



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 166

Jueves, 4 de julio 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 - 166

Jueves, 4 de julio de 2013



Contenido

- Principales riesgos atención demanda
 - ❑ Situaciones operativas relevantes
 - ❑ Seguimiento área Oriental
 - ❑ Riesgos por retraso de entrada de proyectos Transmisión y Generación
- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético
- Varios
 - ❑ Estado de actualización Base de datos de protecciones en StationWare
 - ❑ Nueva normatividad





Principales riesgos para la atención confiable de la demanda

Situaciones operativas relevantes
Avances en los temas de: El Bosque,
Neiva, Amoyá, expansión STN - STR

Situaciones operativas relevantes

Huila - Tolima

- Amoyá: Continúa limitada por dificultades con la operación de los enlaces Natagaima – Prado 115 kV y Natagaima – El Bote a 115 kV. Riesgo: Conexión radial de generadores que ocasiona atrapamiento de generación ante contingencia en la red.
- En las últimas reuniones de CD y SEE, Electrohuila y Enertolima presentaron sus planes de acción para mitigar los disparos que se presentan en los circuitos Natagaima – Prado 115 kV, Natagaima – El Bote a 115 kV y Natagaima – Tuluní a 115 kV
- El 4 de julio se realizará reunión entre Isagen, Electrohuila, Enertolima y XM para evaluar las acciones requeridas para operar los tres enlaces cerrados.

Seguimiento expansión

- STN: No se ha adoptado el plan de expansión 2013 – 2026
- STR: No se ha realizado reunión de seguimiento a las acciones con MME.



Situación operativa Atlántico 20 de junio de 2013

Despacho del 19 de junio

(C0093198) BL1 OASIS A EL RIO 110 kV P01-P24

17/06 – 23/06 Se Obligo seguridad en Flores IV

(C0090787) FLORES 1 P01-P24

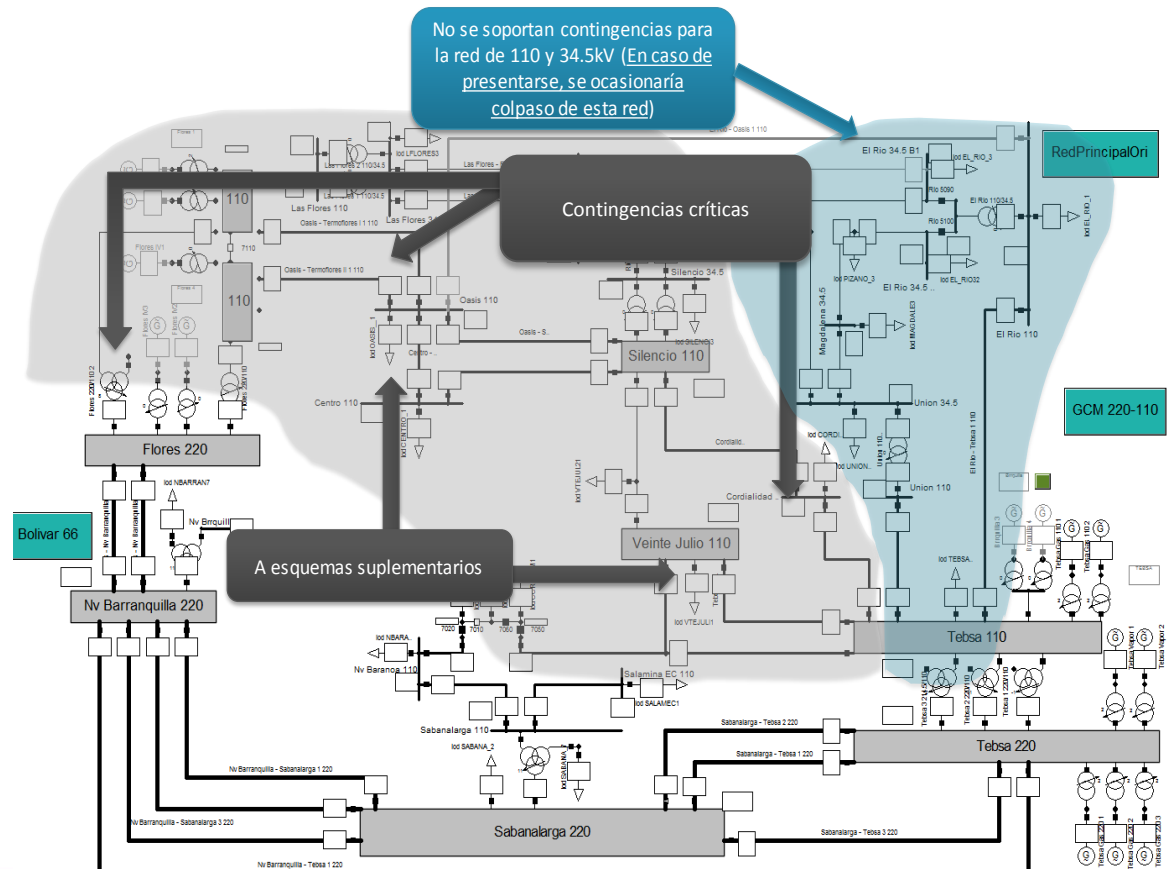
18/06 – 13/07/2013

OFERTA FLORES IV = 0 MWP01-P13, por pruebas de ruido

RIESGOS IDENTIFICADOS

En algunos periodos, no era posible cubrir contingencias N-1 sin generación en Flores 1 ó Flores IV.

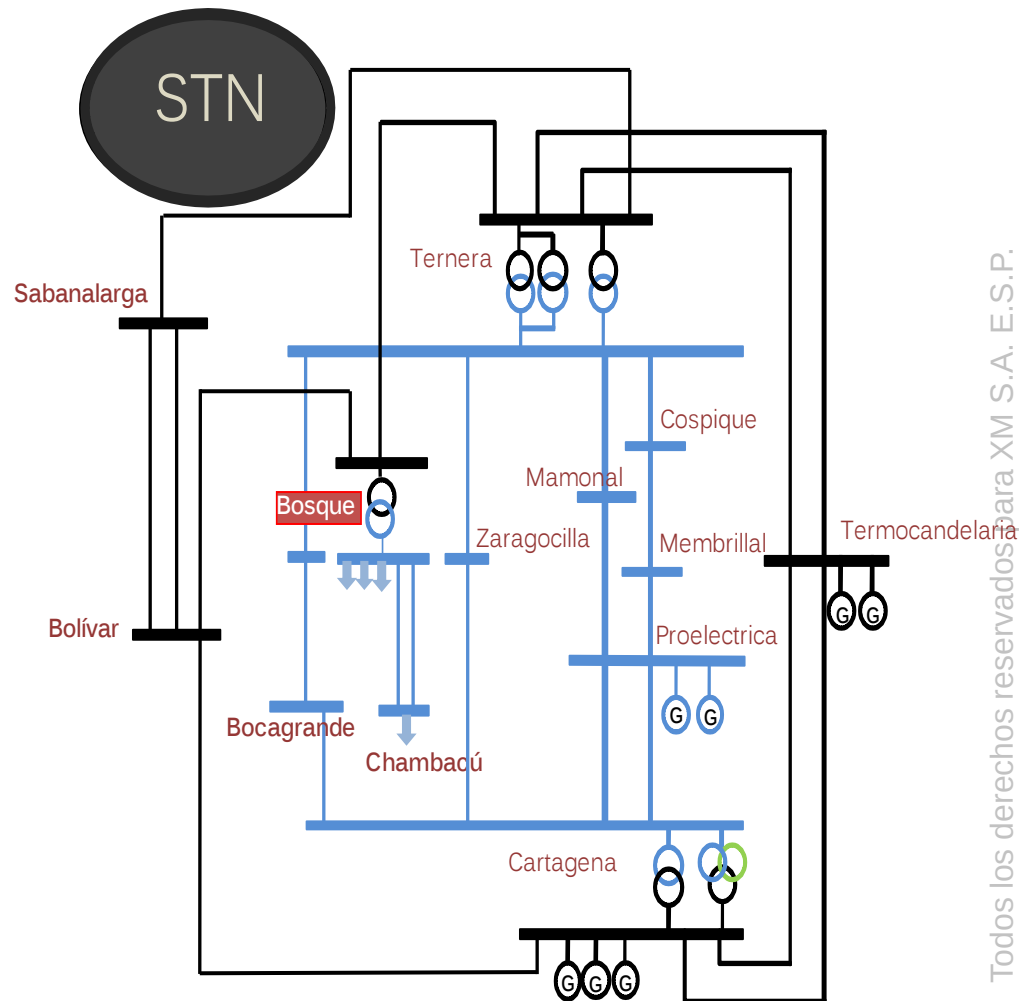
Algunas contingencias provocarían actuación de los esquemas suplementarios del área.



Situación operativa Bolívar 66 kV

- En reunión 211 del SEE, Electricaribe planteó las alternativas para enmallar la red de 66 kV con la entrada del proyecto El Bosque.
- El 1 de julio Electricaribe finalizó las reconfiguraciones en la red de 66 kV asociadas con el proyecto (Bosque – Chambacú 1 y 2 66 kV, Cartagena – Zaragocilla 66 kV), las mismas fueron declaradas en operación el 3 de julio a las 17:00 horas.
- El transformador El Bosque 220/66 kV se encuentra alimentando la totalidad de la carga de Bosque y Chambacú.

Riesgo: Baja confiabilidad en la atención de 100 MW (Bosque + Chambacú) radiales desde el Bosque.



Para la adecuada atención de la demanda se requiere que el sistema de 66 kV de Bolívar opere de manera enmallada, según la definición del proyecto El Bosque.

Seguimiento área Oriental

Acciones realizadas en área Oriental

Ante la probabilidad de no contar con el proyecto Nueva Esperanza para la demanda máxima de 2014, se han evaluado diferentes alternativas en conjunto con la UPME y agentes involucrados para la atención confiable y segura de la demanda de Bogotá, lo anterior considerando que para la fecha se cuenta con algunos elementos del proyecto Nueva Esperanza en sitio (Transformadores y equipos de patio):

- ✓ La instalación de un transformador en la subestación Bacatá (500/230kV temporal o 500/115kV definitivo + reconfiguraciones en el STR).
- ✓ Conexión total o parcial de compensación capacitiva definida para el área Meta (2x25Mvar en Ocoa, 2x20Mvar en Suria, 2x5Mvar en Puerto López).
- ✓ La instalación del SVC en Tunal 230kV (Resolución CREG 064 -2013).

De las reuniones realizadas se elaboró el siguiente plan de acción:



Plan de acción alternativas área Oriental – Mes de julio

¿Qué?	¿Quién gestiona?	¿Cuándo?
Definir la mejor estimación de fecha de entrada en operación de Nueva Esperanza	UPME	Segunda semana de julio
Reunión EPM-EMSA-EEB-ISA-XM-UPME sobre estado de avance de obras y posibilidades de conexiones y traslados	UPME - XM	Segunda semana de julio
Envío de carta a CODENSA solicitando la posibilidad de trasladar el transformador 500/115kV y sus bahías	UPME	Primera semana de Julio
Evaluar la viabilidad de reconfiguraciones en 115kV	CODENSA	Por definir en la reunión de la segunda semana de julio
Evaluar la viabilidad del traslado del transformador 500/115kV y sus bahías	CODENSA	Por definir en la reunión de la segunda semana de julio



Riesgos por retraso de entrada de proyectos Transmisión y Generación

Riesgos en la atención de la demanda

Confiabilidad

La capacidad de satisfacer las necesidades de energía que tienen los usuarios finales, aun teniendo fallas inesperadas en equipos u otros factores que puedan reducir la cantidad de energía disponible.

Seguridad

Capacidad que tiene el sistema de potencia para soportar perturbaciones repentinas e inesperadas.

Suficiencia

Tener los recursos suficientes para ofrecer a los clientes el suministro continuo de energía eléctrica con el voltaje y la frecuencia adecuada la mayor parte del tiempo posible.



filial de isa

Proyectos de expansión que a la fecha deberían estar en operación

Seguridad

Subestación Bosque 220/66 kV – 150 MVA y obras asociadas

Definición: Diciembre 2007 Plan de Expansión 2008 – 2022.

Fecha de entrada en operación según Resolución MME 182149 de 2007: **Noviembre 2009.**

Primera fecha de entrada en operación según Documentos de Selección de la UPME: **Octubre 2010.**

Proyecto Armenia 230/115 kV y obras asociadas

Definición del proyecto: Junio 2009 Plan de Expansión 2009 – 2023.

Fecha de entrada en operación según Resolución MME 180946 de 2011: **Noviembre 2011.**

Primera fecha de entrada en operación según Documentos de Selección de la UPME: **Noviembre 2013.**

Tercer transformador Chinú 500/115 kV -150 MVA

Fecha de entrada en operación Concepto UPME: **Diciembre 2012.**

Proyecto Nueva Esperanza 500/230/115 kV y obras asociadas

Definición del proyecto: Diciembre 2007 Plan de Expansión 2008 – 2022.

Fecha de entrada en operación según Resolución MME 182149 de 2007: **Noviembre 2010.**

Primera fecha de entrada en operación según Documentos de Selección de la UPME: **Octubre 2011.**

Proyecto Sogamoso 500/230 kV y obras asociadas

Definición del proyecto: Junio 2009 Plan de Expansión 2009 – 2023.

Fecha de entrada en operación según Resolución MME 180946 de 2011: **Septiembre 2013.**

Primera fecha de entrada en operación según Documentos de Selección de la UPME: **Junio 2013.**

Segundo transformador Jamondino 230/115 kV – 150 MVA

Fecha de entrada en operación Concepto UPME: **Diciembre 2012.**

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



filial de isa

● Minimiza restricciones

● Elimina restricción

● Impone nueva restricción

Proyectos de generación que a la fecha deberían estar en operación

Suficiencia

Asignación de plantas nuevas, subasta de mayo 6 de 2008

Amoyá*

Capacidad Efectiva Neta: 80 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: S/E Tuluní 115 kV
Fecha OEF inicial: Diciembre 2012
(reconfiguración diciembre 2013)

Gecelca 3

Capacidad Efectiva Neta: 150 MW
Tecnología: Carbón
Conexión: S/E Cerromatoso 110 kV
Fecha OEF inicial: Diciembre 2012
(reconfiguración diciembre 2013)

Termocol

Capacidad Efectiva Neta: 201 MW
Tecnología: Gas Natural / Diesel (Fuel Oil 2)
Conexión: S/E Termocol 220 kV
Fecha OEF inicial: Diciembre 2012
(reconfiguración diciembre 2013)

***Se encuentra en operación desde mayo de 2013**

Total MW Asignados 2013: 429 MW
Total MW disponibles a la fecha: 80 MW

Proyectos de generación futuros - GPPS

Suficiencia

Asignación de plantas nuevas, subasta de junio 21 de 2008

Pescadero-Ituango

Capacidad Efectiva Neta: 1200 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Nueva S/E Ituango 500 kV
Fecha de entrada inicial: Diciembre 2018

Quimbo

Capacidad Efectiva Neta: 396 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Nueva S/E Quimbo 230 kV
Fecha de entrada inicial: Diciembre 2014

Sogamoso

Capacidad Efectiva Neta: 800MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Nueva S/E Sogamoso 230 kV
Fecha de entrada inicial: Diciembre 2014

Cucuana

Capacidad Efectiva Neta: 60 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Mirolindo 115 kV
Fecha de entrada inicial: Diciembre 2014

Porce IV

Capacidad Efectiva Neta: 400 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: -
Fecha de entrada inicial: Diciembre 2015

Miel II

Capacidad Efectiva Neta: 135 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: -
Fecha de entrada inicial: Diciembre 2014

	2014	2015	2018
Total MW Asignados	1,391	400	1,200
Total MW Esperados	860 Sogam+Cucua	396 Quimbo	1,200 Ituango

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



filial de isa

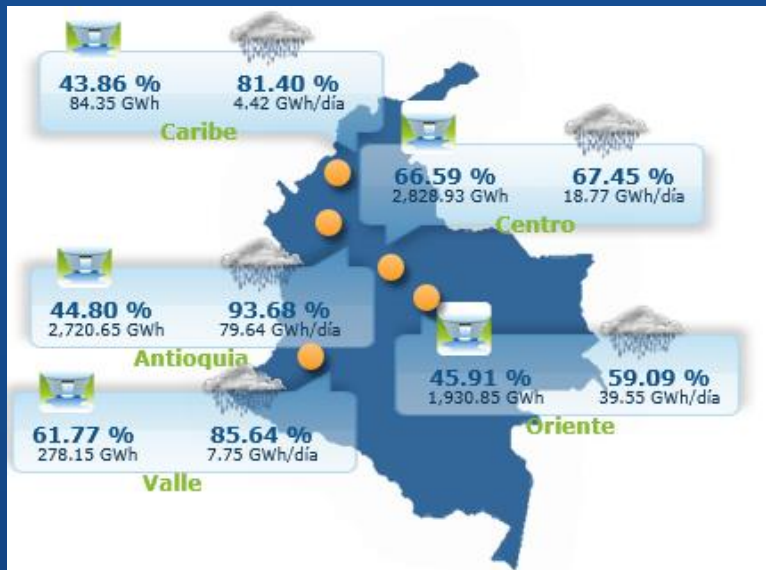
 De acuerdo a cronograma
 Presenta retrasos
 No serán ejecutados
 Depende de la entrada del proyecto de expansión



Variables

Estado de variables hídricas – Junio 30 de 2013

Junio 30



Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Reservas Hídricas

51.70 %
7,842.93 GWh



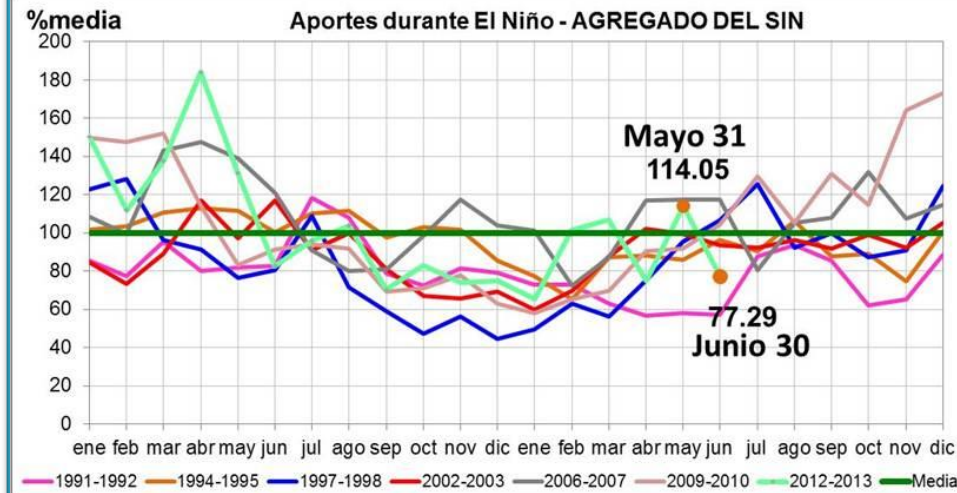
Aportes Hídricos
(Prom. día acumulado
en el mes)

77.29 %
153.14 GWh/día

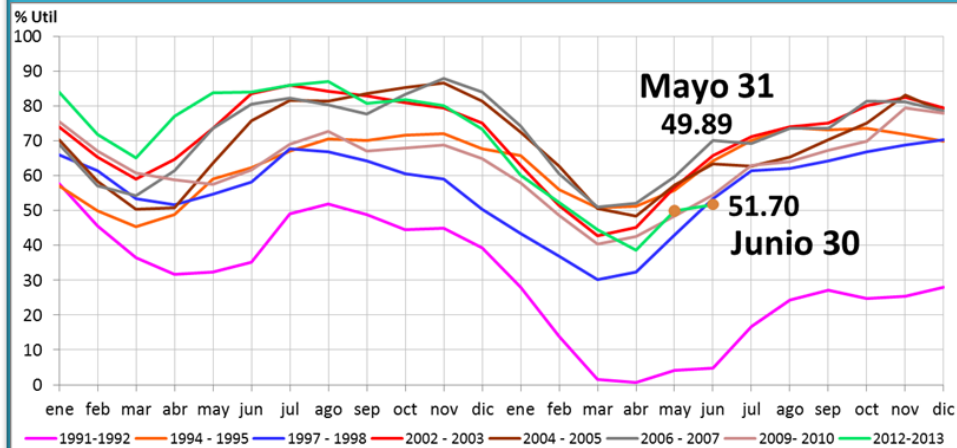
APORTES HISTÓRICOS

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago
Aportes SIN (GWh/día)	86.3	80.32	91.08	137	189	198.1	192.8	170.5
Real (%media)	65.7	101.6	106.9	75.1	114.4	77.3		

APORTES

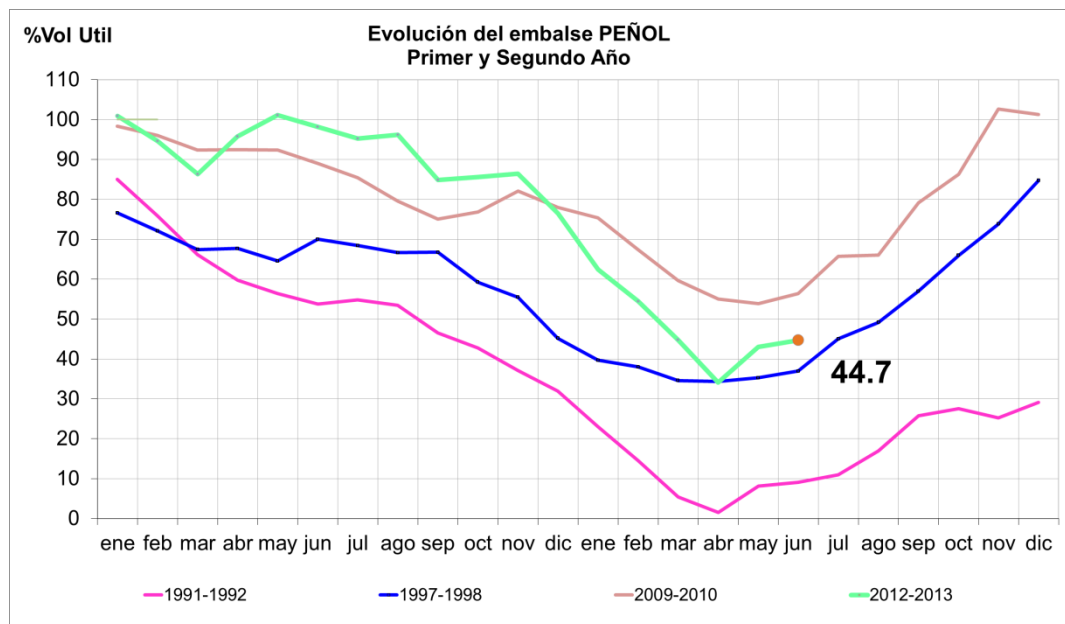
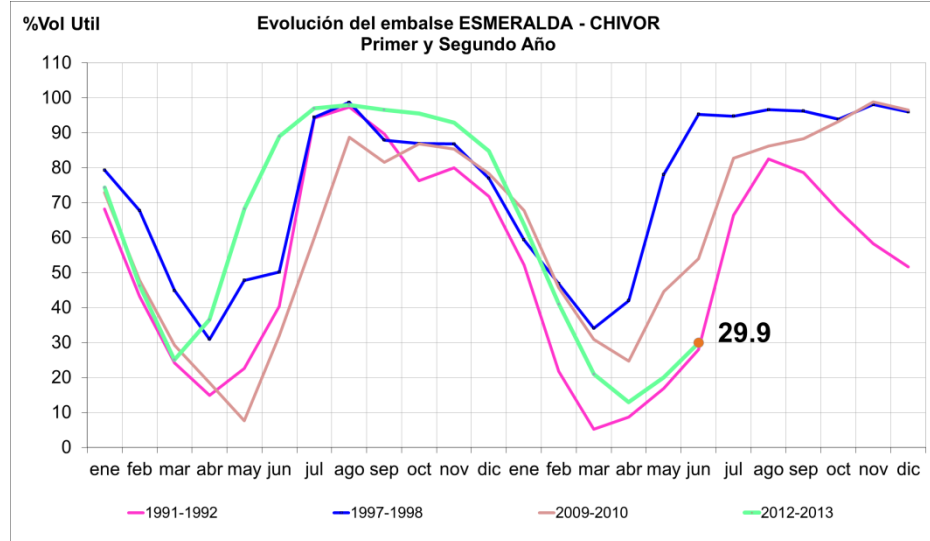
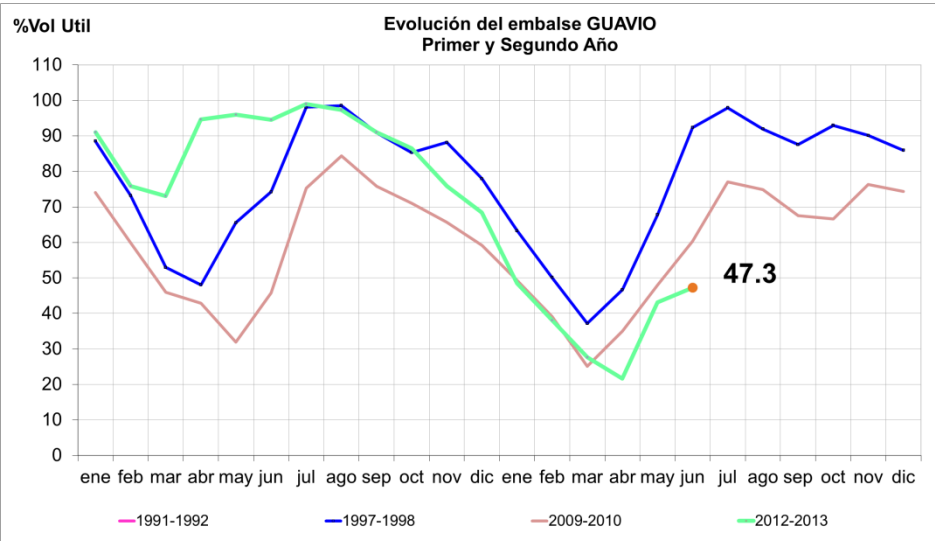


RESERVAS



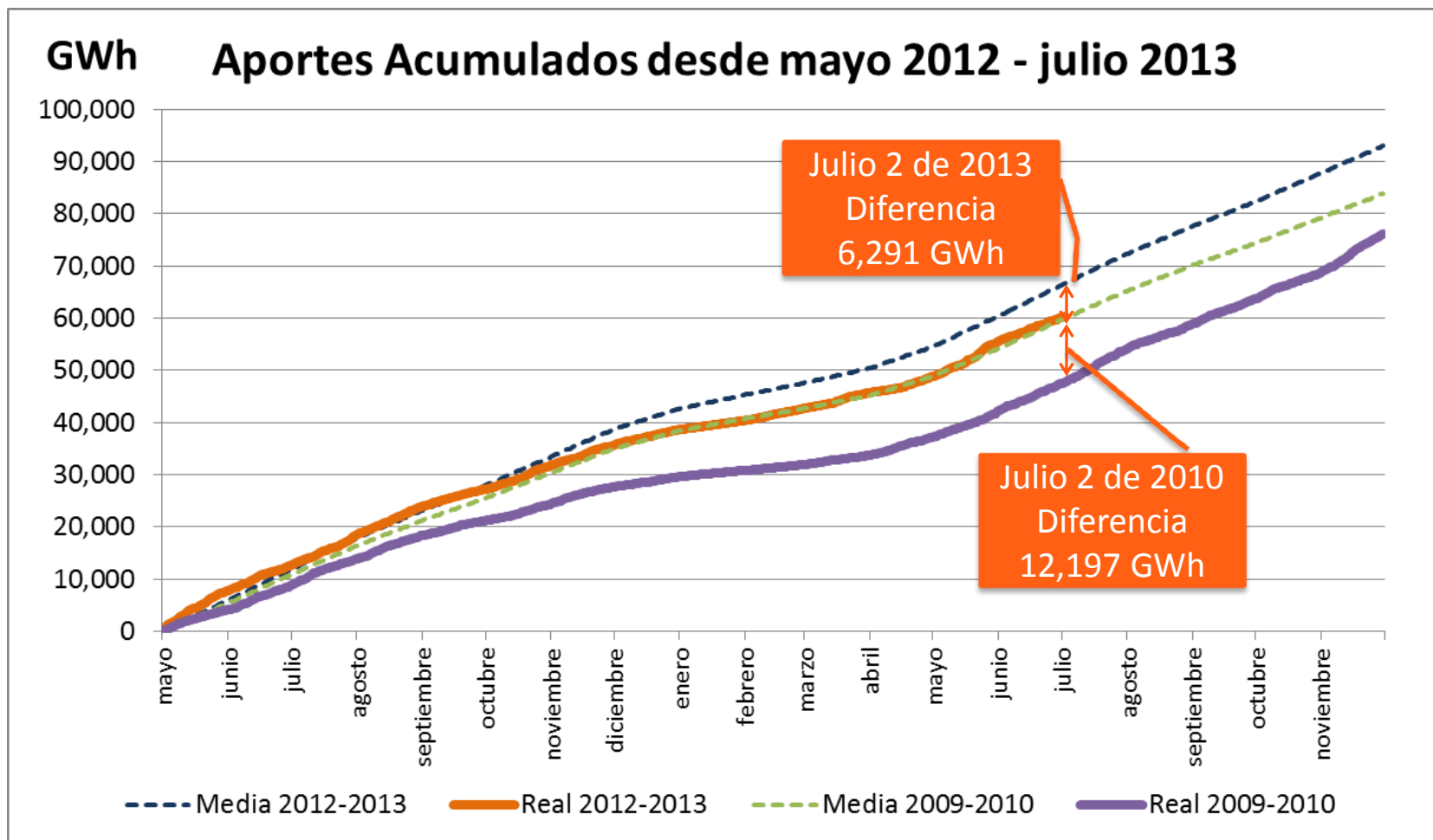
capacidad útil del embalse: 15,169.26 GWh

Principales Embalses – Junio 30 de 2013



Datos hasta el 30 de junio

Aportes acumulados



Volumen de los embalses a junio 30 de 2013

Volumen Util Diario Vertimiento Acum

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

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	57.6	0.0
MIRAFLORES	23.7	0.0
PENOL	44.7	0.0
PLAYAS	106.6	4.7
PORCE II	17.6	0.0
PORCE III	69.0	28.8
PUNCHINA	55.6	0.0
RIOGRANDE2	45.6	0.0
SAN LORENZO	41.0	0.0
TRONERAS	31.7	0.0
total Antioquia	44.8	33.5

CARIBE	%	GWh
URRA1	43.9	0.0
total Caribe	43.9	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	66.8	0.0
BETANIA	57.4	0.0
MUNA	80.1	0.0
PRADO	61.3	0.0
total Centro	66.6	0.0

Volumen Util Diario Vertimiento Acum

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

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	59.5	0.0
ESMERALDA	29.9	0.0
GUAVIO	47.3	0.0
total Oriente	45.9	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	63.8	0.5
CALIMA1	49.0	0.0
SALVAJINA	76.1	0.0
total Valle	61.8	0.5

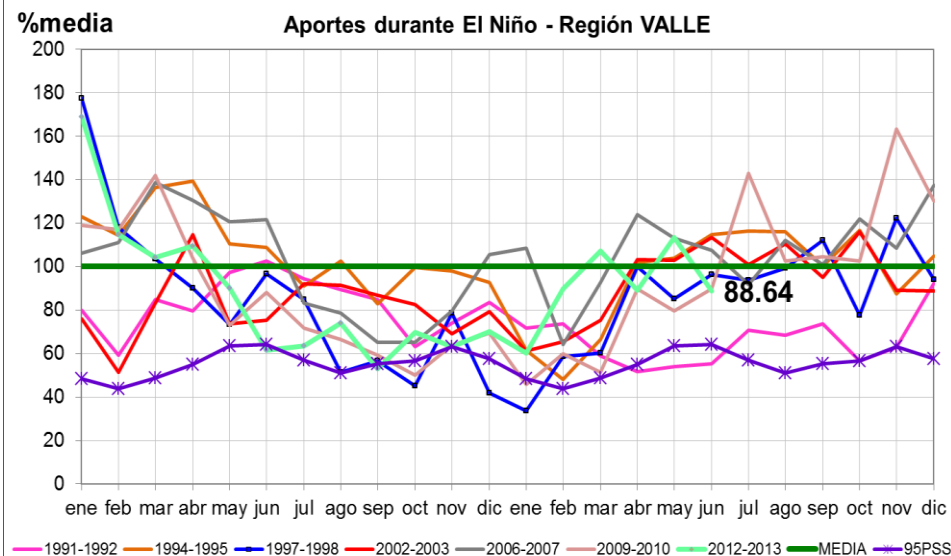
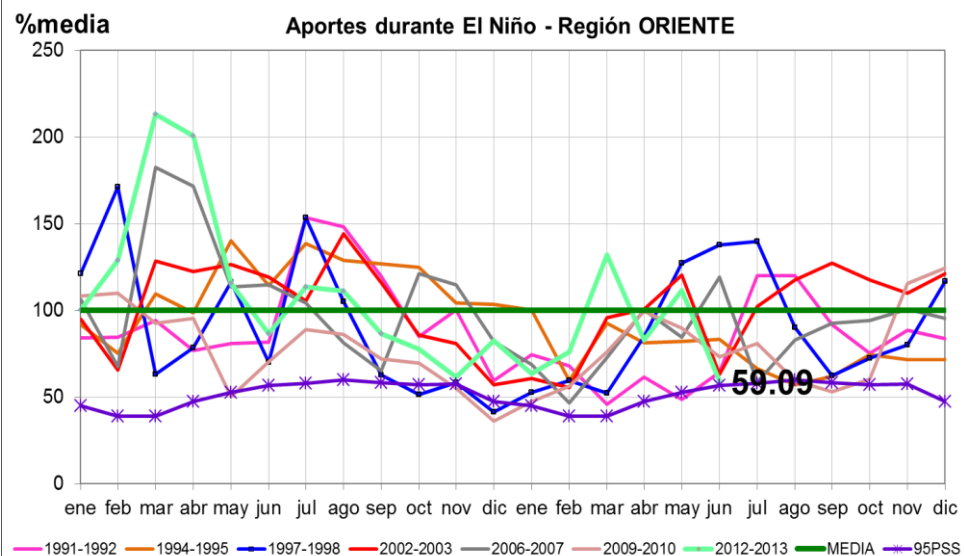
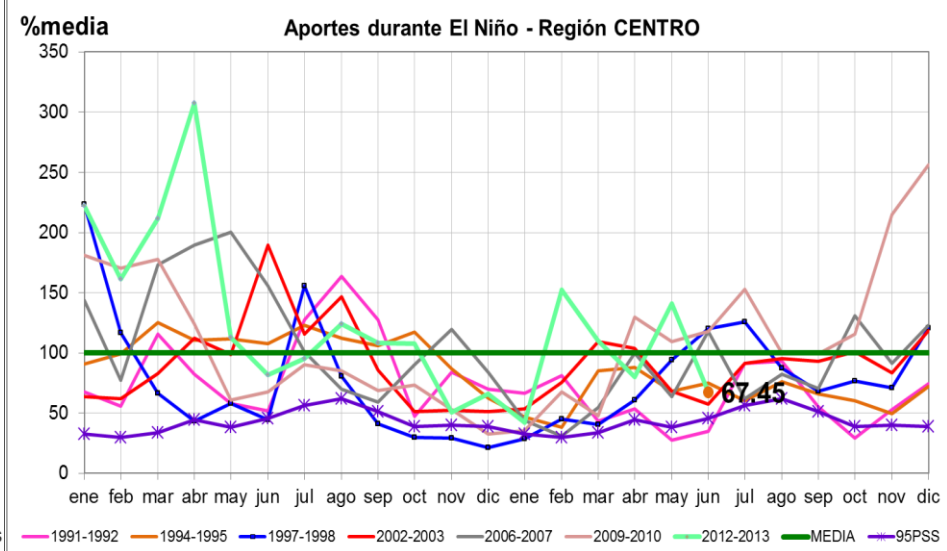
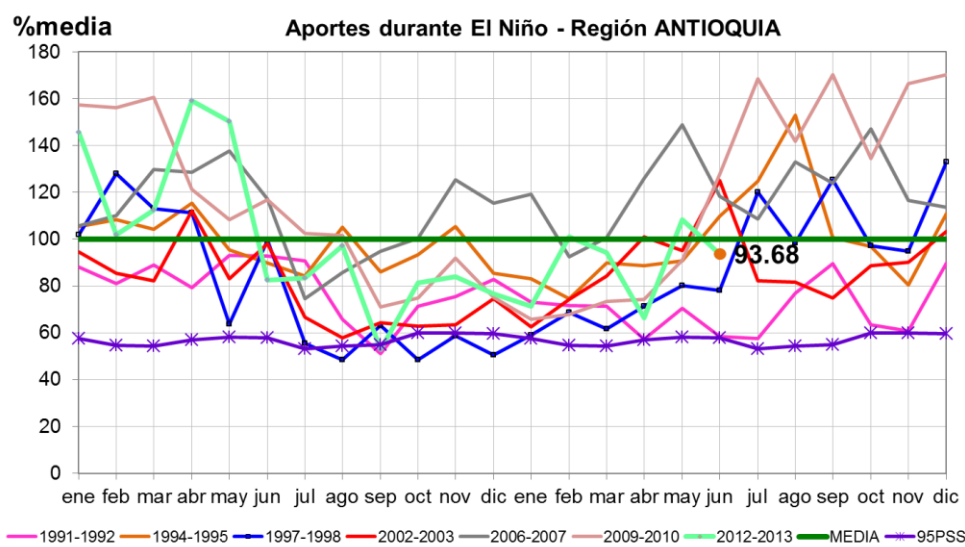
Total Acumulado -SIN-	51.70%	33.99
------------------------------	---------------	--------------



filial de isa

Datos hasta el 30 jun

Aportes regionales – Junio 30



Datos hasta el 30 de junio

Aportes hídricos acumulados a junio 30 de 2013

ANTIOQUIA		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	11.4	116.3
CONCEPCION	1.6	62.3
DESV. EEPPM (NEC,PAJ,DOL)	2.6	70.5
DESV. GUARINO	1.0	54.2
DESV. MANSO	0.0	4.1
GRANDE	9.5	82.2
GUADALUPE	6.6	87.8
GUATAPE	5.6	98.9
MIEL I	2.4	76.7
NARE	19.2	91.2
PORCE II	12.0	107.7
PORCE III	2.2	127.3
SAN CARLOS	4.3	125.1
TENCHE	1.3	84.0
TOTAL REGIÓN	79.6	93.68

ORIENTE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	13.1	52.1
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	5.3	58.1
GUAVIO	21.2	66.3
TOTAL REGIÓN	39.6	59.09

	GWh día	%media
TOTAL ACUMULADO SIN	153.1	77.3

CENTRO		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
AMOYA	2.9	122.7
BOGOTA N.R.	9.3	57.8
MAGDALENA BETANIA	6.2	70.6
PRADO	0.3	64.2
TOTAL REGIÓN	18.8	67.4

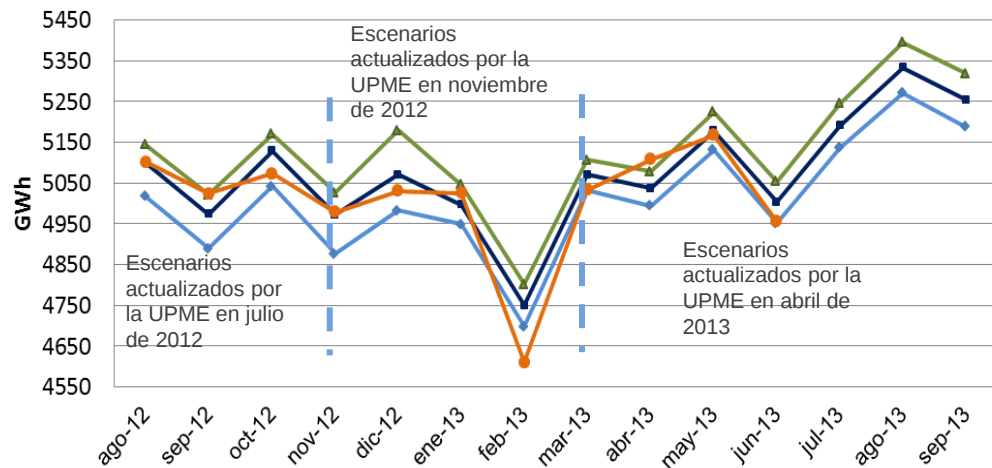
VALLE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
ALTOANCHICAYA	4.3	91.8
CALIMA	0.5	91.4
CAUCA SALVAJINA	2.4	80.5
DIGUA	0.3	77.8
FLORIDA II	0.2	54.5
TOTAL REGIÓN	7.8	85.64

CARIBE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
SINU URRRA	4.4	81.4
TOTAL REGIÓN	4.4	81.40

Variables hídricas a hoy (julio 2 de 2013)

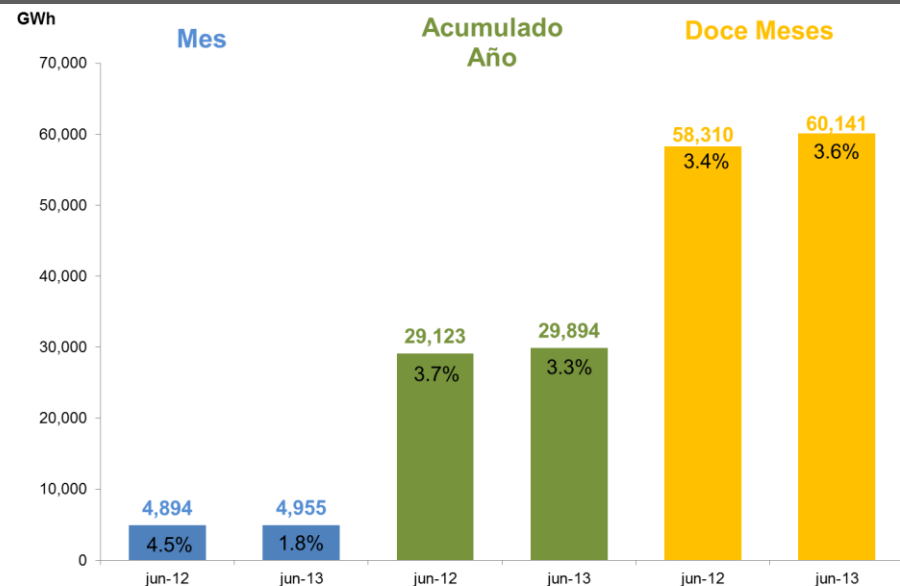


Comportamiento de la demanda

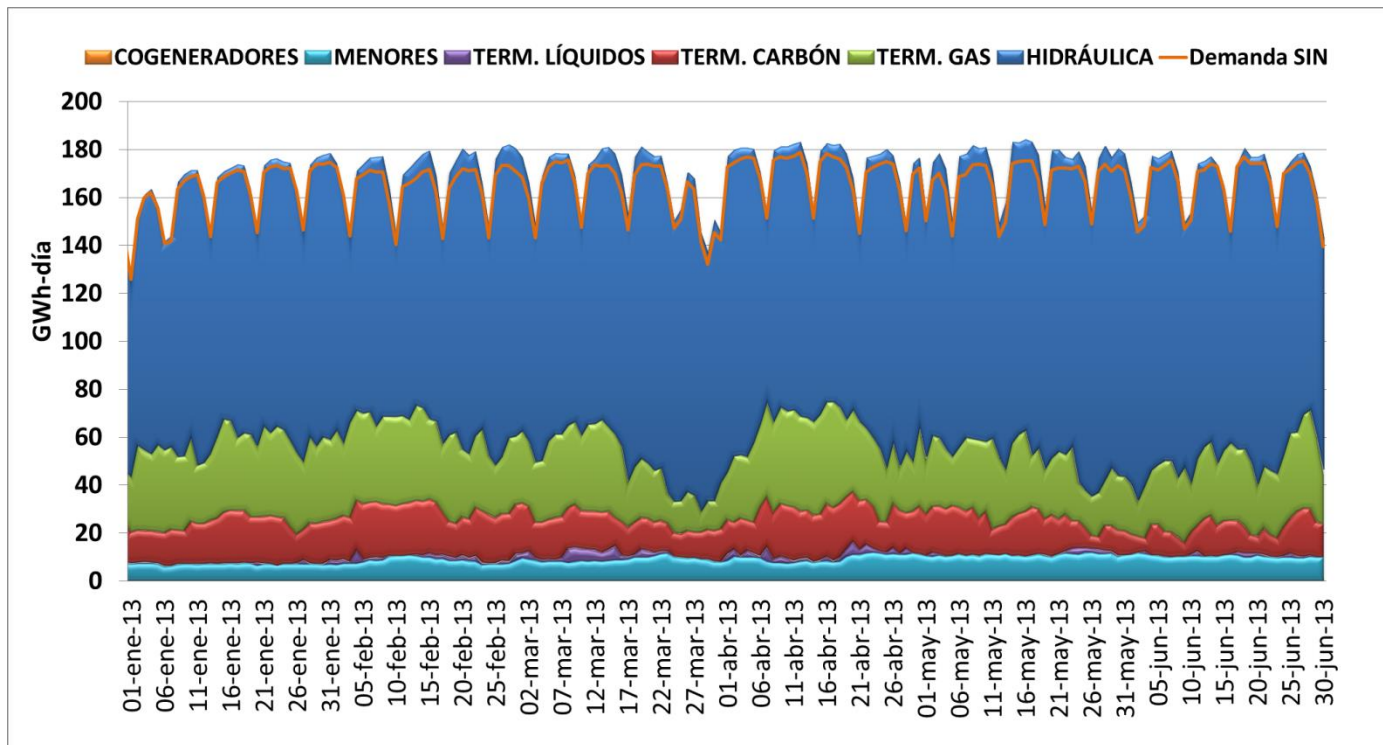


Información Preliminar

Con información de TX2 (demanda de energía) hasta el 27 de junio de 2013, el bajo crecimiento en junio se debió principalmente al decrecimiento de la industria manufacturera con un 0.8% y minas y canteras con 3.2%, donde se destaca principalmente el bajo consumo en la industria manufacturera de Aceros Diaco – Tocancipá, Holcim, Fabricato y Cementos del Caribe que paso de consumir 41.7 GWh en 2012 a 19.1 en 2013. Entre tanto en Minas y Canteras sobresale el bajo consumo de Occidental que paso de 47.9 GWh a 17.7 GWh.



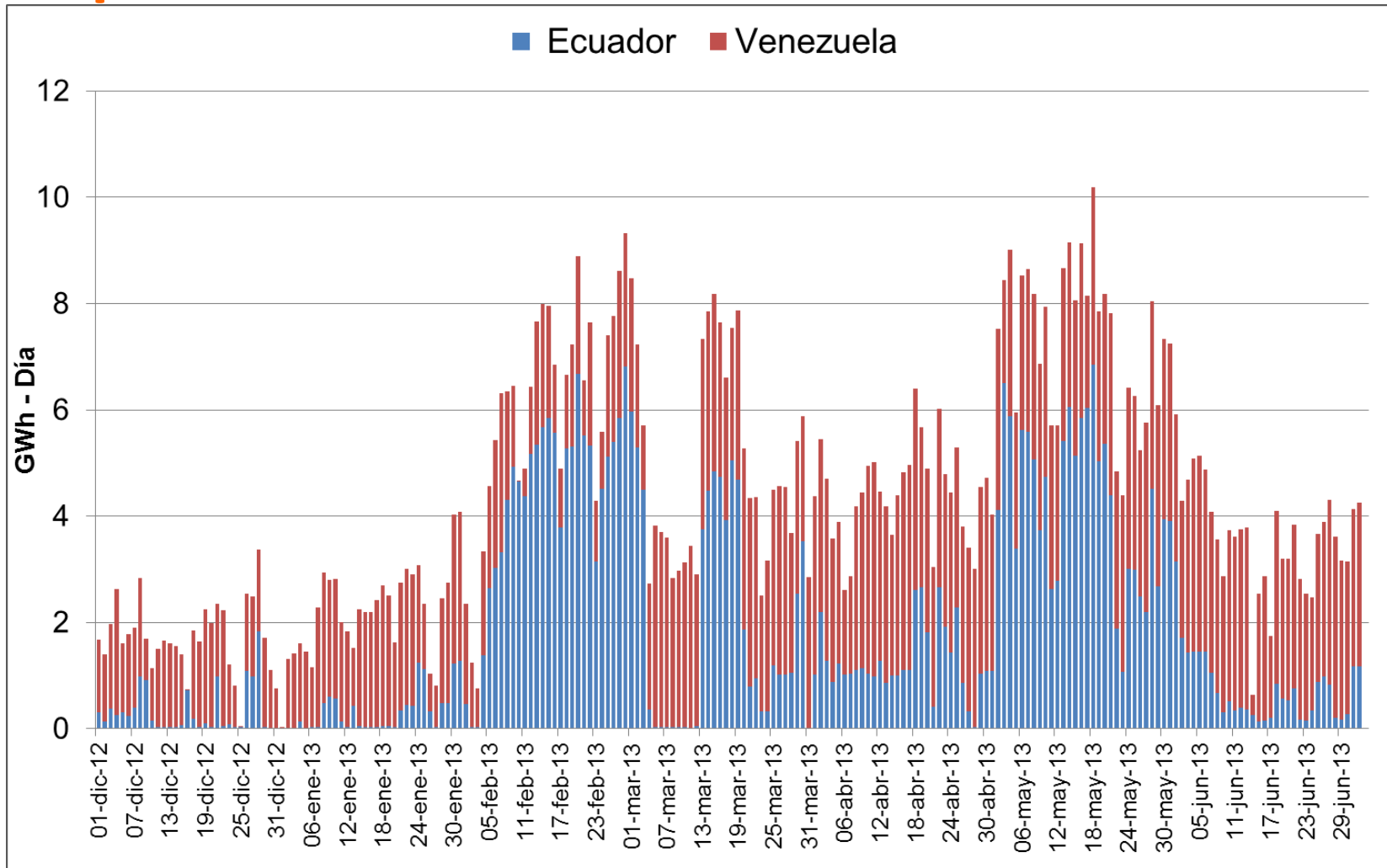
Generación total



Generación promedio día (GWh-día)						
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Hidráulica	107.03	107.34	117.04	111.94	121.96	117.54
Térmica	50.61	54.38	41.70	52.80	40.83	40.89
Gas	32.27	33.30	25.39	32.81	25.51	28.19
Carbón	17.27	19.98	14.29	18.32	14.76	11.76
Líquidos	1.07	1.10	2.03	1.66	0.56	0.94
Menores	6.39	7.80	8.35	8.84	10.39	9.41
Cogeneradores	0.90	0.99	0.90	0.95	0.60	0.60
Total	164.93	170.52	167.99	174.53	173.77	168.44

* Valores preliminares de junio de 2013

Exportaciones



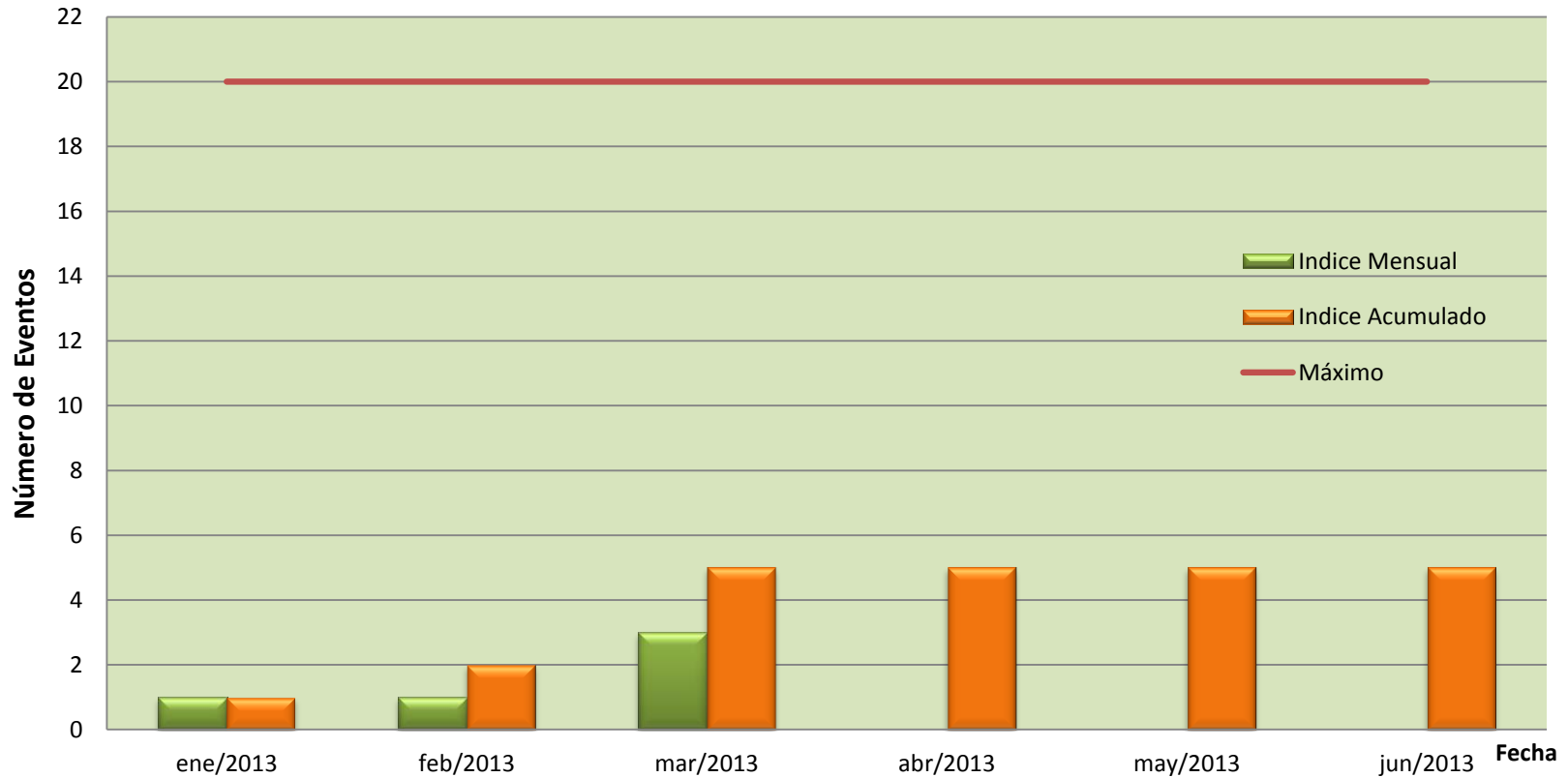
En cuanto a importaciones ➔ Desde el 13 de junio se ha importado, desde Ecuador, 0.4 GWh/promedio día



Indicadores de calidad

Tensión Fuera de Rango

Eventos de Tensión Fuera de Rango
Enero 2013 - Junio 2013

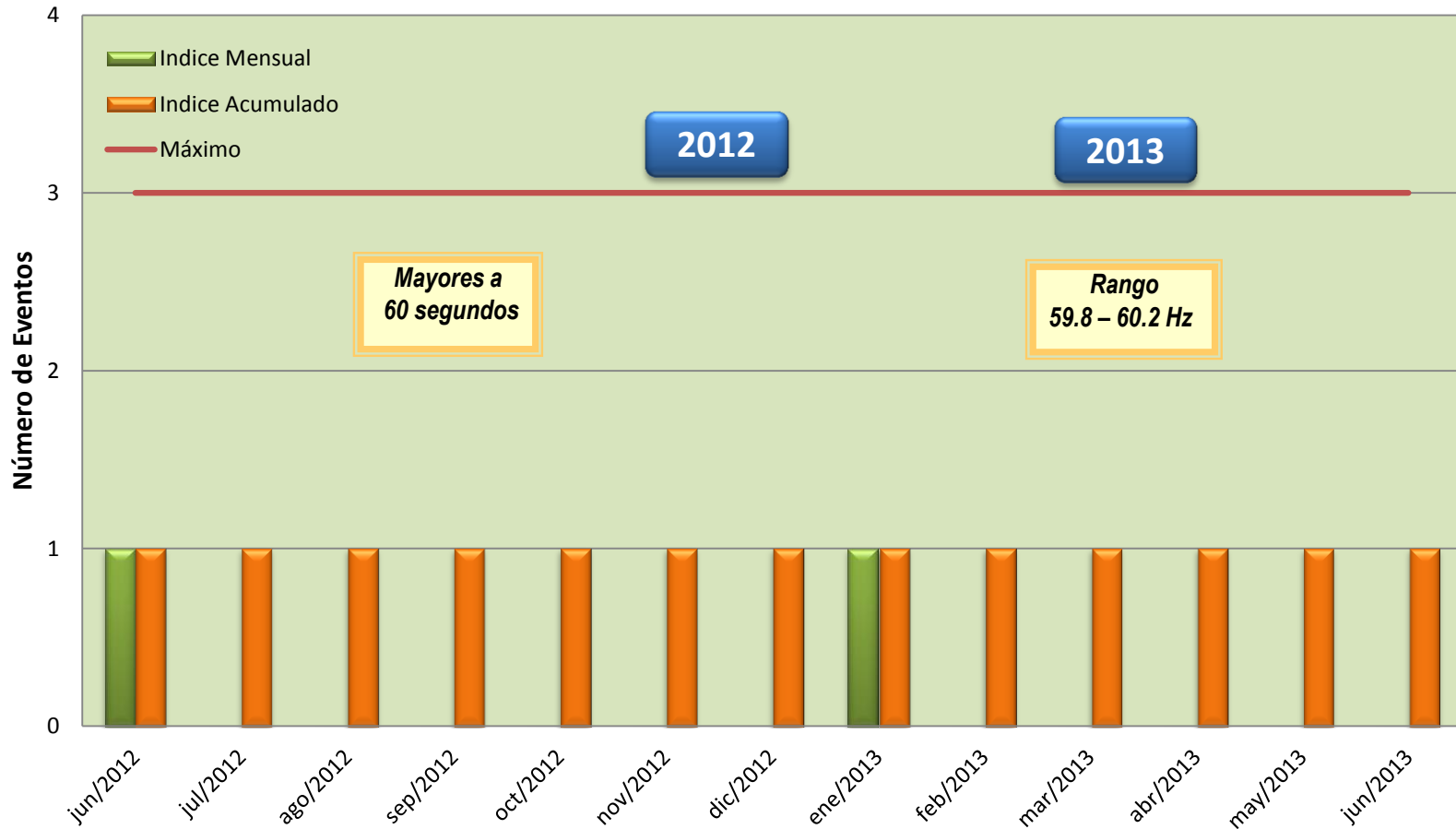


En el mes de junio no se presentaron eventos de tensión en el sistema.



Variaciones de Frecuencia

Eventos de Frecuencia Fuera de Rango Junio 2012 - Junio 2013

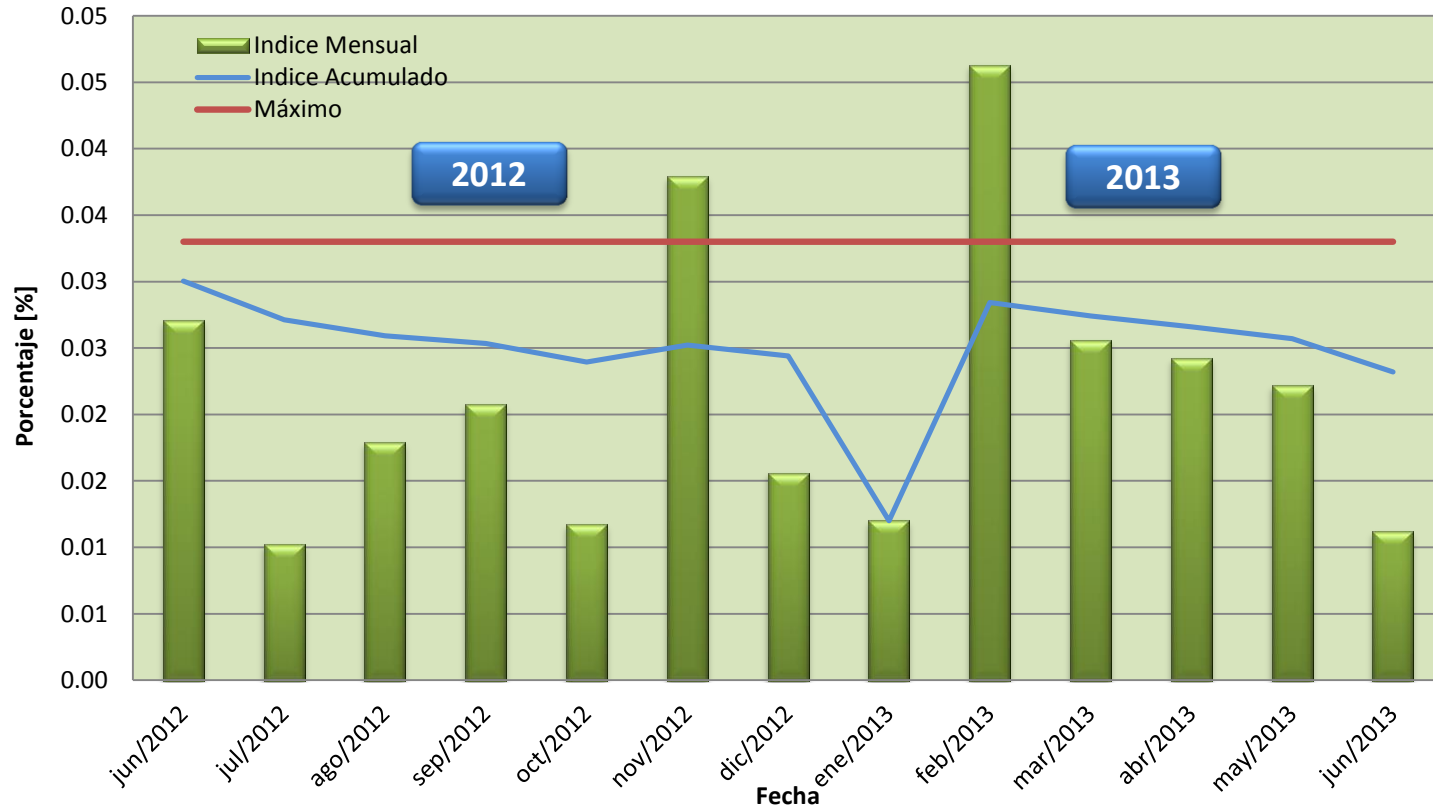


En el mes de junio no se presentaron eventos de frecuencia en el sistema



Porcentaje Demanda No Atendida Programada

Eventos de Demanda No Atendida Programada Junio 2012 - Junio 2013

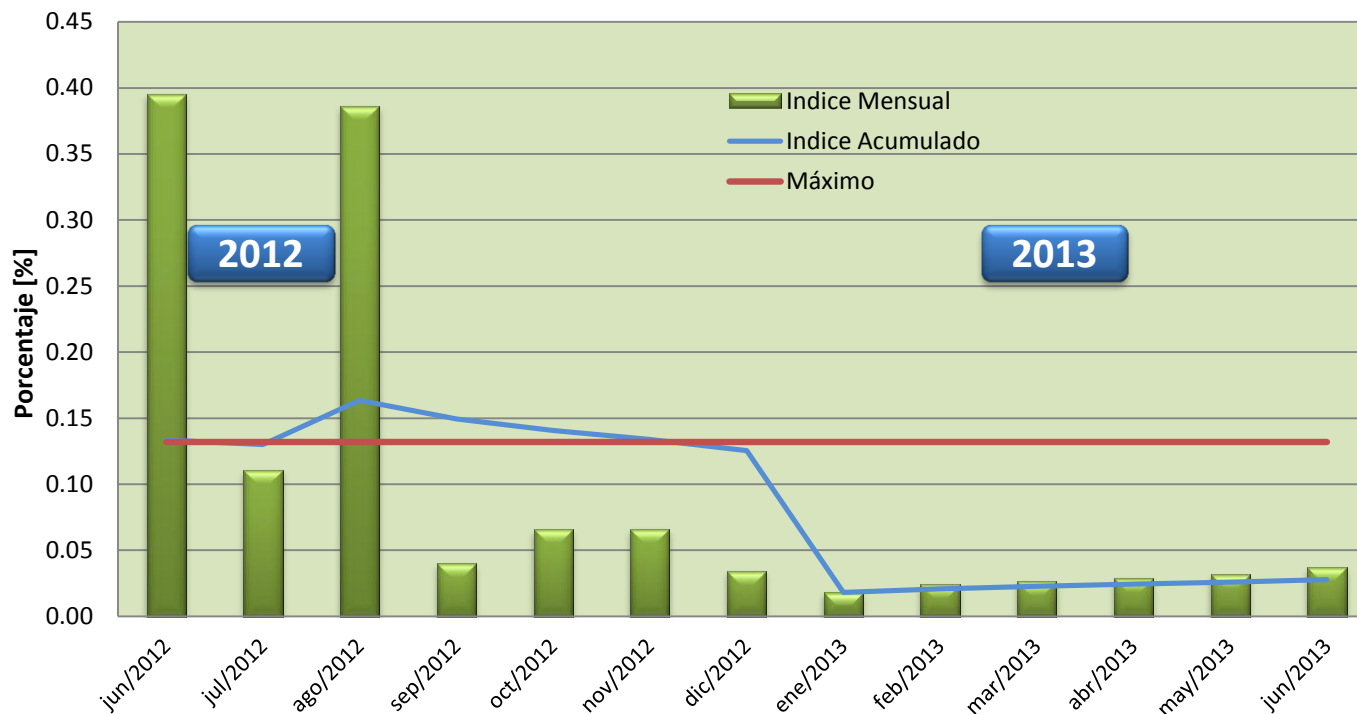


Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 0.56 GWh. Las principales causas fueron:

- Junio 24:** Apertura bajo consignación nacional C0097333 de la línea Altamira-Florencia 115kV, para adecuación y puesta en servicio de la línea Florencia-Doncello 115kV y de la subestación Doncello 115kV (0.190 GWh).
- Junio 16:** Trabajos en la barra de 13.8 kV de la Subestación Nueva Cospique bajo la consignación nacional C0097232, para realizar el traslado del circuito royalco polibol a la barra 2 y el retiro de celda de acople y transición (0.0903 GWh).

Porcentaje Demanda NO Atendida NO Programada

Eventos de Demanda No Atendida No Programada
Junio 2012 - Junio 2013



Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.869 GWh. Las principales causas fueron:

- **Junio 22:** Disparo de todas las bahías de la subestación Chinú 110 kV, quedando sin tensión las subestaciones Boston 110 kV, Chinú Planta 110 kV, Coveñas 110 kV, San Marcos 110 kV, Sincé 110 kV, Magangué 110 kV y Mompox 110 kV, se presentó actuación del ESP deslastrando el 20% de la carga de Montería, la pérdida total de carga fue de 202 MW. En el momento del evento se encontraban realizando trabajos bajo la consignación nacional C0097264 Modulo Común Chinú 110 kV (0.141GWh).
- **Junio 05:** Disparo de la bahía de línea en Florencia hacia Doncello 115 kV y de la bahía por 115 kV del transformador 1 30 MVA en Subestación Florencia, debido al daño de un descargador de sobretensión en la fase B de la Subestación Doncello (0.1396 GWh).



Panorama energético

Resumen Información Básica Simulaciones

Variable/ Información	Descripción
Tipo de Estudio	• Estudio con hidrología estocástica (200 series sintéticas). Caso Coordinado Colombia – Ecuador. • Determinísticos: • Caso 1: Esperada SHyPH • Caso 2: Contingencia SHyPH • Caso 2: Contingencia SHyPH + Hidrología 91-92 desde Dic. 2013
Horizonte	104 semanas (Jul/13 – Jun/15)
Demanda	Escenario Alto de UPME (Marzo/13)
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME Marzo/2013 para Gas, Fuel Oil y carbón
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

Supuesto de Disponibilidad de Combustibles

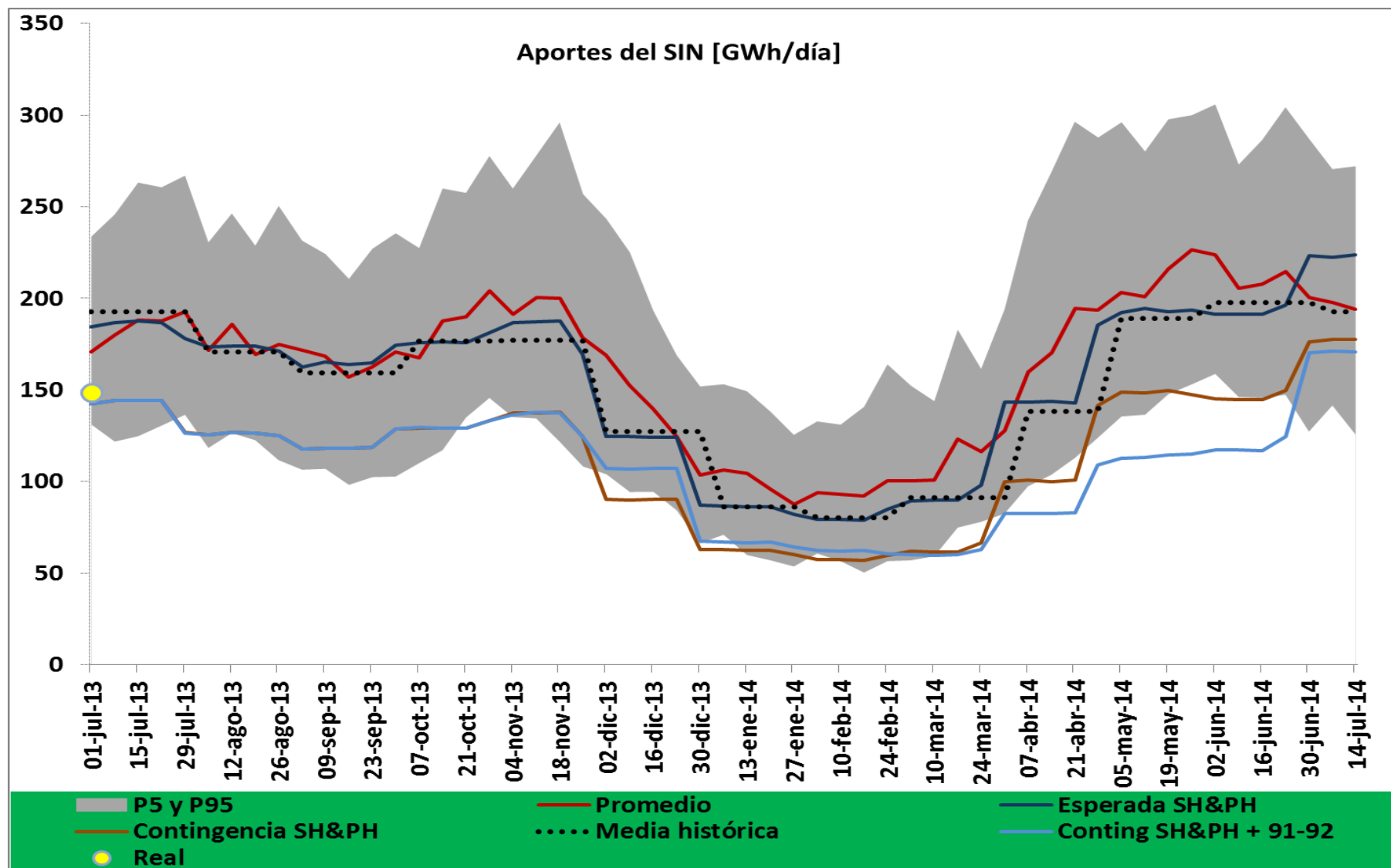
Información de contratos para el C X C (GBTUD)

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

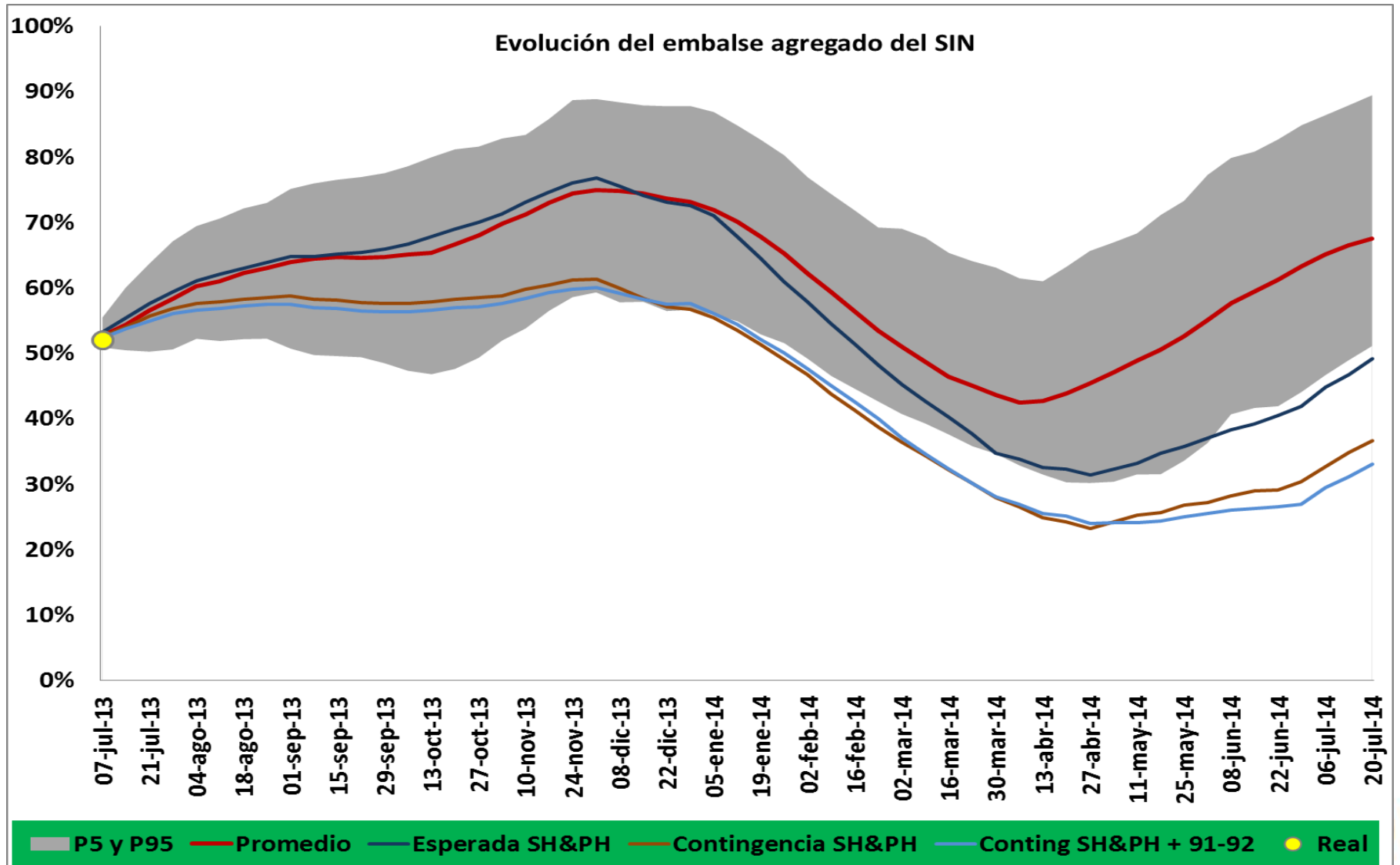
Esta información considera contratos firmes e incluye contratos OCG.
Información brindada por los generadores térmicos al CNO.



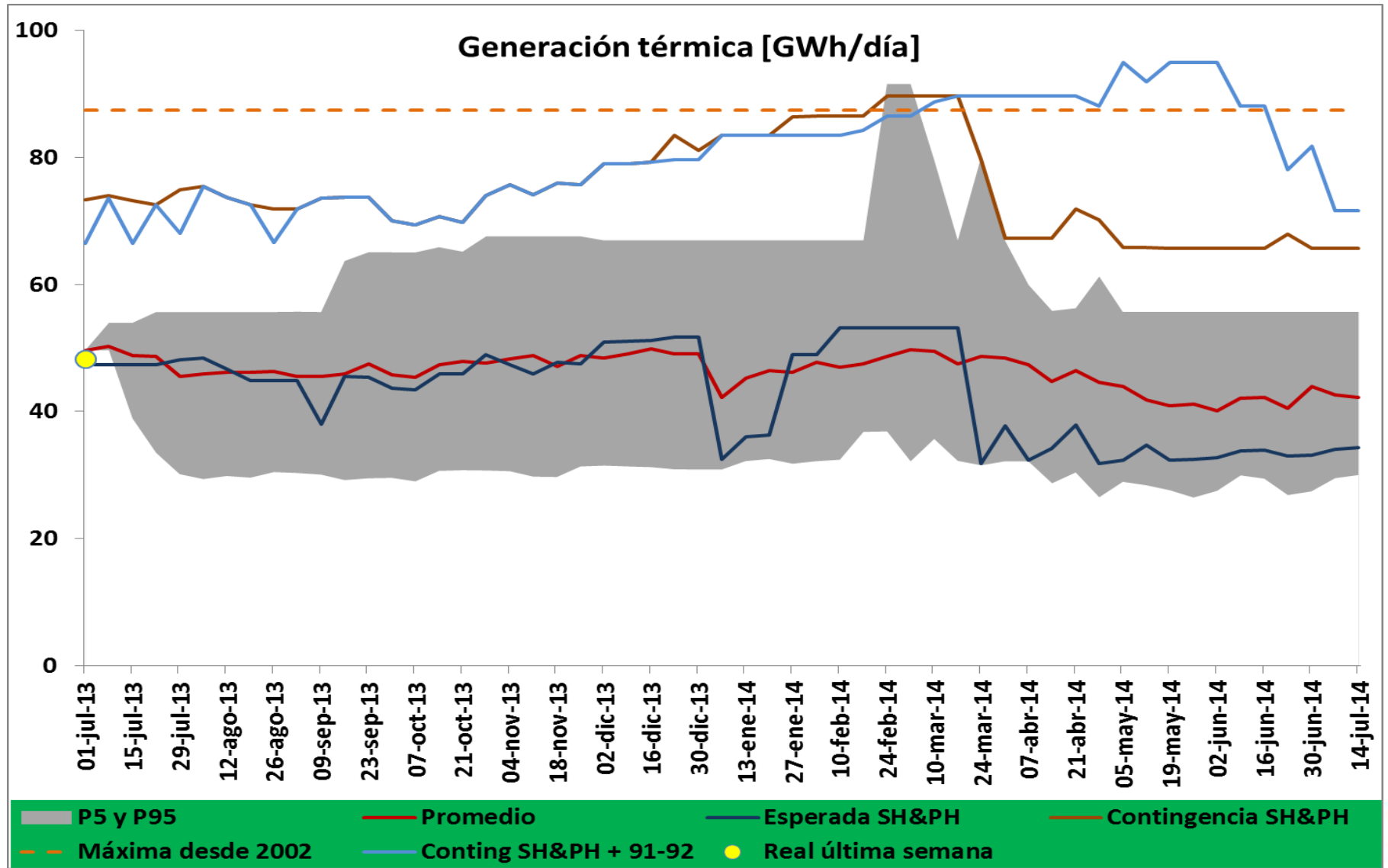
Aportes hidrológicos (GWh/día)



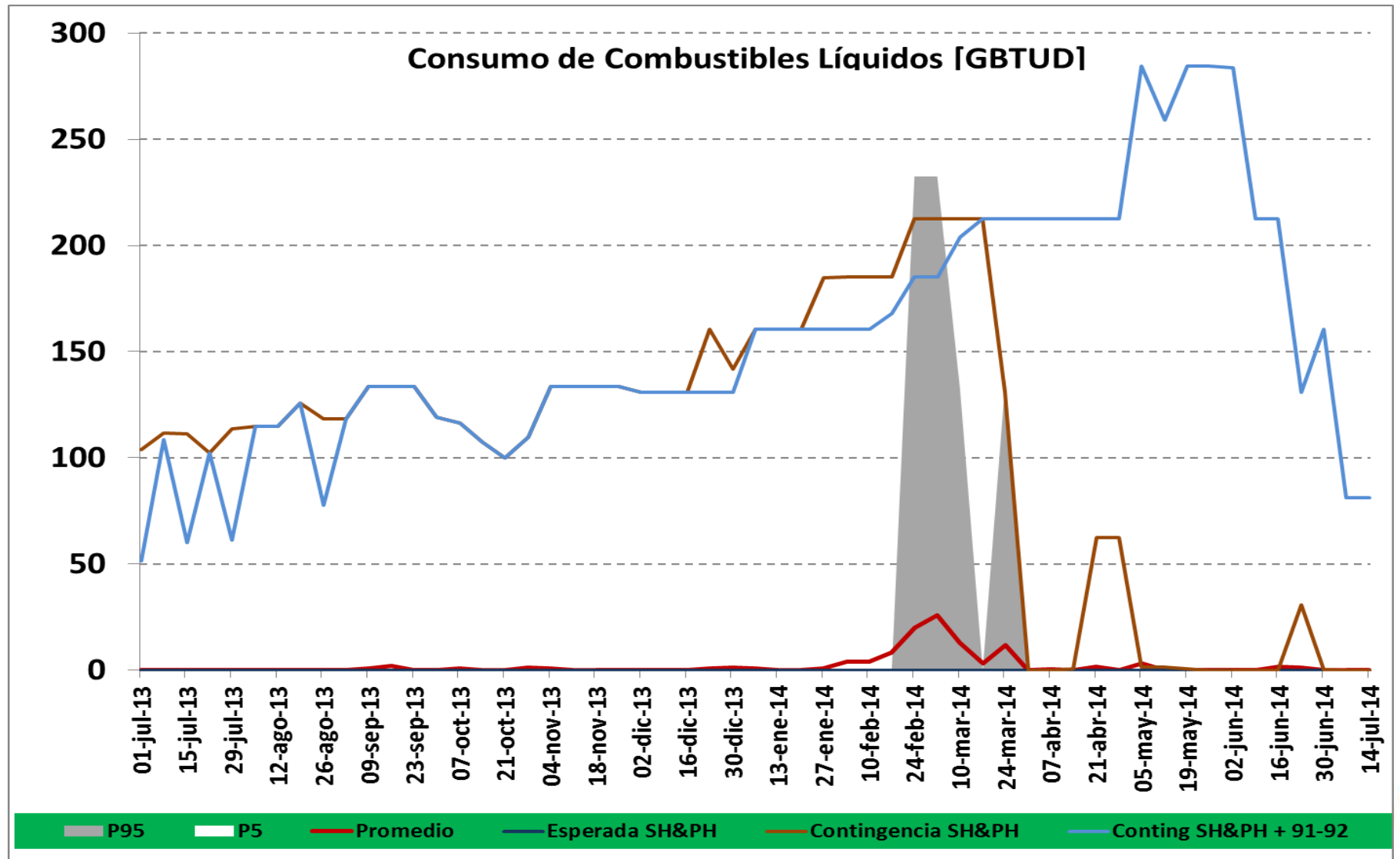
Evolución del embalse agregado %



Variación de la generación térmica (GWh/día)



Consumo de combustibles líquidos (GBTUD)



Recomendaciones

1. Es importante que los niveles de generación térmica permitan la recuperación del embalse y, en lo posible, se pueda contar con reservas en el SIN cercanas al 60% a principios de diciembre de 2013.
2. Se debe Continuar con el seguimiento permanente a los aportes hídricos del SIN y a la recuperación de los principales embalses del SIN durante 2013. Especialmente, a los recursos del área Oriental, con el fin de contar con la máxima disponibilidad de generación para el cubrimiento de la seguridad que se requerirá en la demanda máxima de 2013.
3. Se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas para suministrar al sector termoeléctrico, valores total país que al menos cubran todas las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme (Cantidad total contratada: Firme + OCG).



Recomendaciones

4. Se requiere diagnosticar y asegurar la logística actual de suministro, transporte y almacenamiento de combustibles líquidos que permita entregar en forma efectiva las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme, durante períodos prolongados de tiempo y de forma simultánea en los diferentes recursos del SIN.
5. Es necesario garantizar la calidad en la información (combustibles, pronósticos hidrológicos, etc.), con el fin de que los análisis del planeamiento energético den señales adecuadas y oportunas para la atención segura, confiable y económica de la demanda.





Varios

Estado de actualización Base de datos de protecciones en StationWare

Estado actual StationWare Agentes

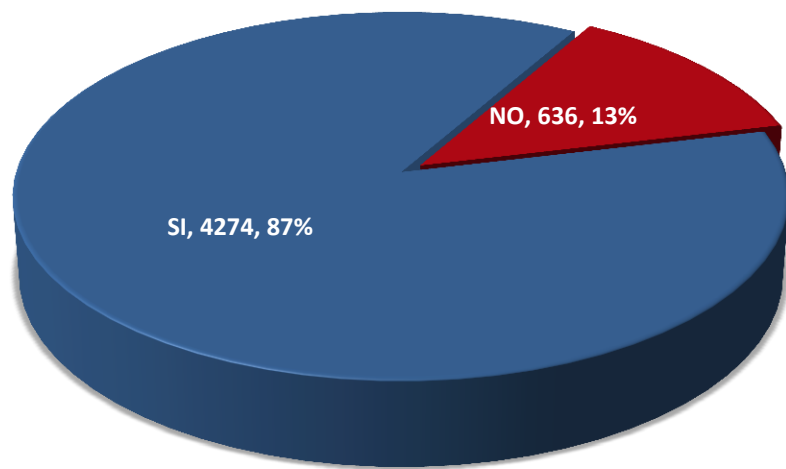
Agente	Relés	Total general	Porcentaje de Carga
AES CHIVOR	52	52	100.0% ✓
CEDENAR	30	34	88.2% ✓
CELSIA	7	7	100.0% ✓
CENS	69	82	84.1% ✓
CEO	39	39	100.0% ✓
CHEC	131	200	65.5% ⚠
CODENSA	348	408	85.3% ✓
DISPAC	12	20	60.0% ⚠
DISTASA	6	6	100.0% ✓
EBSA	101	111	91.0% ✓
EDEQ	3	6	50.0% ⚠
EEB	198	198	100.0% ✓
EEC	8	12	66.7% ⚠
EEP	14	18	77.8% ✓
ELECTRICARIBE	239	327	73.1% ✓
ELECTROCAQUETA	2	6	33.3% ⚠
ELECTROHUILA	18	42	42.9% ⚠
EMCALI	10	52	19.2% ⚠
EMGESA	167	167	100.0% ✓

Agente	Relés	Total general	Porcentaje de Carga
ENERCA		18	0.0% ✗
ENERTOLIMA	58	75	77.3% ✓
EPM	528	561	94.1% ✓
EPM GENERACION	163	169	96.4% ✓
EPSA	421	500	84.2% ✓
ESSA	144	152	94.7% ✓
GECELCA	8	8	100.0% ✓
GENSA	6	13	46.2% ⚠
ISA	657	679	96.8% ✓
ISAGEN	107	120	89.2% ✓
PROELECTRICA	10	17	58.8% ⚠
TERMOBARRANQUILLA	199	205	97.1% ✓
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% ✓
URRÁ	9	10	90.0% ✓

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



Estado actual de ajustes cargados al StationWare



✓ Según lo establecido en el Artículo 4 de la **Resolución CREG 080** de 1999, se solicitará la actualización del **100%** de la información de protecciones en **StationWare** antes de **31 de Agosto de 2013**



■ filial de isa

Nueva normatividad

Nueva normatividad

Res. CREG 061 de 2013 – Publicada en WEB CREG el 13 de junio de 2013:

Por la cual se modifica el cronograma para acogerse a la OPACGNI (Opción para participar en las asignaciones del Cargo por Confiabilidad con plantas y/o unidades térmicas que utilicen gas natural importado) para las asignaciones de OEF del período 2015-2016.

El proceso de auditoría definido en el artículo 4 de la Resolución CREG 181 de 2010 para los contratos y documentos de logística de combustibles líquidos entregados para el período 2015-2016 deberá finalizar a más tardar doce (12) meses antes del Inicio del Período de Vigencia de la Obligación de dicho período.

Res. CREG 062 de 2013 – Publicada en WEB CREG el 13 de junio de 2013 :

Por la cual se establece un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad. Tema Confiabilidad del Gas Natural (documento CREG-042)

Nueva normatividad

Res. CREG 063 de 2013 – Publicada en WEB CREG el 27 de junio de 2013:

Por la cual se establecen las condiciones de calidad, operación y mantenimiento de la infraestructura del sector de energía eléctrica que deben observarse para la celebración y en la ejecución de los acuerdos de compartición de infraestructura eléctrica para la prestación de servicios de telecomunicaciones y de televisión.

Res. CREG 064 de 2013 – Publicada en WEB CREG el 21 de junio de 2013:

Establece que la instalación de módulos de compensación o sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna, FACTS, en subestaciones o en líneas existentes y de los equipos necesarios para su conexión podrá llevarse a cabo como una ampliación, cuando la UPME identifique en el Plan de Expansión de Referencia que esos activos son necesarios para evitar o mitigar situaciones con alta probabilidad de desatención de demanda, y que el tiempo disponible no es suficiente para llevar a cabo el mecanismo de libre concurrencia de que trata el artículo 4 de esta resolución y tener los activos en operación comercial en la fecha en que son requeridos.



■ filial de isa

Nueva normatividad

Decreto 1258 del MME junio 17 de 2013:

Por el cual se modifica la estructura de la UPME.

Decreto 1260 del MME junio 17 de 2013:

Por el cual se modifica la estructura de la CREG.

Res. SSPD 20131300018945 del 24 de junio de 2013:

Por la cual se ordena el levantamiento de la Toma de Posesión de las Empresas Municipales de Cali, EMCALI EICE ESP.



■ filial de isa



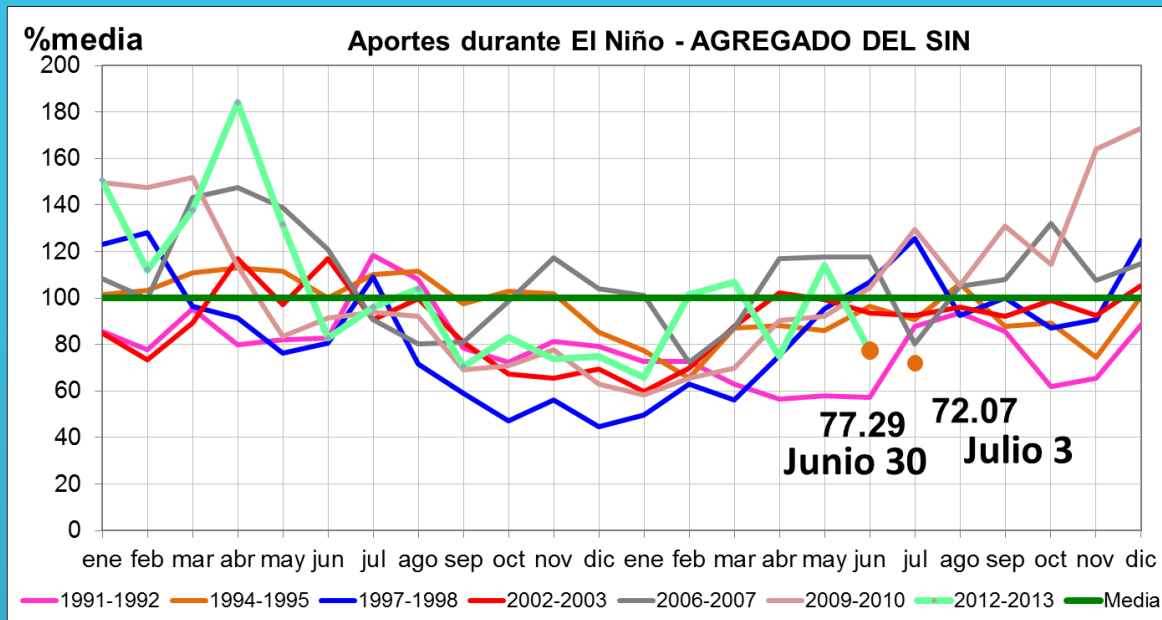
■ filial de isa

 www.xm.com.co

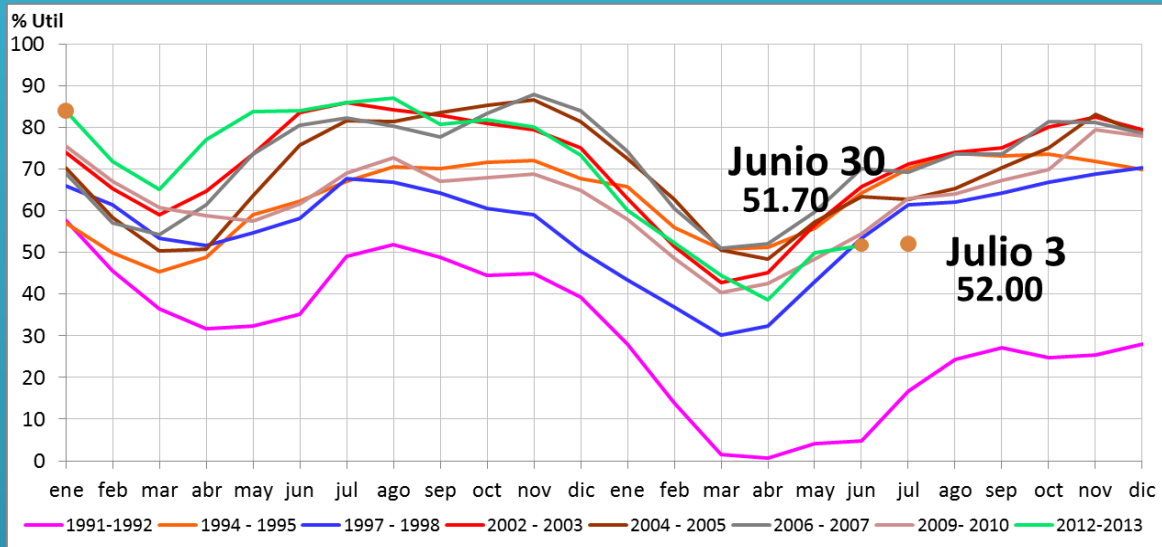
TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS PARA XM S.A. E.S.P.

2013

Estado de variables hídricas – julio 3 de 2013



APORTES



RESERVAS

capacidad útil del embalse: 15,169.26 GWh

Volumen de los embalses a julio 3 de 2013

Volumen Util Diario Vertimiento Acum

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

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	55.1	0.0
MIRAFLORES	24.5	0.0
PENOL	45.7	0.0
PLAYAS	104.5	2.1
PORCE II	33.0	0.0
PORCE III	46.2	0.0
PUNCHINA	56.7	0.0
RIOGRANDE2	45.6	0.0
SAN LORENZO	41.0	0.0
TRONERAS	26.8	0.0
total Antioquia	45.3	2.1

CARIBE	%	GWh
URRA1	44.1	0.0
total Caribe	44.1	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	66.5	0.0
BETANIA	65.1	0.0
MUNA	71.3	0.0
PRADO	61.9	0.0
total Centro	66.4	0.0

Volumen Util Diario Vertimiento Acum

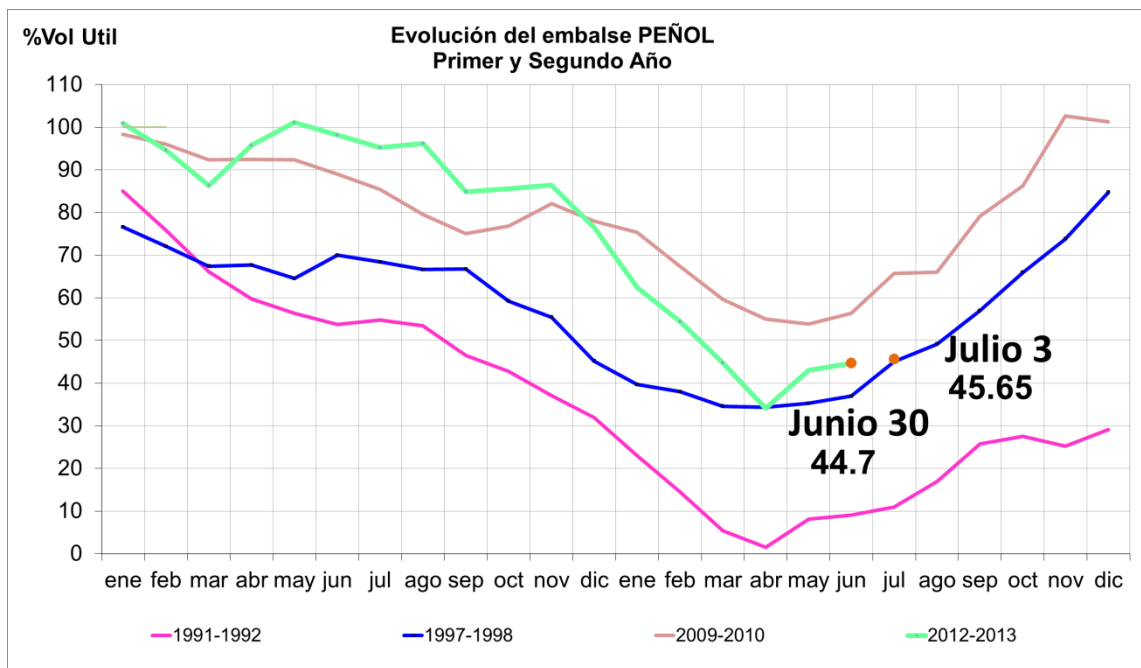
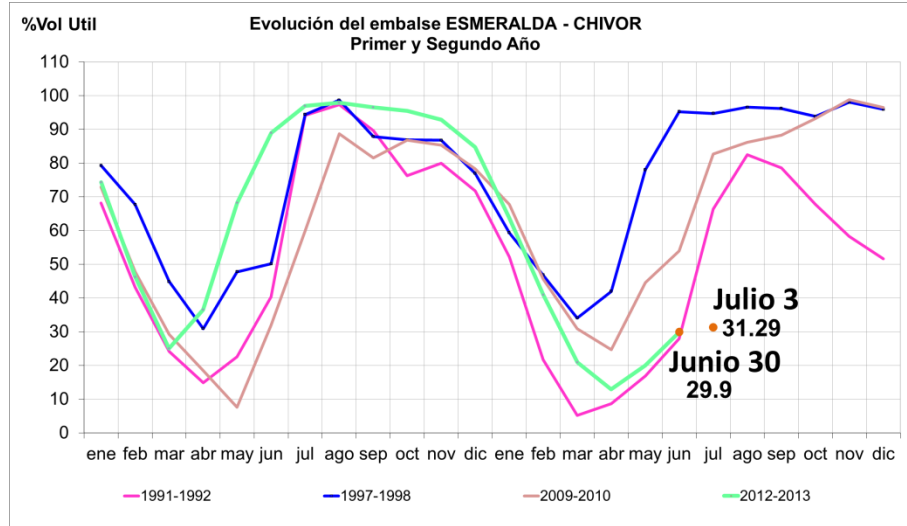
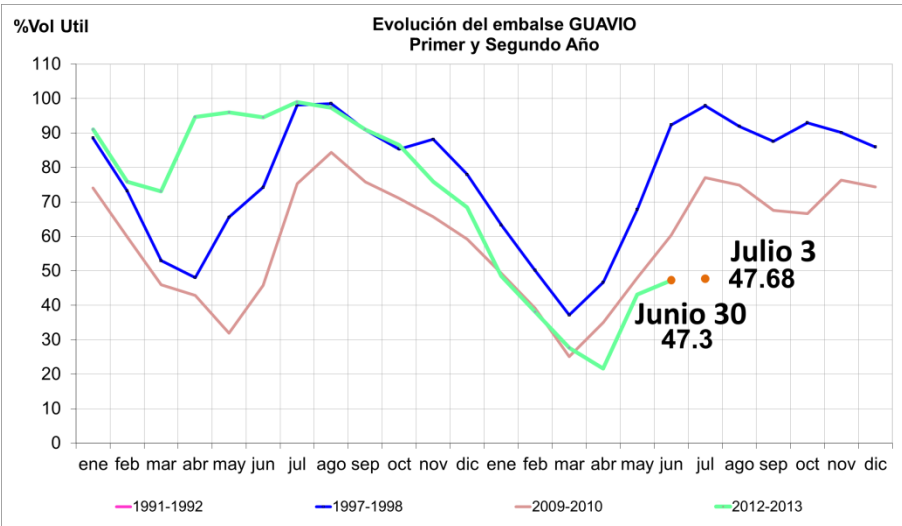
Nombre	%	GWh
--------	---	-----

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	59.3	0.0
ESMERALDA	31.3	0.0
GUAVIO	47.7	0.0
total Oriente	46.4	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	61.6	0.0
CALIMA1	49.4	0.0
SALVAJINA	77.0	0.0
total Valle	62.2	0.0

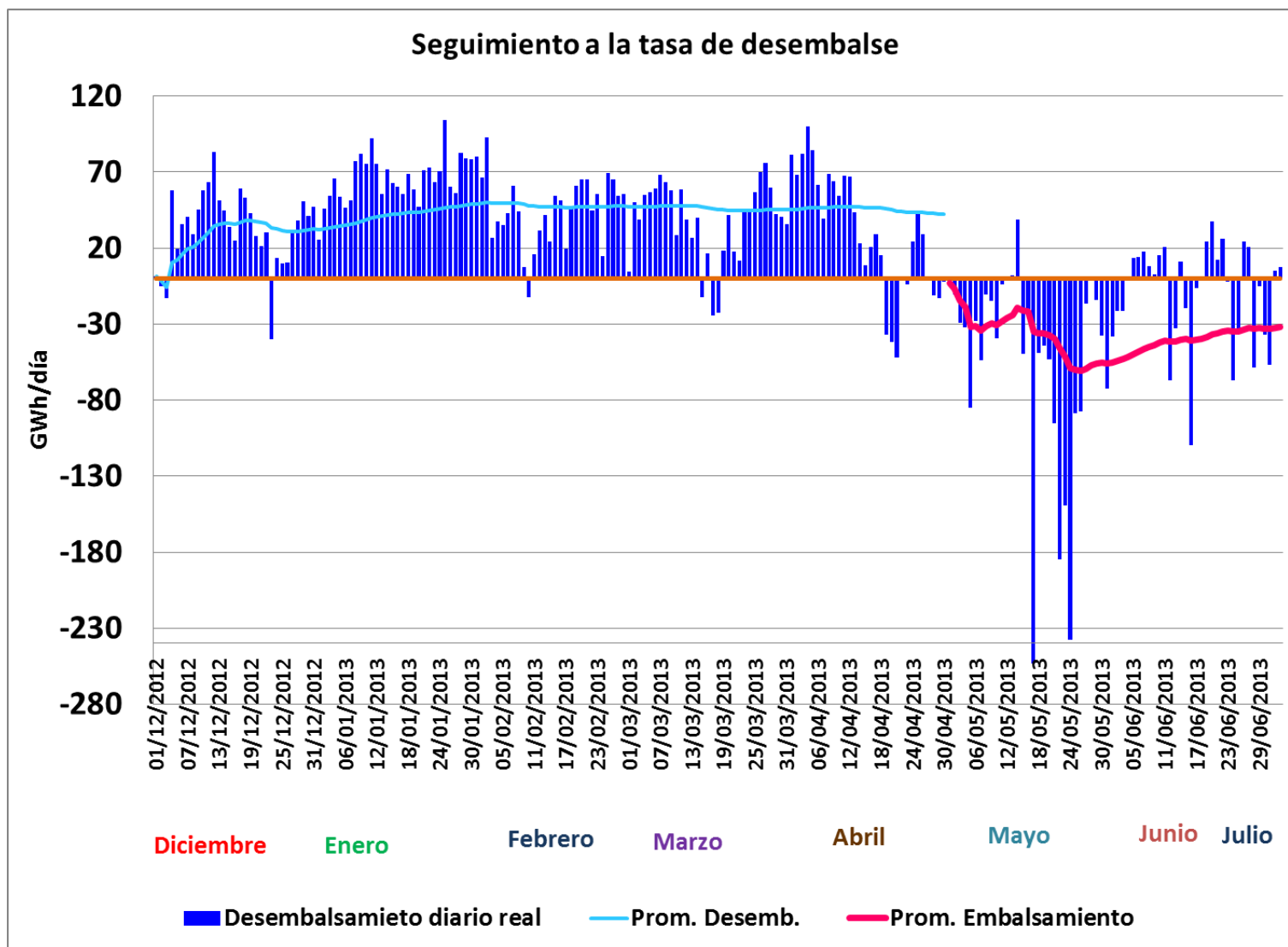
Total Acumulado -SIN-	52.00%	2.13
------------------------------	---------------	-------------

Principales Embalses – Julio 3 de 2013



Datos hasta el 3 de julio

Tasa de desembalsamiento



Datos hasta el 3 de julio

Aportes hídricos acumulados a julio 3 de 2013

ANTIOQUIA		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	12.3	137.9
CONCEPCION	1.5	56.9
DESV. EEPMP (NEC,PAJ,DOL)	2.5	67.9
DESV. GUARINO	0.5	36.2
DESV. MANSO	0.0	5.7
GRANDE	8.8	86.0
GUADALUPE	4.5	61.7
GUATAPE	5.4	114.8
MIEL I	2.7	125.1
NARE	22.1	126.2
PORCE II	11.5	117.1
PORCE III	0.9	53.3
SAN CARLOS	4.8	157.9
TENCHE	0.8	52.7
TOTAL REGIÓN	78.3	104.61

ORIENTE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	11.7	38.9
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	4.5	48.3
GUAVIO	18.2	54.6
TOTAL REGIÓN	34.4	46.75

	GWh día	%media
TOTAL ACUMULADO SIN	138.9	72.1

CENTRO		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
AMOYA	2.5	112.3
BOGOTA N.R.	5.1	30.5
MAGDALENA BETANIA	6.5	69.4
PRADO	0.3	81.1
TOTAL REGIÓN	14.3	50.2

VALLE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
ALTOANCHICAYA	3.6	105.9
CALIMA	0.3	71.8
CAUCA SALVAJINA	2.0	82.0
DIGUA	0.1	51.9
FLORIDA II	0.2	30.0
TOTAL REGIÓN	6.2	87.31

CARIBE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
SINU URRÁ	3.4	60.8
TOTAL REGIÓN	3.4	60.75

TOPOLOGÍA Y MANTENIMIENTOS ATLÁNTICO

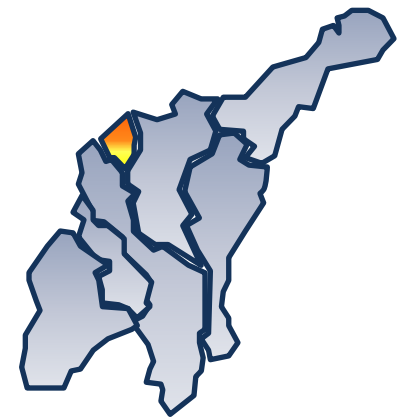
Situación Actual Restricciones del Área

- Agotamiento en la capacidad de transformación.
- Agotamiento en la red de 110 kV de Atlántico
- Atrapamiento de la generación de Atlántico.



Situación ante Mantenimientos

- Solicitudes Mttos simultáneos de varios agentes (Apertura varios activos, degradando en varios puntos la red).
- Mttos continuos y/o por varios días (Mttos Mayores)
- Mttos con aperturas de varios activos como Elementos Adicionales (por seguridad para cumplir distancias de seguridad durante trabajos, la torre se encuentra compartida entre las líneas).
- Ante Mtto Generación, se dificultan mttos en la red 110 kV.



Solución Operativa

Mantener balance entre la generación de Tebsa + Barranquillas y la generación de Flores 1 y Flores 4.



Consecuencias

- Trabajos en días festivos
- Programar TDC y/o DNA
- Contar con la actuación de esquemas suplementarios en el área;
- Obligar Generación de seguridad específica
- Reprogramar trabajos para evitar simultaneidades.



En la actualidad se observa que tanto en red completa como red degradada por mantenimientos, se presentan en la operación riesgos para la atención confiable y segura de la demanda. Estas situaciones solo serán mitigadas hasta la entrada de la expansión definida por la UPME (Caracolí) en el 2015.

Proyectos de expansión que ya deberían estar en operación

Seguridad

Subestación Bosque 220/66 kV – 150 MVA y obras asociadas

La contingencia del transformador del Bosque sobrecarga las líneas Bosque – Bocagrande 66 kV y Bosque – Ternera 66 kV, la manera de cubrirlo es con la instalación de ESPS

Proyecto Armenia 230/115 kV y obras asociadas

Disminuye la generación de Esmeralda, Insula y San Francisco para cubrir el corte de los transformadores de Esmeralda.

Tercer transformador Chinú 500/115 kV -150 MVA

Ya no se presentará sobrecarga en el estado estacionario, pero no se podrá cubrir la contingencia de uno de los transformadores

Proyecto Nueva Esperanza 500/230/115 kV y obras asociadas

Se continúa requiriendo generación de seguridad para el control de tensiones

Proyecto Sogamoso 500/230 kV y obras asociadas

Con la entrada del proyecto se podrá evacuar la generación de Sogamoso

Segundo transformador Jamondino 230/115 kV – 150 MVA

Se cubre la contingencia del transformador de Jamondino 230/115 kV, sin embargo, el corte de las líneas Jamondino – Pasto/ Jamondino – Catambuco se copa mas rápido y solo se cuenta con la generación de las menores de Cauca y Nariño para su cubrimiento

● Minimiza restricciones

● Elimina restricción

● Impone nueva restricción



filial de isa