidrología estocástica (200 series sintéticas). Caso Autónomo. - Determinísticos: - Caso 1: Esperada SHyPH - Caso 2: Contingencia + Esperada SHyPH
Horizonte	104 semanas (May/13 – Abr/15)
Demanda	Escenario Medio de UPME (Marzo/13) – Estocástico Escenario Alto de UPME (Marzo/13) – Determinísticos
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME Marzo/2013 para Gas, Fuel Oil y carbón
Disponibilidad de Combustible	Valores individuales de cantidades contratadas tanto para gas como para líquidos y OCG, en las vigencias 2012 – 2013 y 2013 – 2014
Plan de Expansión	Escenario con sensibilidad al atraso de proyectos
Parámetros	- Heat Rate Térmica a Gas: Se consideran los valores reportados incrementadas en 15%. - IHF reportados para el cálculo de la ENFICC (Unidades térmicas) - IH e ICP calculados para las plantas hidráulicas
Desbalance Hídrico	14 GWh/día
Exportación	Ecuador 5 GWh/día Venezuela 3 GWh/día Durante todo el horizonte

Plan de expansión de generación mediano plazo

Proyecto	Capacidad [MW]	Fecha de entrada en operación Información auditor curva "S"	Fecha Obligación de Energía Firme
Gecelca 3 (T)	150	1 de diciembre 2013	1 de diciembre 2013
Termocol (T)	202	31 de mayo 2014	1 de diciembre de 2013
Sogamoso (H)	800	Septiembre de 2014 (Primera unidad) Octubre de 2014 (Segunda unidad) Noviembre de 2014 (Tercera unidad)	1 de diciembre de 2014
El Quimbo (H)	420	15 de junio de 2015	1 de diciembre de 2014
Cucuana (H)	60	1 de diciembre de 2014	1 de diciembre de 2014

Para las simulaciones se considero la fecha dada por el auditor en el último informe de seguimiento a la curva "S".

Supuesto de Disponibilidad de Combustibles

Información de contratos para el C X C (GBTUD)

Recurso	Vigencia 12 - 13		Vigencia 13 - 14	
	Gas	Liquidos	Gas	Liquidos
Proelectrica	16	0	15	0
Tebsa	150	0	150	0
TermoValle	36	0	36	0
Merilectrica	38	0	40.95	0
Barranquilla	0	34	0	34
Cartagena	0	55	0	55
Candelaria	52	75	0	75
Termosierra	0	60.6	3.5	52.882
Termodorada	0	12	0	12
TermoCentro	26.071	27.119	23.071	27.119
TermoEmcali	16	38.2	16	38.2
Flores	57.4	45	50.58	126.7
Termocol				53.1

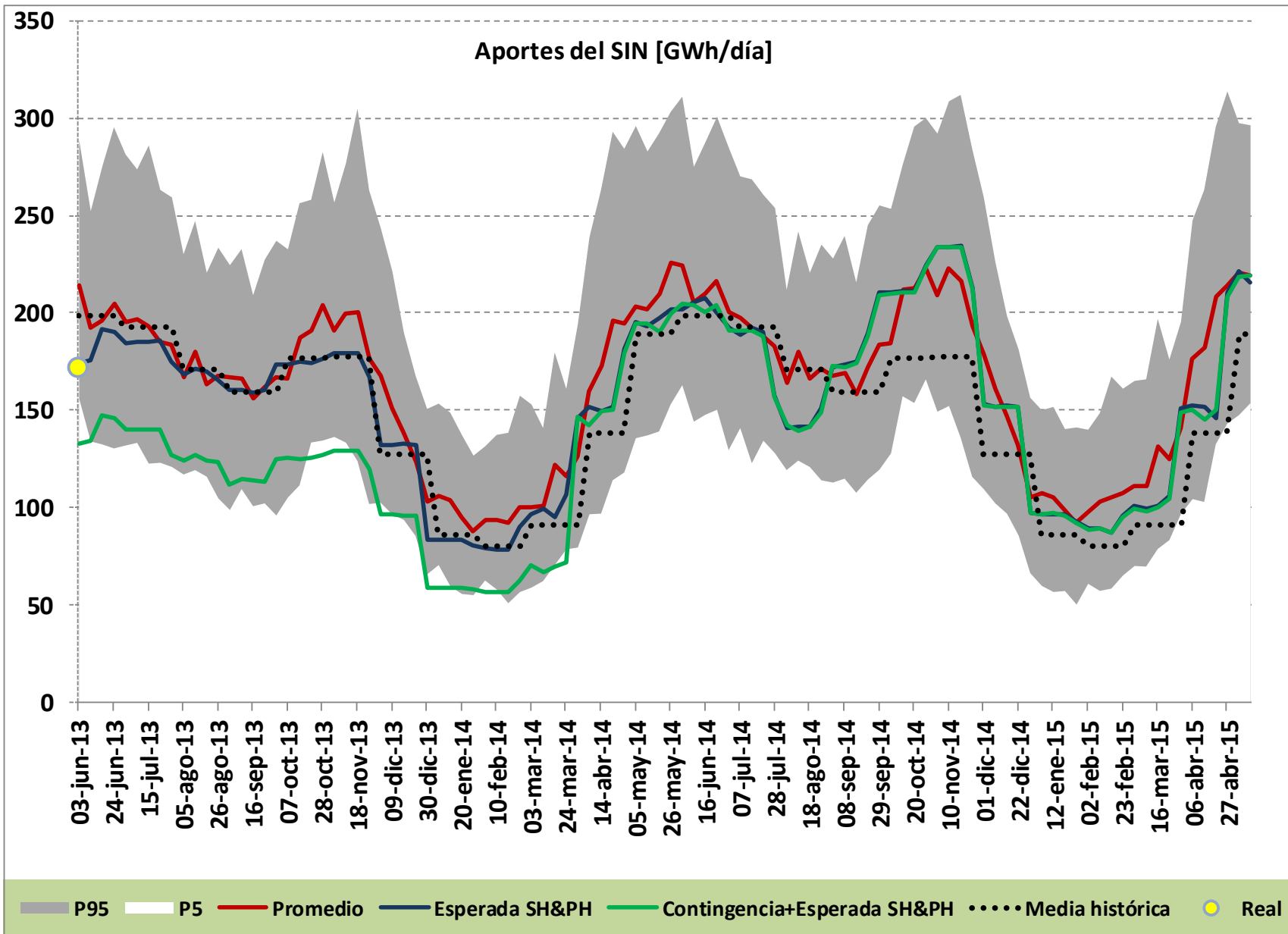
Esta información considera contratos firmes e incluye contratos OCG.
Información brindada por los generadores térmicos al CNO.



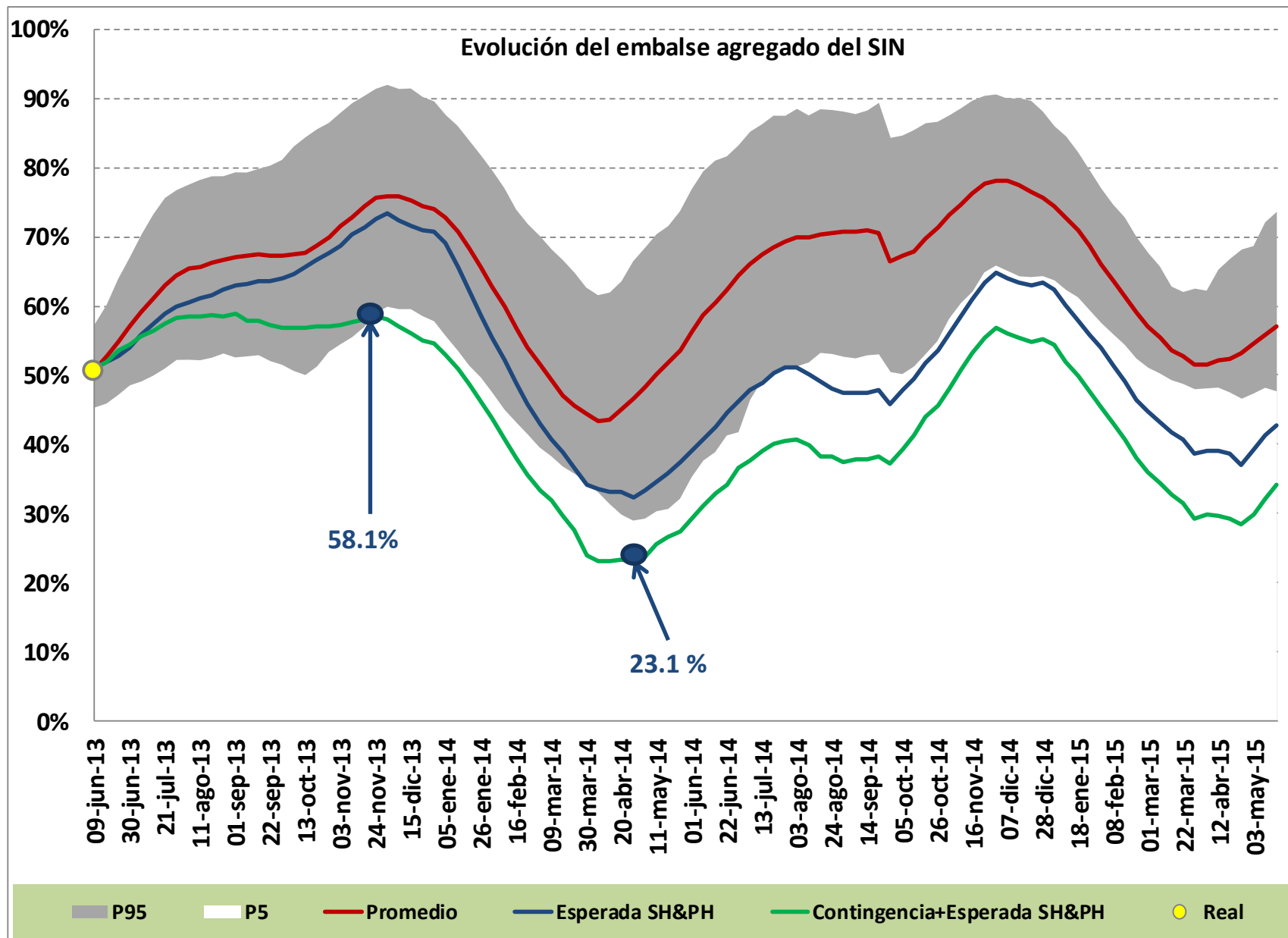


Resultados

Aportes hidrológicos (GWh/día)

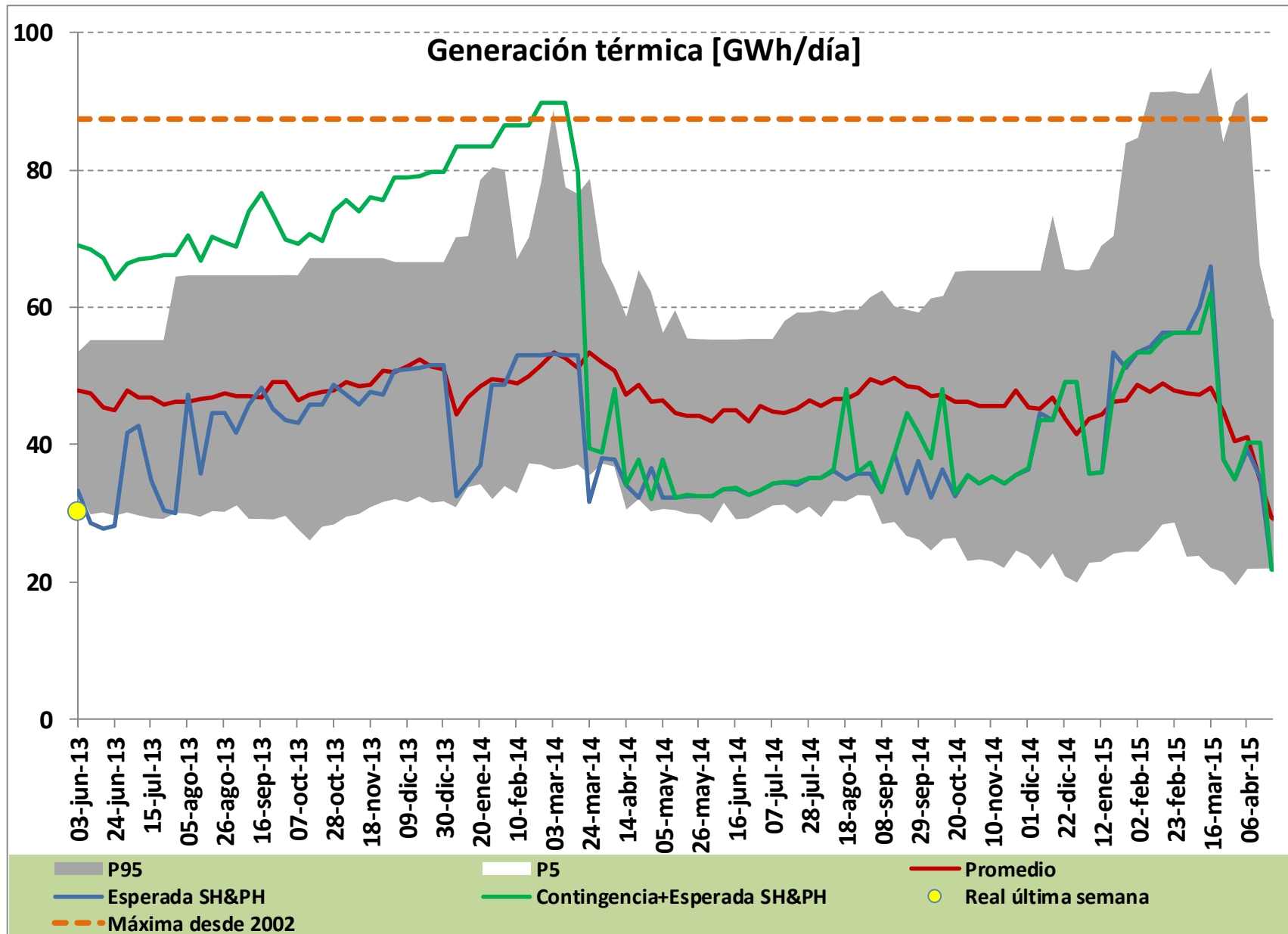


Resultados de los estudios

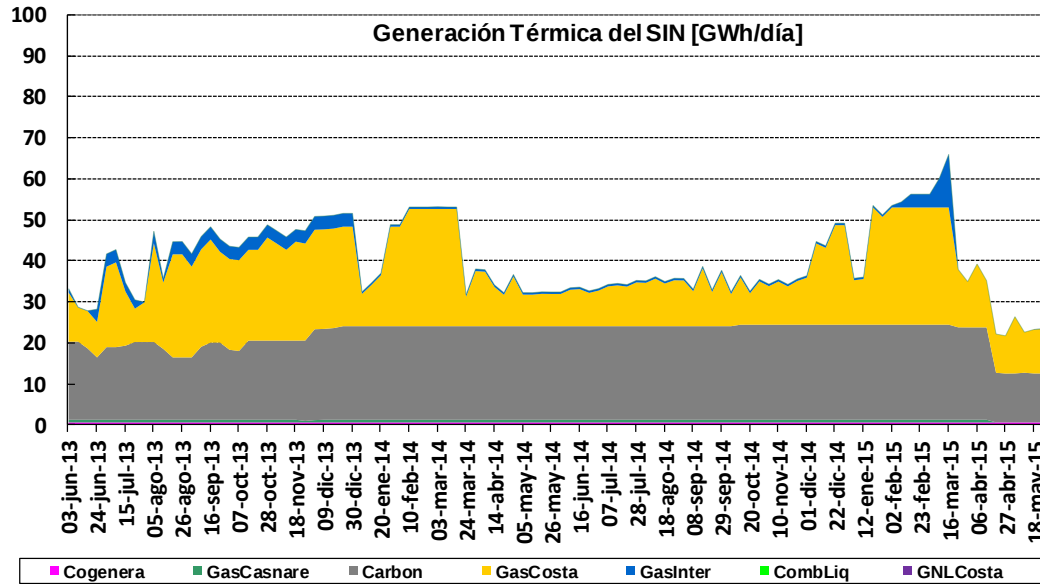


filial de isa

Resultados de los estudios

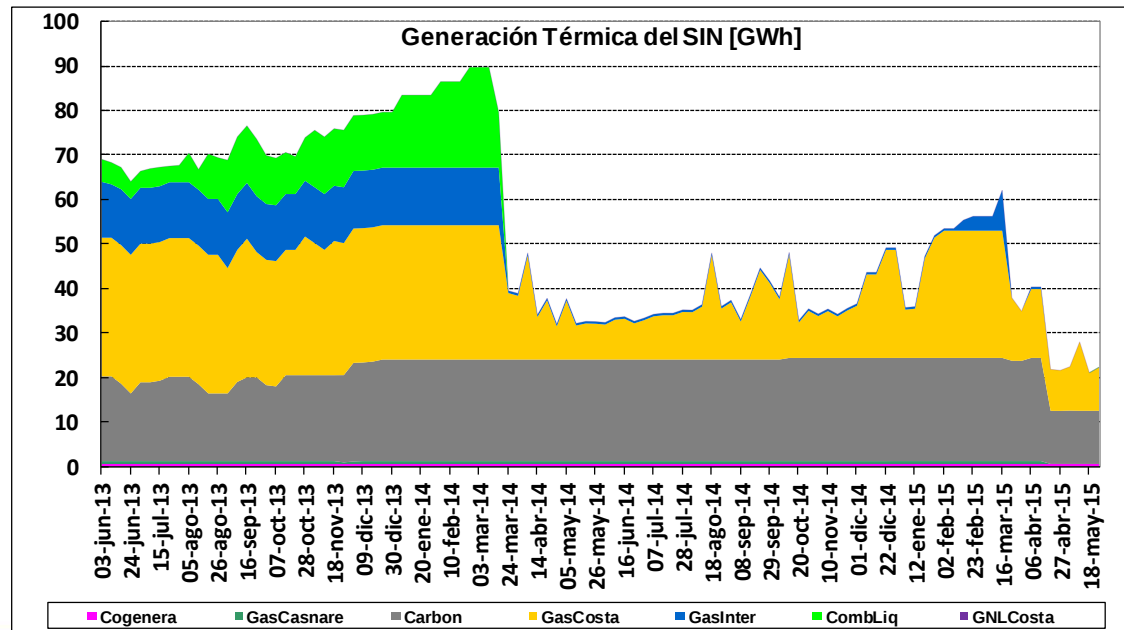


Generación térmica determinístico

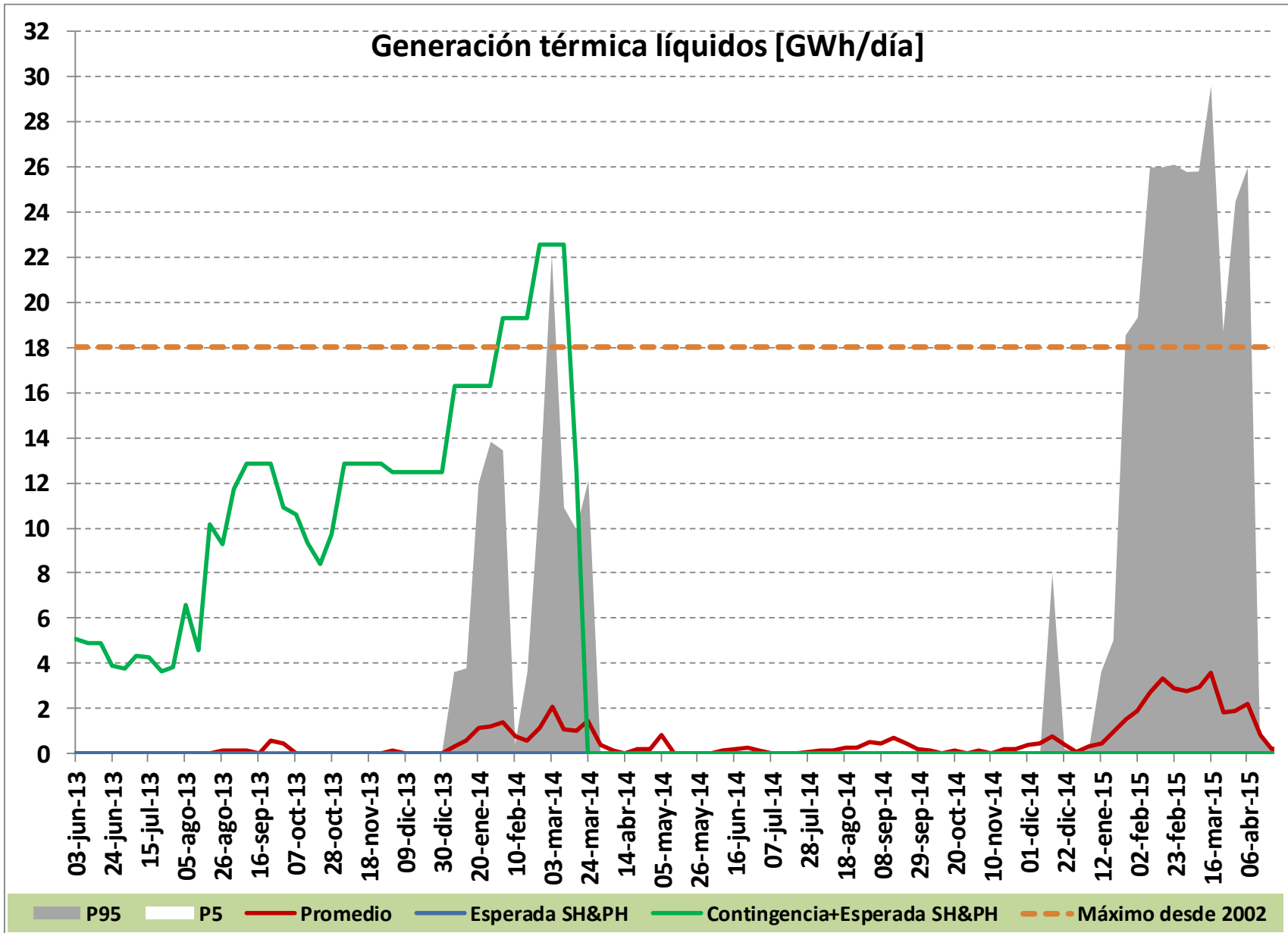


Esperado SH&PH

Contingencia SH&PH



Generación térmica con líquidos





Varios

Pruebas de Potencia reactiva

Pruebas de Potencia Reactiva

Mediante la coordinación operativa de los recursos de SIN se logró llegar a los límites de absorción y entrega de potencia reactiva de Guavio.

Se identificó que es muy factible realizar de forma casi simultanea pruebas de máxima absorción y máxima entrega para unidades de una misma planta, o incluso eléctricamente cercanas.

Es imprescindible tener los medios necesarios para el monitoreo de las temperaturas en los devanados de estator, rotor y núcleo del generador.

Se espera optimizar el cálculo de mínimo número de unidades para el soporte de tensiones en las áreas operativas, al contar con mayor área efectiva dentro de la curva de carga del generador, para absorber o generar potencia reactiva.

Usar los tap's de los transformadores elevadores de los generadores, flexibiliza los movimientos de tensión del sistema durante la prueba.

Se concluye que el procedimiento puede aplicarse de forma exitosa, tanto en plantas hidráulicas como térmicas.

En Tebsa, se encontro capacidad de absorción y entrega de potencia reactiva superiores a las declaradas en Paratec.

Es importante realizar estudios de planeación de las pruebas, debido a que se requieren conocer las consignas operativas esperadas durante las mismas y garantizar la seguridad del sistema ante contingencia.



filial de isa

Estado de actualización Base de datos de protecciones en StationWare

Estado actual StationWare (31 de mayo)

Agente	Relés	Total general	Porcentaje de Carga
AES CHIVOR	52	52	100.0%
CEDENAR	30	34	88.2%
CELSIA	7	7	100.0%
CENS	69	82	84.1%
CEO	39	39	100.0%
CHEC	128	199	64.3%
CODENSA	348	363	95.9%
DISPAC	12	20	60.0%
DISTASA	6	6	100.0%
EBSA	33	92	35.9%
EDEQ		3	0.0%
EEB	198	198	100.0%
EEC	8	12	66.7%
EEL	14	14	100.0%
ELECTRICARIBE	207	263	78.7%
ELECTROCAQUETA	2	6	33.3%
ELECTROHUILA	17	39	43.6%
EMCALI	10	52	19.2%
EMGESA	167	167	100.0%

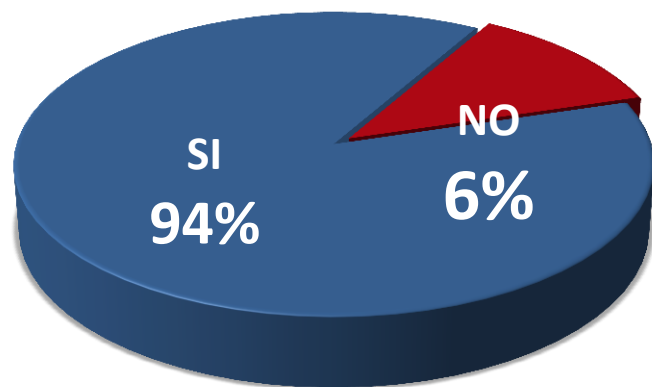
Agente	Relés	Total general	Porcentaje de Carga
EMSA	13	78	16.7%
ENERCA		17	0.0%
ENERTOLIMA	58	74	78.4%
EPM	528	560	94.3%
EPM GENERACION	163	169	96.4%
EPSA	398	475	83.8%
ESSA	143	146	97.9%
GECELCA	8	8	100.0%
GENSA	6	9	66.7%
ISA	649	654	99.2%
ISAGEN	100	113	88.5%
PROELECTRICA	10	17	58.8%
TERMOBARRANQUILLA	199	199	100.0%
TERMOCANDELARIA	7	7	100.0%
TERMOEMCALI	24	24	100.0%
TERMOTASAJERO	17	17	100.0%
TERMOYOPAL	20	31	64.5%
TRANSELCA	316	317	99.7%
ZONA FRANCA CELSIA	88	88	100.0%

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

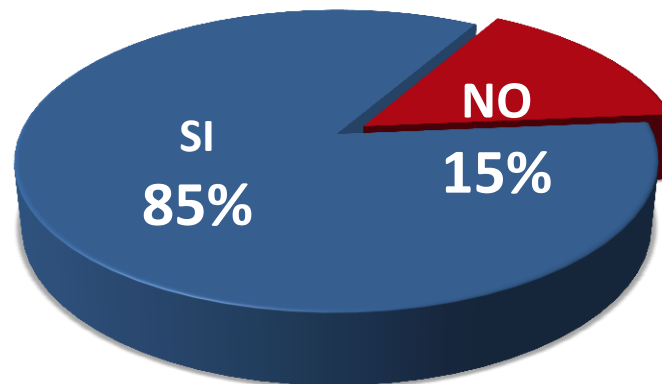


Estado de carga Station Ware

% CARGA actual



% CARGA nueva versión



Nueva versión StationWare 4.0.A

- El 28 de mayo ingreso en operación la versión 4.0.A de StationWare.
- Se incrementó el número de dispositivos disponibles para el reporte de ajustes de relés.
- Como consecuencia se presenta disminución en el porcentaje de información ingresado al aplicativo.

Nuevas Resoluciones

Resolución CREG 024 de 2013

Vigencia a partir de 1 de junio de 2013

Interventoría: todos los proyectos de expansión que se ejecuten en un STR deberán contar con una firma interventora, la cual deberá ser seleccionada a partir de una lista de firmas interventoras elaborada por el CNO.

El CNO elaborará y publicará la lista de firmas interventoras de acuerdo con los parámetros y consideraciones que señale la UPME para tal fin. La lista será revisada por lo menos una vez al año y tendrá en cuenta los comentarios que la UPME y la SSPD emitan sobre el desempeño, calidad y experiencia de los interventores.

La primera lista de firmas habilitadas para desarrollar la interventoría de los proyectos del STR deberá ser publicada por el CNO dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigencia de la resolución.

Nuevas resoluciones:

1. **Res. CREG 044 de 2013 (Vigencia a partir del 9 de mayo):** Por la cual se modifica y adiciona el Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional que hace parte de la Resolución CREG 025 de 1995, mediante la cual se adopta el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.



■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

2013