



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 185

Jueves, 3 de octubre 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 - 185

Jueves, 3 de octubre de 2013

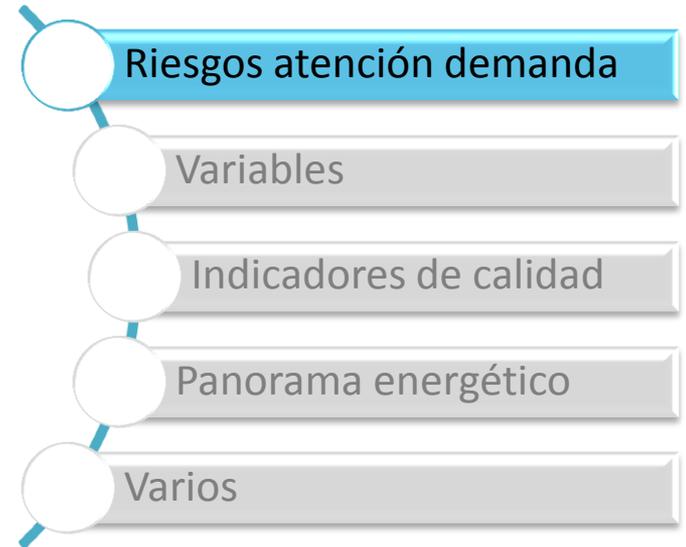


■ filial de isa

Contenido

- Principales riesgos atención demanda
 - ❑ Situación actual restricciones
 - ❑ Riesgos por retraso en entrada de proyectos Norte y Nueva Esperanza para 2015-2016
 - ❑ Experiencias Operativas
- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético
- Varios
 - Experiencias Operativas
 - Mantenimiento Cusiana
 - Cambio de versión software análisis eléctrico
 - Nuevas resoluciones

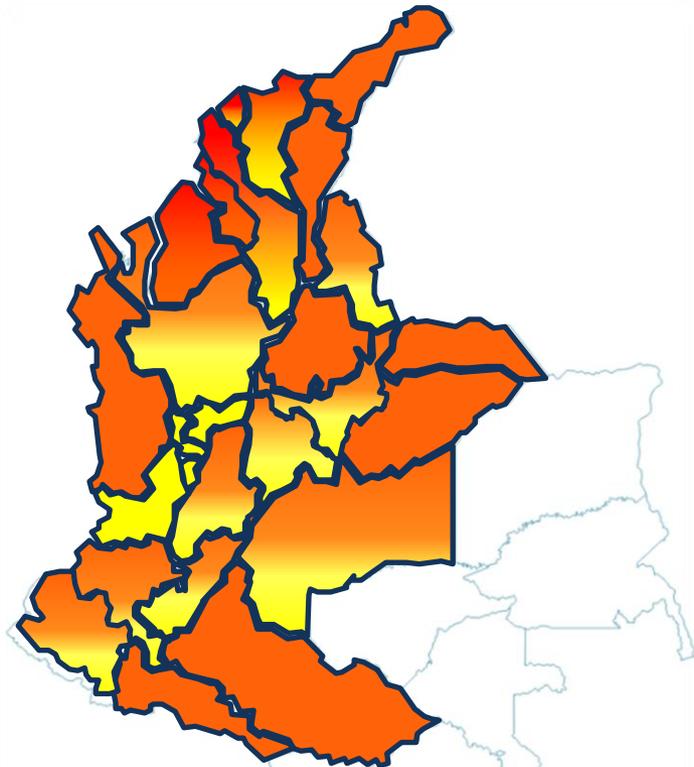




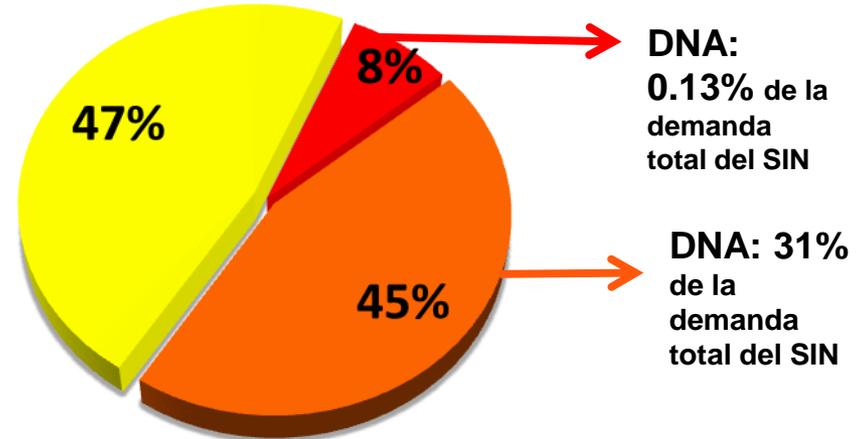
Principales riesgos para la atención confiable de la demanda

Situación actual restricciones

Diagnóstico Restricciones del SIN



Total de Restricciones: 54



Subárea operativa	% DNA
Santander	100%
Arauca - Caño Limón	100%
Cauca-Nariño	100%
Meta	100%
Chocó	100%
N. Santander *	84%
Cordoba (Cerromatoso) *	43%
Guajira, Cesar, Magdalena *	65%
Sucre (Chinú) *	43%
Bólivar	24%
Huila-Tolima-Caquetá	30%
Atlantico	10%
Antioquia	8%
Boyacá - Casanare	8%
Meta	100%
Bogotá	11%

Rojo: Se presentan bajas tensiones y demanda no atendida en condición normal de operación.

Naranja: No se tiene suficiente generación de seguridad para cubrir contingencias sencillas.

Amarillo: Se tiene suficiente generación de seguridad para cubrir contingencias sencillas.

Se pueden presentar más de un tipo de restricción en una misma subárea.

* Teniendo en cuenta actuación de esquemas suplementarios filial de isa



Resumen restricciones actuales

Área o Subárea	Restricciones	Alternativas definidas y/o recomendadas	Estado de las alternativas		
			0	1	2
ANTIOQUIA	5	4	1	2	1
ATLANTICO	5	5	1	2	2
BOLÍVAR	4	7	1	4	2
CÓRDOBA - SUCRE	1	2	-	1	1
CERRO	1	1	-	-	1
GCM	5	6	1	4	1
ESSA	2	2	-	2	-
CENS	2	2	-	-	2
EBSA - ENERCA	3	4	1	1	2
ENELAR	1	1	1	-	-
BOGOTÁ	6	7	1	3	3
META	4	5	2	2	1
VALLE	2	2	-	1	1
CAUCA - NARIÑO	2	3	2	-	1
HUILA - TOLIMA - CAQUETA	3	7	4	1	2
CQR	3	5	1	1	3
CHOCÓ	1	1	-	1	-
PUTUMAYO	1	1	1	-	-
STN - NORDESTE	1	1	-	-	1
STN - CARIBE	1	2	1	1	-
STN-SUR	1	1	-	1	-
TOTAL	54	69	18	27	24

Estado
0: No hay alternativas definidas.
1: Alternativa definida sin convocatoria o sin concepto aprobatorio de UPME.
2: Proyecto de expansión adjudicado o con concepto aprobatorio de UPME.

Estado de las alternativas



El 26 % de las alternativas para eliminar o reducir restricciones no se encuentran definidas, el 39 % fueron definidas pero se encuentran pendientes por convocatoria o por concepto de la UPME y el 35 % ya se encuentra adjudicado y con concepto aprobado.



Seguimiento a principales riesgos en la atención de la demanda

Área	Riesgo	Observación
Bolívar	La conexión actual de la carga de Bosque y Chambacú, de manera radial por medio del transformador Bosque 220/66 kV, reduce de manera significativa la confiabilidad de la demanda. Por lo anterior, es necesario que el OR normalice lo antes posible la conexión del transformador, sincronizando el sistema de 66 kV de la subárea Bolívar.	Aún no se conoce en que fecha será enmallada Bosque 66 kV con la red de 66 kV de la subárea Bolívar.
Atlántico	En la red de la subárea se presenta agotamiento en la capacidad de transformación y en la red de 110 kV. Adicionalmente, se presenta atrapamiento de la generación (Tebesa, Barranquilla, Flores 1 y Flores 4) por lo que se requiere mantener un balance entre estas plantas.	En 2016 se mejoran las condiciones con la entrada de Caracolí 230 kV y obras asociadas en 115 kV. Actualmente, los agentes involucrados, la UPME y el CND, están evaluando las mejores conexiones en el STN/STR luego de la entrada del proyecto, ya que las definidas a la fecha no eliminan el 100 % de las restricciones.
CQR - Valle	La contingencia del transformador de Cartago sobrecarga el circuito La Rosa – Dosquebradas 115 kV, requiriendo para su cubrimiento generación de seguridad a 115 kV en el Valle.	Al finalizar octubre EPSA y EEP instalarán un ESPS, hasta la entrada del segundo transformador de Cartago 230/115 kV (Julio 2014). Momento en el cual la N-1 Virginia – Cartago 230 kV comienza a sobrecargar el mismo corredor. CHEC y EEP entregarán a la UPME propuestas que mitiguen o eliminen la restricción, por su parte la UPME debe proponer una solución integral al problema, tomando como insumos los planes de expansión de los OR y algunas obras recomendadas en el STN.
Córdoba – Sucre y Atlántico	Se han presentado sobrecargas en los transformadores de Chinú 500/110 kV y Sabanalarga 220/110 kV, para los cuales ha sido necesario programar demanda no atendida.	Fecha entrada tercer transformador de Chinú: 13 de octubre Segundo transformador de Sabanalarga 220/110 kV sin concepto por parte de la UPME
STN – Hidroituango	Con el atraso del proyecto Hidroituango, de acuerdo con los análisis realizados, existe riesgo de desatención de demanda en casos extremos de hidrología en el periodo de postergación, por lo cual se requeriría de una mayor generación térmica y reservas de embalse para mitigar la vulnerabilidad de dicho atraso.	Dada la magnitud de las obras del proyecto y de la red asociada, así como su impacto en la confiabilidad, seguridad y economía en la operación del SIN, su seguimiento es esencial para la planeación del SIN en el horizonte de largo plazo.

Situación Operativa Huila - Tolima

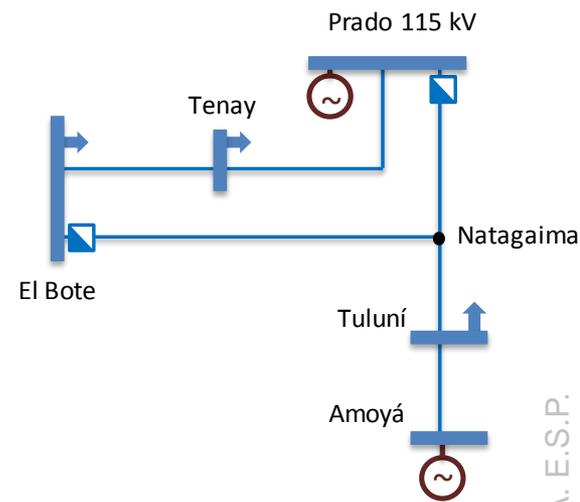
Por la condición operativa del enlace Prado – Natagaima - Tuluní – El Bote - 115 kV desde la entrada en operación de la central Amoyá se ha limitado su generación y se han presentado 49 eventos en los que se desatiende la demanda de Tuluní.

No obstante los trabajos realizados por Enertolima y Electrohuila sobre el circuito, en la reunión 121 del CD, Enertolima informó que existen aproximadamente 11 km del tramo Natagaima - El Bote 115 kV, al cual no se le ha realizado un adecuado mantenimiento y su estado actual no brinda la confiabilidad requerida.

Enertolima se encuentra tramitando los permisos requeridos con la autoridad ambiental del Huila, estos se estima pueden tardar tres meses.

La situación anterior refleja una baja confiabilidad. Por tanto, mientras persista esta situación se evacuará la energía de Amoyá por el enlace a Prado.

Se recomienda que el CNO continúe con el seguimiento a las acciones para la adecuada operación del enlace y solicite el mantenimiento de los 11 km del circuito, lo antes posible.



Como alternativa de expansión se tiene la normalización de la subestación Natagaima definida para 2014, sin embargo, el OR en la reunión 121 del CD indicó que no alcanza a ejecutar el proyecto para el próximo año.



**Riesgos por retraso en entrada de proyectos
Norte y Nueva Esperanza para 2015-2016
respectivamente**

Situación operativa área Oriental



Oriental es un área crítica en el SIN por:

- Un evento local puede tener impacto en la atención de la demanda nacional.
- Uso de los recursos cercano a la capacidad disponible.

Beneficios de los proyectos Nueva Esperanza 500/230/115kV y Chivor – Chivor II – Norte Bacatá 230kV sus redes asociadas en el STR:

- Incremento en la Capacidad de transferencia desde el sistema a 500 kV.
- Disminución en el Número mínimo de unidades en el área para el soporte de tensión.

Teniendo en cuenta la importancia del área Oriental en el SIN y el atraso del proyecto Nueva Esperanza (fecha estimada 2016), se han gestionado medidas de mitigación que garanticen de una manera confiable y segura la atención de la demanda máxima de los próximos años.

Adicionalmente se convierte en una prioridad el ingreso del proyecto Norte 230kV en la fecha definida para entrar en operación (31/10/2015).

Proyectos de impacto en la operación Área Oriental

Proyecto N°	Escenario	Límite FPO	Capacidad de transferencia Enlace Primavera - Bacatá 500 kV (MW)	Número mínimo de unidades (26 disponibles)
1	Entrada en operación compensación capacitiva 50MVar Ubaté en 115kV (CODENSA)	Noviembre de 2013	500 (1)	21
2	Entrada en operación compensación capacitiva 92.5MVar en 115kV de EMSA y 90MVar en 115kV de CODENSA	Noviembre de 2014	500 (1)	20
3	1 + 2 + Instalación de un SVC de 240 Mvar en la subestación Tunal 230kV	Noviembre de 2014	500 (1)	18
4	3 + Instalación de transformador en la subestación Bacatá 500/115 kV + reconfiguraciones a 115 kV	Noviembre de 2014	Año 2014: 700 (2)	16
			Año 2015: 650 (2)	19
5	4 + STATCOM Bacatá 500kV	Noviembre de 2015	650 (2)	17
6	5 + Proyecto Norte 230 kV	Noviembre de 2015	790 (3)	15
7	6 + Proyecto Nueva Esperanza 230 kV	Noviembre de 2016	940 (4)	14

(1) Límite dado por corte trafos Bacatá 500/230 y 500/115kV

(2) Límite dado por corte trafos Bacatá 500/115kV 1 y 2

(3) Límite dado por N-1 trafo Bacatá 500/230kV sobrecarga líneas Bacatá – Suba y Bacatá - Salitre 115kV

Nota: Estos límites por sobrecarga no permiten aprovechar al máximo el STATCOM y el SVC, ya que se necesitan unidades por potencia activa.

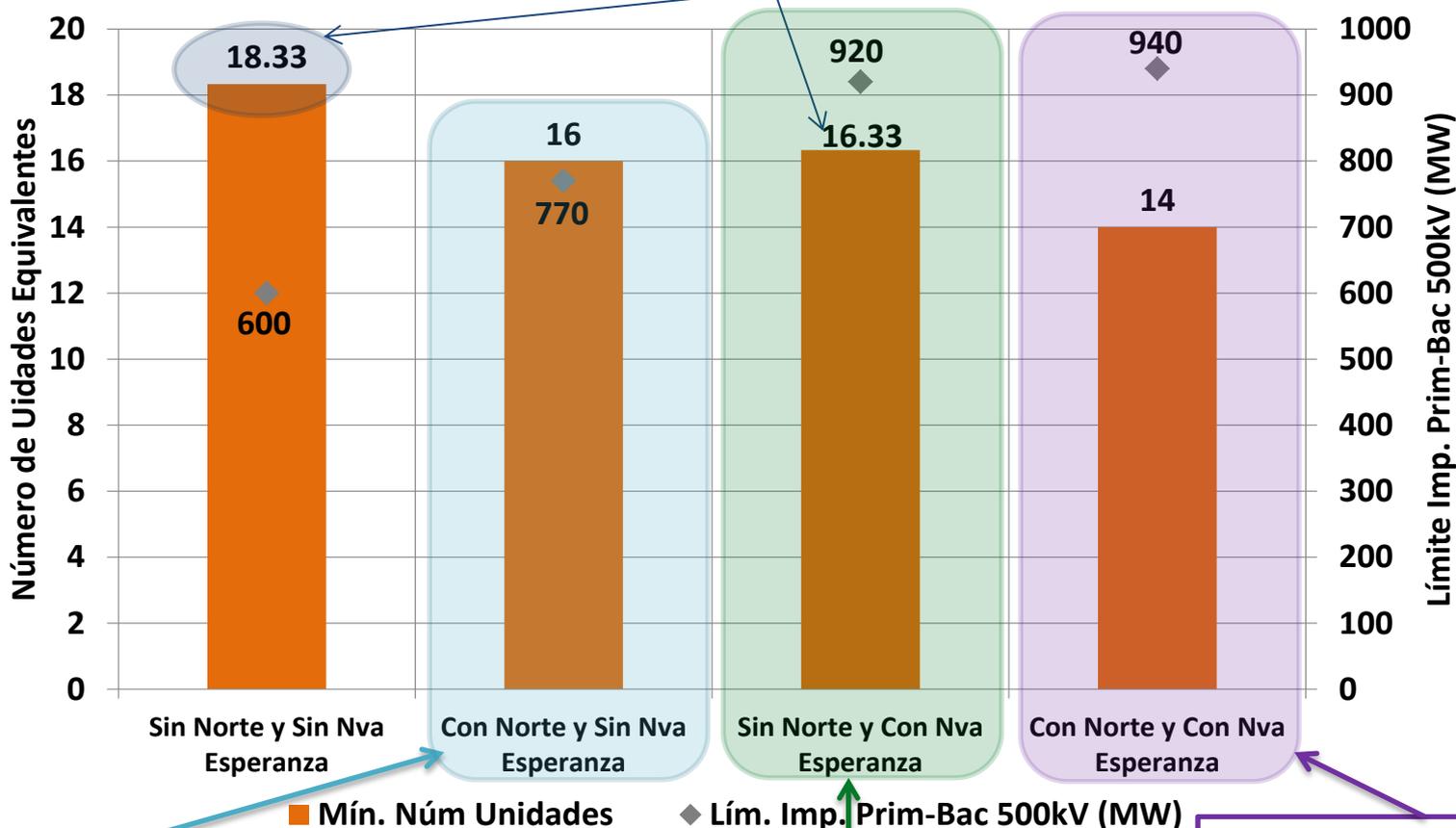
(4) Límite para mantener perfiles de tensión ante N-1 Prim-Bac 500kV

Todos estos proyectos son necesarios para garantizar la operación segura y confiable del área Oriental, se requiere la entrada oportuna de estas obras (gestión y seguimiento de todas las instituciones).

Es importante tener en cuenta que con la entrada del proyecto Norte se debe devolver la reconfiguración de las líneas a 115kV en el norte de Bogotá, ya que de mantenerse esta reconfiguración la condición se vuelve más crítica ante la contingencia del trafo Bacatá 500/230kV (sobrecarga la línea Bacatá-Salitre 115kV), lo que limita la importación por Prim-Bac 500kV.

Resultados Análisis Año 2016

Para el año 2016 sin el proyecto Norte en servicio, es necesario programar Zipa como GS, para cubrir cortes en líneas de 115kV en el norte de la sabana de Bogotá. Las reconfiguraciones en 115kV ya no son solución a esta restricción.



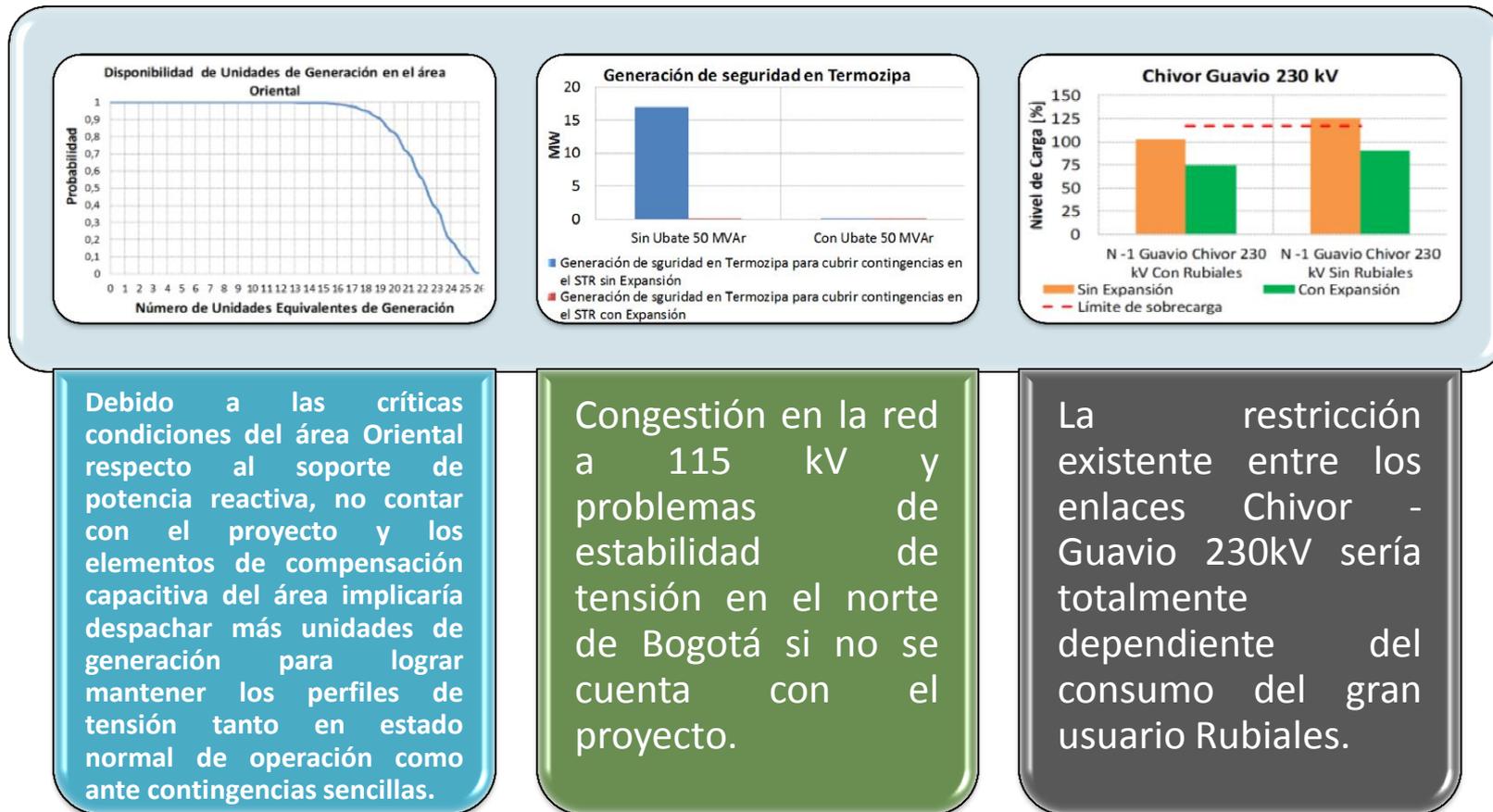
El proyecto Norte permite aumentar el límite de importación por Prim-Bac 500kV, reducir 2 unidades y la necesidad de Zipa.

El proyecto Nva Esperanza permite aumentar el límite de importación por Prim-Bac en mayor cantidad que el proyecto Norte ya que elimina el problema de sobrecargas ante N-1 en la transformación de Bacatá.

Los proyectos Nva Esperanza y Norte juntos logran aumentar el límite de importación por Prim-Bac 500kV y reducir 4 unidades equivalentes.

Riesgos operativos por la no entrada en operación del Proyecto Chivor-Chivor II-Norte-Bacatá en 2015-2016

De acuerdo con los análisis eléctricos realizados, se identifican riesgos para la atención confiable y segura de la demanda en el año 2015 y 2016, si no se cuenta con el proyecto Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV:



Debido a las críticas condiciones del área Oriental respecto al soporte de potencia reactiva, no contar con el proyecto y los elementos de compensación capacitiva del área implicaría despachar más unidades de generación para lograr mantener los perfiles de tensión tanto en estado normal de operación como ante contingencias sencillas.

Congestión en la red a 115 kV y problemas de estabilidad de tensión en el norte de Bogotá si no se cuenta con el proyecto.

La restricción existente entre los enlaces Chivor - Guavio 230kV sería totalmente dependiente del consumo del gran usuario Rubiales.

Riesgos operativos por la no entrada en operación del Proyecto Nueva Esperanza en 2016

De acuerdo con los análisis eléctricos realizados, se identifican riesgos para la atención confiable y segura de la demanda en el año 2016, si no se cuenta con el proyecto Nueva Esperanza:

Limitar la importación por Primavera – Bacatá 500kV debido a la sobrecarga de los enlaces Bacatá – Suba y Bacatá – Salitre 115kV ante N-1 del transformador Bacatá 500/230kV. Esta condición implica la necesidad de programar mayor generación de seguridad al interior del área Oriental.

Necesidad de despachar mayor número de unidades de generación al interior del área Oriental para lograr mantener los perfiles de tensión ante la contingencia del circuito Primavera – Bacatá 500kV.

Se comienza a comprometer la entrada de la red objetivo de Oriental, en la cual, la subestación **Nueva Esperanza** juega un papel importante con los proyectos Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza y Virginia – Nueva Esperanza 500kV, cuyas obras permiten reducir la generación de seguridad al interior del área, garantizando la confiabilidad y seguridad de la red en el largo plazo.

Según los análisis realizados, se observa la importancia de tener en servicio el proyecto Norte para el año 2015 y el proyecto Nueva Esperanza para el año 2016, ya que estos dos proyectos mitigan y eliminan restricciones que ponen en riesgo la atención de la demanda en el área Oriental.





Variables

Estado de variables hídricas a 30 de septiembre de 2013



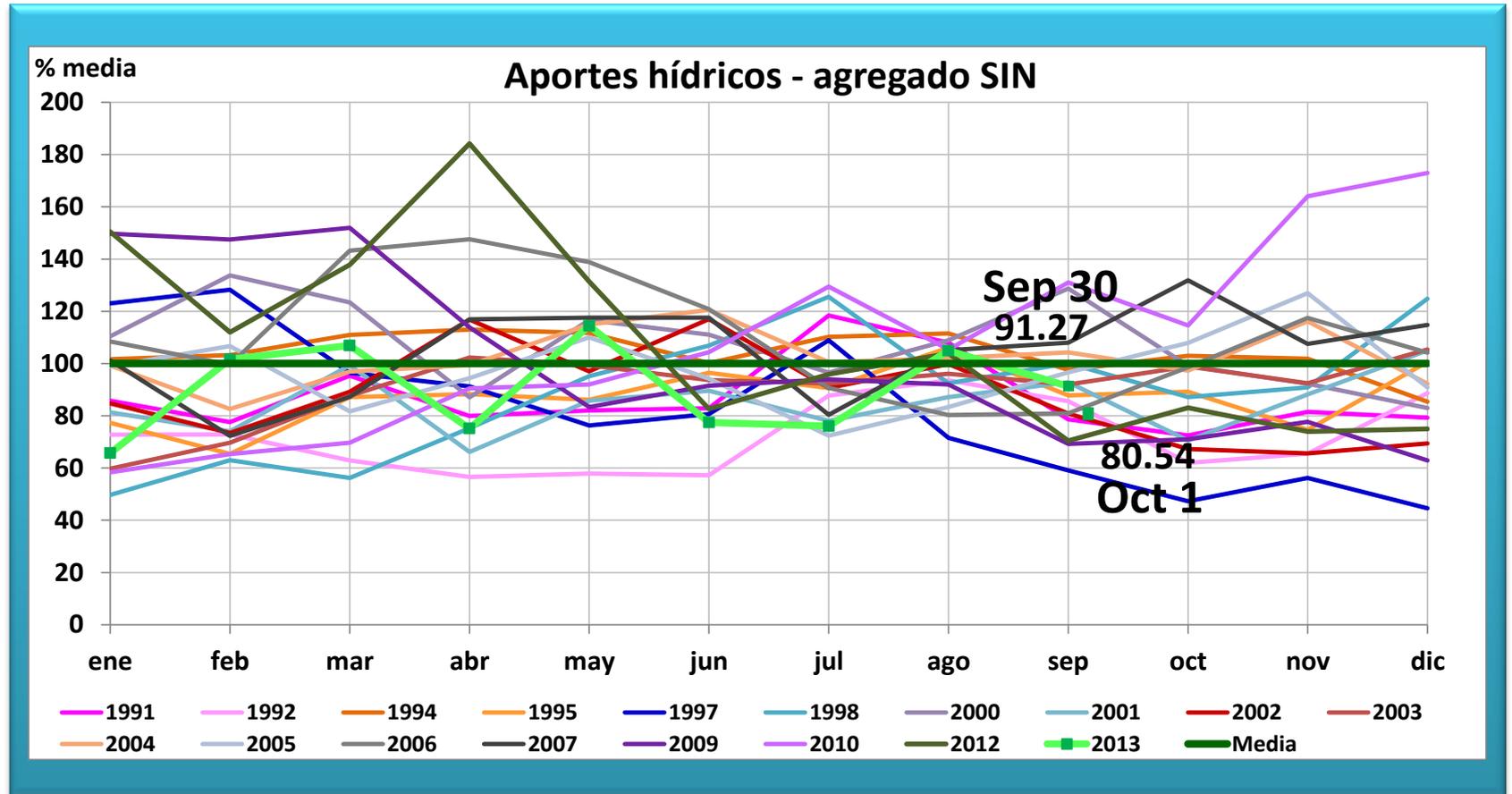
Aportes durante 2013

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep
%media	65.7	101.6	106.9	75.1	114.4	77.5	76.0	104.4	91.3
GWh/día	56.7	81.6	97.4	103.0	216.2	153.5	147.0	179.6	145.1

Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep
GWh/día	86.3	80.3	91.1	137.0	189.0	198.1	193.5	171.2	158.8

Aportes hídricos



Aportes diarios regionales (GWh/día)

Antioquia



Oriente



Valle

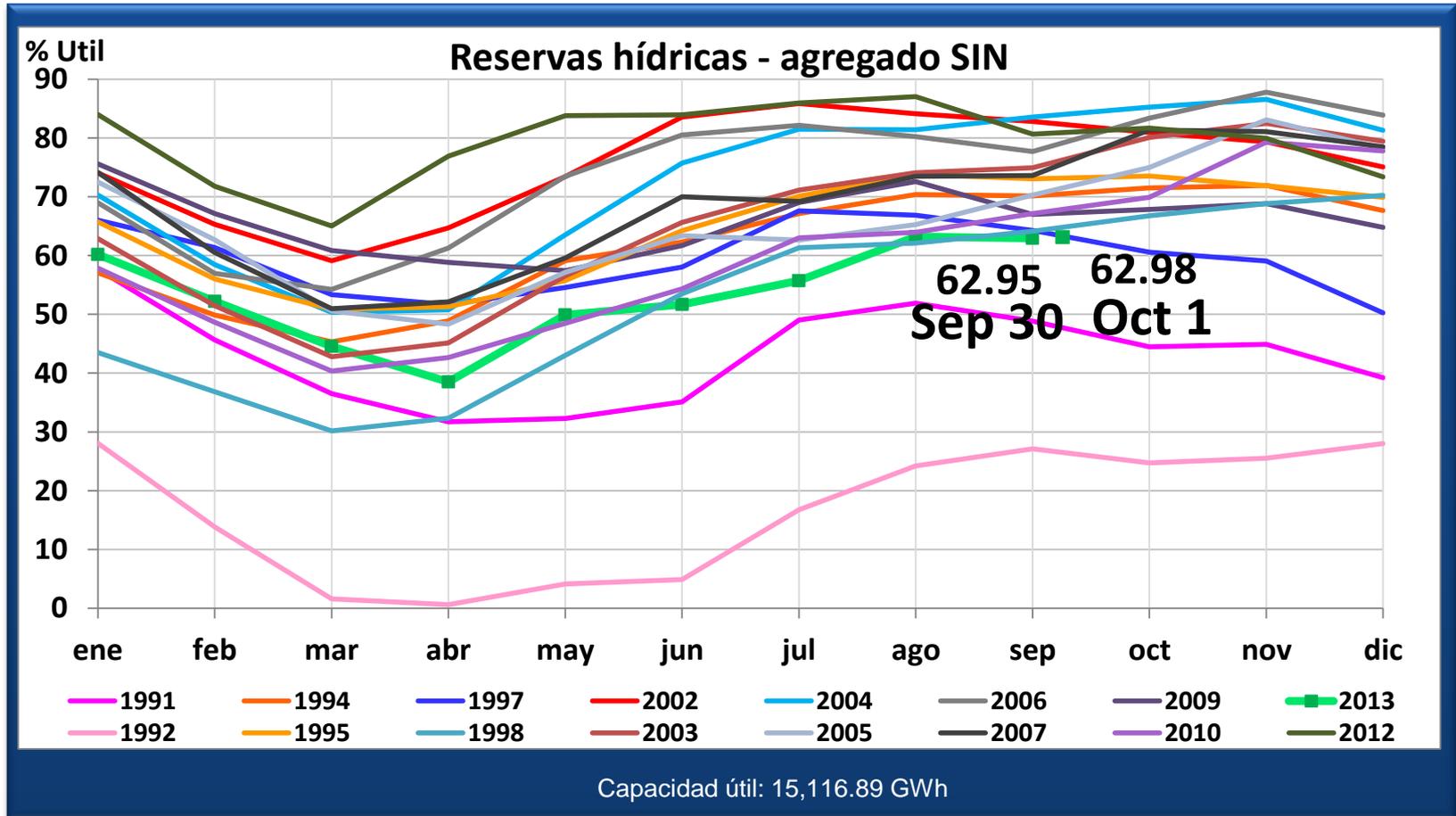


Centro

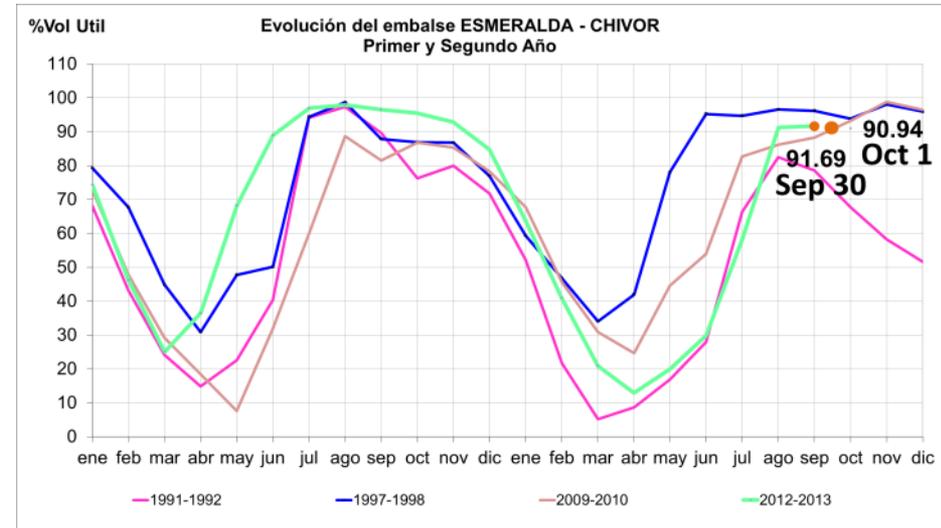
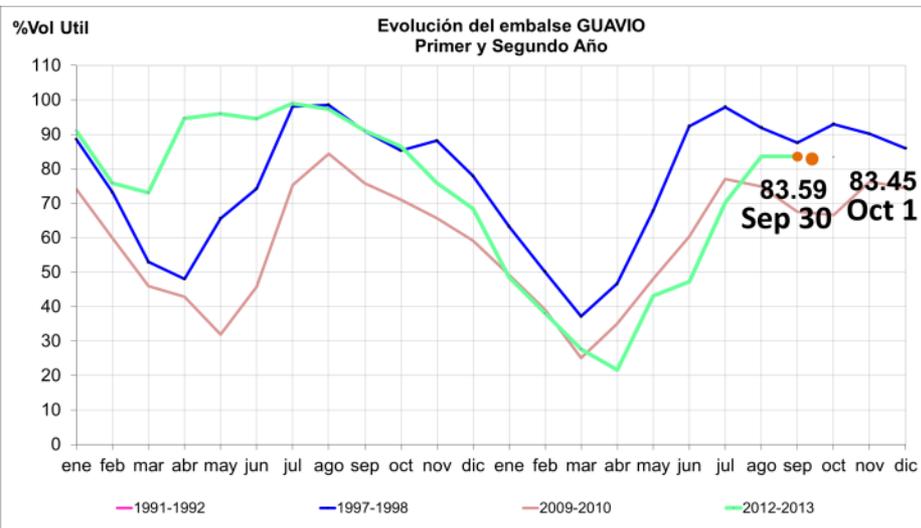
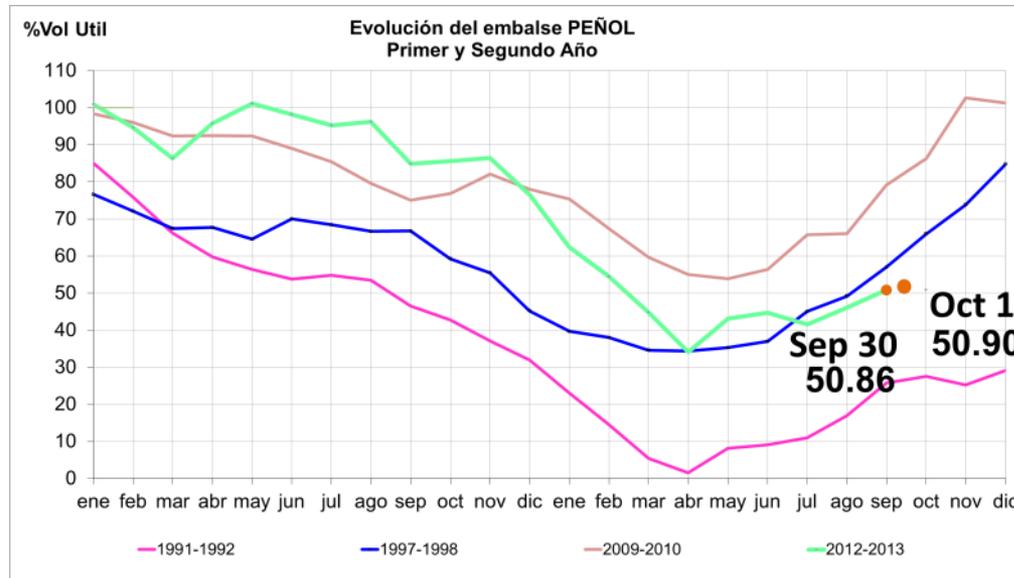


Datos hasta el 1 oct

Reservas hídricas

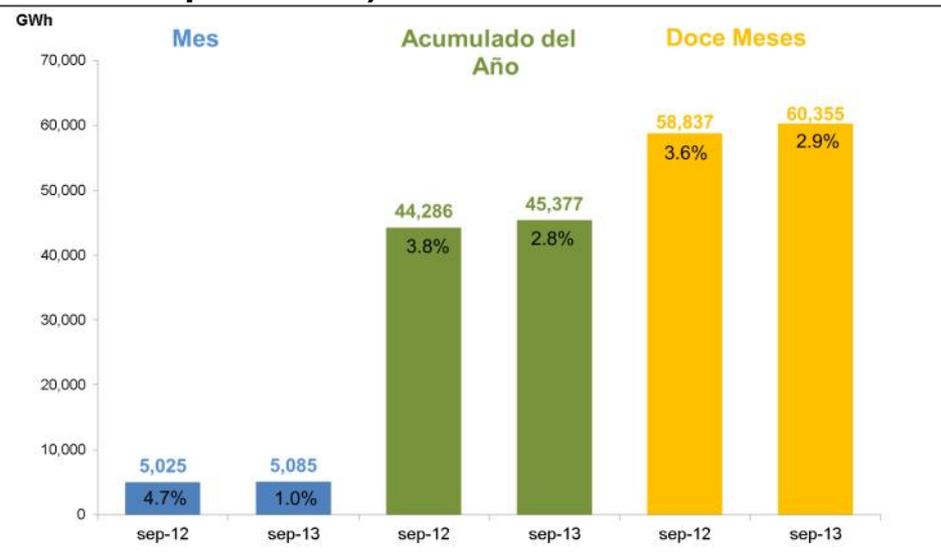
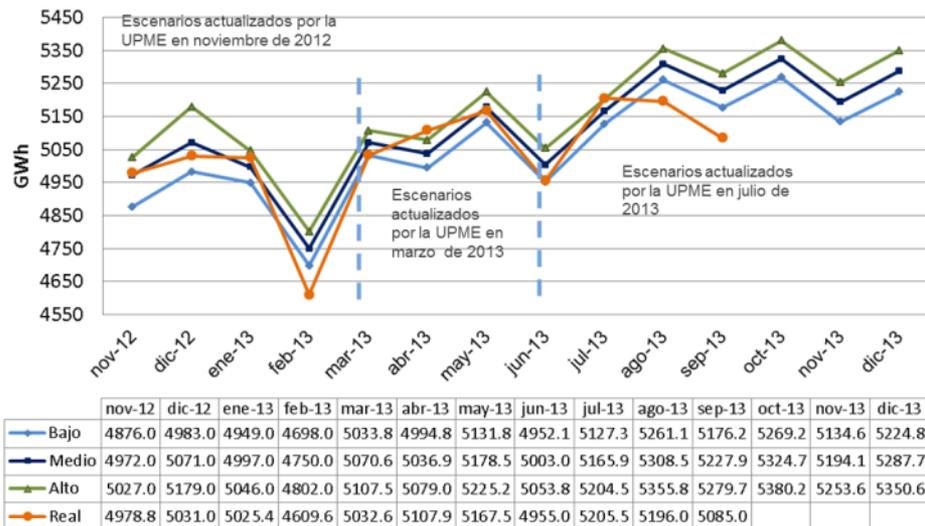


Principales embalses

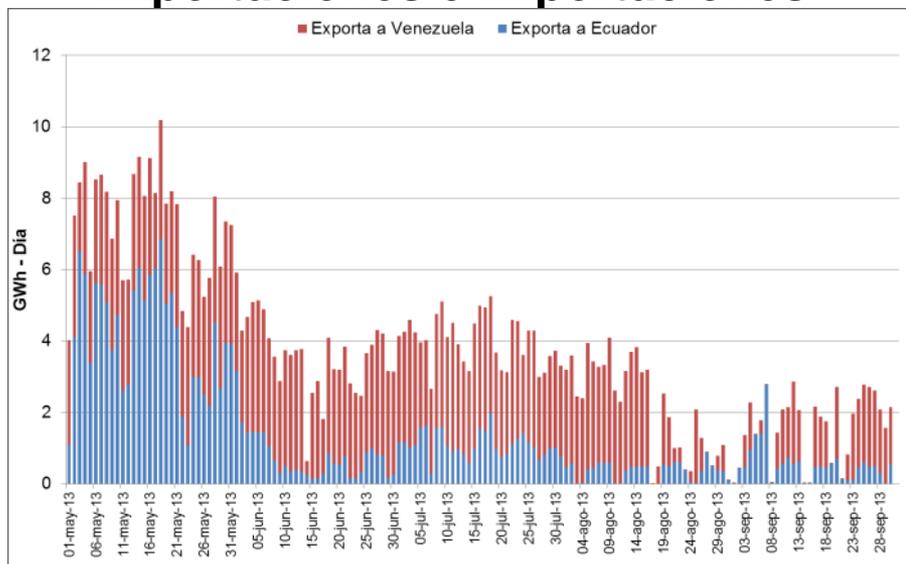


Demanda, exportaciones e importaciones

Demanda (información preliminar)



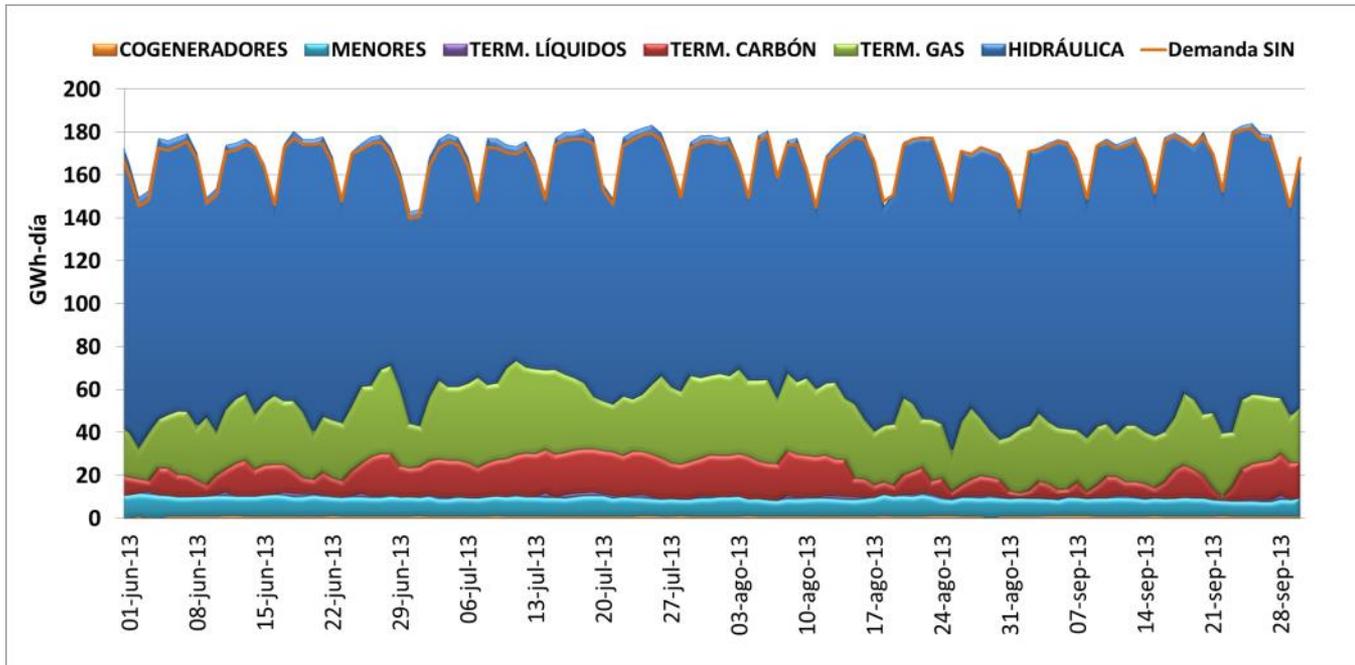
Exportaciones e importaciones



Analizando la demanda hasta el 27 de septiembre, se concluye que el bajo crecimiento durante este mes pudo ser causado por:

- El mercado regulado creció el 1.9% y el no regulado el 0.1%, representando los crecimientos más bajo de 2013.
- Las actividades que impactaron el no crecimiento en el mercado no regulado fue: Industria Manufacturera -1.4%, Explotación de minas y canteras -2.7% y Electricidad, Gas y Agua -2.0%.

Generación total



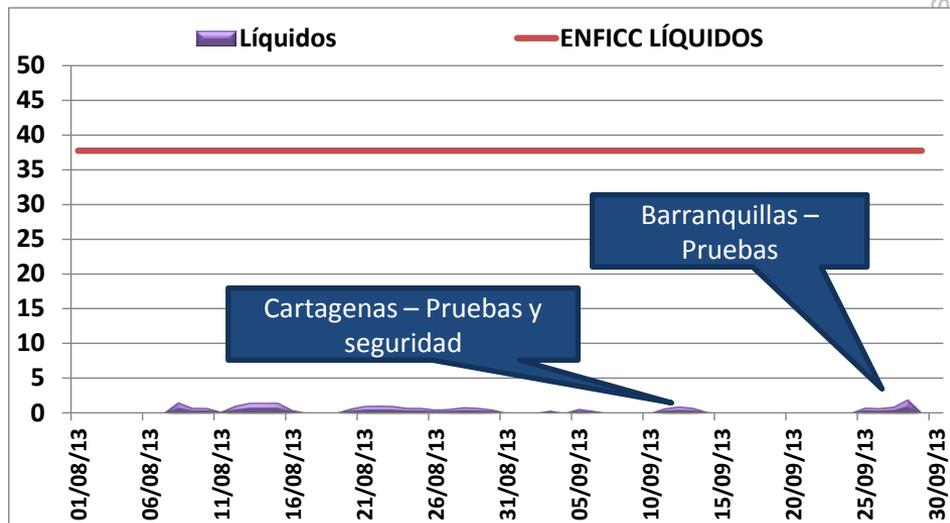
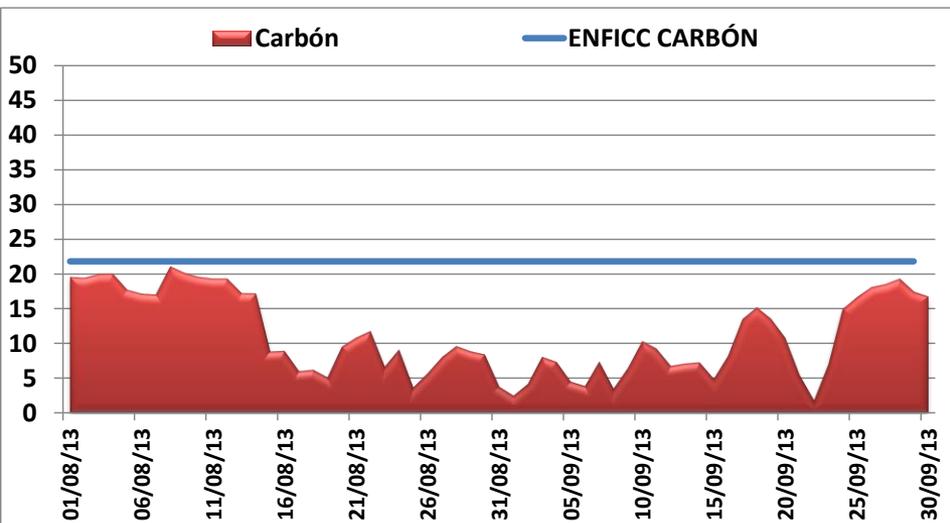
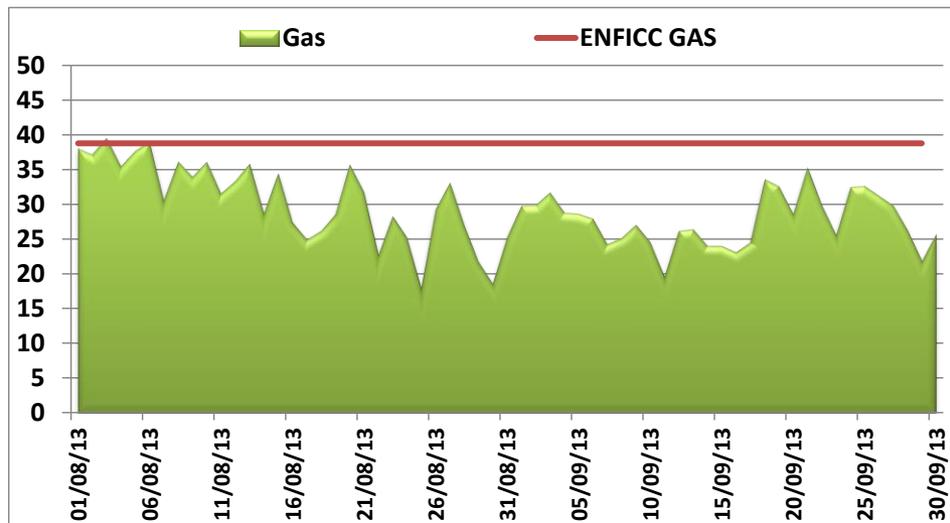
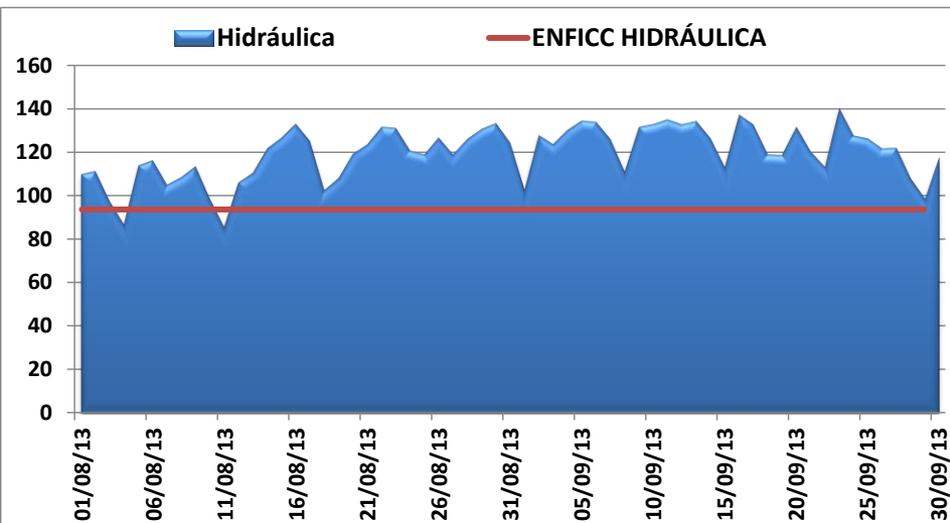
Para los días 18 y 19 de septiembre aumentó la generación térmica debido a se encontraban varias plantas térmicas en pruebas.

Por condiciones de oferta, aumentó la generación térmica durante los últimos días de septiembre.

Generación promedio día (GWh-día)									
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	*Septiembre
Hidráulica	107.03	107.34	117.04	111.94	121.96	117.54	108.78	115.62	124.29
Térmica	50.61	54.38	41.70	52.80	40.83	40.89	53.38	44.35	38.02
Gas	32.27	33.30	25.39	32.81	25.51	28.19	33.96	30.65	27.68
Carbón	17.27	19.98	14.29	18.32	14.76	11.76	18.47	12.74	9.67
Líquidos	1.07	1.10	2.03	1.66	0.56	0.94	0.95	0.95	0.68
Menores	6.39	7.80	8.35	8.84	10.39	9.41	8.74	8.56	8.05
Cogeneradores	0.90	0.99	0.90	0.95	0.60	0.60	1.08	1.10	1.10
Total	164.93	170.52	167.99	174.53	173.77	168.44	171.98	169.63	171.46



Generación por tecnología vs ENFICC 2012-2013

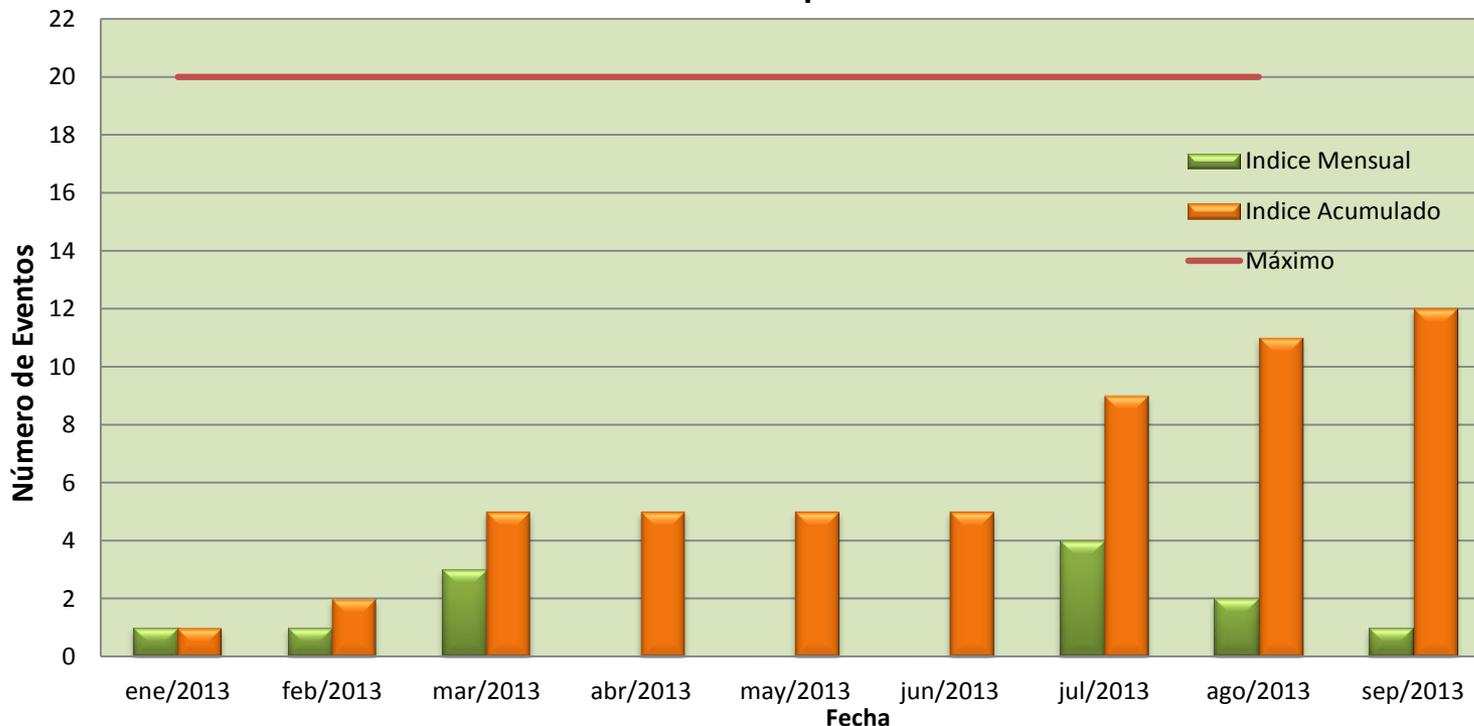




Indicadores de calidad

Tensión Fuera de Rango

Eventos de Tensión Fuera de Rango
Enero 2013 - Septiembre 2013



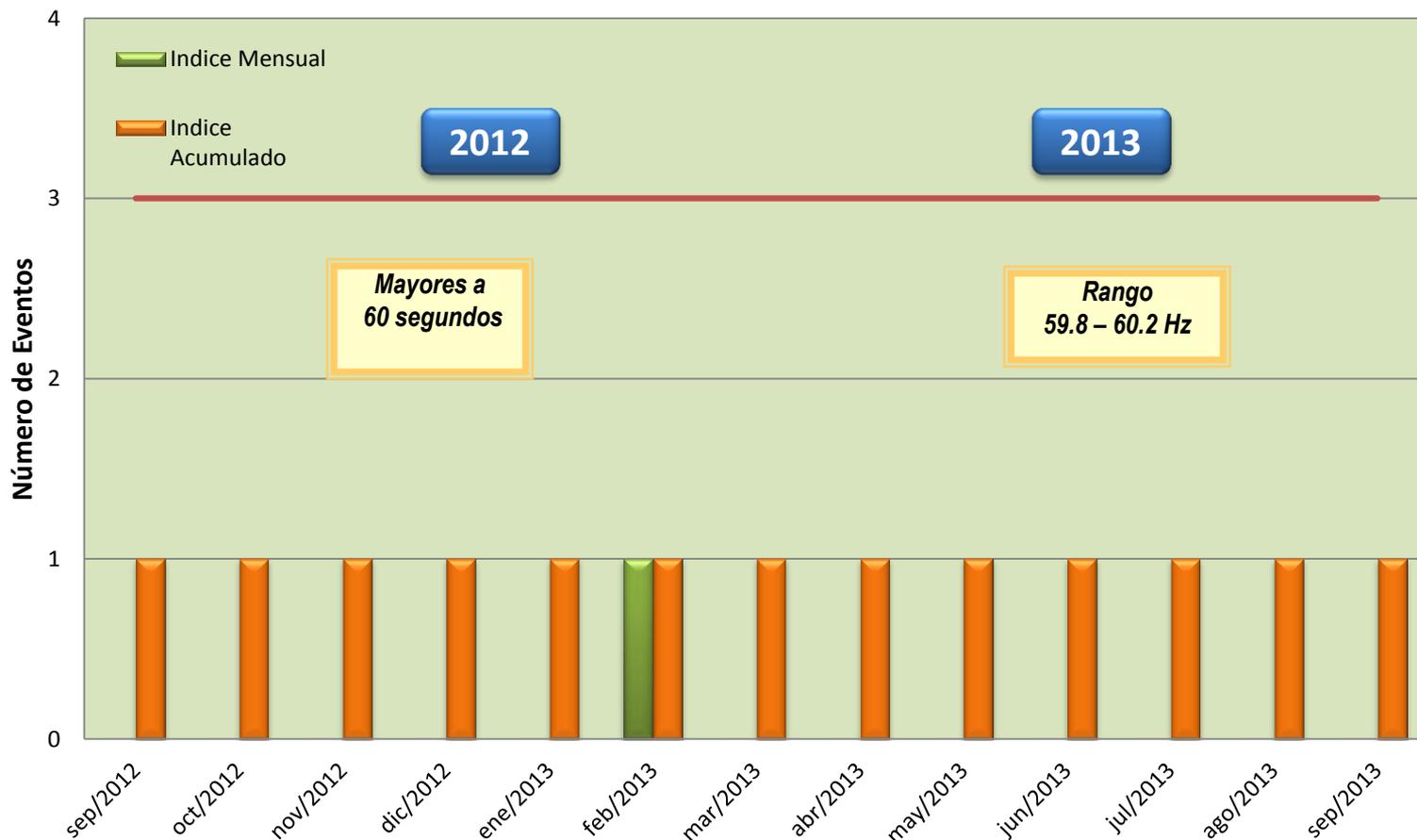
En el mes de Septiembre se presentó un evento de tensión en el sistema:

2013/08/09. Disparo del circuito Palos -Toledo – Samoré 230 kV. El agente reporta actuación de protección distancia a 93.54 km desde Los Palos causado por deslizamiento de terreno en la zona y acercamiento de un árbol sobre la fase C del tramo Toledo-Samoré 230 kV. Por el evento quedan sin tensión las subestaciones de Toledo, Samoré, Banadía y Caño Limó 230 kV. La frecuencia alcanzó un valor de 60.204 Hz. En el momento del disparo, la bahía de línea de Palos hacia Toledo 230 kV se encontraba por transferencia por trabajos de la consignación nacional C0094296.



Variaciones de Frecuencia

Eventos de Frecuencia Fuera de Rango Septiembre 2012 - Septiembre 2013

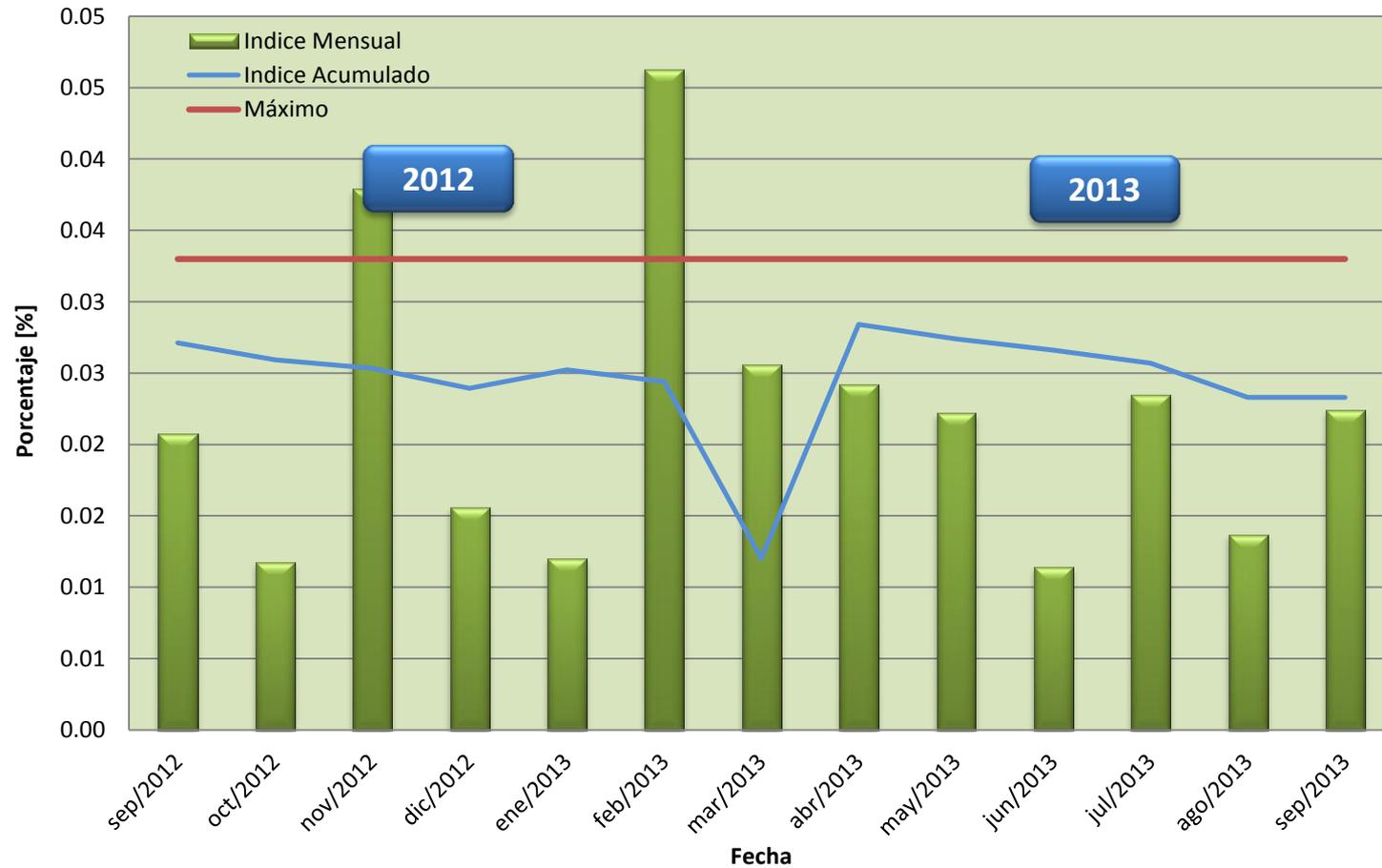


En el mes de Septiembre no se presentaron eventos de frecuencia en el sistema

Datos hasta el 30 de Septiembre

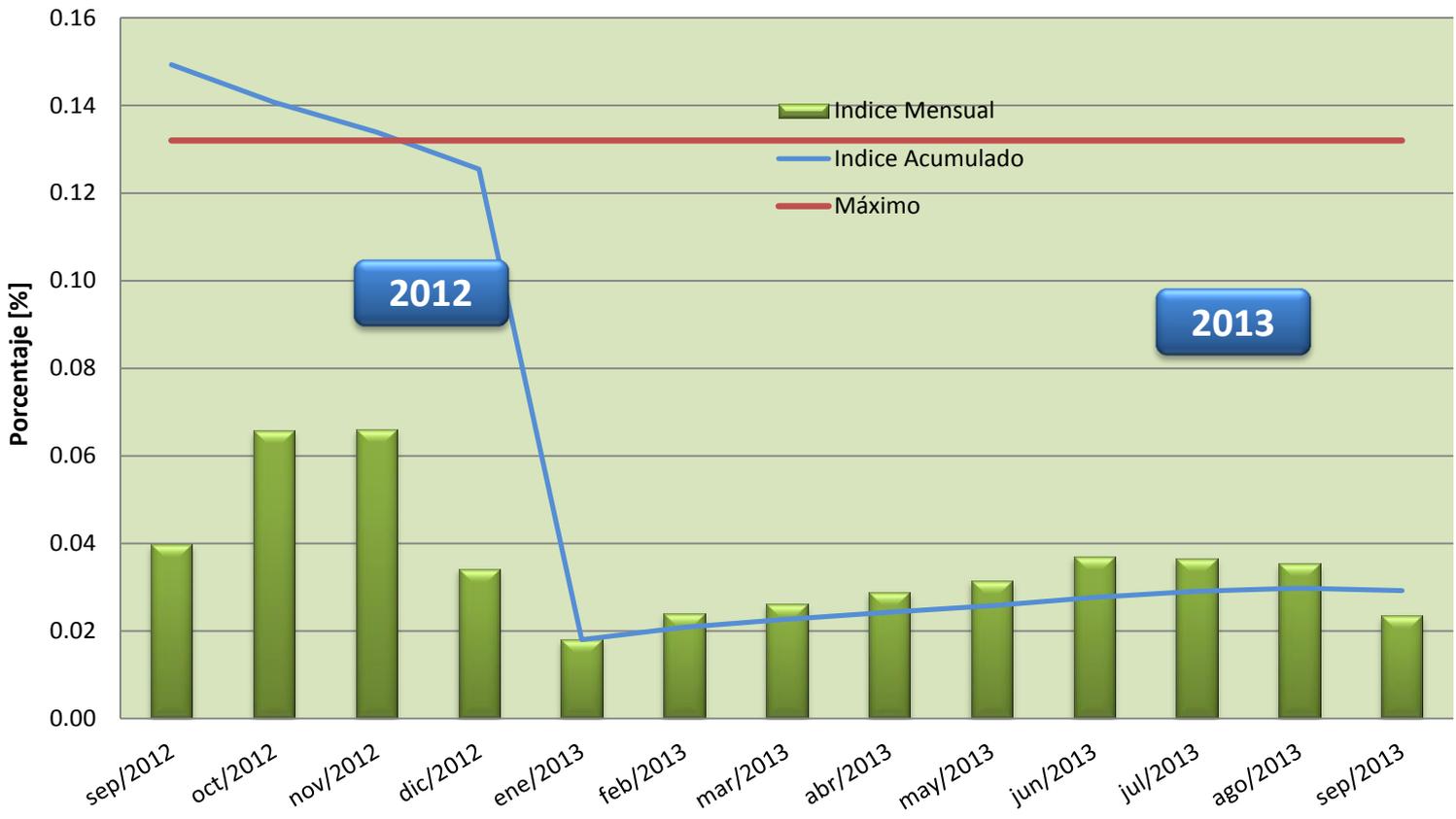
Porcentaje de Demanda No Atendida Programada

Eventos de Demanda No Atendida Programada
Septiembre 2012 - Septiembre 2013



Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada

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



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

Demanda No Atendida Programada y No Programada Sept 2013

ÁREA OPERATIVA	SUBÁREA OPERATIVA	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	TOTAL DNA [MWh]	TOTAL DNA [%]
CARIBE	ATLANTICO	0.000	180.850	180.85	7.69%
CARIBE	GCM	0.000	17.910	17.91	0.76%
CARIBE	CORDOBA/SUCRE	421.100	156.740	577.8400	24.56%
CARIBE	BOLIVAR	529.720	111.140	640.86	27.24%
ORIENTAL	TOLIMA	89.420	15.920	105.34	4.48%
ORIENTAL	META	0.000	4.250	4.25	0.18%
NORDESTE	NORDESTE	75.210	306.720	381.93	16.23%
SUROCCIDENTAL	CAUCA-NARIÑO	22.520	0.000	22.52	0.96%
SUROCCIDENTAL	HUILA-CAQUET	0.000	50.490	50.49	2.15%
SUROCCIDENTAL	CALDAS-QUINDIO-RISARALDA	10.860	66.120	76.98	3.27%
SUROCCIDENTAL	VALLE DEL CAUCA	0.000	4.700	4.7	0.20%
ORIENTAL	BOGOTA	0.000	244.070	244.07	10.37%
ANTIOQUIA-CHOCO	ANTIOQUIA-CHOCO	0.000	45.130	45.13	1.92%
TOTAL SIN		1148.830	1204.040	2352.870	100.00%

Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.148 GWh: Entre los principales eventos se tienen.

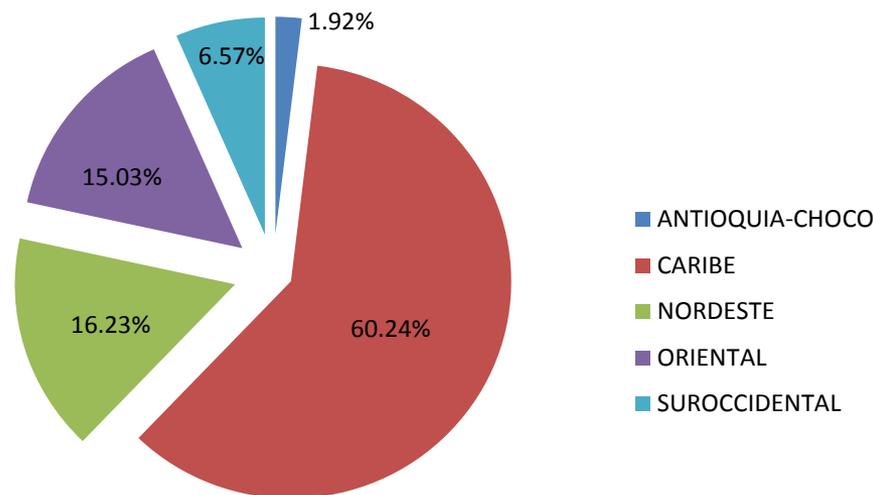
- 24/09 Trabajos sobre consignaciones nacionales C0101681 BL EL Carmen hacia Toluviejo 110 kV, C0101672 El Carmen - Toluviejo 110 kV, C0101683 El Carmen 60 MVA 110/66/13.8 KV, C0101675 El Carmen - Zambrano 66 kV (231.52 MWh)
- 11/09 Trabajos sobre consignaciones nacionales C0088326, C0093798, C0097945, C0098883, C0099107 y C0094409. Quedan sin tensión SE El Carmen, Zambrano, San Jacinto y Calamar 66 kV. (216.8 MWh).

Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.204 GWh: Entre los principales eventos se tienen.

- 03/09 Disparo de Palos-Toledo-Samoré 230 kV. El agente reporta actuación de protección distancia a 93.54 km desde Los Palos causado por deslizamiento de terreno en la zona y acercamiento de un árbol sobre la fase C del tramo Toledo-Samoré 230 kV (156.37 MWh).
- 14/09 Disparo del circuito Zipaquira - TPeldar - Ubate 115 kV, dejando sin tensión las S/Es de Ubate y Simijaca 115 kV. El agente reporta cable de guarda reventado sobre las estructuras 3697 y 3698. A las 02:32 dispara bahía de línea en Zipaquira hacia el Sol 115 kV, durante intento de cierre de la bahía de línea en Zipaquira hacia TPeldar 115 kV. (126.68 MWh).

Demanda No Atendida Programada y No Programada Sept 2013

TOTAL DNA [%] POR ÁREA OPERATIVAS (Septiembre 2013)



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.148 GWh: Entre los principales eventos se tienen.

- 29/09 Apertura de los circuitos Chinu - Since, Since - Magangué y Magangué - Mompox 115 kV bajo consignaciones nacionales C0094930 y C0101821 (150.1 MWh).
- 30/09 Apertura del circuito Tuluni - Natagaima 1 115 kV bajo consignación nacional C0094787 (86.74 MWh).

Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.204 GWh: Entre los principales eventos se tienen.

- 03/09 Trabajos sobre consignación nacional de emergencia C0101253 sobre el circuito Silencio - Veinte de Julio 1 110 kV, para realizar instalación de cable de guarda sobre el circuito con el fin de apantallararlo y a su vez retirar drenadores de la línea (180.94 MWh).
- 03/09 Disparo en ambos extremos de los circuitos Balsillas - Facatativa 115 kV y Facatativa - Villeta 115 kV dejando desatendidas y sin tensión las subestaciones de Facatativa y Villeta 115 kV. El agente reporta que el evento fue ocasionado por una falla provocada por el acercamiento de un árbol sobre el circuito Balsillas - Fontibon 115 kV (93 MWh).

- Riesgos atención demanda
- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético**
- Varios



Panorama energético

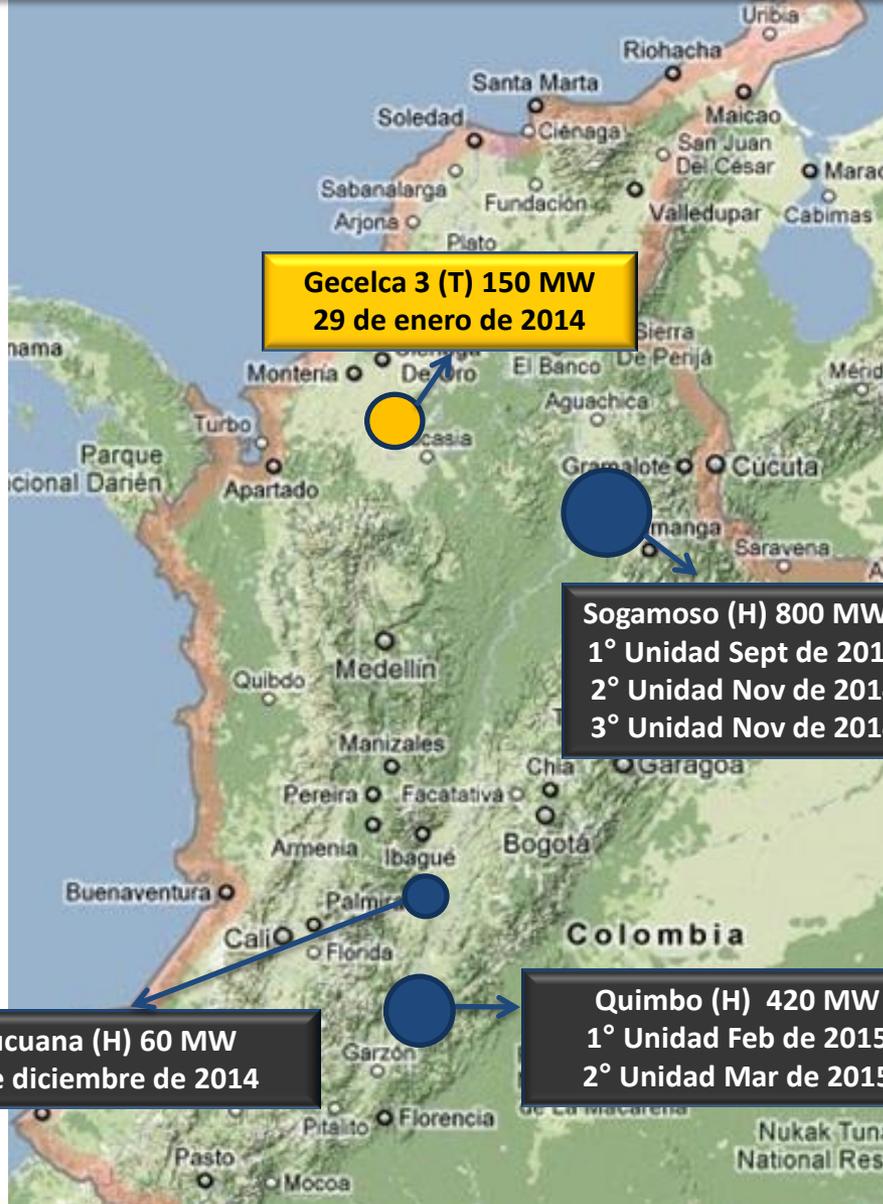
Mediano Plazo

Resumen Información Básica Simulaciones

Variable/ Información	Descripción
Tipo de Estudio	<ul style="list-style-type: none">Estudio con hidrología estocástica (200 series sintéticas). Caso Coordinado Colombia – Ecuador.
Horizonte	2 años Septiembre/13 – Septiembre/15
Demanda	Escenario medio de UPME (Julio/13)
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME Marzo/2013 para Gas, Fuel Oil y carbón
Plan de Expansión	<ul style="list-style-type: none">Escenario con fechas suministradas por los auditores de los proyectos
Parámetros	<ul style="list-style-type: none">Heat Rate Térmica a Gas: Se consideran los valores reportados incrementadas en 15%.IH e ICP calculados para las plantas hidráulicas y térmicas
Disponibilidad de combustibles	<ul style="list-style-type: none">Cantidades reportadas por los agentes para las vigencias futuras de cargo por confiabilidad
Desbalance Hídrico	14 GWh/día

Supuestos

Plan de expansión de generación mediano plazo



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

Supuestos

Información de contratos CxC (GBTUD)

La información nueva de los contratos de gas es la indicada por los generadores térmicos al CNO en Julio 2013.

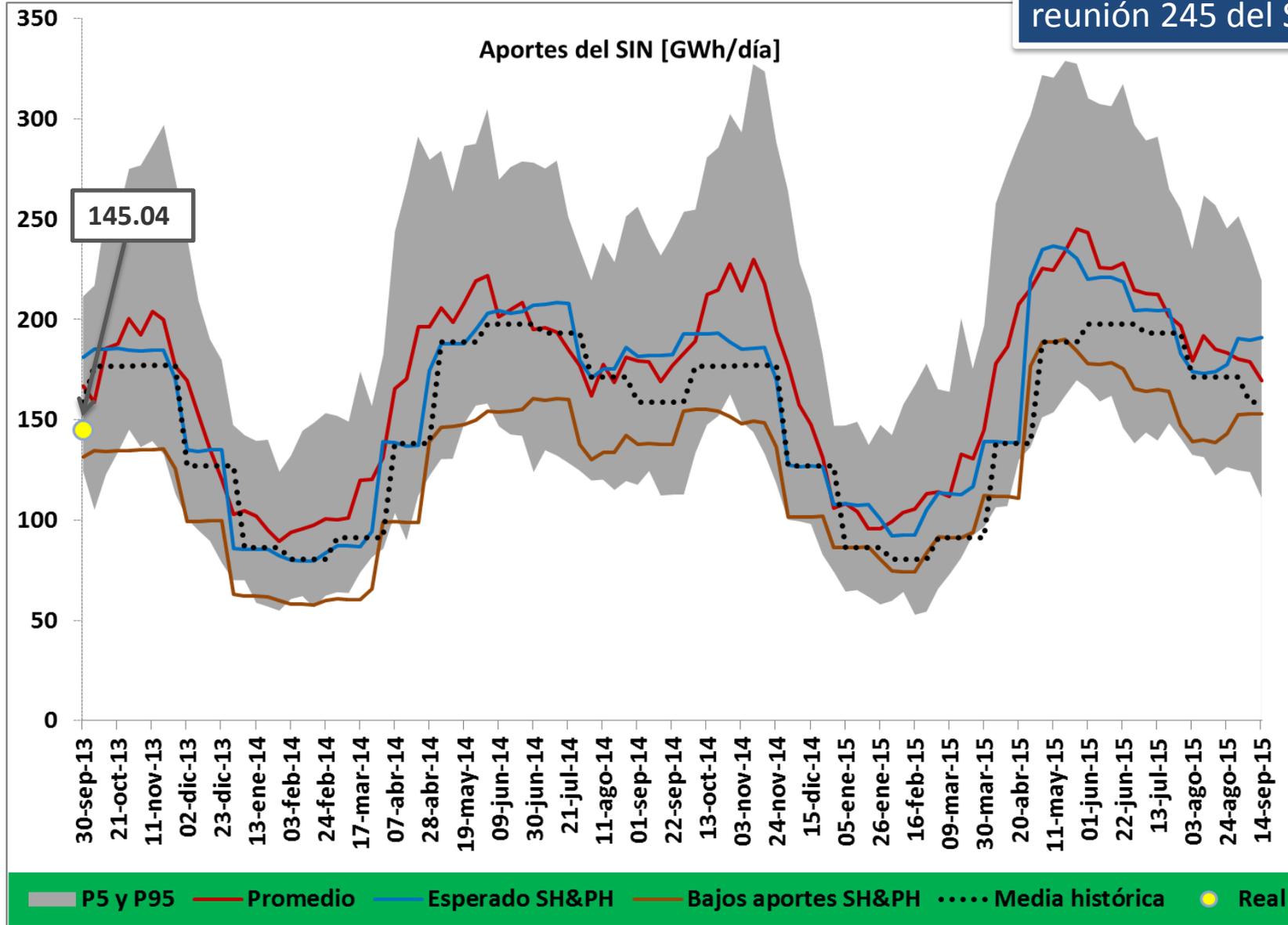
Recurso	Gas		Líquidos	
	Vigencia 12-13	Vigencia 13-14	Vigencia 12-13	Vigencia 13-14
Proelectrica	16	16	0	0
Tebsa*	150	129	0	0
TermoValle	36	36	0	0
Merilectrica	37	35	0	0
Barranquilla	0	0	34	34
Cartagena	0	0	55	55
Candelaria	0	0	75	75
Terrosierra	0	0	60.6	52.882
Termodorada	0	0	12	12
TermoCentro	26.071	19.071	27.119	27.119
TermoEmcali	16	16	38.2	38.2
Flores	56.5	50	45	126.7
Total	337.571	301.071	346.919	420.901

* Para la vigencia 12-13 Gecelca informó que TEBSA tiene contratado 135 GBTUD firmes, 84 GBTUD OCG y 42.8 GBTUD interrumpibles, para un total de 261.8 GBTUD. Sin embargo, para el modelo se considera su consumo máximo a plena carga de 150 GBTUD

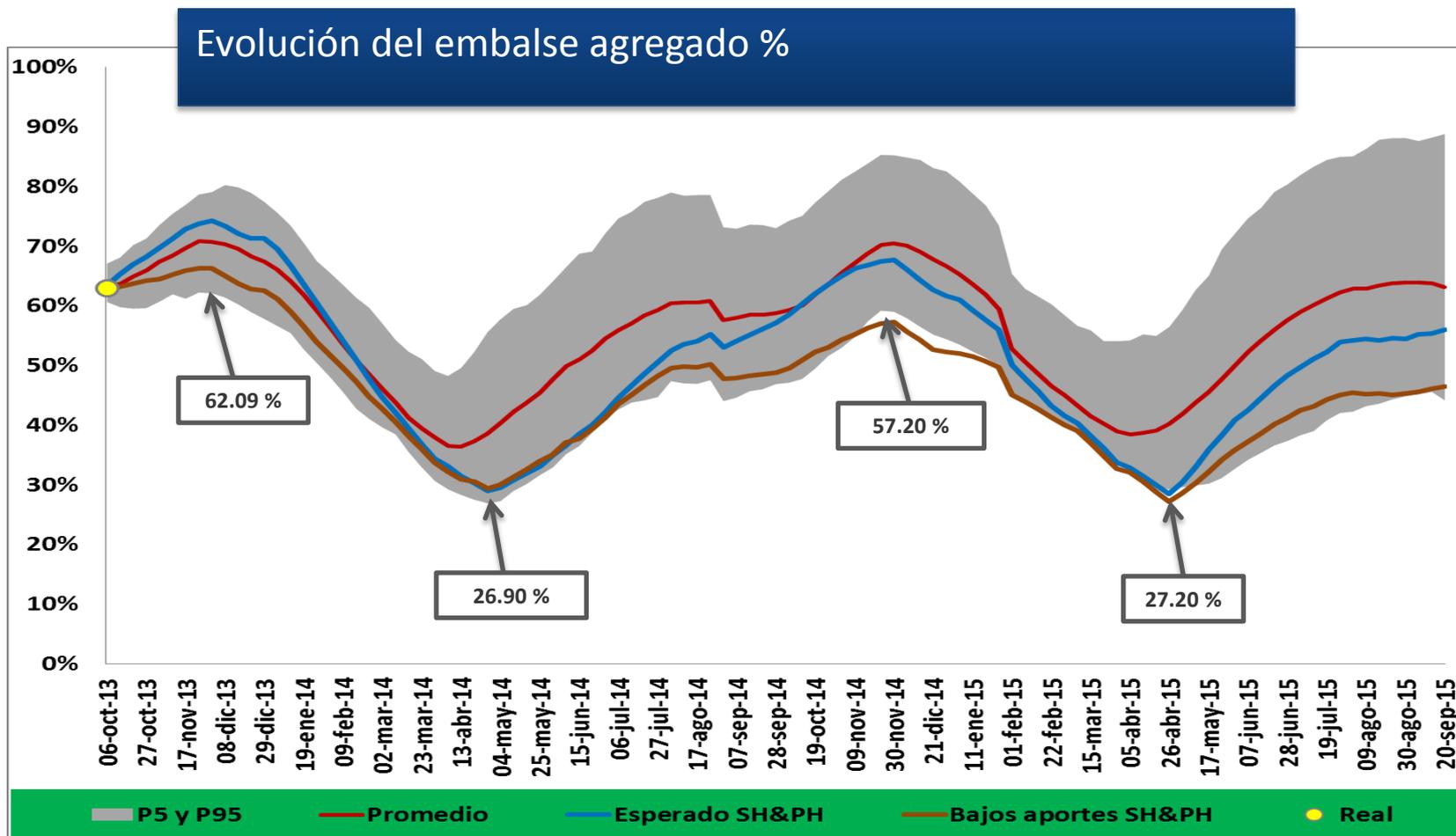


Aportes hidrológicos (GWh/día)

Escenarios hidrológicos actualizados de acuerdo con lo definido en la reunión 245 del SHyPH

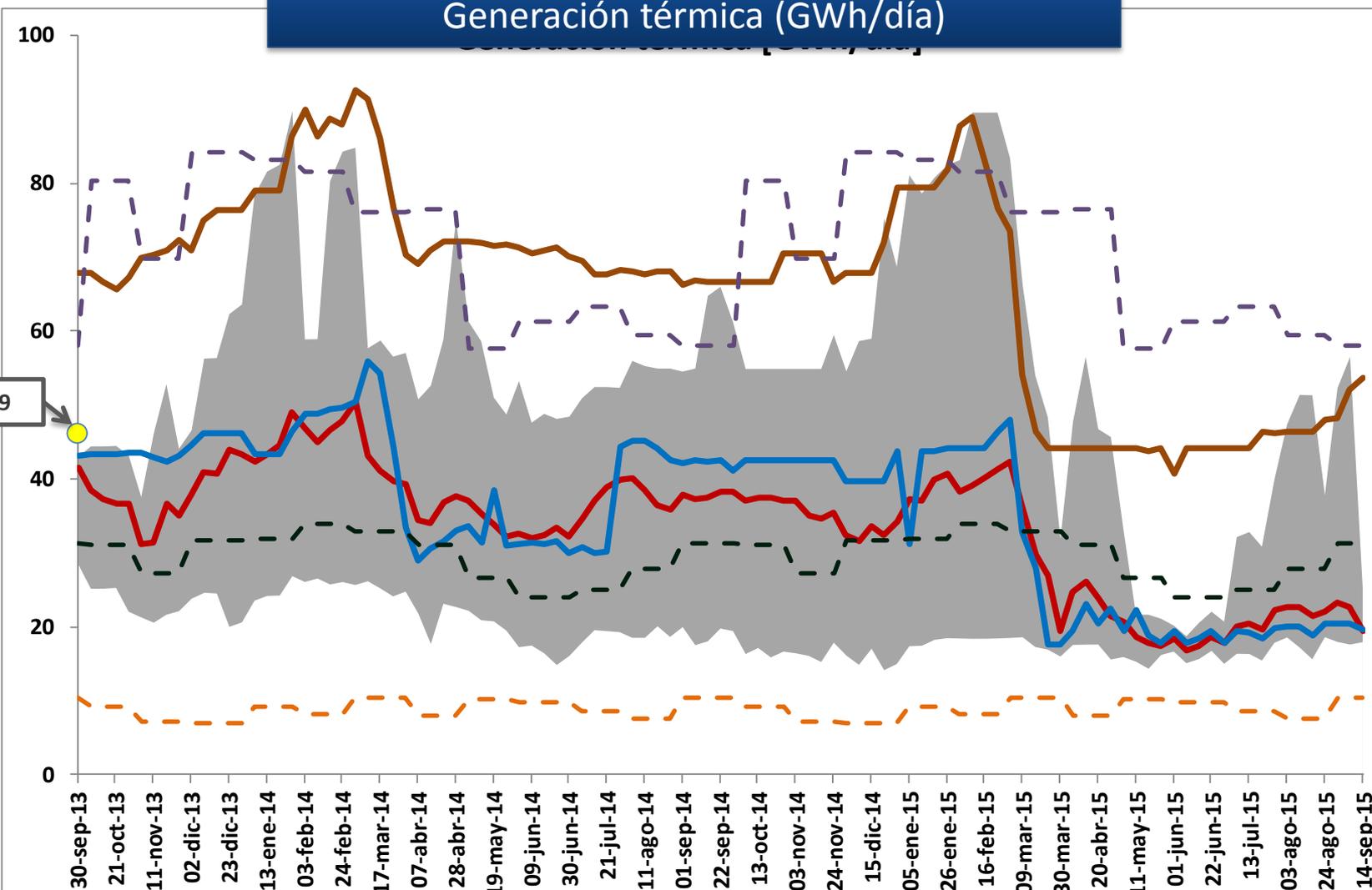


Resultados de los estudios

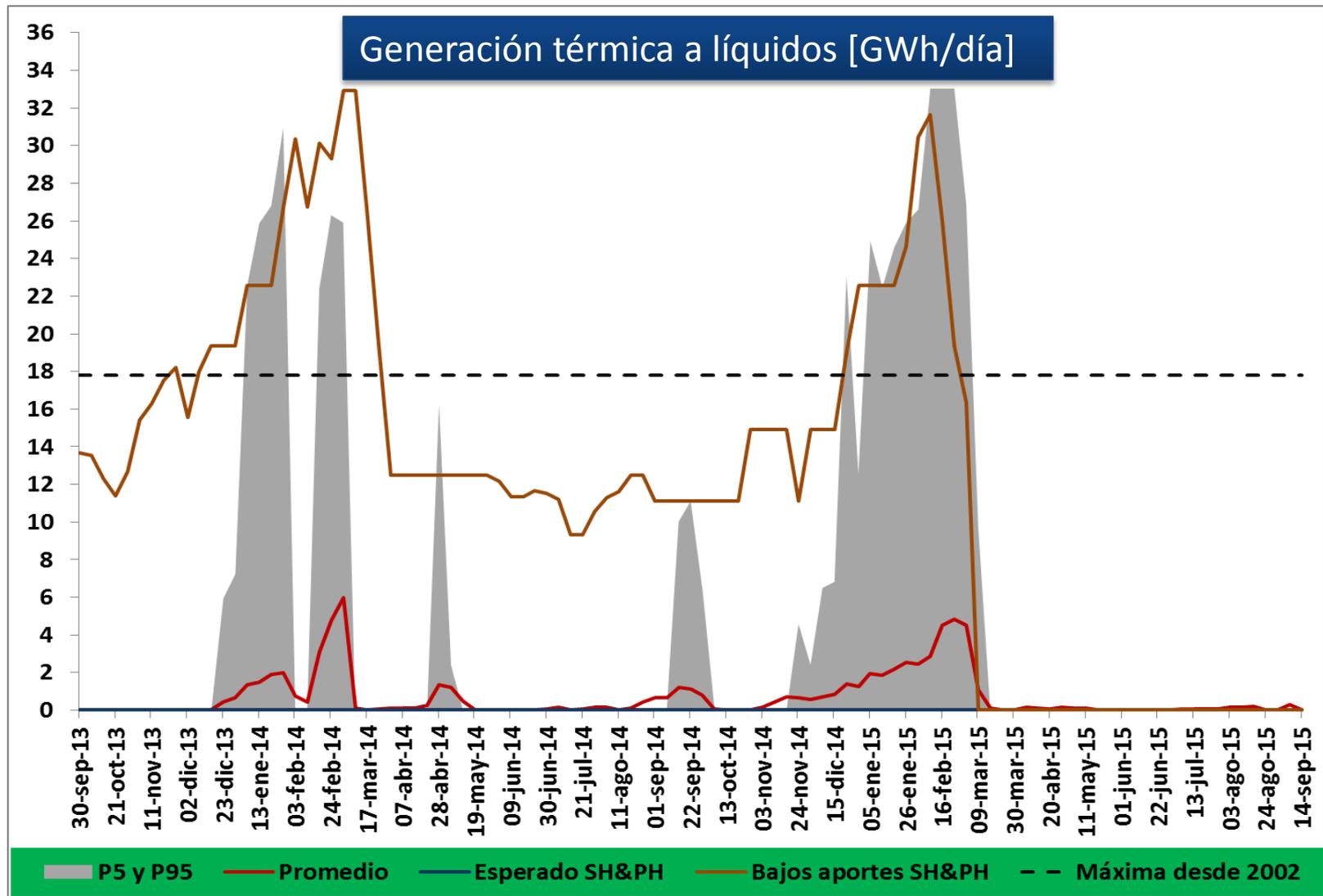


Resultados de los estudios

Generación térmica (GWh/día)



Resultados de los estudios



Conclusiones y recomendaciones

1. Con los supuestos de disponibilidad de combustibles acorde a la contratación para el respaldo de OEF, los resultados para el verano 2013-2014 y 2014-2015, muestran que ante condiciones esperadas de aportes, se requieren en promedio más de 40 GWh/día y en series deficitarias en aportes, es necesario contar con valores de generación térmica total por encima de los 85 GWh/día, incluyendo más de 20 GWh/día de generación térmica a líquidos.
2. Este resultado resalta la importancia del estudio de la revisión de la logística de abastecimiento de combustible líquidos que adelanta el CNO en la actualidad.
3. Continuar con el seguimiento permanente a los aportes hídricos del SIN a nivel regional y a los principales embalses del SIN. con el fin de contar con la máxima disponibilidad de generación para dar la confiabilidad y garantizar el cubrimiento de la seguridad que se requerirá en la demanda máxima de 2013.
4. Preparar la infraestructura de producción y transporte de gas para garantizar el suministro 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).
5. Se recomienda al parque térmico estar preparado para cumplir con generaciones que pueden alcanzar sus OEF, dada la incertidumbre en los aportes.

Recomendaciones

6. Durante los meses de diciembre de 2013 a abril de 2014, es necesario maximizar la disponibilidad de la infraestructura de transmisión y generación.
7. Es importante adelantar campañas para uso racional de energía, que favorezca el abastecimiento energético ante una eventual disminución en los aportes hídricos.
8. Asegurar por parte de los agentes, 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 con los diferentes recursos del SIN.
9. Garantizar la calidad en la información que suministran los agentes (combustibles, pronósticos hidrológicos, series hidrológicas, parámetros de máquinas, factores de conversión, capacidad de potencia reactiva, etc.), con el fin de que los análisis del planeamiento operativo den señales adecuadas y oportunas para la atención segura, confiable y económica de la demanda.
10. Fortalecer la coordinación entre los sectores gas, líquidos y electricidad como una de las acciones claves para mejorar la confiabilidad para la atención de la demanda.

- Riesgos atención demanda
- Variables
- Indicadores de calidad
- Panorama energético
- Varios**



Varios



Atentados en el SIN

31 OCT 2007

Aruba

Willemstad

44

Barranquilla

Maracaibo

Caracas
Valencia

Estado Actual

Indisponibilidades por Atentados

- Circuito 1 y 2 a 230 kV Jamondino - Pomasqui. 5 torres derribada

Ciudad de Panamá

Medellín

Bogotá

Colombia

Tuluá

Cali

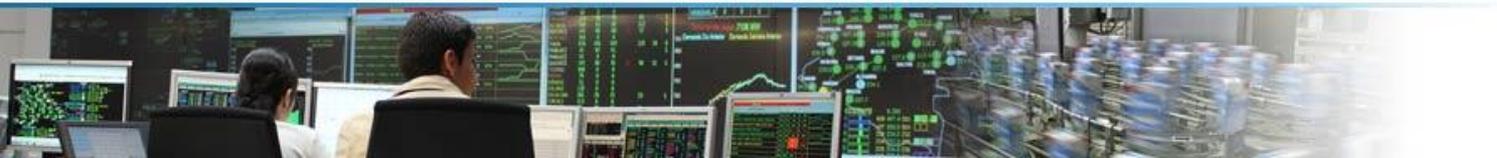
líneas

- 500 kV
- 220 - 230 kV
- 110 - 115 kV
- 57.5 - 66 kV
- 34.5 - 44 kV



Eventos de Transitorios de Frecuencia

- Durante el mes de septiembre se presentaron 11 eventos de frecuencia, de los cuales 10 fueron ocasionados por pérdida de generación y por pérdida de carga
- El disparo de las unidades 3 y 4 de Porce III (perdiendo aproximadamente 330 MW de generación) fue el evento que más tiempo mantuvo la frecuencia por fuera de rango, durando 32 segundos. Este a su vez fue el evento que llevo la frecuencia a su valor más bajo en el mes de septiembre, con un valor de 59.59 Hz.
- El disparo de la línea Palos – Toledo – Samoré 230 kV fue el evento que llevo a la frecuencia al valor más alto durante el mes de Septiembre, con un valor de 60.204 Hz. El circuito tenia una carga de aproximadamente 100 MW incluyendo la demanda de los pozos de la OXY.



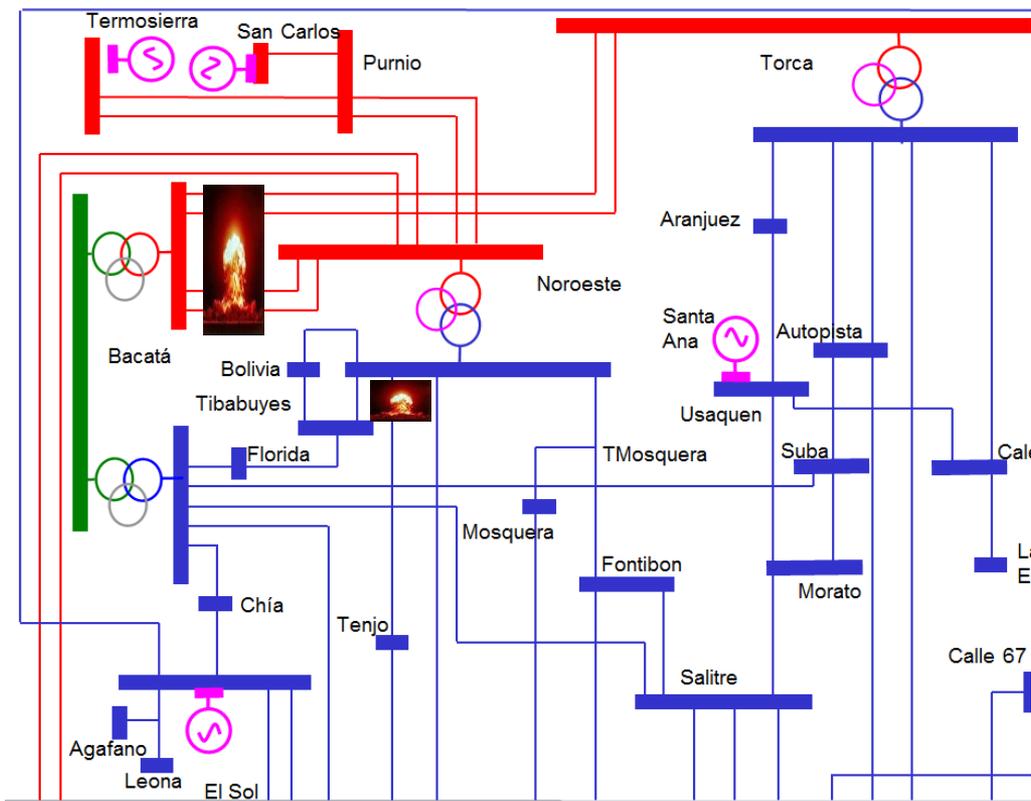
Eventos más Relevantes en el SIN

- El 25 de septiembre a las 02:40 Horas se presentó en Pance 230 kV disparo de todas las bahías conectadas a la Barra 2 y sus extremos remotos: bahía de acople en Pance 230 kV, circuitos Pance - Salvajina y Pance -Juanchito 230 kV, autotransformadores 1 y 3 230/115 kV. El agente reportó que se presentó en Pance 230 kV explosión del PT de la línea Pance - Salvajina 230 kV y actuación de la protección diferencial de barra 87B. **El evento se encuentra en análisis.**



Eventos más Relevantes en el SIN

Explosión polvorería vía Bogotá - Tenjo



- Septiembre 27 a las 15:48 Horas, falla en los circuitos a 230 kV Bacatá-Noroeste 1 y 2, Bacatá-Torca 1 y 2, y del circuito a 110 kV Noroeste-Tenjo
- Fue necesario techar la generación de Guavio+Chivor para incrementar el aporte de reactiva para mantener los niveles de tensión adecuados.

Mantenimiento Cusiana

Evento	Impactos	Recomendaciones	Acciones
<p>Mantenimiento en el campo Cusiana del 10 al 15 de octubre</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se restringe gas en el interior del país. • No se tendrá gas para Ocoa, por lo tanto se atenderán los respaldos del Meta desde la red de EMSA. • No se contará con gas para las plantas térmicas del interior, excepto para Termovalle que se atiende con gas Guajira. 	<ul style="list-style-type: none"> • No intervenir los enlaces entre el interior y la costa • No intervenir los transformadores de la subestación Reforma. • No intervenir el corredor sur del área oriental. • No intervenir el enlace Primavera – Bacatá 500 kV ni los transformadores de Bacatá 500/115 kV o 500/220 kV. • Maximizar disponibilidad de generación en el área oriental, especialmente en las unidades de Pagua. • Reflejar en el pronóstico de demanda los aumentos que se presenten durante esos días. 	<ul style="list-style-type: none"> • En las reuniones de coordinación de PSM se tuvieron en cuenta estas fechas para programar los trabajos que los agentes tenían planteados. • El CNOgas realizará seguimiento diario al avance del programa de mantenimiento mediante teleconferencias y se mantendrá informado al MME. • Se realizarán teleconferencias diarias entre EMSA – ECOPETROL y XM.



Cambio de versión software análisis eléctrico

Dadas las mejoras que se presentan en las últimas versiones de los software de análisis eléctrico el CND viene adelantando los cambios de versión

ANÁLISIS
ELÉCTRICOS



Versión Actual: 14.1.3

Nueva Versión: 15.0.2

Fecha de cambio para publicación a agentes: 4 de noviembre de 2013

Nuevas resoluciones

CREG 082 de 2013: por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución por la cual se establece el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía como parte del Reglamento de Operación

CREG 111 de 2013: por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución por la cual se modifican las resoluciones CREG 138 de 2012 y 085 de 2007, en relación con la definición Mg del proceso aleatorio que se realiza para las pruebas de disponibilidad de plantas o unidades de generación.

CREG 116 de 2013: por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución por la cual se modifican las resoluciones CREG 063 de 2010 y 071 de 2006, en relación con la verificación y liquidación de la Demanda Desconectable Voluntaria y el cálculo de la disponibilidad comercial dentro de la Remuneración Real Individual Diaria del Cargo por Confiabilidad.



■ filial de isa

 www.xm.com.co

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

2013

Volumen de los embalses a la fecha

Nombre	Volumen Util	Vertimiento
	Diario	Acum
Nombre	%	GWh
ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	62.5	0.0
MIRAFLORES	64.2	0.0
PENOL	50.9	0.0
PLAYAS	75.8	0.0
PORCE II	19.5	0.0
PORCE III	30.2	0.0
PUNCHINA	52.8	0.0
RIOGRANDE2	28.8	0.0
SAN LORENZO	61.3	0.0
TRONERAS	34.1	0.0
total Antioquia	50.1	0.0

Nombre	%	GWh
CARIBE	%	GWh
URRA1	77.4	0.0
total Caribe	77.4	0.0

Nombre	%	GWh
CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	65.2	0.0
BETANIA	59.4	0.0
MUNA	50.6	0.0
PRADO	32.7	0.0
total Centro	64.4	0.0

Nombre	Volumen Util	Vertimiento
	Diario	Acum
Nombre	%	GWh
ORIENTE	%	GWh
CHUZA	70.3	0.0
ESMERALDA	90.9	0.0
GUAVIO	83.4	0.0
total Oriente	82.3	0.0

Nombre	%	GWh
VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	20.5	0.0
CALIMA1	53.4	0.0
SALVAJINA	29.5	0.0
total Valle	40.6	0.0

Total Acumulado -SIN-	62.98%	0.00
------------------------------	---------------	-------------



Aportes hídricos acumulados a la fecha

ANTIOQUIA		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	8.6	72.9
CONCEPCION	1.7	62.5
DESV. EEPDM (NEC,PAJ,DOL)	2.2	53.2
DESV. GUARINO	0.9	44.7
DESV. MANSO	0.2	27.2
GRANDE	8.5	60.2
GUADALUPE	7.0	89.1
GUATAPE	9.0	113.0
MIEL I	3.7	79.3
NARE	27.9	115.3
PORCE II	16.7	117.7
PORCE III	0.2	10.6
SAN CARLOS	7.8	145.1
TENCHE	0.7	47.1
TOTAL REGIÓN	95.3	91.80

ORIENTE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	7.9	59.7
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	2.2	48.9
GUAVIO	10.2	68.5
TOTAL REGIÓN	20.3	61.32

CENTRO		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
AMOYA	3.1	148.3
BOGOTA N.R.	1.2	9.0
MAGDALENA BETANIA	6.6	114.7
PRADO	0.7	100.0
TOTAL REGIÓN	11.5	53.9

VALLE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
ALTOANCHICAYA	4.5	74.1
CALIMA	0.1	20.9
CAUCA SALVAJINA	1.4	52.1
DIGUA	0.9	167.9
FLORIDA II	0.2	82.6
TOTAL REGIÓN	7.1	70.07

CARIBE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
SINU URRRA	5.5	108.0
TOTAL REGIÓN	5.5	108.01

	GWh día	%media
TOTAL ACUMULADO SIN	142.8	80.5



filial de isa

Datos hasta el 01 oct