



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 015

Jueves, 6 de marzo de 2014

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

Dirigido al **Consejo Nacional de Operación** como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND - 015

Jueves, 6 de marzo de 2014

Contenido

Principales riesgos atención demanda

- Situación operativa en Guajira – Cesar – Magdalena (GCM)
- Mantenimientos gas
- Informe general de restricciones

Indicadores de calidad

- Indicadores
- Eventos relevantes

Variables

- Reservas y aportes
- Demanda y exportaciones
- Generación

Panorama energético

- Mediano plazo

Varios

- Entrada en operación de proyectos
- Plan preliminar de trabajo Colombia – Venezuela
- PSM I - 2014
- Certificación operadores
- Estado de la supervisión

Principales riesgos atención demanda



■ filial de isa



Situación operativa en Guajira – Cesar – Magdalena (GCM)

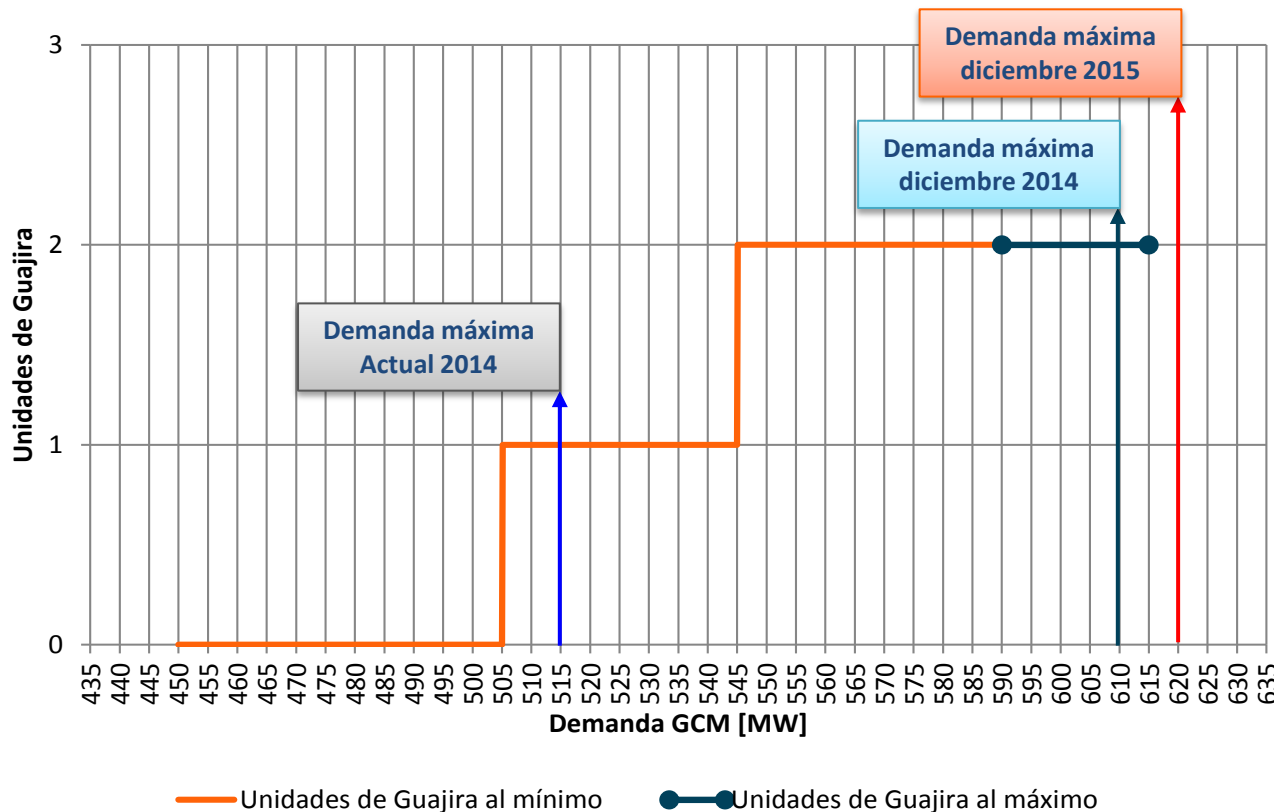
SUPUESTOS DE DEMANDA Y REQUERIMIENTO DE UNIDADES DE GUAJIRA

Demanda: Pronóstico tasas de crecimiento UPME.

Demanda	Actual [MW]	Demanda 2014 [MW]	Demanda 2015 [MW]
Mínima	370	455	465
Media	465	555	565
Maxima	515	610	620

2014: Entrada de 40 MW de Puerto Drummond (29 de abril) y 20 MW de Puerto Nuevo (junio)

Requerimiento unidades de Guajira. Crecimiento focalizado de demanda



Demanda actual: 1 Unidad de Guajira al mínimo (periodos de demanda máxima)

Demanda esperada para diciembre 2014: 2 Unidades de Guajira al máximo (periodos de demanda máxima y algunos de media)

Demanda esperada para diciembre 2015: 2 Unidades de Guajira al máximo (periodos de demanda máxima y algunos de media). No es confiable la atención total de la demanda

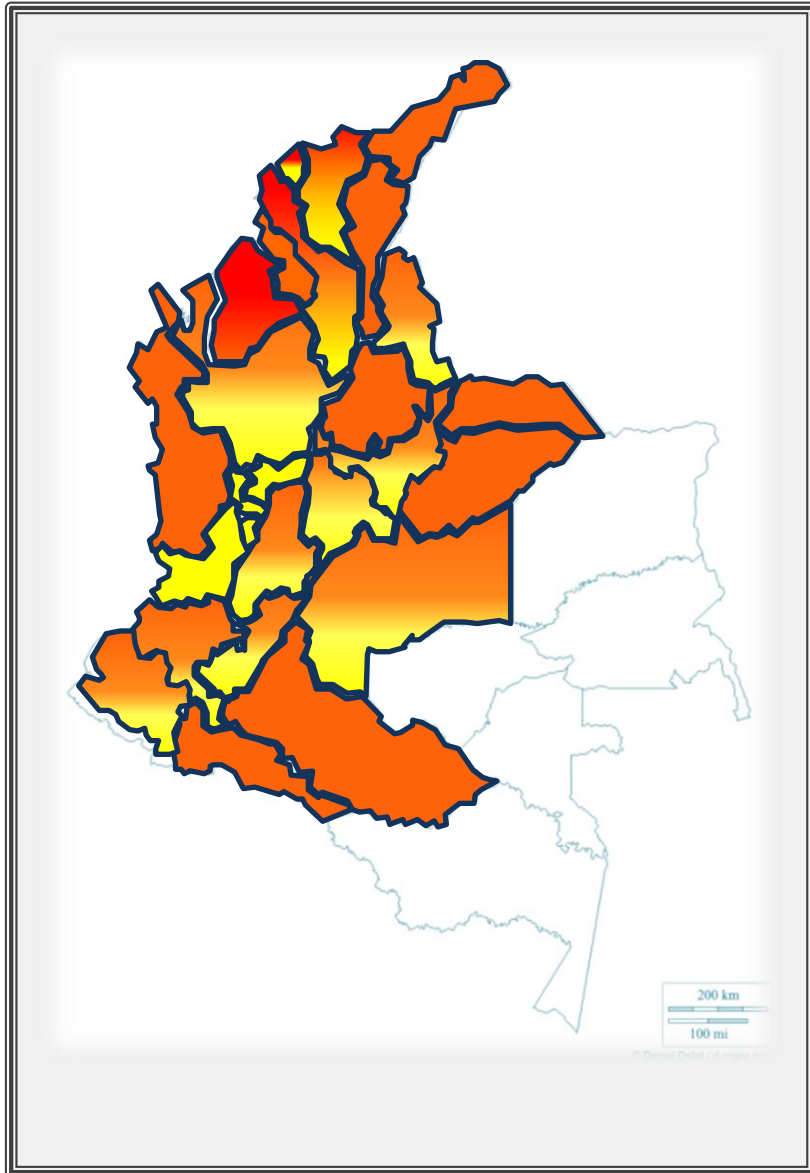
Sensibilidad	Descripción
1	Instalación de 12 MVar en la subestación El Banco 110 kV
2	Instalación de 5 MVar en la subestación El Banco 110 kV e instalación de 50 MVar en la subestación Valledupar 220 kV
3	Instalación de 50 MVar en la subestación Valledupar 220 kV e instalación de 20 MVar en la subestación Termocol 220 kV
4	Instalación de 12 MVar en la subestación El Banco 110 kV e instalación de 35 MVar en la subestación Termocol 220 kV
5	Instalación de 35 MVar en la subestación Termocol 220 kV
6	Transformador Copey 500/230 kV
7	Transformador Copey 500/230kV y Instalación de 12 MVar en la subestación El Banco 110 kV e instalación de 35 MVar en la subestación Termocol 220 kV

Sensibilidad	Unidades en Guajira	Drummond [MW]	Puerto Nuevo [MW]	Demanda Total atendible GCM [MW]	Potencia generada Guajira [MW]	Total Compensación [Mvar]
1	1	40	5	595	150	12
1	2	40	20	630	144	12
2	1	40	20	610	72	55
3	1	40	20	610	72	70
4	1	40	20	620	72	47
5	1	40	15	605	150	35
5	2	40	20	625	144	35
6	1	40	20	640	72	-
7	0	40	20	640	-	47

Se recomienda a Electricaribe, adelantar la compensación de 12 MVar de la subestación El Banco 110 kV que se tiene proyectada para el 2015.

Se recomienda a la UPME evaluar los mecanismos para que se instale la compensación de 35 MVar de la subestación Termocol 220 kV lo más pronto posible, adicionalmente evaluar la posibilidad de instalar más compensación en la subárea en la subestación Valledupar 220kV.

Resumen Diagnóstico Restricciones del SIN, que pueden generar demanda no atendida



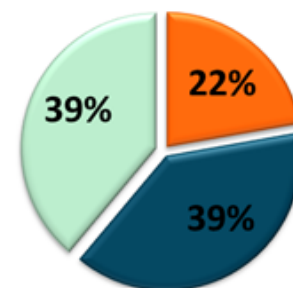
Nivel	Estado Obras
Amarillo: Se tiene suficiente generación de seguridad para cubrir contingencias sencillas.	0: No hay alternativas definidas.
Naranja: No se tiene suficiente generación de seguridad para cubrir contingencias sencillas.	1: Alternativa definida sin convocatoria o sin concepto aprobatorio de UPME.
Rojo: Se presentan bajas tensiones y demanda no atendida en condición normal de operación.	2: Proyecto de expansión adjudicado o con concepto aprobatorio de UPME.

Resumen restricciones actuales

Área o Subárea	Restricciones	Obras definidas y/o recomendadas	Estado		
			0	1	2
ANTIOQUIA	5	4	1	2	1
ATLÁNTICO	5	6	1	2	3
BOLÍVAR	4	7	1	4	2
CÓRDOBA - SUCRE	1	1	-	1	-
CERRO	1	1	-	-	1
GCM	5	6	1	3	2
ESSA	2	2	-	2	-
CENS	2	2	-	-	2
EBSA - ENERCA	3	4	1	1	2
ENELAR	1	1	1	-	-
BOGOTÁ	6	9	1	4	4
META	4	6	1	2	3
VALLE	2	2	-	1	1
CAUCA - NARIÑO	2	3	2	-	1
HUILA - TOLIMA - CAQUETÁ	3	7	3	2	2
COR	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	72	16	28	28

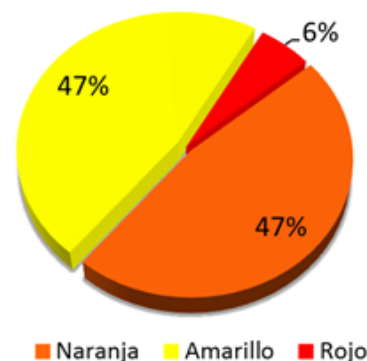
Restricciones por estado

Estado 0 Estado 1 Estado 2



Se observa que es mayor la cantidad de proyectos que no se han definido o que están en trámites que los proyectos aprobados por parte de la UPME. Se recomienda agilizar los procedimientos para que los proyectos entren en las fechas correspondientes.

Restricciones por Nivel



De las 54 restricciones indicadas en la Tabla 1-2, se tiene 1 restricción sin clasificar de acuerdo con los niveles establecidos. De las 53 restantes, el 6% son sobrecargas o bajas tensiones en el estado estacionario y el 94% restante está dividido en igual proporción entre las restricciones para las cuales se tiene suficiente generación de seguridad para cubrirlas y para las que no.

Seguimiento a principales riesgos en la atención de la demanda – Descripción de Riesgos y Acciones

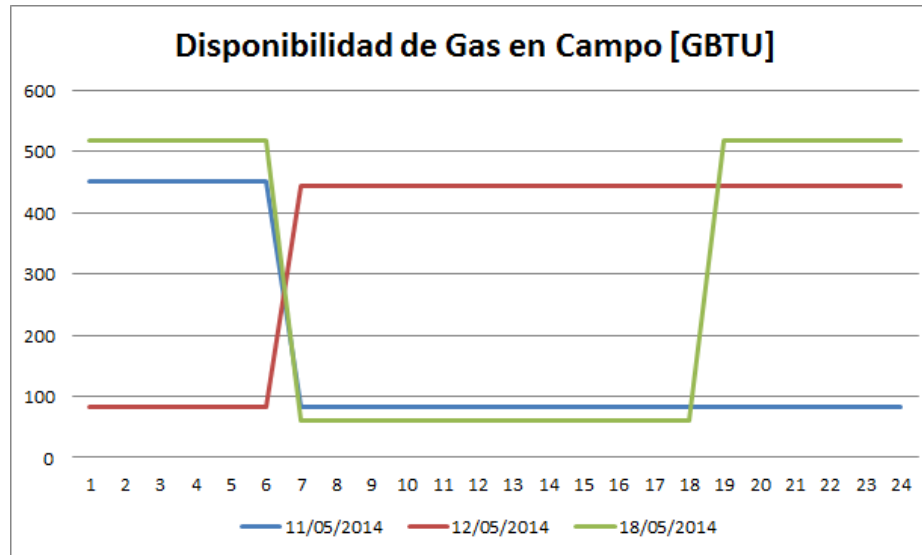
Área o Subárea	Descripción de Riesgos	Acciones a acometer por el CNO
Atlántico	En la red de la subárea se presenta agotamiento en la capacidad de transformación y en la red de 110 kV. Adicionalmente, se presenta atrapamiento de la generación (Tebesa, Barranquilla, Flores 1 y Flores 4) por lo que se requiere mantener un balance entre estas plantas.	- Solicitar a la UPME y el OR la definición oportuna de obras complementarias en el STN/STR al proyecto Caracolí 230/115kV, requeridas para mitigar o eliminar las restricciones de la subárea. - Hacer seguimiento al desarrollo de las obras de Caracolí.
Córdoba - Sucre	Riesgo de atención en la carga en períodos de demanda máxima, ante la contingencia de uno de los transformadores de Chinú 500/110kV. <i>Mientras se construye la obra del STN para el área, se mitigó el riesgo con el aumento de la capacidad de sobrecarga de los transformadores existentes a 10% por 30 min.</i>	- Solicitar a la UPME informar al Consejo sobre el estado de las convocatorias para los proyectos de STN definidos en los planes de expansión. Proyectos: Caracolí, Chinú-Montería-Urabá, Suria, Bello-Guayabal-Ancón. - Solicitar a la UPME informar al Consejo el seguimiento de la aplicación de la Resolución CREG 024 de 2013.
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. Se observa agotamiento de la red a 66kV.	- Solicitar al OR informar al CNO el avance de actividades para lograr operar de manera enmallada la red de 66kV en Bolívar. - Solicitar al OR presentar al CNO el plan de obras para reducir los riesgos en la atención de la demanda ante el agotamiento de la red de 66kV.
Guajira – Cesar – Magdalena	Actualmente la subárea GCM requiere permanentemente generación de seguridad, situación que se agrava con el incremento de la demanda. <i>De acuerdo con carta enviada de Transelca a XM la fecha esperada de entrada en operación de la Conexión en “T” para alimentar la carga de Puerto Drummond es el 29 de abril de 2014.</i>	- Gestionar ante el OR y la UPME la instalación de compensación de 12 MVar de la subestación El Banco 110 kV, de forma que entre en operación lo antes posible. - Solicitar la instalación de la compensación de 35 MVar en la subestación Termocol 220 kV para garantizar su entrada en operación en el menor tiempo posible.
Oriental	Retraso en la fecha de entrada del proyecto Nueva Esperanza. Se requiere programación de generación de seguridad en función de la demanda para el soporte de tensión en el área.	Acompañar al a UPME en el seguimiento a las obras de mitigación para el área: Compensación Bogotá 115kV, Meta 115kV, SVC Tunal, STATCOM Bacatá, 2do TRF de Bacatá 500/115kV.
CQR-Valle	La contingencia del transformador de Cartago sobrecarga el circuito La Rosa – Dosquebradas 115 kV. <i>Se habilitaron los esquemas suplementarios de EPSA y EEP.</i>	Solicitar a la UPME informar al CNO el plan de obras para la subárea.
STN	Sobrecostos operativos por la no entrada oportuna de la red objetivo a 500kV	Solicitar a la UPME informar al Consejo el avance de las convocatorias de la red objetivo a 500kV definidos en los planes de expansión. Proyectos: Conexión Ituango, Refuerzos Caribe, Oriental y Suroccidente.

Mantenimiento Campo Guajira 11, 12 y 18 de Mayo de 2014



■ filial de isa

Perfil Horario de disponibilidad de Gas



Fecha	Periodos	Disponibilidad de gas para el sector termoeléctrico (GBTUD)
11/05/2014	1 al 6	220
11/05/2014	7 al 24	0
12/05/2014	1 al 6	0
12/05/2014	7 al 24	220
18/05/2014	1 al 6	220
18/05/2014	7 al 18	0
18/05/2014	19 al 24	220

Mttos de generación con impacto durante el mantenimiento del campo Guajira

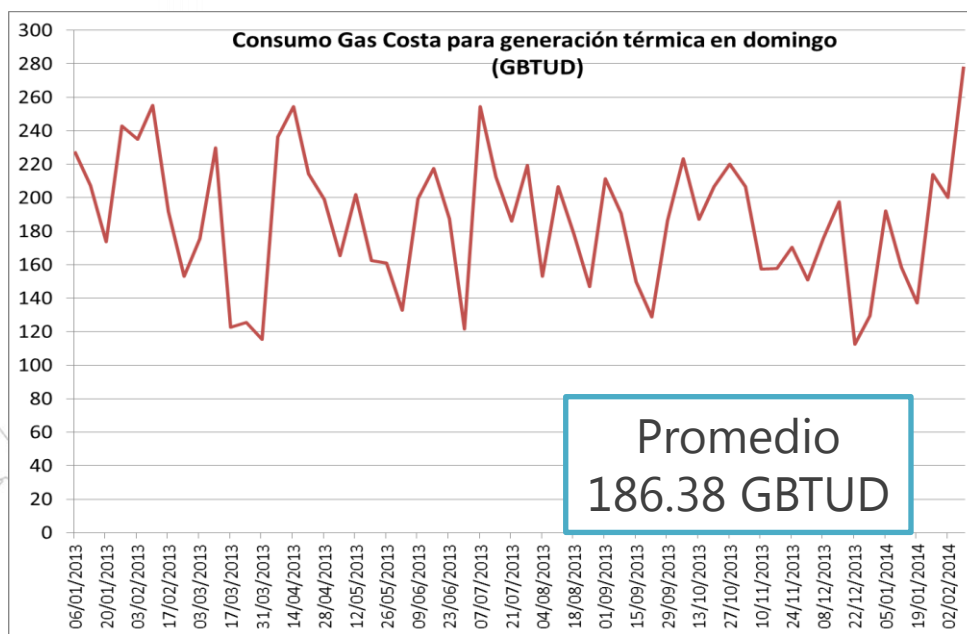
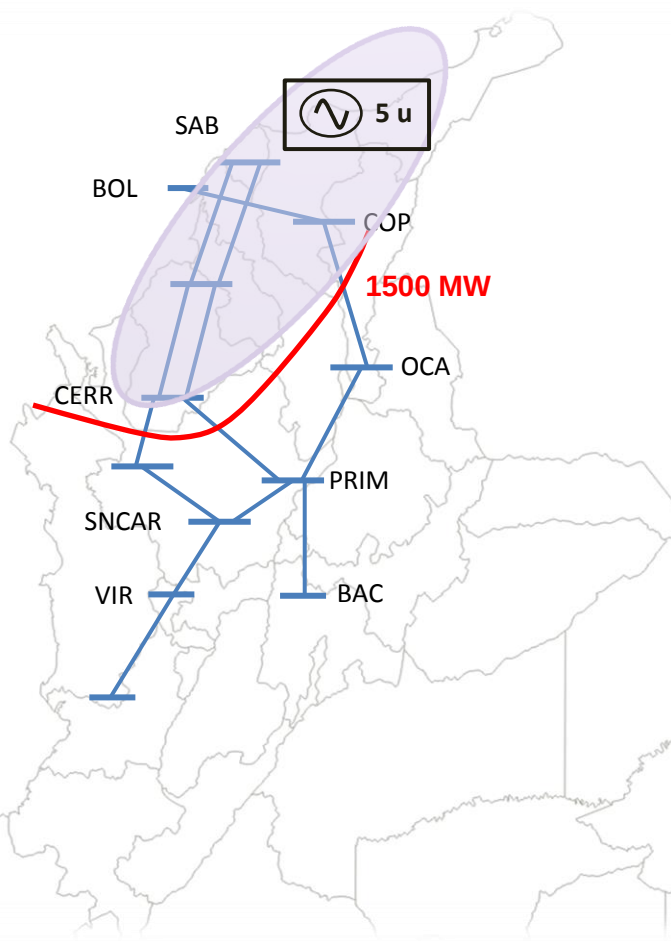
Consignación	Unidad	Fec. Inicial	Fec. Final	MW Indisponibles durante mtto
C0099679	Cartagena 1 (Líquidos)	2014/04/21	2014/05/11	61
C0103052	Paipa 3 (Carbón)	2014/05/01	2014/06/30	70
C0103629	Flores 4B (Dual)	2014/04/21	2014/05/16	278
C0079599 *	TEBSA B	2014/05/02	2014/05/13	298
C0100659 *		2014/05/10	2014/05/12	
C0100660 **		2014/05/14	2014/05/23	
C0100662 **		2014/05/18	2014/05/18	
C0105899	Urrá 2 (Hidráulica)	2014/05/05	2014/05/15	85

* Trabajos 11 y 12 de Mayo

** Trabajos 18 de mayo

Requerimiento Sector Eléctrico

El sector eléctrico requiere de una disponibilidad para atención de la demanda en el área Caribe de 180 GBTUD en condiciones normales y 220 GBTUD en condición de contingencia los enlaces de 500 kV Intercoasta.



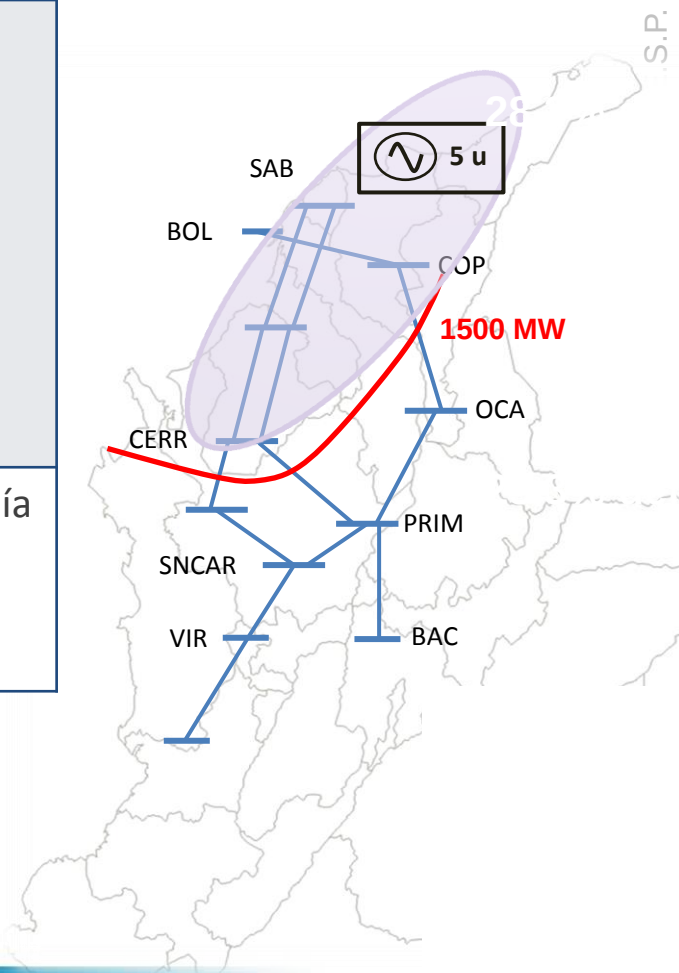
Generación de seguridad en el área Caribe

Balance 11 de mayo 07:00 a 12 de mayo 06:00

# Enlaces	Unidades soporte de tensión y restricciones de red	Limite de transferencia
3	Área GCM – Guajira 1 y 2 (Carbón) Área Atlántico – Balance Barranquilla 3 y 4, Flores 1 y Flores 4 (Líquidos) Área Bolívar – Central Cartagena – Candelaria (Líquidos)	
2		Guajira 1 y 2 Max 7 GWh-día Urra Max 8 Gwh-día Generación a Líquidos Mín 15 GWh-día *

* Disponibilidades menores de las plantas Guajira y Urra implican un mayor requerimiento de generación a líquidos.

Se considera cero disponibilidad de gas para el sector Termoeléctrico en el área Caribe.



XM y el CNO GAS solicitaron formalmente a
CHEVRON el desplazamiento del
mantenimiento programado los días 11,12 y
18 de Mayo para los días 01, 02 y 08 de Junio
con el fin de realizar las intervenciones en día
domingo y festivo.



■ filial de isa

Recomendaciones

1. El despacho programado de energía eléctrica se realiza según lo establecido en la reglamentación y éste se fundamenta en la oferta de precios y declaración de disponibilidad de todas las plantas despachadas centralmente. Por lo tanto, se recomienda reflejar en la oferta la capacidad de potencia de las unidades dependiendo la disponibilidad del combustible que cada una tenga.
2. Maximizar la disponibilidad de las centrales hidráulicas y térmicas a Carbón.
3. Contar con disponibilidad de combustibles líquidos y carbón en las plantas duales.
4. No programar pruebas de generación.
5. Maximizar la disponibilidad de las líneas que interconectan el interior del país con el área Caribe.
6. No realizar intervenciones en la red eléctrica que requiera generación térmica a gas adicional.

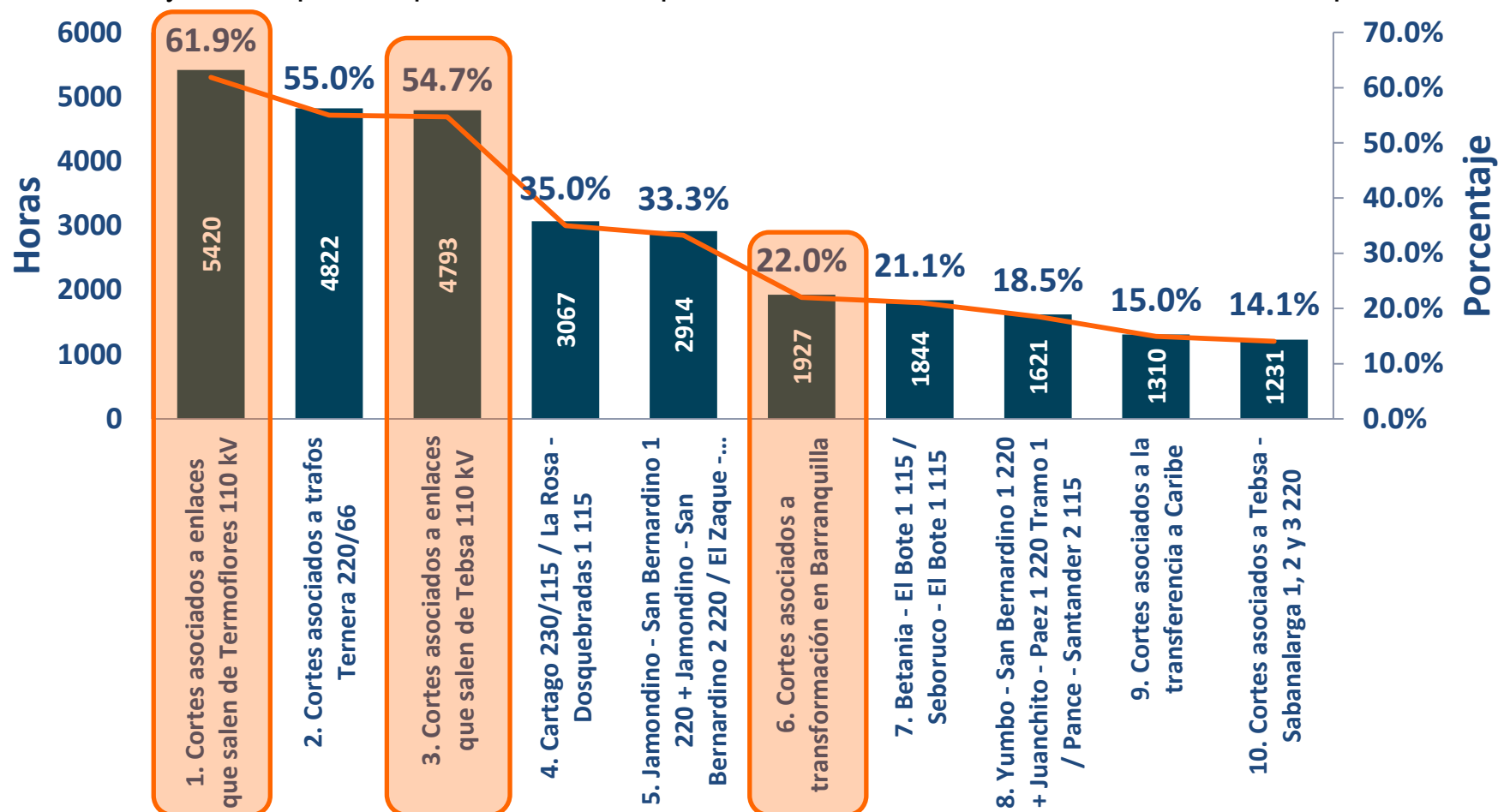
Informe general de restricciones



■ filial de isa

Acumulado de 2013 de principales cortes activos

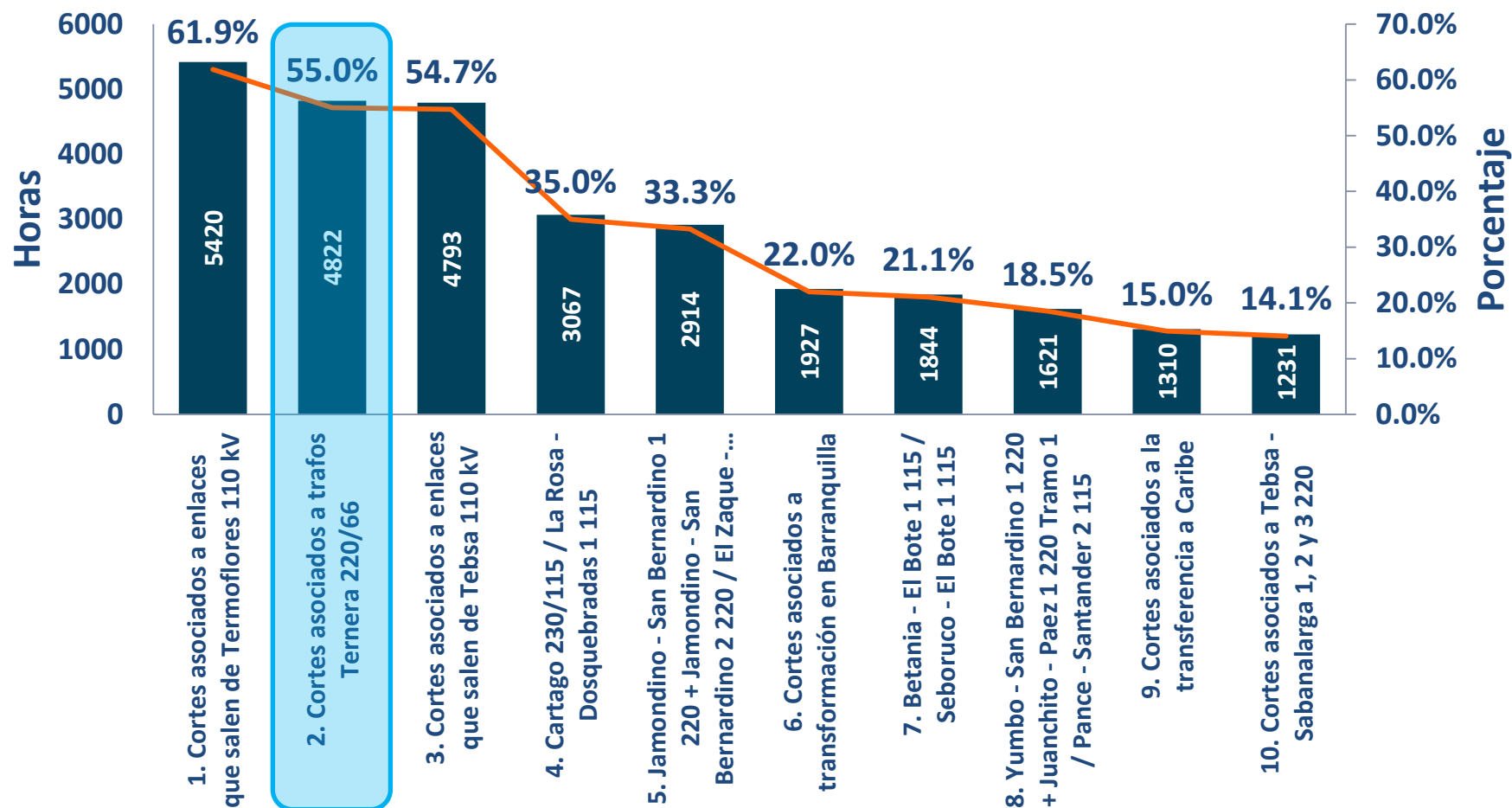
A continuación se presenta el acumulado de tiempo que estuvieron activos los cortes durante el año 2013 excluyendo aquellos que se activaron por mantenimientos asociados a obras de expansión:



Los cortes 1, 3 y 6 muestran el agotamiento de la transformación 220/110kV y de la red a 110kV en la subárea Atlántico. Hasta el año 2016 con la entrada del proyecto Caracolí, estas restricciones serán continuas, y además, se deben definir obras complementarias para eliminar por completo las restricciones de la subárea.

Acumulado de 2013 de principales cortes activos

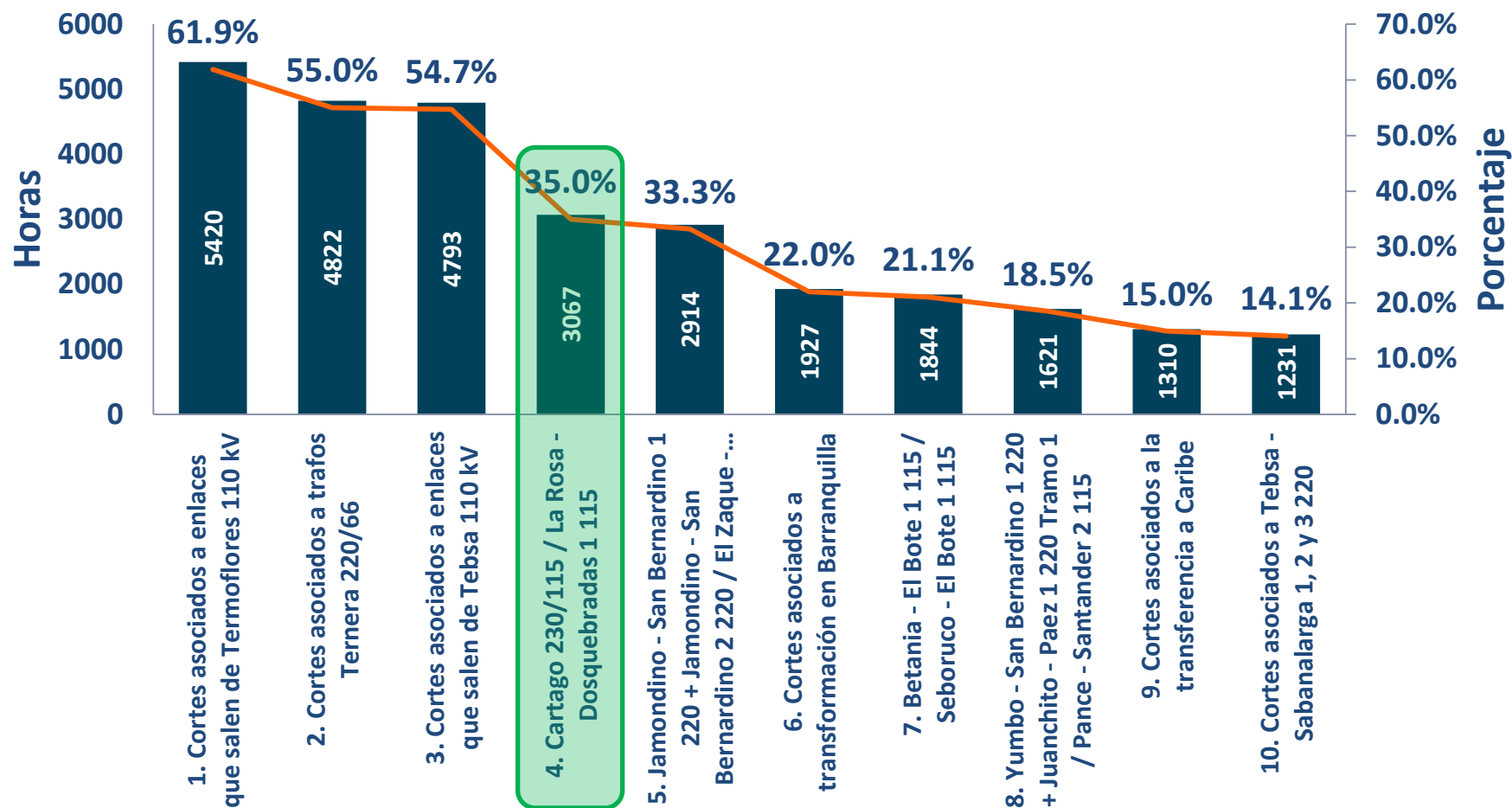
A continuación se presenta el acumulado de tiempo que estuvieron activos los cortes durante el año 2013 excluyendo aquellos que se activaron por mantenimientos asociados a obras de expansión:



El corte 2 fue permanente durante los tres primeros trimestres del año, y para el cuarto trimestre este corte se mitigó con la entrada en operación del proyecto el Bosque 220/66kV y el aumento de capacidad de la transformación en los transformadores de Ternerá 220/66kV. Sin embargo, la red de 66kV de Bolívar cada vez tiene mayor participación en los cortes activos tal y como se observó en el último trimestre del año.

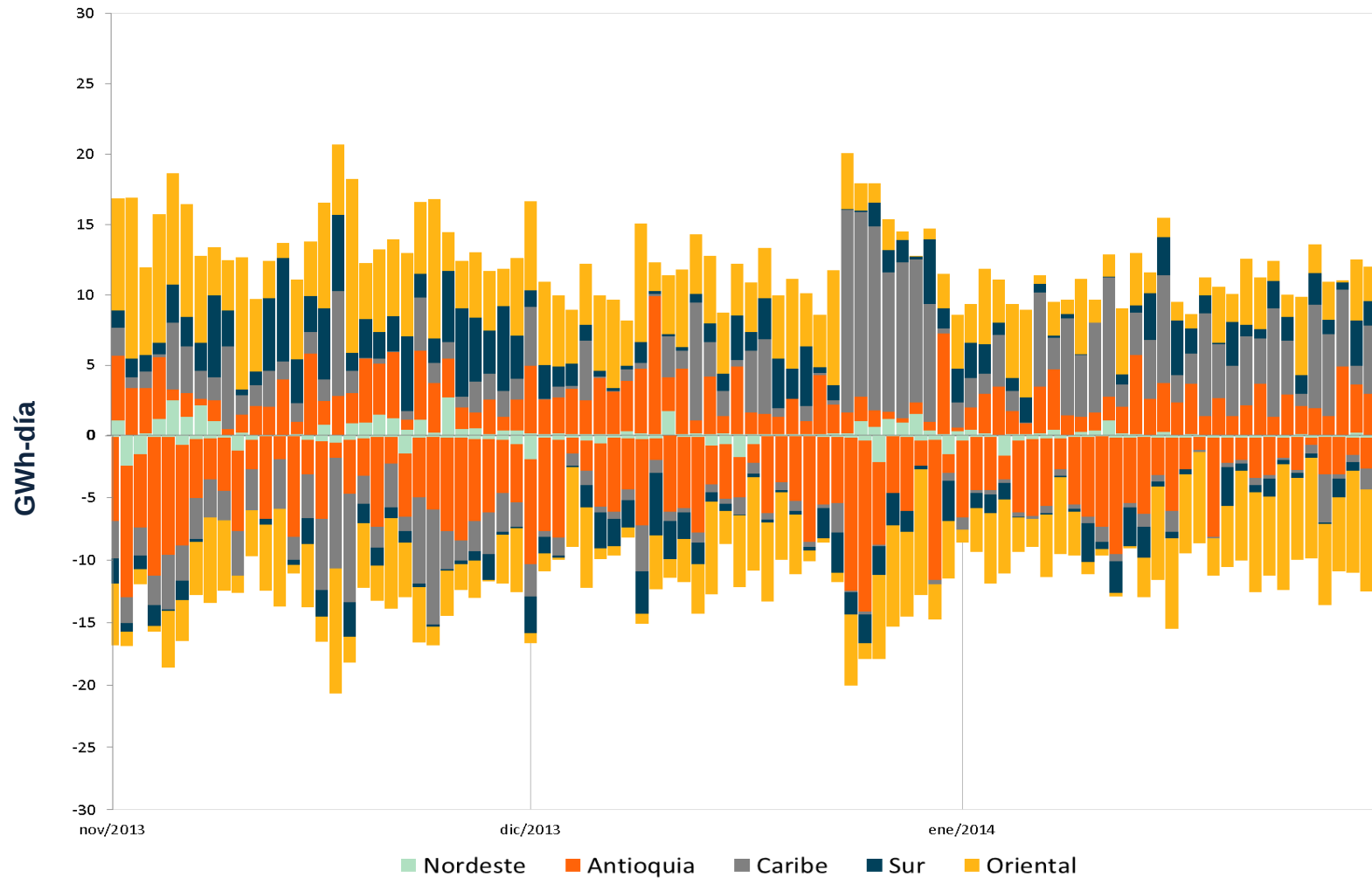
Acumulado de 2013 de principales cortes activos

A continuación se presenta el acumulado de tiempo que estuvieron activos los cortes durante el año 2013 excluyendo aquellos que se activaron por mantenimientos asociados a obras de expansión:

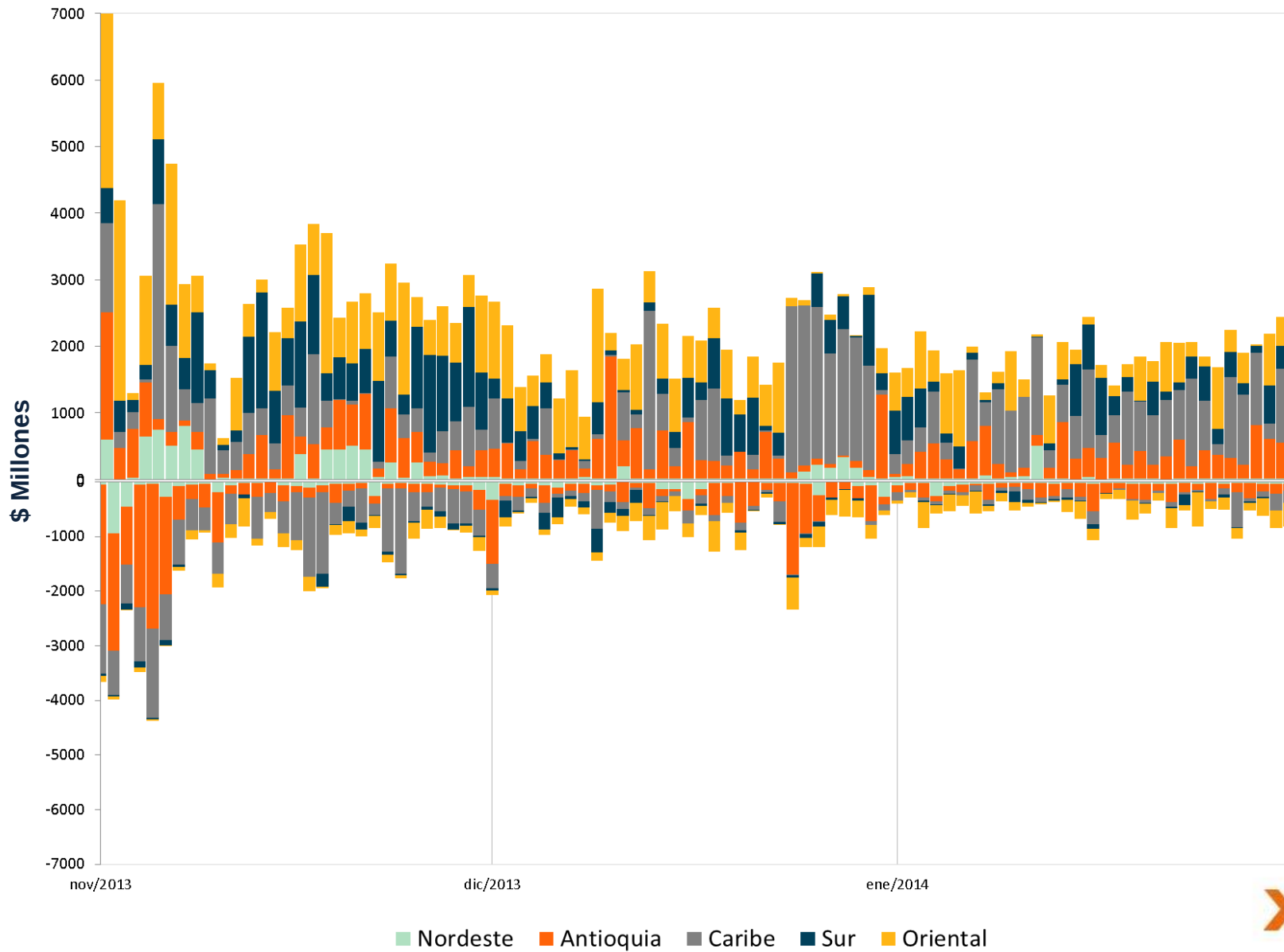


El corte 4 se hizo crítico durante el 2013 debido al traslado de carga hacia los transformadores 115/33kV de la subestación Dos Quebradas. Este corte es necesario cubrirlo con generación de seguridad entre las plantas Calima, Ternovalle y Termoemcali.

Comportamiento de generación fuera de mérito por regiones



Comportamiento de reconciliaciones por regiones



Indicadores de calidad



■ filial de isa

Atentados en el SIN

Estado Actual



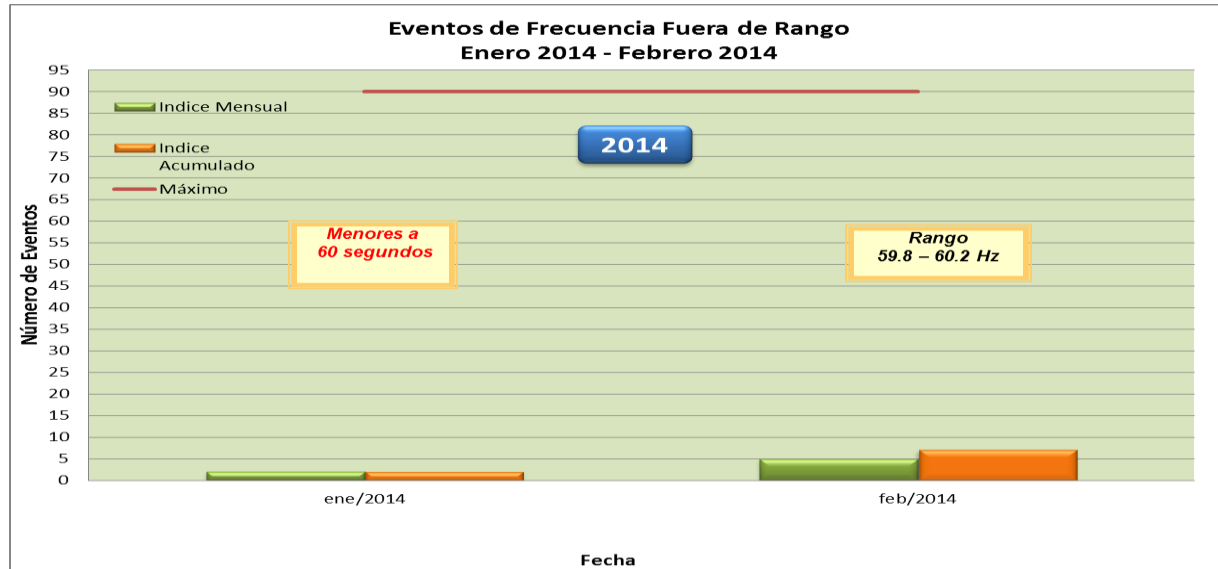
Indisponibilidades por Atentados
Indisponible subestación El Zaque 115 kV

© 2013 MapLink
US Dept of State Geographer
© 2013 Google
Image Landsat

Google earth

Eventos Transitorios de Frecuencia (Acuerdo CNO 667)

Indicador en prueba

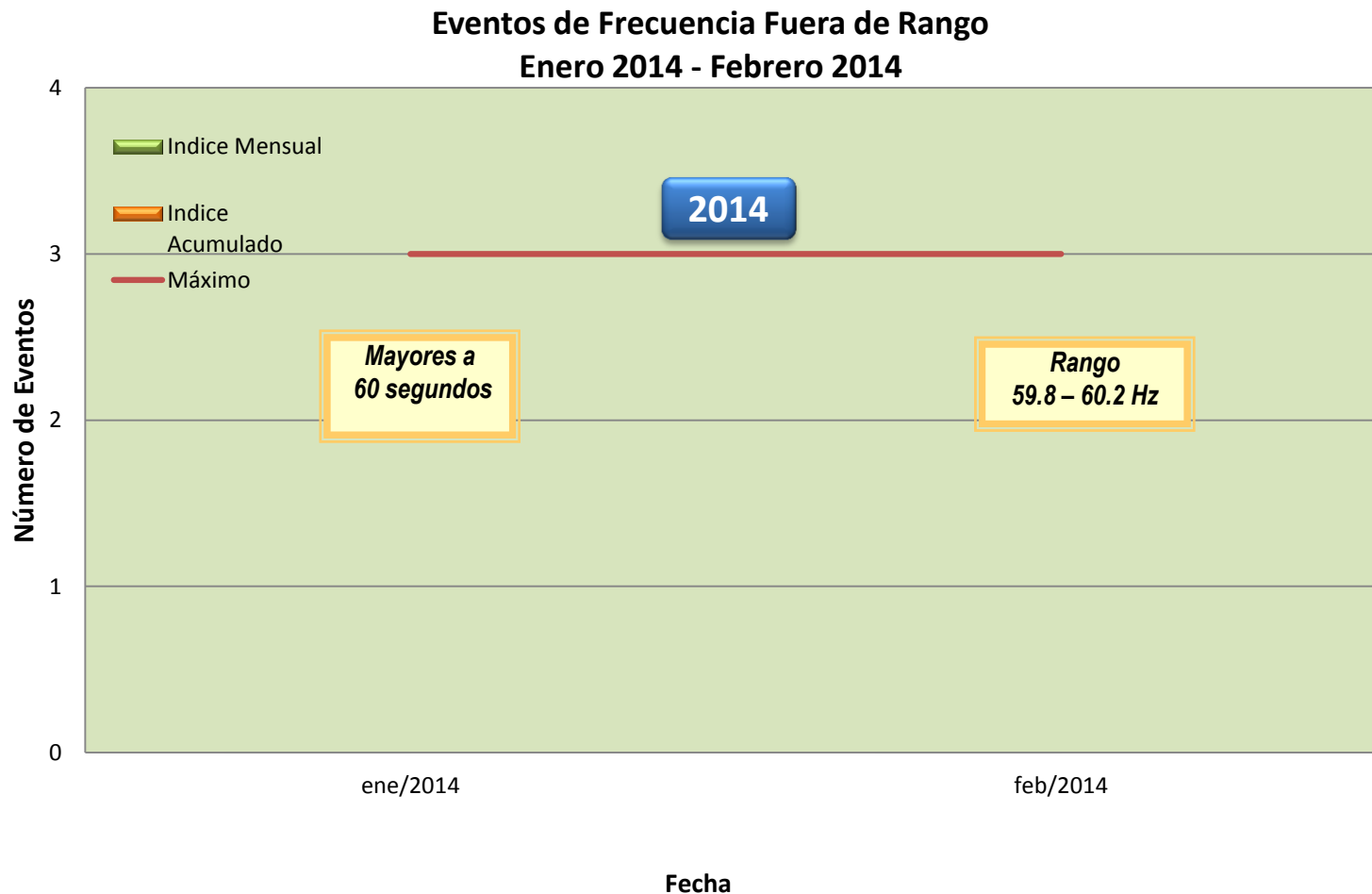


- El evento con el menor valor de frecuencia alcanzó 59.41 Hz y fue asociado al disparo de las unidades 1, 2 y 3 de La Miel con 381 MW el día 27 de febrero del 2014 a las 03:13 horas.

Fecha ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Causa	Origina EDAC	Planta
01/02/2014 18:06	2	59.79	Eventos asociados con unidades de generacion	No	Guajira 2
18/02/2014 14:24	4	59.73	Eventos asociados con unidades de generación	No	Machala (Ecuador)
19/02/2014 15:15	3	59.73	Eventos asociados con unidades de generación	No	Machala (Ecuador)
27/02/2014 03:13	8	59.41	Eventos asociados con unidades de generación	Si	La Miel 1, 2 y 3
28/02/2014 01:22	1	59.79	Eventos asociados con unidades de generación	No	Guajira 1



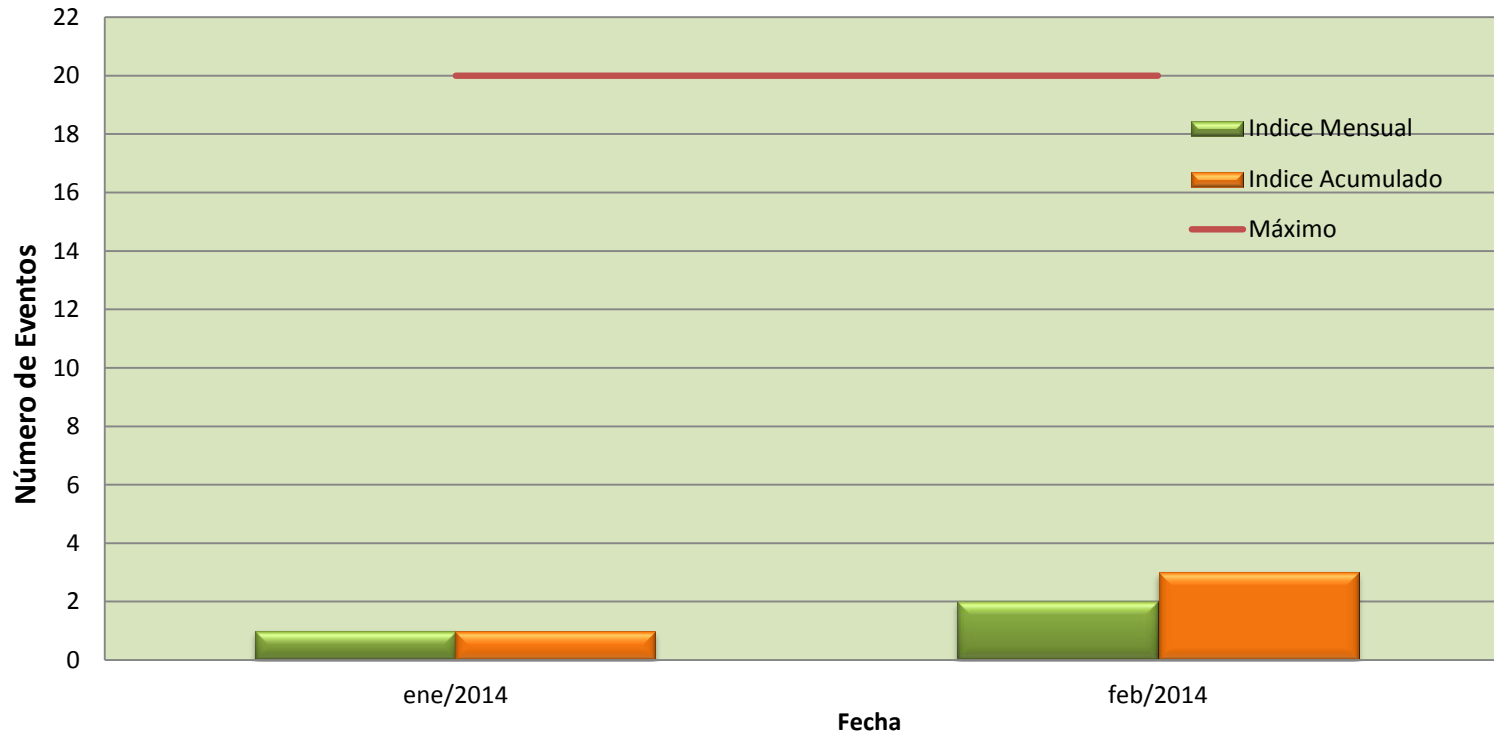
Variaciones de Frecuencia Lentas



En el mes de febrero no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema

Tensión Fuera de Rango

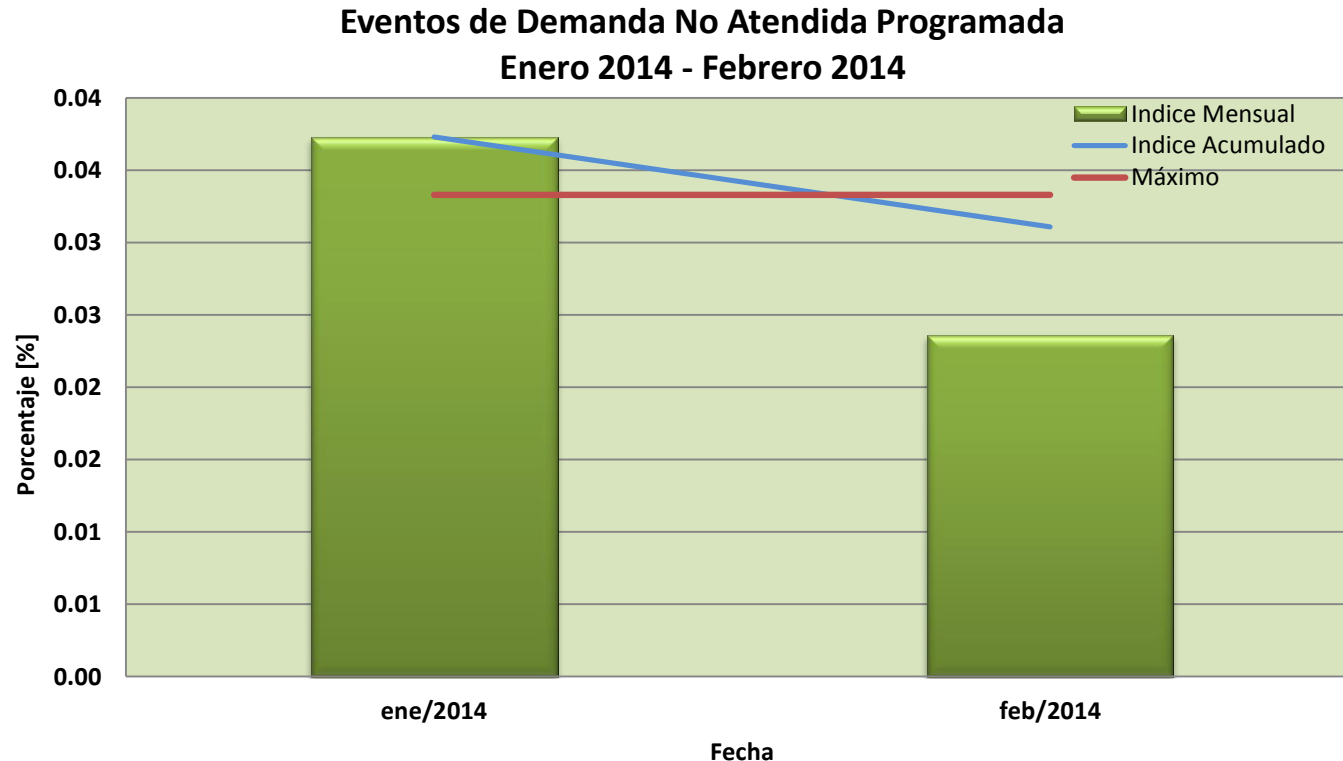
Eventos de Tensión Fuera de Rango
Enero 2014 - Febrero 2014



En el mes de Febrero se presentaron dos eventos de tensión en el sistema:

- **2014-02-18 14:27.** Disparo del circuito Urrá - Urabá 220 kV, quedando sin tensión las subestaciones Urabá 220/110 kV y Apartadó 110 kV. El agente reporta actuación protección distancia.
- **2014-02-27 14:08.** Disparo del circuito Urrá - Urabá 220 kV, quedando sin tensión las subestaciones Urabá 220/110 kV y Apartadó 110 kV. El agente no reporta causa del evento.

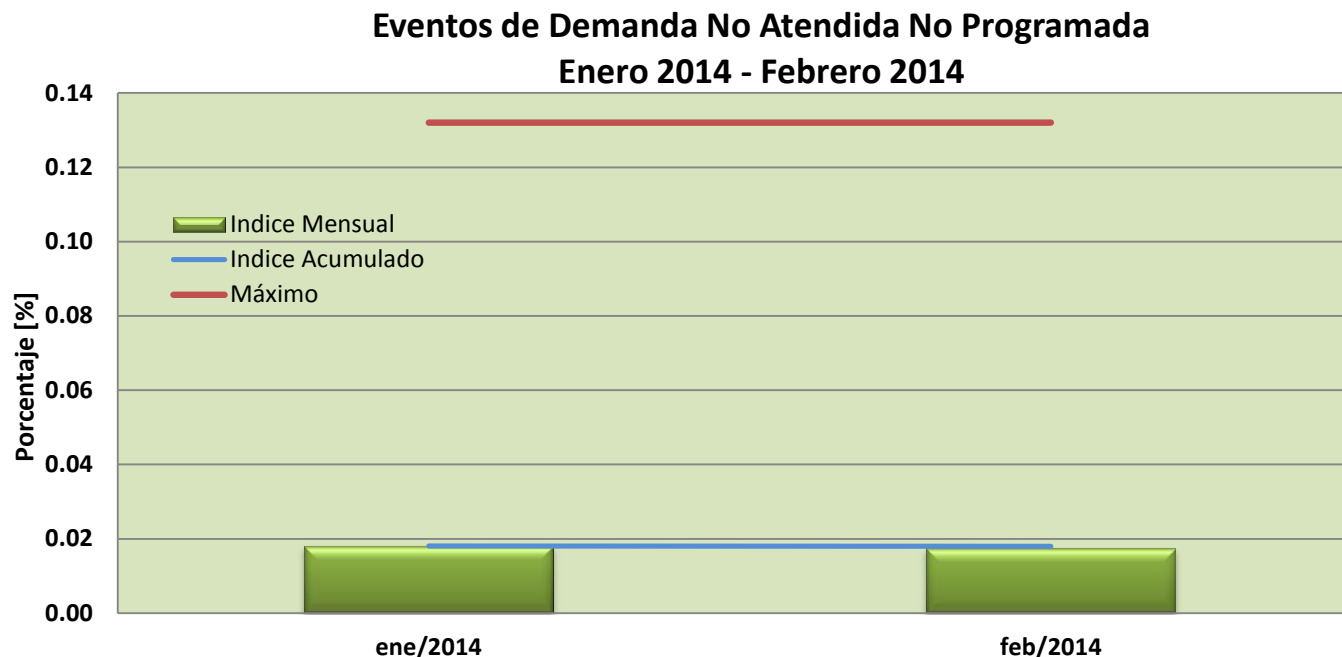
Porcentaje de Demanda No Atendida Programada



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de febrero 1.176 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- 08/02 y 09/02: Por consignaciones nacionales en la Subestación Banadía 115 kV y 34.5 kV se presentó una desatención programada de la demanda en el departamento de Arauca (377.1 MWh).
- 09/02: Por consignación nacional el circuito Fundación - Sabanalarga 1 220 kV se presentó una desatención programada de la demanda en el municipio de Salamina (138.86 MWh).

Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada



Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de febrero 0.879 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

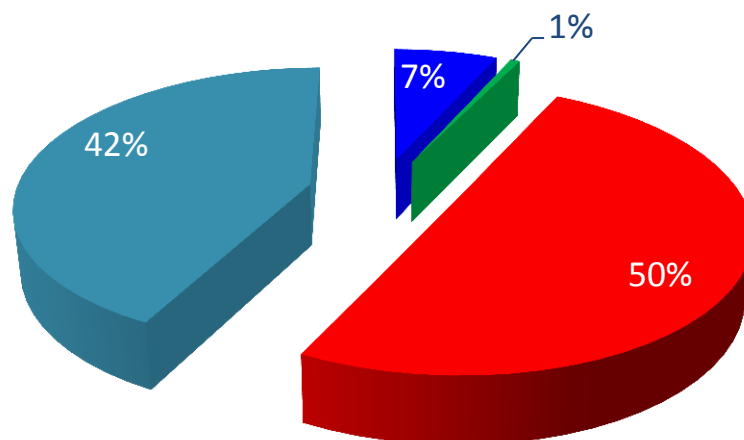
- 18/02 y 19/02: Demanda no atendida por AMI sobre los circuitos R2040 y R2042 a 44 kV que salen de la subestación Yarumal 44 kV. Estos circuitos alimentan los municipios de Ituango, Valle, Villa Luz. (206.41 MWh).
- 19/02: Evento en subestaciones Rio Mayo y Jamondino 115 kV quedando sin tensión las subestaciones a 115 kV de Pasto, Catambuco, Junín, Buchely y Panamericana 115 kV. Al momento del evento se encontraba desenergizada la subestación Jamondino 230 kV bajo las consignaciones nacionales. Con el evento quedó sin servicio la ciudad de Pasto. (92.97 MWh).



Demanda No Atendida en el SIN

Demanda No Atendida en el SIN Febrero 2014

■ STN - PROGRAMADA ■ STN- NO PROGRAMADA ■ STR -PROGRAMADA ■ STR - NO PROGRAMADA



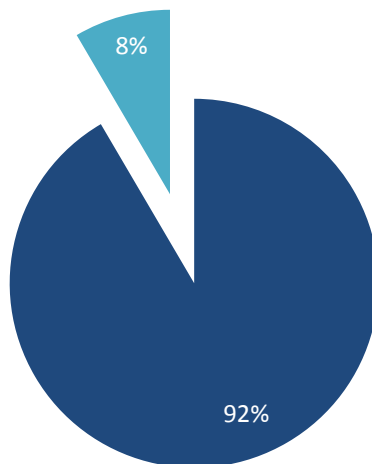
Durante el mes de febrero se dejaron de atender 2,067.81 MWh

- El 92 % corresponde a causas de indisponibilidades en el STR, y el 8 % a causa de indisponibilidades en el STN

Demanda No Atendida por Áreas Operativas por causas en el STN

DNA por causas en el STN

■ Area GCM ■ Area Córdoba-Sucre



Programada

Área	Suma de [MWh]	TOTAL DNA [%]
Area GCM	138.86	100
Total general	138.86	100.00

Por consignación nacional el circuito Fundación - Sabanalarga 1 220 kV se presentó una desatención programada de la demanda en el municipio de Salamina

No Programada

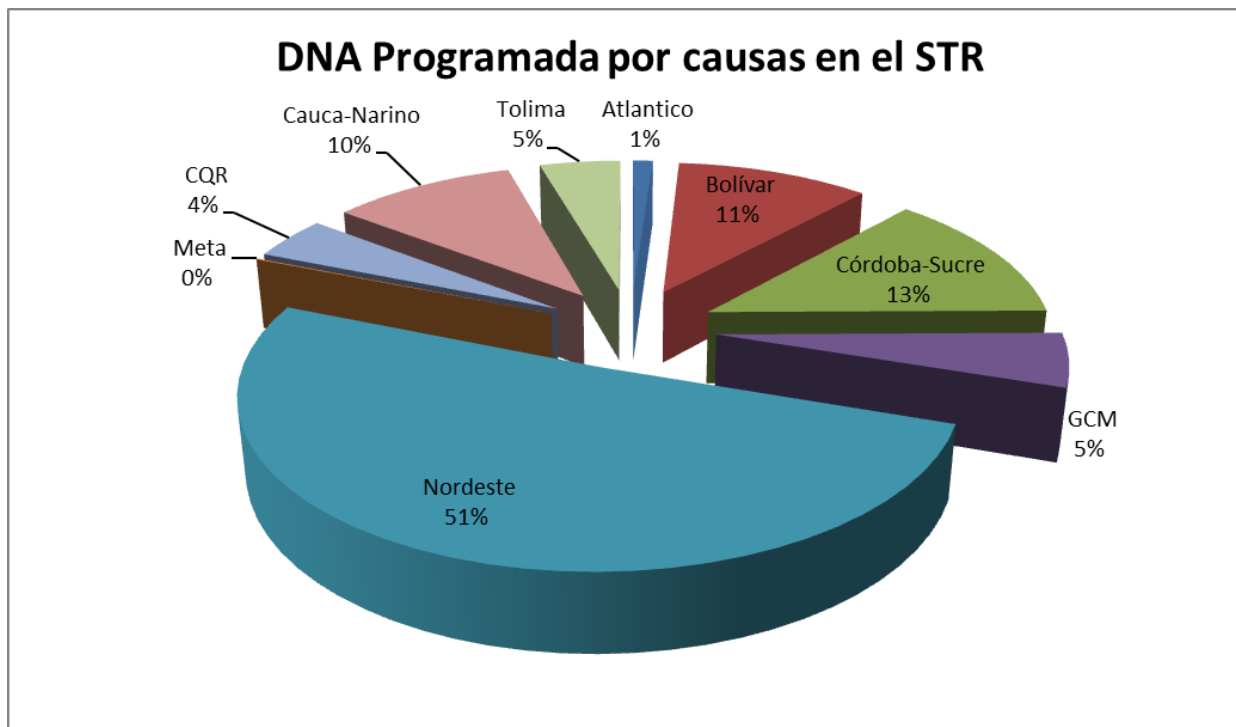
Área	Suma de MWh	TOTAL DNA [%]
Area Córdoba-Sucre	12.78	100.00
Total general	12.78	100.00

Disparo del circuito Urrá - Urabá 220 kV, quedando sin tensión las subestaciones Urabá 220/110 kV y Apartadó 110 kV.



filial de isa

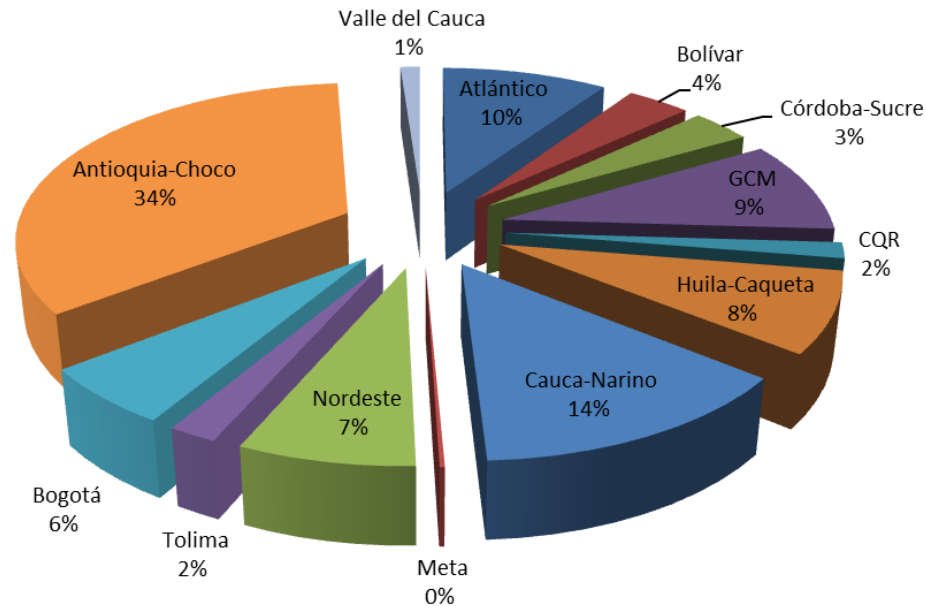
Demanda No Atendida Programada por Áreas Operativas STR



Áreas	TOTAL DNA [%]	Suma de [MWh]
Atlantico	1.07	11.1
Bolívar	10.41	108.02
Córdoba-Sucre	12.73	132.11
GCM	5.12	53.11
Nordeste	49.6	514.68
Meta	0.1	1.06
CQR	4.18	43.4
Cauca-Narino	9.88	102.57
Tolima	4.36	45.24
Total general	100	1037.64

Demanda No Atendida No Programada por Áreas Operativas STR

DNA NO Programada por causas en el STR



Área	TOTAL DNA [%]	Suma de [MWh]
Atlántico	9.5%	83.7
Bolívar	3.6%	31.9
Córdoba-Sucre	3.5%	30.3
GCM	9.4%	82.3
CQR	1.6%	14.1
Huila-Caqueta	8.2%	71.7
Cauca-Narino	13.6%	119.2
Meta	0.2%	1.8
Nordeste	7.1%	62.7
Tolima	2.0%	17.4
Bogotá	5.8%	51.2
Antioquia-Choco	34.4%	302.6
Valle del Cauca	1.1%	9.9
Total general	100	878.79

Variables



■ filial de isa

Reservas hídricas

CARIBE

1.2% del SIN

Porcentaje de las reservas que representan en el SIN

ANTIOQUIA

42.7% del SIN

- ☐ Peñol: 54.1 %
- ☐ Miel I: 81.0 %
- ☐ Riogrande2: 49.7%

CENTRO

29.4% del SIN

- ☐ Agre. Bogotá: 54.3%
- ☐ Betania: 83.6%
- ☐ Muña: 87.5%

ORIENTE

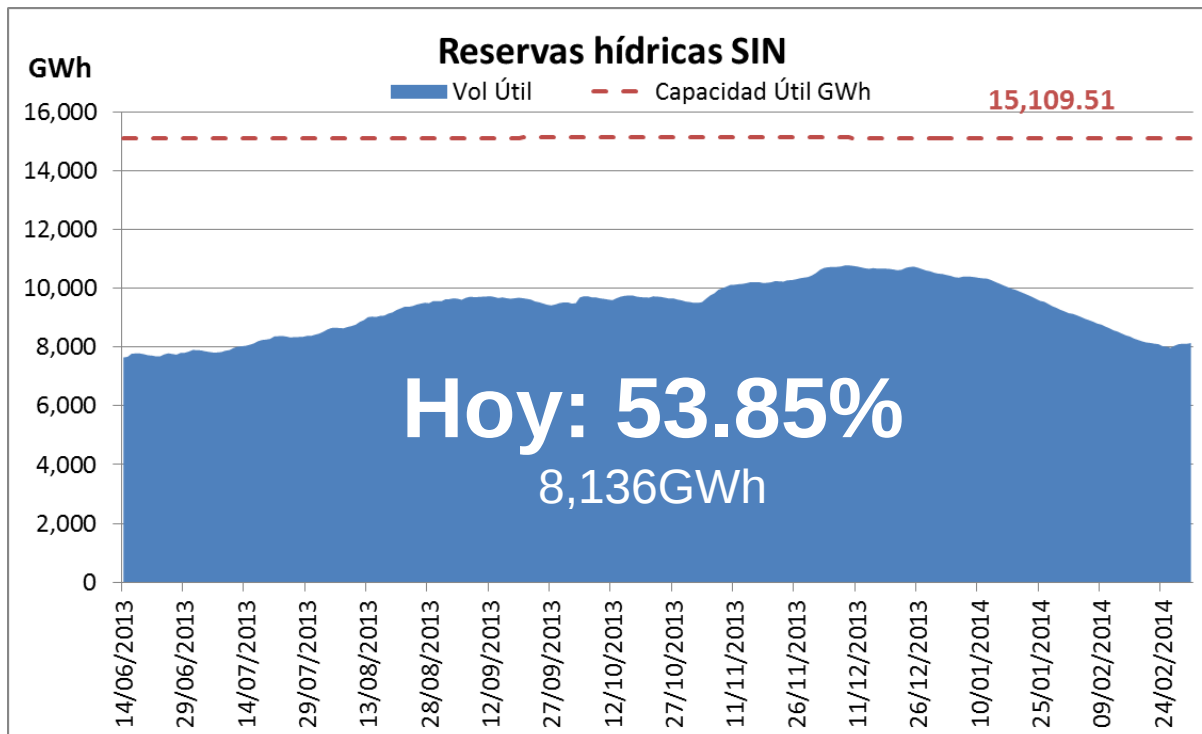
22.8% del SIN

- ☐ Esmeralda: 46.6%
- ☐ Guavio: 39.1 %
- ☐ Chuza: 53.5%

VALLE

3.9% del SIN

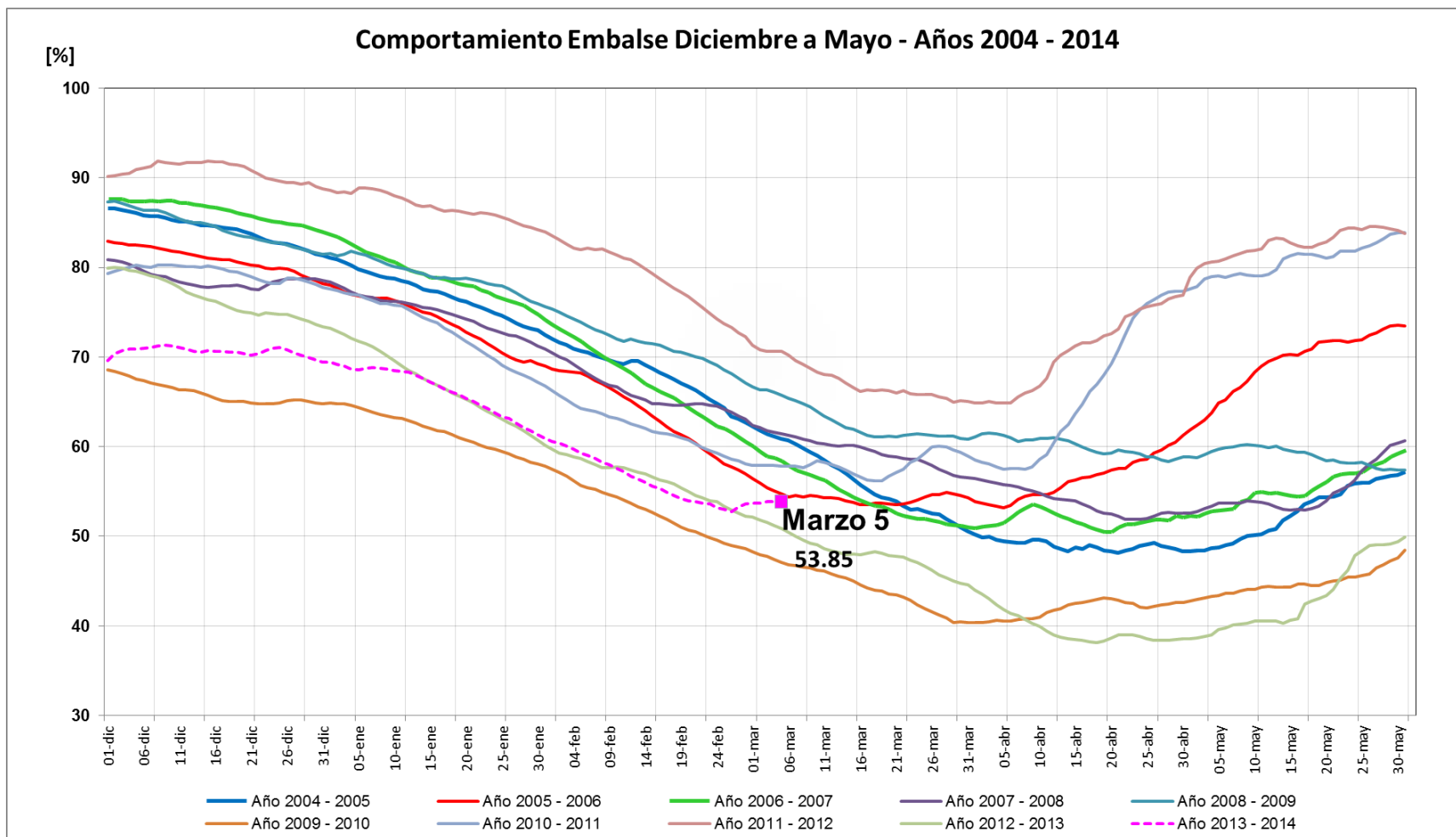
- ☐ Salvajina: 59.2 %
- ☐ Calima: 74.0 %



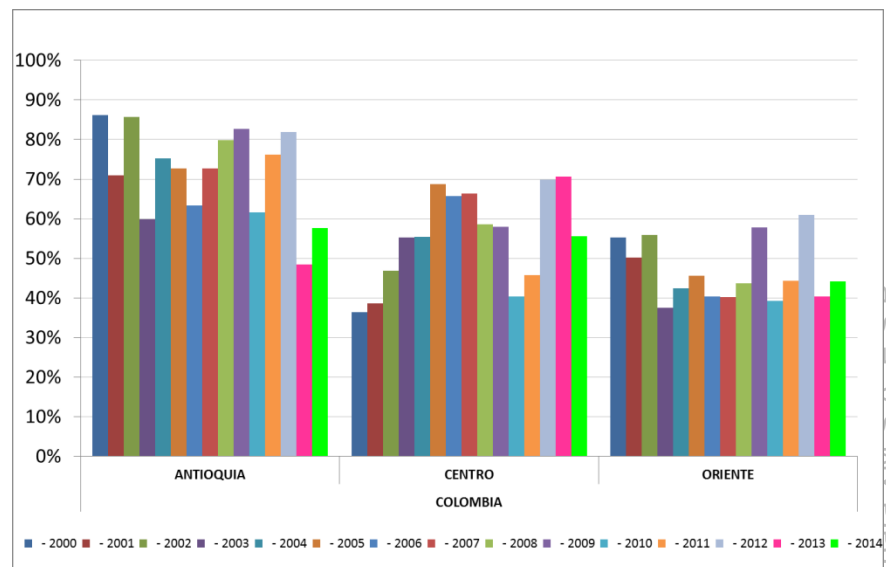
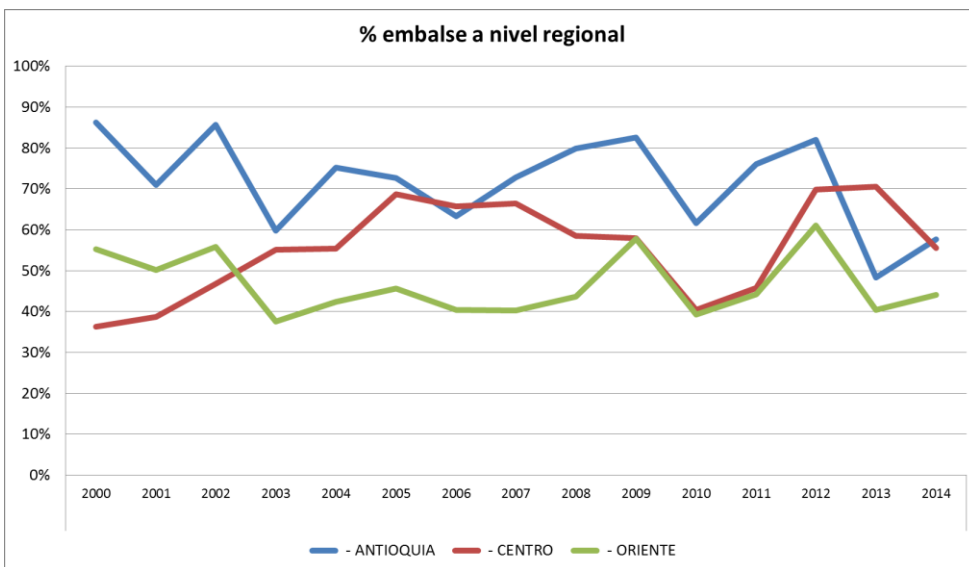
En febrero las reservas finalizaron en: 53.60%

Datos hasta 5 de marzo de 2014

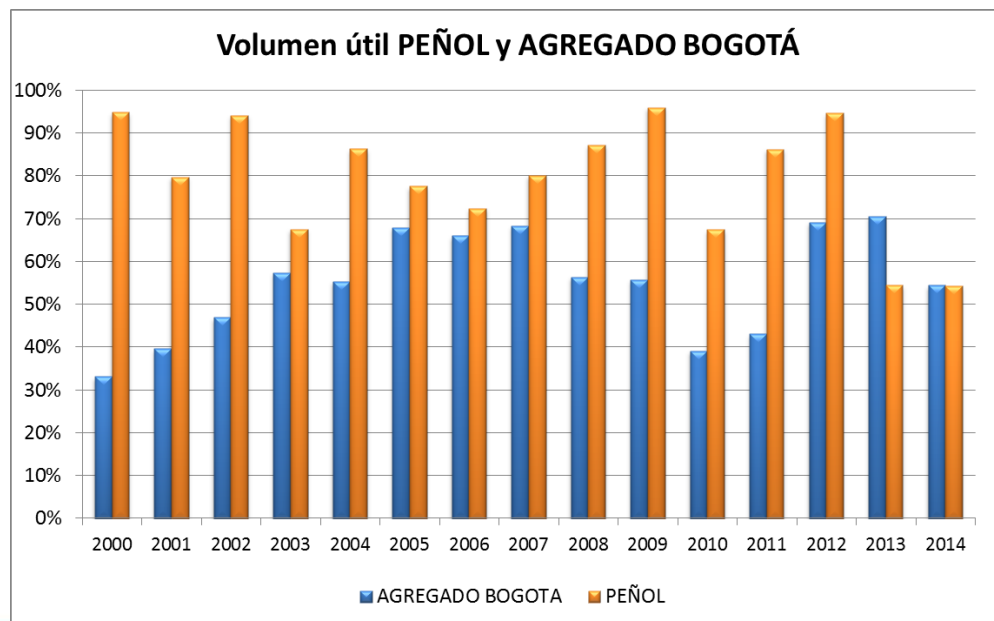
Evolución del embalse agregado del SIN



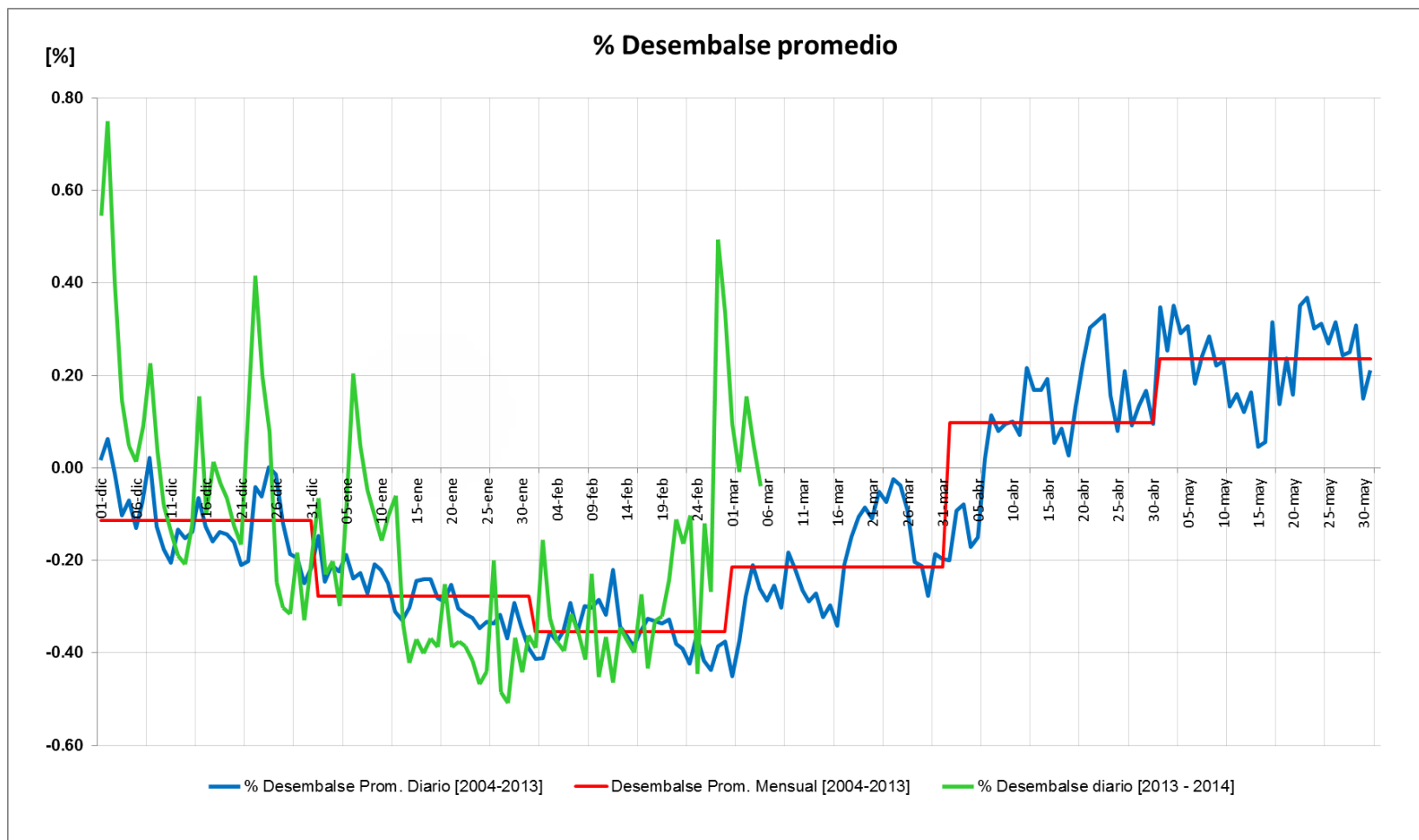
Evolución de los embalses por región - febreros



Capacidad útil GWh
SIN: 15,109.5
Peñol: 4,103.7
Agregado Bogotá: 3,992.4

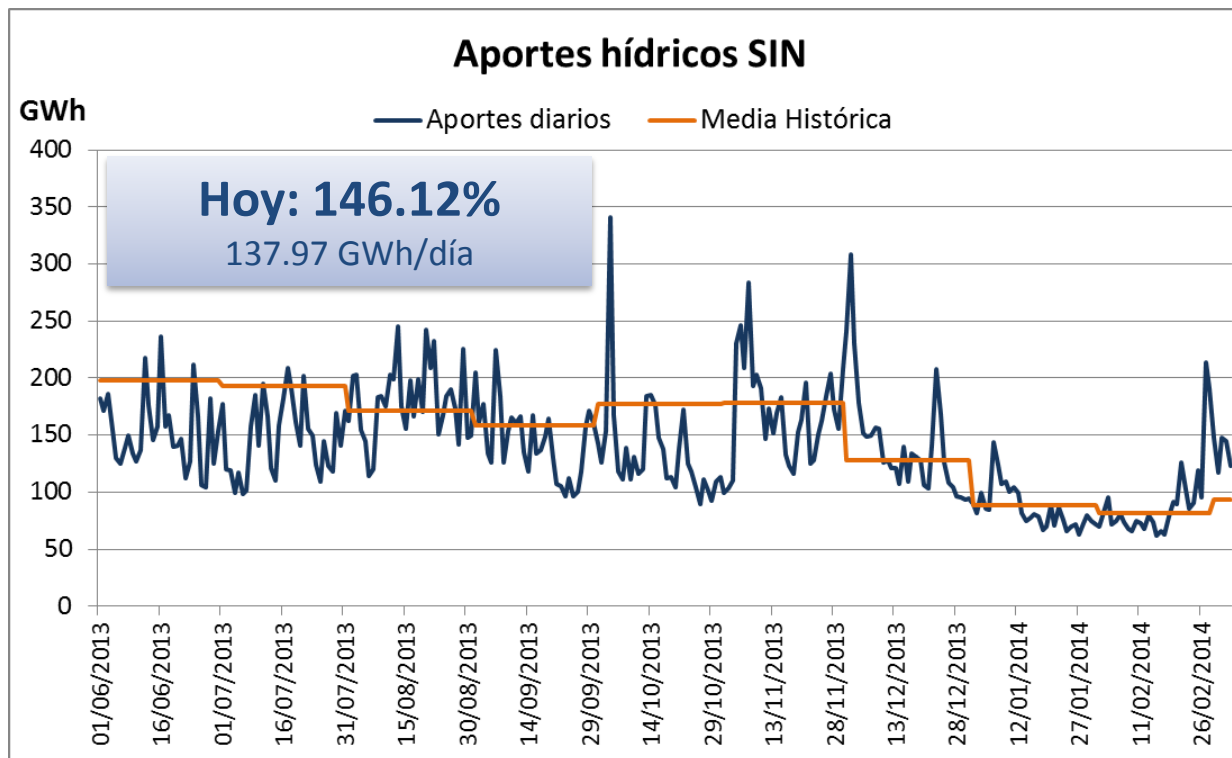


Desembalse promedio diario en % de la capacidad útil



Datos hasta 5 de marzo de 2014

Aportes hídricos



En febrero los aportes finalizaron en: 110.28%

Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	88.2	81.7	92.9	142.0	190.7	199.0	193.5	171.2	158.8	177.1	177.8	127.9

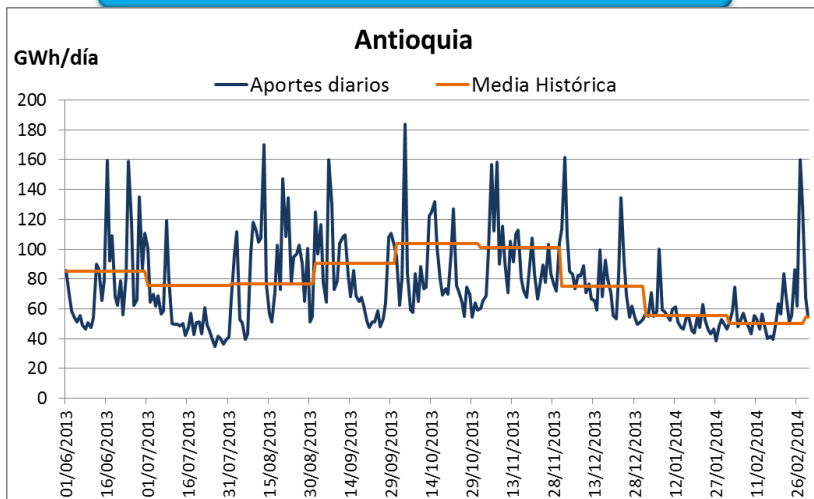
Aportes reales durante 2014

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	85.5	90.2										

Datos hasta 5 de marzo de 2014

Aportes regionales hasta 28 de febrero

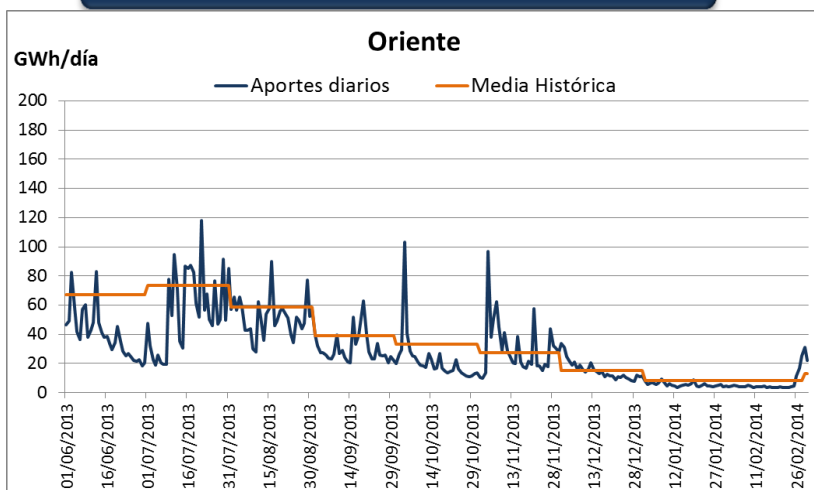
Antioquia: 122.4% - 61.6GWh/día



Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	55.5	50.3	54.6	74.9	94.6	85.9	75.6	76.8	90.3	103.6	100.8	75.0

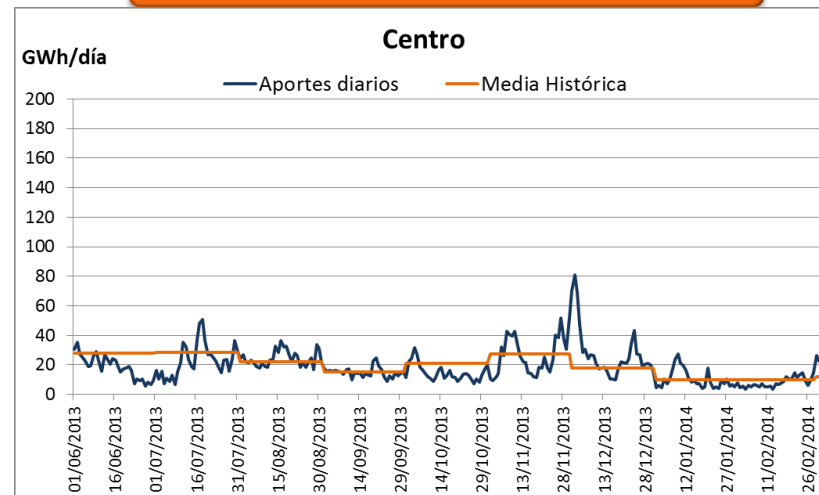
Oriente: 65.3% - 5.6GWh/día



Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	8.2	8.6	13.3	29.9	49.1	66.9	73.5	58.5	39.1	33.1	27.6	15.3

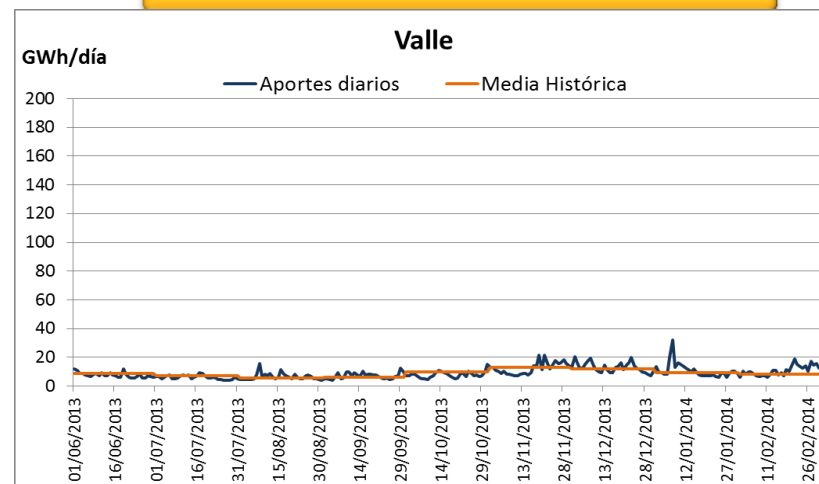
Centro: 83.2% - 8.17 GWh/día



Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	9.8	9.8	12.0	20.0	26.9	27.8	28.4	22.1	15.3	21.3	27.3	18.1

Valle: 125.18% - 10.5GWh/día

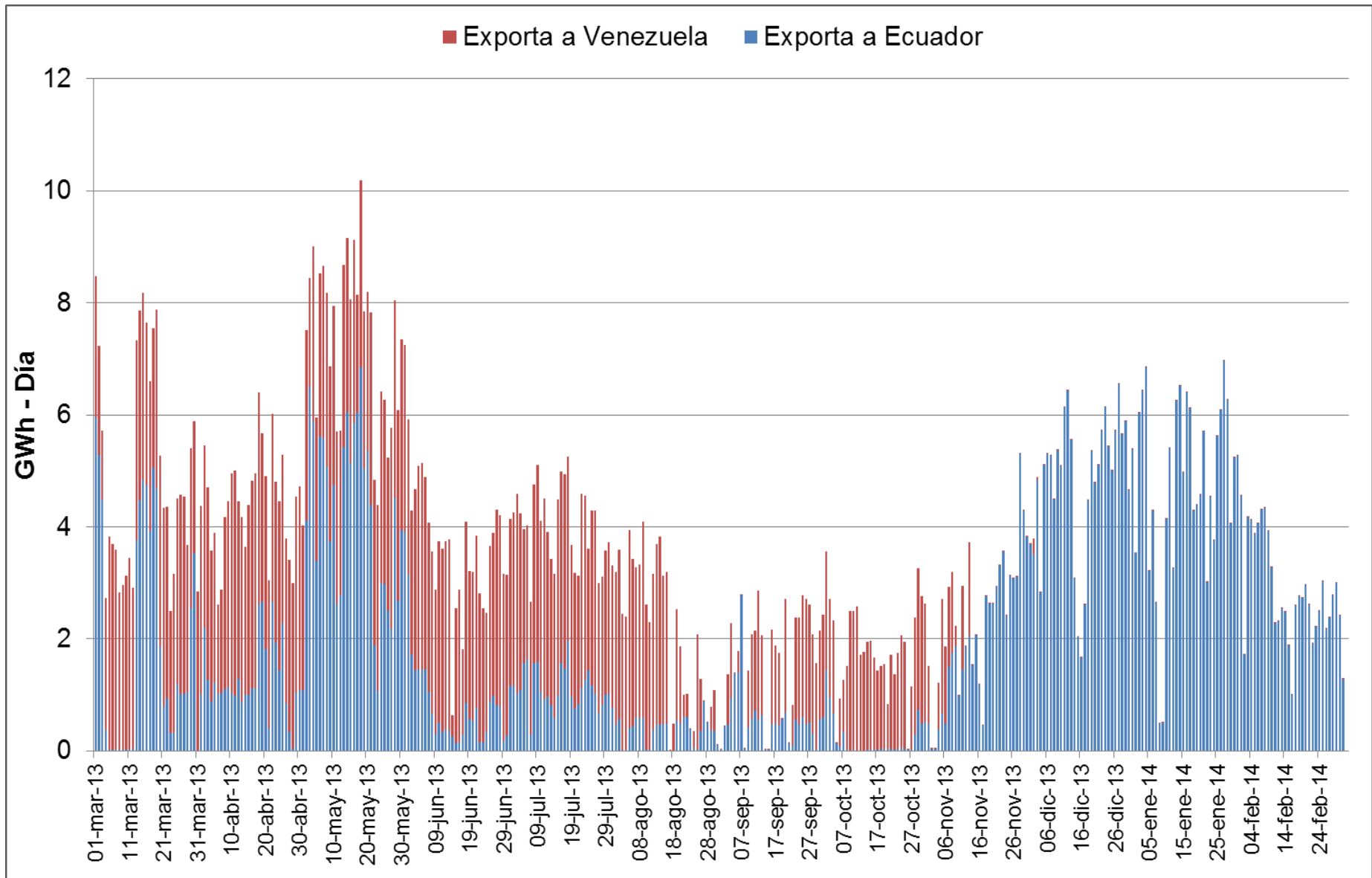


Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	9.6	8.4	8.2	10.3	10.9	9.0	7.1	5.9	6.4	10.1	12.9	12.1

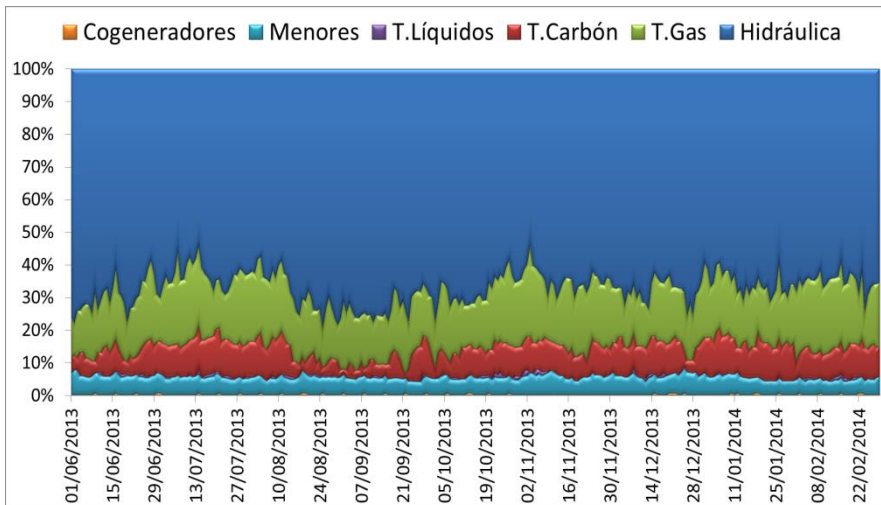
Datos hasta 28 de febrero de 2014

Exportaciones

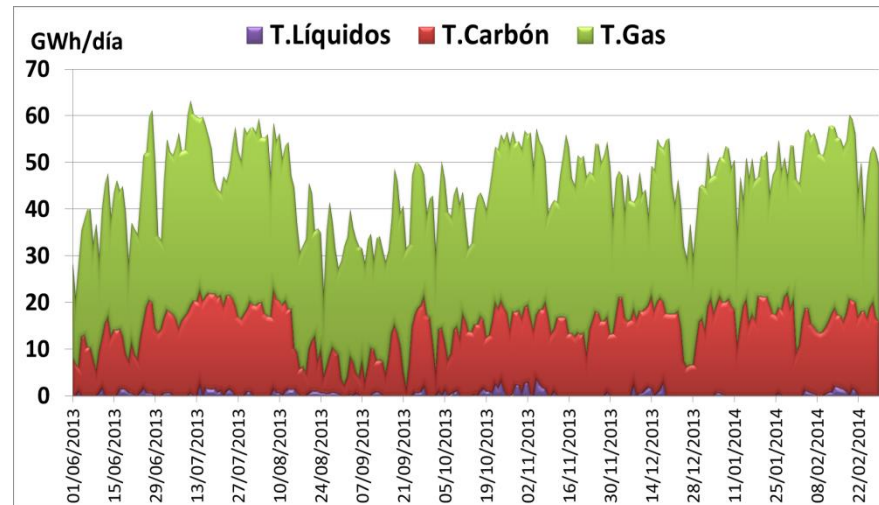


Generación

Atención de la demanda



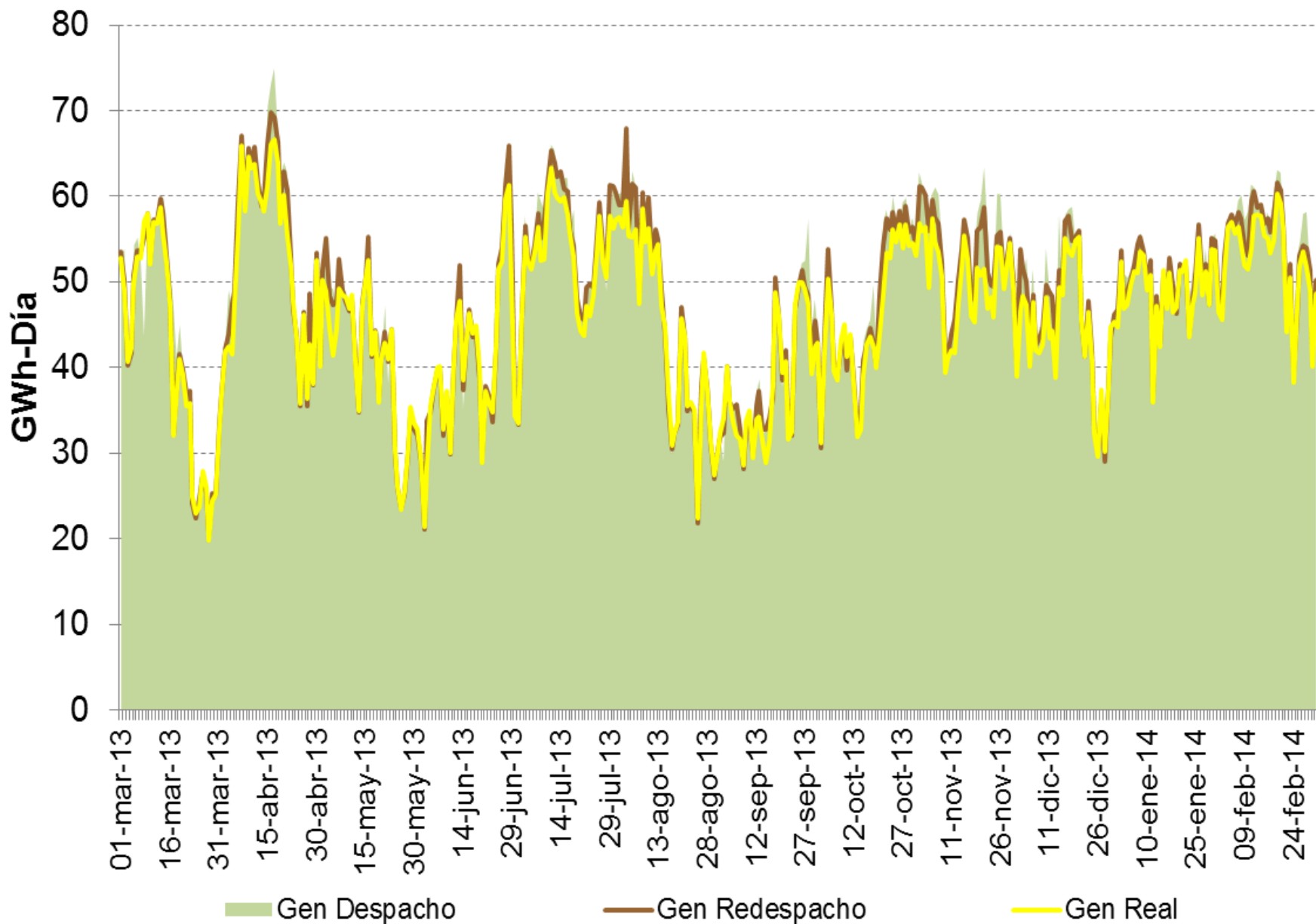
Generación térmica



Generación promedio día (GWh/día)							
	2013					2014	
	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero
Hidráulica	115.62	124.29	115.95	111.02	116.82	112.71	116.01
Térmica	44.35	38.02	45.86	51.27	44.70	49.35	53.41
Gas	30.65	27.68	30.61	34.51	27.83	30.16	36.31
Carbón	12.74	9.67	14.17	15.19	15.92	18.82	16.11
Líquidos	0.95	0.68	1.08	1.57	0.95	0.36	0.99
Menores	8.56	8.05	8.22	9.73	9.68	8.46	7.74
Cogeneradores	1.10	1.10	1.09	0.77	1.04	1.07	1.15
Total	169.63	171.46	171.12	172.79	172.24	171.60	178.31

Datos hasta 28 de febrero de 2014

Generación térmica Despachada y Real



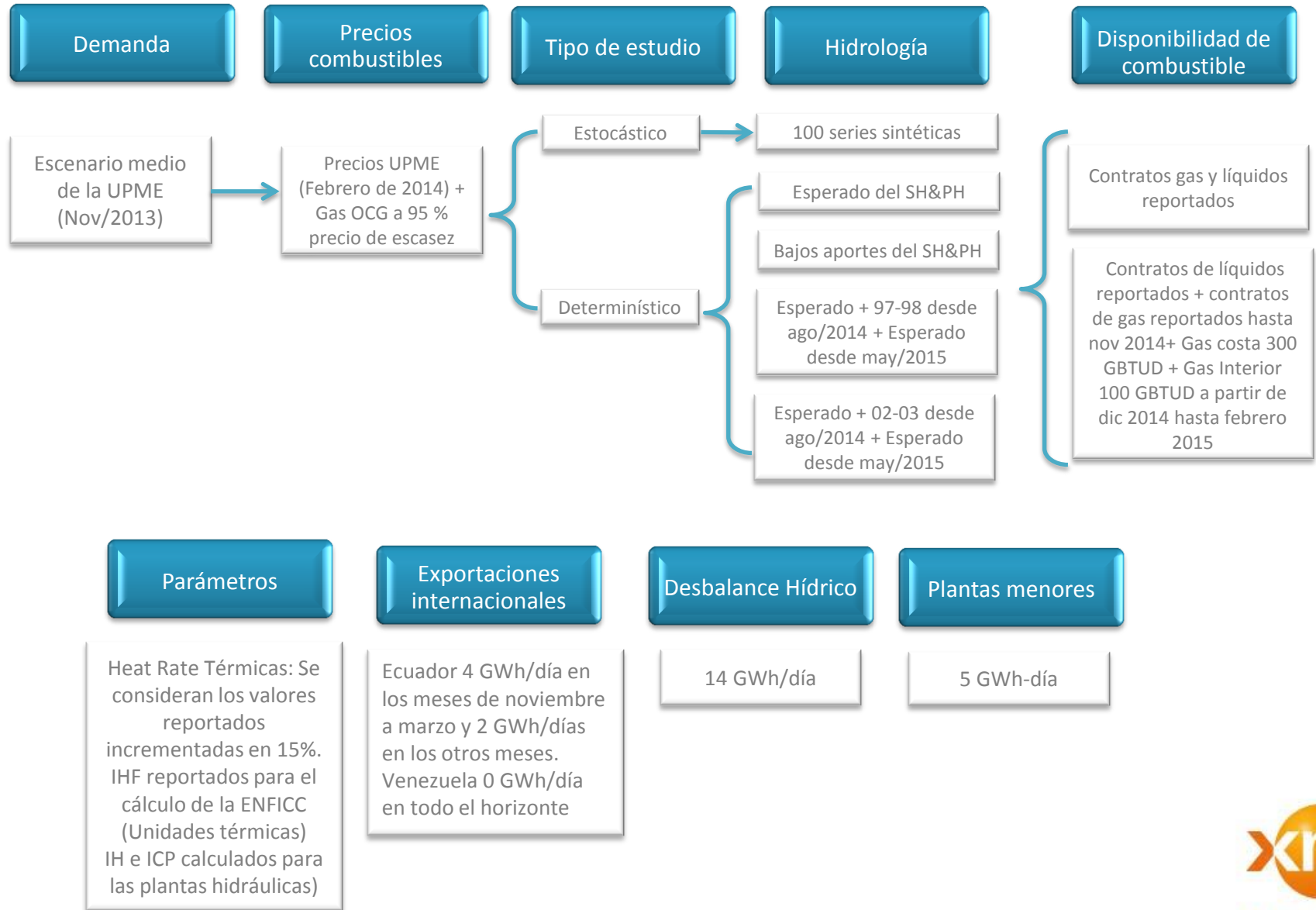
Panorama energético



■ filial de isa

Información Básica Simulaciones

104 semanas (Feb/14 – Feb/16)



Información de contratos (GBTUD)

Gas (2014)								
Cantidades de gas para el sector térmico	Costa			Interior				TOTAL PAÍS
	Firme	OCG	Total	Firme**	Firmeza - cond	OCG	Total	
Publicadas en las circulares CREG 057 y 078 de 2013	122.7	122.5	245.26	84.27	29	35.5	148.77	394.03
Informadas por productores para el balance de gas	159.36	93.5	252.86	101.31***	0	35.5	136.81	389.67
Reportada por los generadores térmicos*	179.86	127.5	307.36	103.6	0	68.2	171.8	479.1

*Información suministrada por los agentes térmicos al CNO Eléctrico Febrero de 2014.

**La cantidad varia luego de julio donde termina el contrato en firme con Termovalle (36 GBTUD)

*** Sin considerar el gas para Apiay

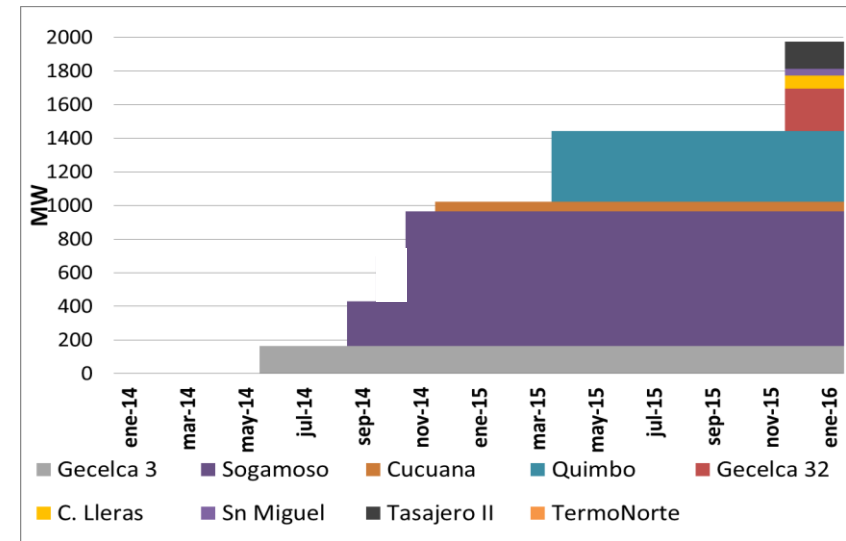
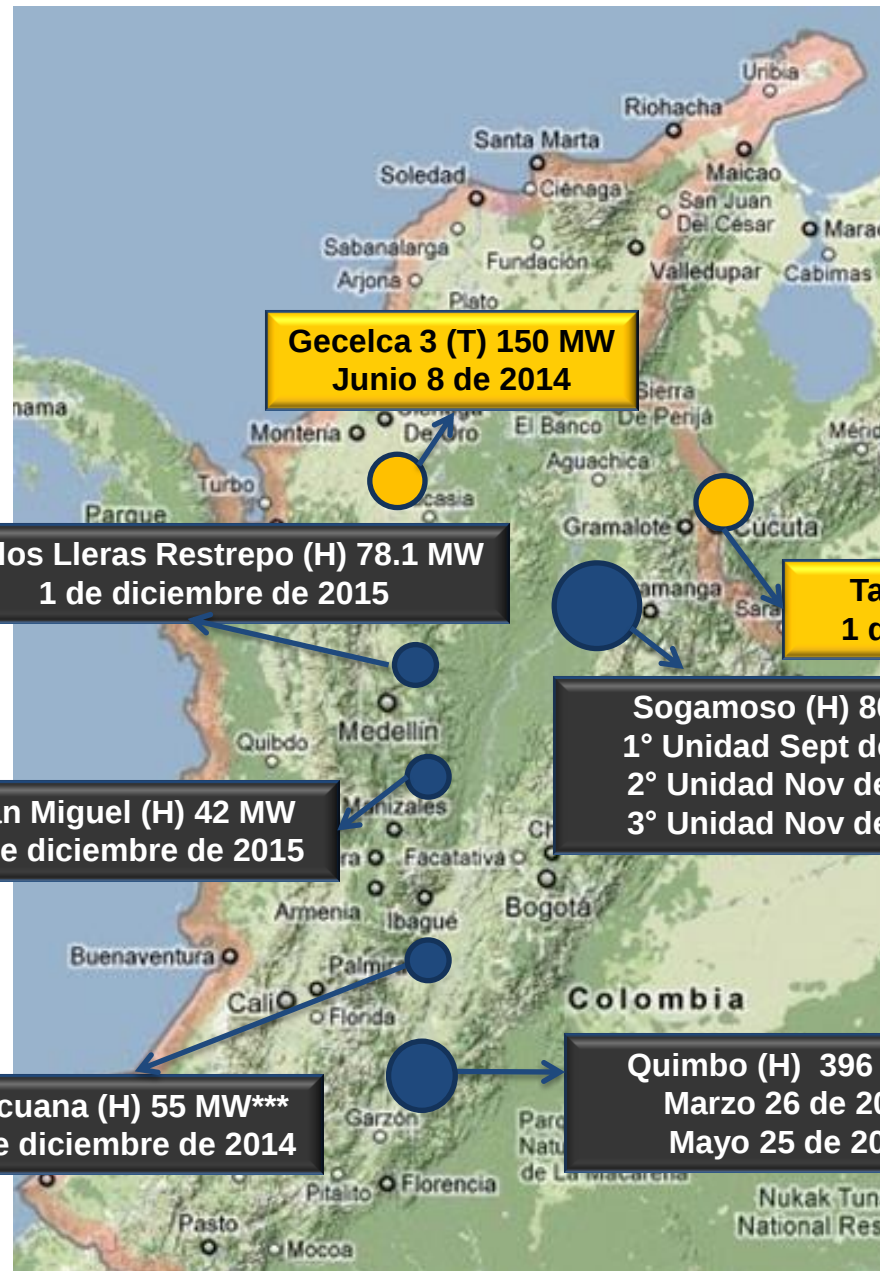
La información reportada por los agentes generadores térmicos al CNO es diferente a la información publicada en las circulares CREG 057 y 078 de 2013. Se solicita al CNO eléctrico coordinar con el CNO gas identificar las diferencias y definir los valores de contratación de gas entre ambos sectores.

Información de contratos (GBTUD)

Gas (2015)								
Cantidades de gas para el sector térmico	Costa			Interior				TOTAL PAÍS
	Firme	OCG	Total	Firme	Firmeza - cond	OCG	Total	
Publicadas en las circulares CREG 057 y 078 de 2013	45	72	117	38.67	0	0	38.67	153.67
Reportada por los generadores térmicos	120.73	82.5	203.23	19.07	0	43	62.1	265.3

Las cantidades contratadas para 2015 varían en el tiempo.

Plan de expansión de generación mediano plazo



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

* Información de fechas suministrada en el grupo de supuestos de enero.

**Información reportada en la declaración de parámetros para el cálculo de ENFICC.

***Información del contrato de conexión.

Resumen escenarios

Caso 1

Esperado + Contratos

Caso 2

Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad de 300 GBTUD en Costa y 100 GBTUD en interior

Caso 3

Bajos aportes + Contratos nov 2014 + Disponibilidad de 300 GBTUD en Costa y 100 GBTUD en interior

Caso 4

Esperado + Niño 97-98 desde 08/14 + Esperado desde 05/15 + Contratos nov 2014 + Disponibilidad de 300 GBTUD en Costa y 100 GBTUD en interior

Caso 5

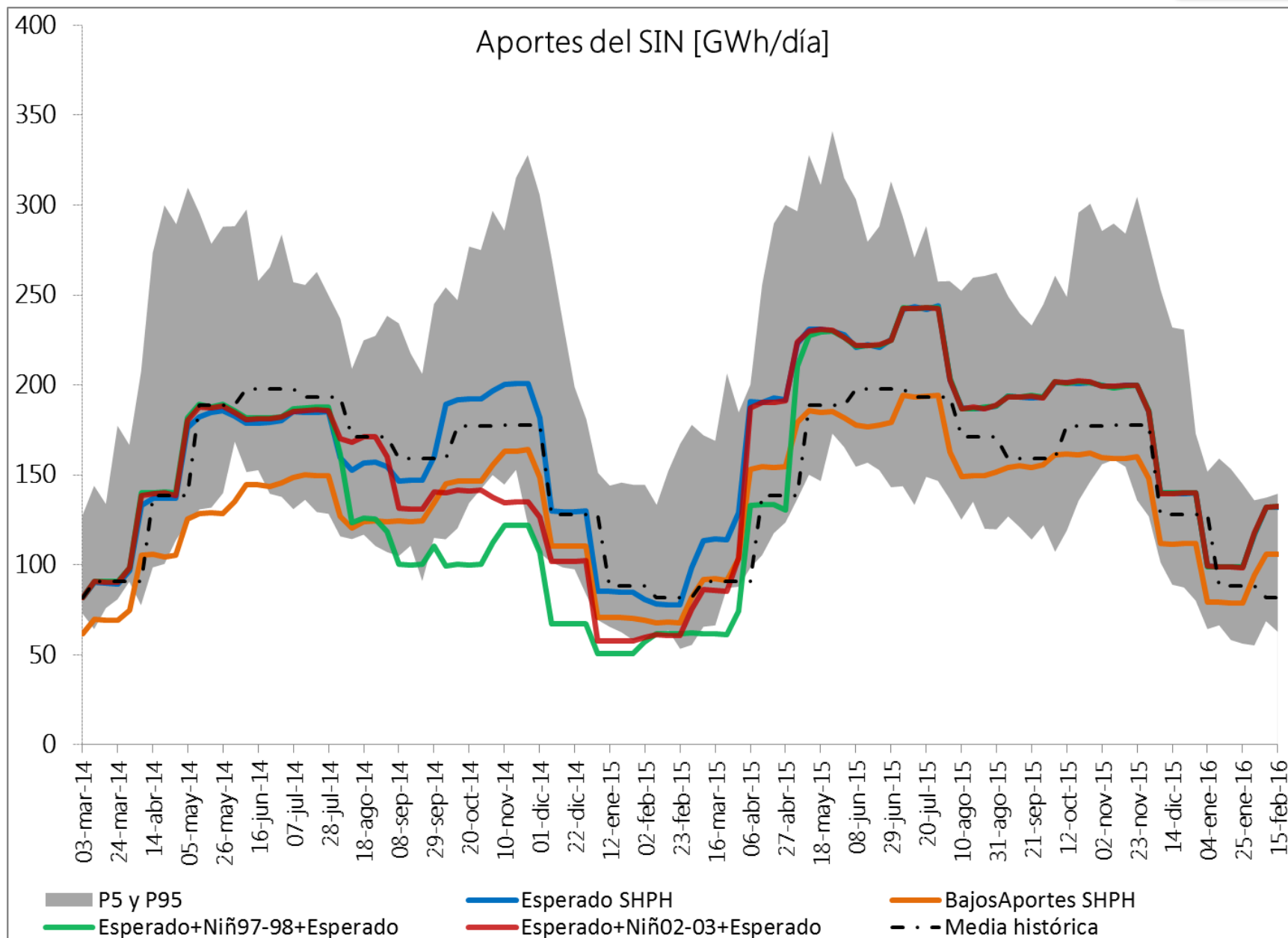
Esperado + Niño 2002-2003 desde 08/14 + Esperado desde 05/15 + Contratos nov 2014 + Disponibilidad de 300 GBTUD en Costa y 100 GBTUD en interior

Caso 6

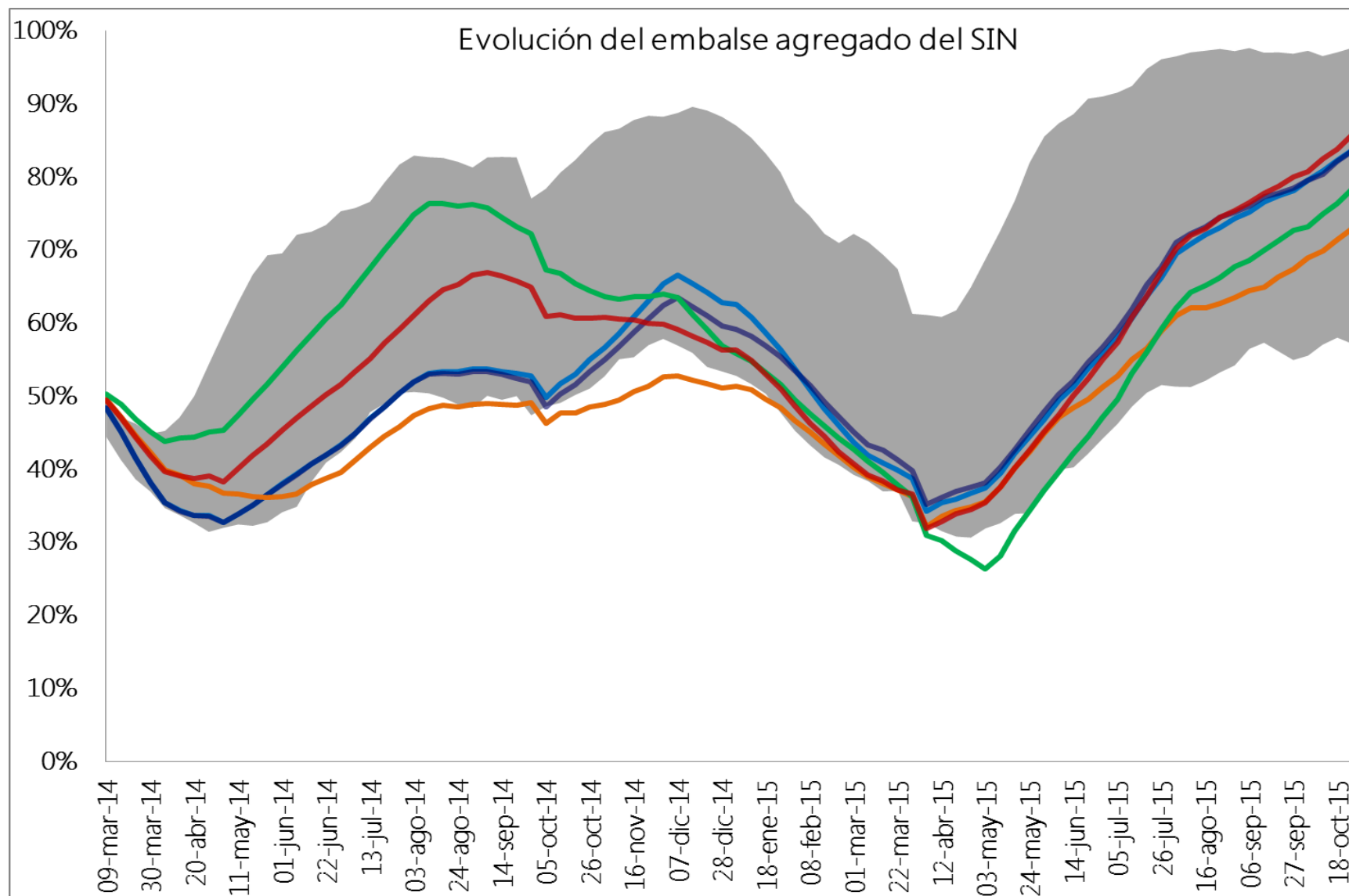
Estocástico + Contratos

Aportes hidrológicos (GWh/día)

Hidrología



Embalse Agregado %



Caso 1 Esperado + Contratos

Caso 3 Bajos aportes + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 5 Esperado + Niño 02-03 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

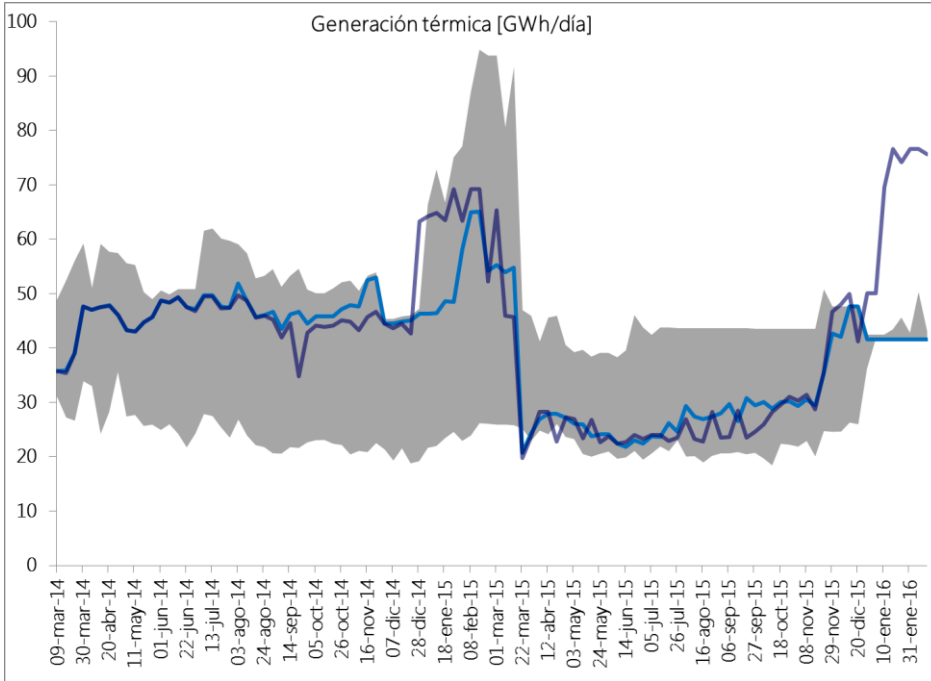
Caso 2 Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 4 Esperado + Niño 97-98 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 6 Estocástico + Contratos

Generación Térmica [GWh/día]

Generación térmica [GWh/día]



Caso 1 Esperado + Contratos

Caso 2 Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

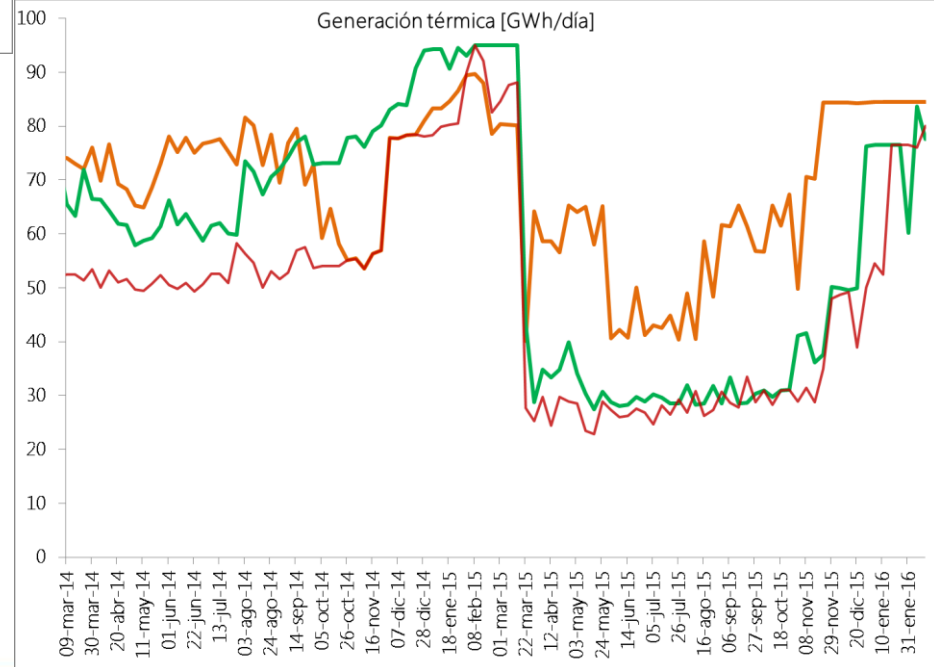
Caso 6 Estocástico + Contratos

Caso 3 Bajos aportes + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

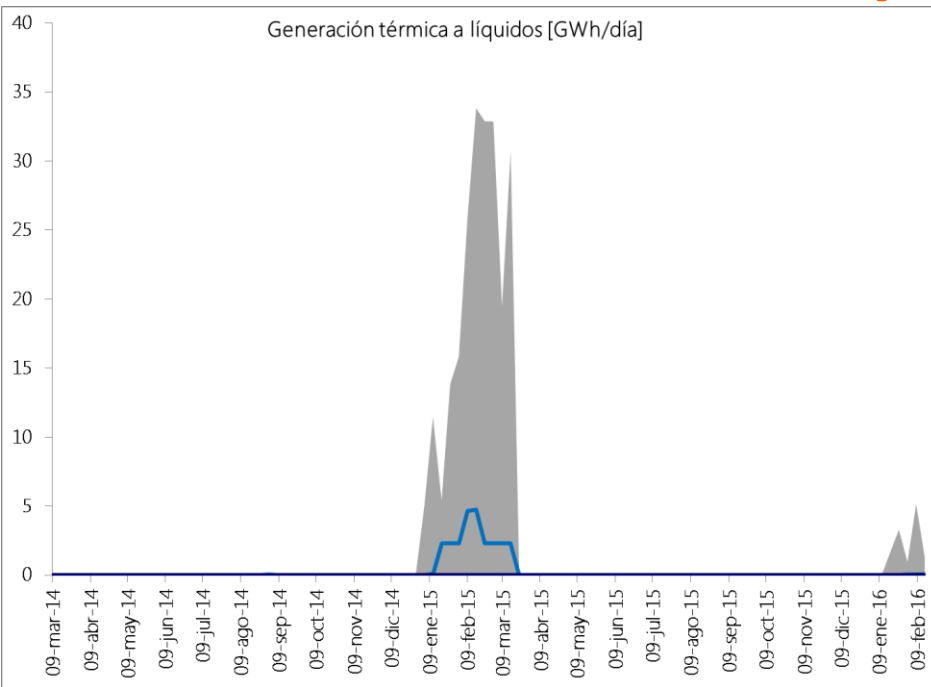
Caso 4 Esperado + Niño 97-98 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 5 Esperado + Niño 02-03 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Generación térmica [GWh/día]



Generación Térmica a líquidos [GWh/día]



Caso 1 Esperado + Contratos

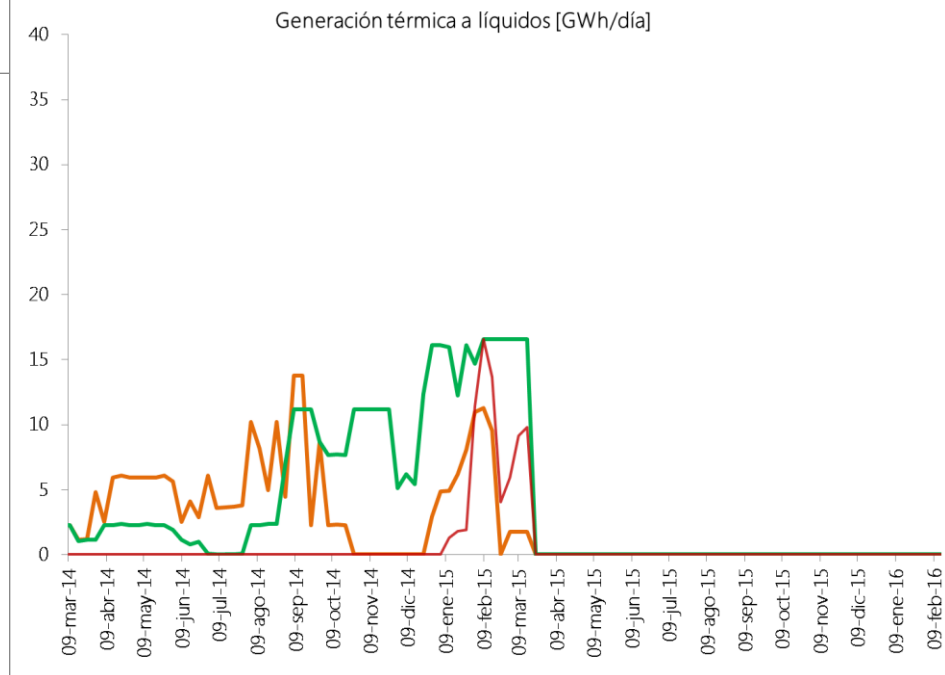
Caso 2 Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 6 Estocástico + Contratos

Caso 3 Bajos aportes + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

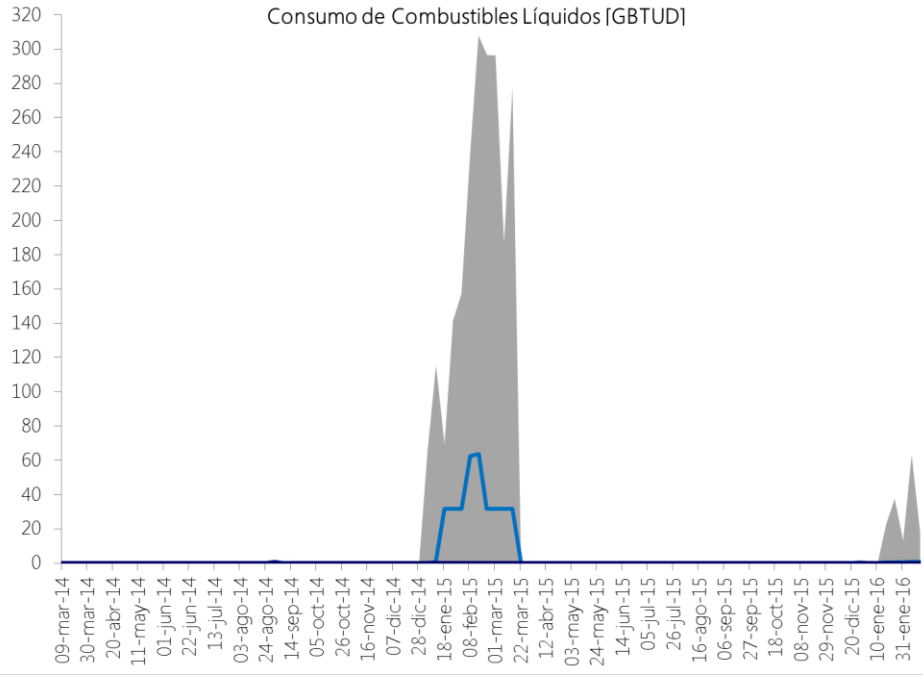
Caso 4 Esperado + Niño 97-98 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 5 Esperado + Niño 02-03 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad



Consumo de líquidos [GBTUD]

Consumo de Combustibles Líquidos [GBTUD]



Caso 1 Esperado + Contratos

Caso 2 Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

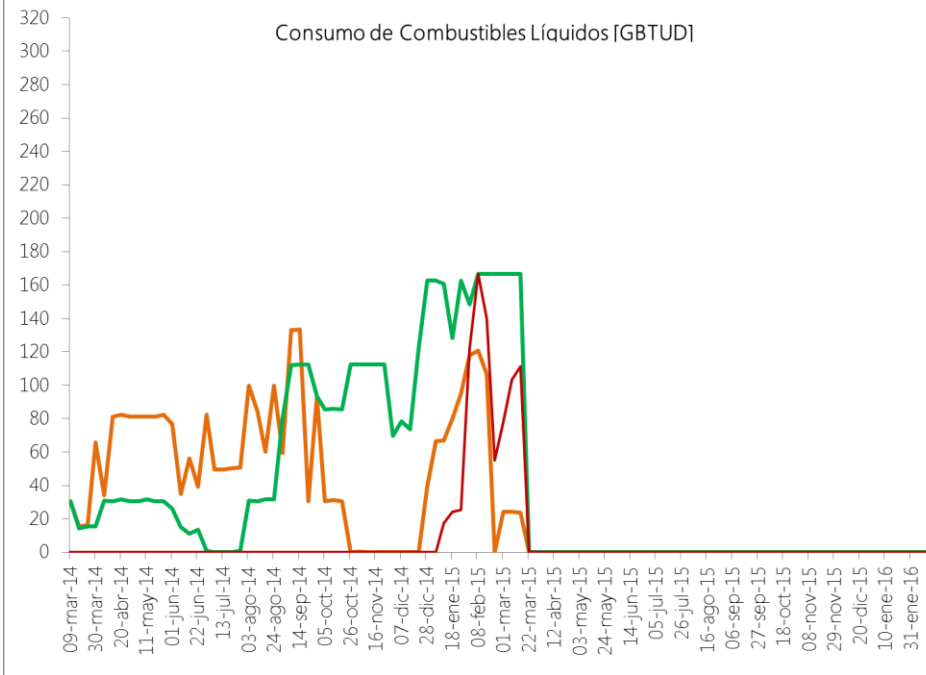
Caso 6 Estocástico + Contratos

Caso 3 Bajos aportes + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 4 Esperado + Niño 97-98 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

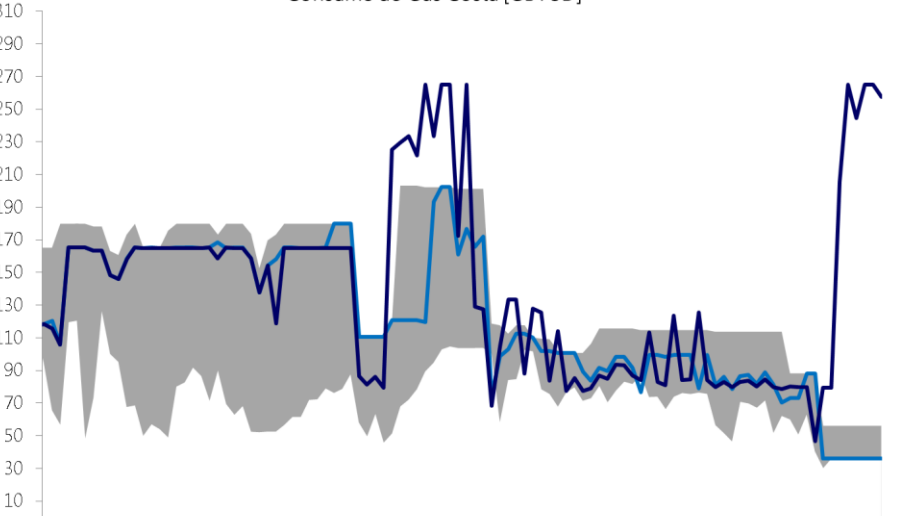
Caso 5 Esperado + Niño 02-03 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Consumo de Combustibles Líquidos [GBTUD]

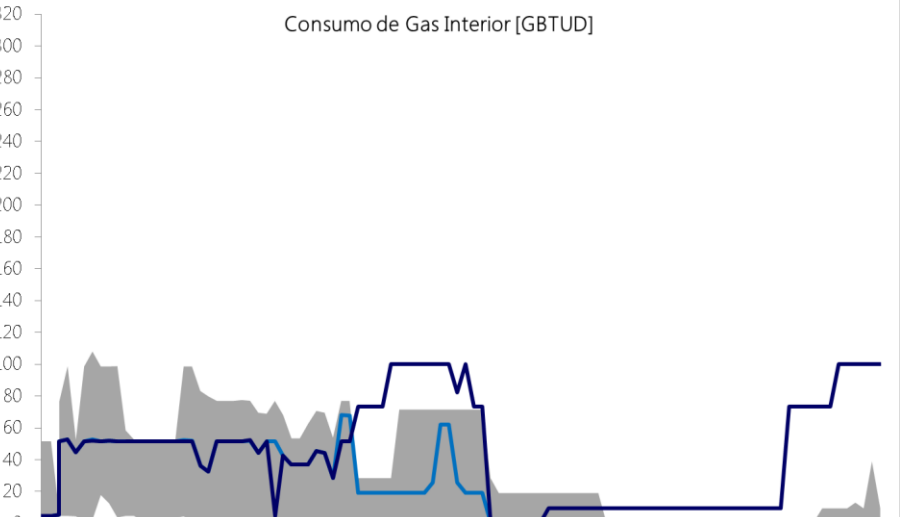


Consumo de Gas [GBTUD]

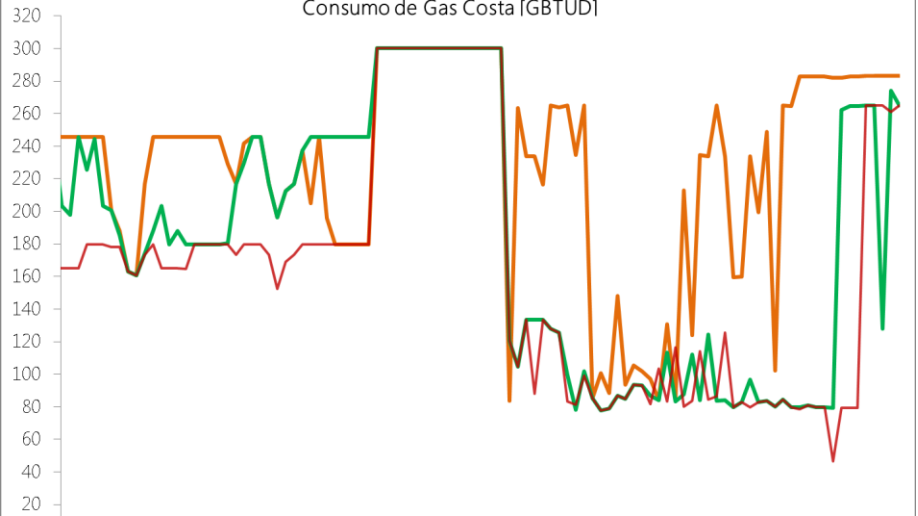
Consumo de Gas Costa [GBTUD]



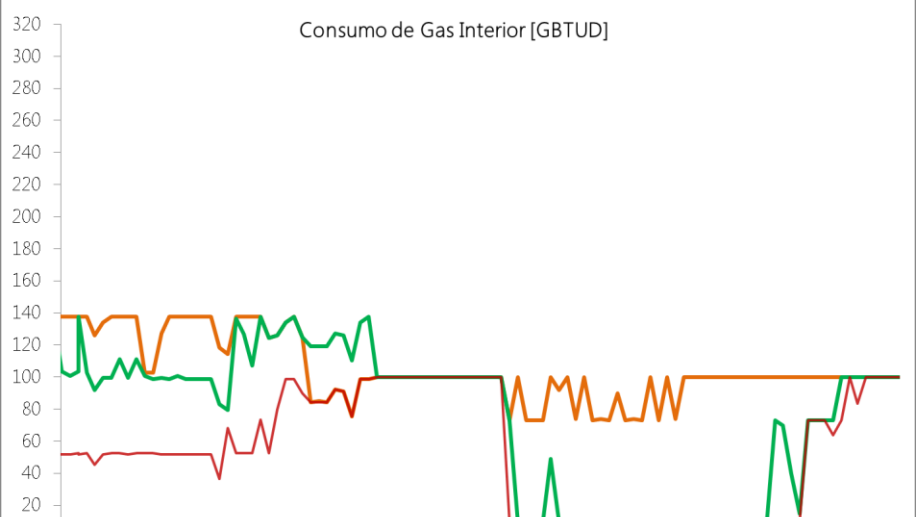
Consumo de Gas Interior [GBTUD]



Consumo de Gas Costa [GBTUD]



Consumo de Gas Interior [GBTUD]



- Caso 1** Esperado + Contratos
- Caso 2** Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad
- Caso 6** Estocástico + Contratos

- Caso 3** Bajos aportes + Contratos nov 2014 + Disponibilidad
- Caso 4** Esperado + Niño 97-98 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad
- Caso 5** Esperado + Niño 02-03 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Conclusiones

1. Con los supuestos y la disponibilidad de combustibles, reportada por los agentes al CNO, los resultados de las simulaciones muestran que ante condiciones esperadas de aportes del SH&PH, se requieren despachos promedio semanal de generación térmica cercanos a los 50 GWh/día para el verano 2013-2014 y 60 GWh/día para el verano 2014-2015, siendo necesario contar con generación térmica con combustibles líquidos para atender satisfactoriamente la demanda.
2. Los escenarios de bajos aportes hidrológicos, indican que los niveles de exigencia de generación térmica a lo largo de todo el horizonte de simulación están entre 50 y 70 GWh/día y alcanzan valores superiores a 90 GWh/día durante la temporada seca 2014-2015.
3. Según los resultados del modelo, se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se pueda garantizar al menos las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme (Cantidad total contratada: Firme + OCG).
4. Los resultados de las simulaciones, evidencian la necesidad de utilizar de manera intensiva las cantidades contratadas de gas y líquidos en periodos de bajos aportes.

Recomendaciones

Recomendación	Responsable
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.	CNO Agentes
Se requiere contar con la información oficial del balance físico de gas producción vs demanda de manera coordinada entre el CNOGas y el CNO, para un horizonte de mediano plazo, con el objetivo de tener claro el panorama de abastecimiento y las eventuales capacidades que se tendrían disponibles para el sector térmico.	CNOGas CNO
Se recomienda al parque generador estar preparado para ser despachado con generaciones que pueden alcanzar sus OEF, dada la alta incertidumbre en los aportes. Por lo anterior, se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas, así como la logística de abastecimiento de combustibles líquidos para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, que permita garantizar las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme.	Generadores
Hacer la mejor coordinación posible de mantenimientos de activos de transmisión del SIN (STN/STR) para permitir evacuar la máxima generación térmica ante la ocurrencia de escenarios extremos de bajos aportes.	XM
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.	CACSSE

Varios



■ filial de isa



Entrada en operación de proyectos

Proyectos que entraron en operación

✓ Transformador Jamondino 2 150 MVA 220/110 kV **CEDENAR**. *(Febrero 20 de 2014).*

✓ Transformador Termocandelaria 5 150 MVA 220/110 kV y bahía de transformador 110 kV **ELECTRICARIBE** *(Marzo 5 de 2014).*

Proyectos próximos a entrar en operación

★ ⌚ Subestación La Mojana 110 kV y línea San Marcos – La Mojana 110 kV **ELECTRICARIBE** *(Marzo de 2014).*

★ ⌚ Normalización subestación Sur 115 kV y línea Oriente – Sur 115 kV **ELECTROHUILA** *(Marzo de 2014).*

★ ⌚ Unidad 5 de la planta Darío Valencia Samper 50 MW **EMGESA**. *(Marzo 31 de 2014).*

Subestación San Lorenzo 115 kV **EPM** *(Marzo 31 de 2014).*

★ ⌚ Planta El Popal 19.9 MW **LA CASCADA**. *(Marzo 31 de 2014).*

★ Proyectos que se esperaba que entraran en febrero y que se desplaza su entrada en operación para el mes de marzo

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

De acuerdo con comunicación enviada por Transelca a XM el 28-02-2014, la fecha estimada de entrada en operación comercial de Drummond es 29 de abril de 2014



■ filial de isa



Plan preliminar de trabajo Colombia - Venezuela

Operación sincronizada Colombia - Venezuela

- ✓ Se están adelantando teleconferencias para realizar los estudios técnicos que permitan establecer los límites de intercambio máximos de importación y exportación entre Colombia y Venezuela a través de los enlaces a 230kV existentes mediante una operación sincronizada de ambos sistemas.



Plan de Trabajo - Preliminar

Actividad	Objetivo	Tiempo
Reunión de Inicio	Realizar el unión de las bases de datos para los estudios. Definición de los escenarios y casos de estudio.	2 a 3 días
Estudio Eléctricos	Cada país realiza en su red: • Análisis de Estado Estacionario (Flujo de Carga, Corto Circuito) • Análisis Simulaciones Dinámicas (Estabilidad) • Análisis de Pequeña Señal (análisis Modal) Determinar los límites máximos de exportación e importación en operación sincronizada.	2 meses
Reunión de Seguimiento	Revisión de Resultados, dudas y definición de esquema de pruebas sincronizadas.	2 a 3 días
Pruebas Sincronizadas	Validar los resultados iniciales encontrados en los análisis de los estudios eléctricos.	1 a 2 días
Ajustes Estudios Eléctricos	Con los resultados de las pruebas sincronizadas, realizar nuevos escenarios que se identifiquen y simulaciones complementarias.	15 días a 1 mes
Reunión de Cierre	Presentar los resultados obtenidos y establecer un plan de acción de acuerdo a las recomendaciones que se identifiquen.	1 a 2 días

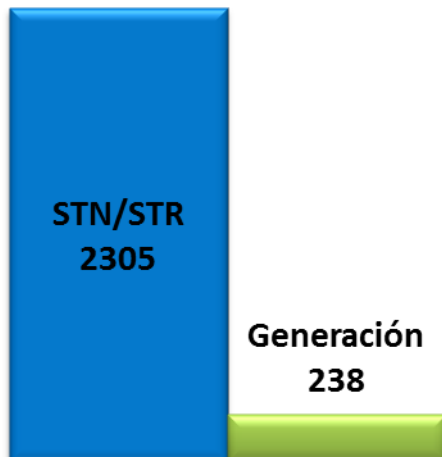


PSM I - 2014

PSM 1-2014

Según lo definido en el acuerdo CNO 518, el Plan Semestral de Consignaciones y el Programa Anual de consignaciones de las plantas o unidades de generación deberá ser ingresado y solicitado a más tardar el primero de marzo a las 24:00 horas.

Consignaciones solicitadas 2543



- ☐ 34 agentes realizaron solicitud del plan
- ☐ Electrificadora de Santander ingreso plan pero no lo paso a estado solicitado.
- ☐ Electricaribe manifestó que le faltó solicitar 9 consignaciones.



Certificación Nacional de Operadores del SIN en Coordinación Operativa con el CND

Avances en 2013 – Certificación Operadores

- ✓ Se aprobaron en la mesa del Sector Eléctrico las 6 Normas de Competencia Laboral - NCL con las que se certificarán los operadores de centros de control de generación, STN y STR en coordinación operativa con el CND → **mayor seguridad en la operación del SIN.**

Titulación – 180101054

Coordinación de la operación entre el CND y centros de control del STN.

Supervisión

NCL 280101153

Ejecución de acciones operativas

NCL 280101154

Titulación – 180101055

Coordinación de la operación entre el CND y centros de control del STR.

NCL 280101155

NCL 280101156

Titulación – 180101056

Coordinación de la operación entre el CND y centros de control de generación.

NCL 280101157

NCL 280101158

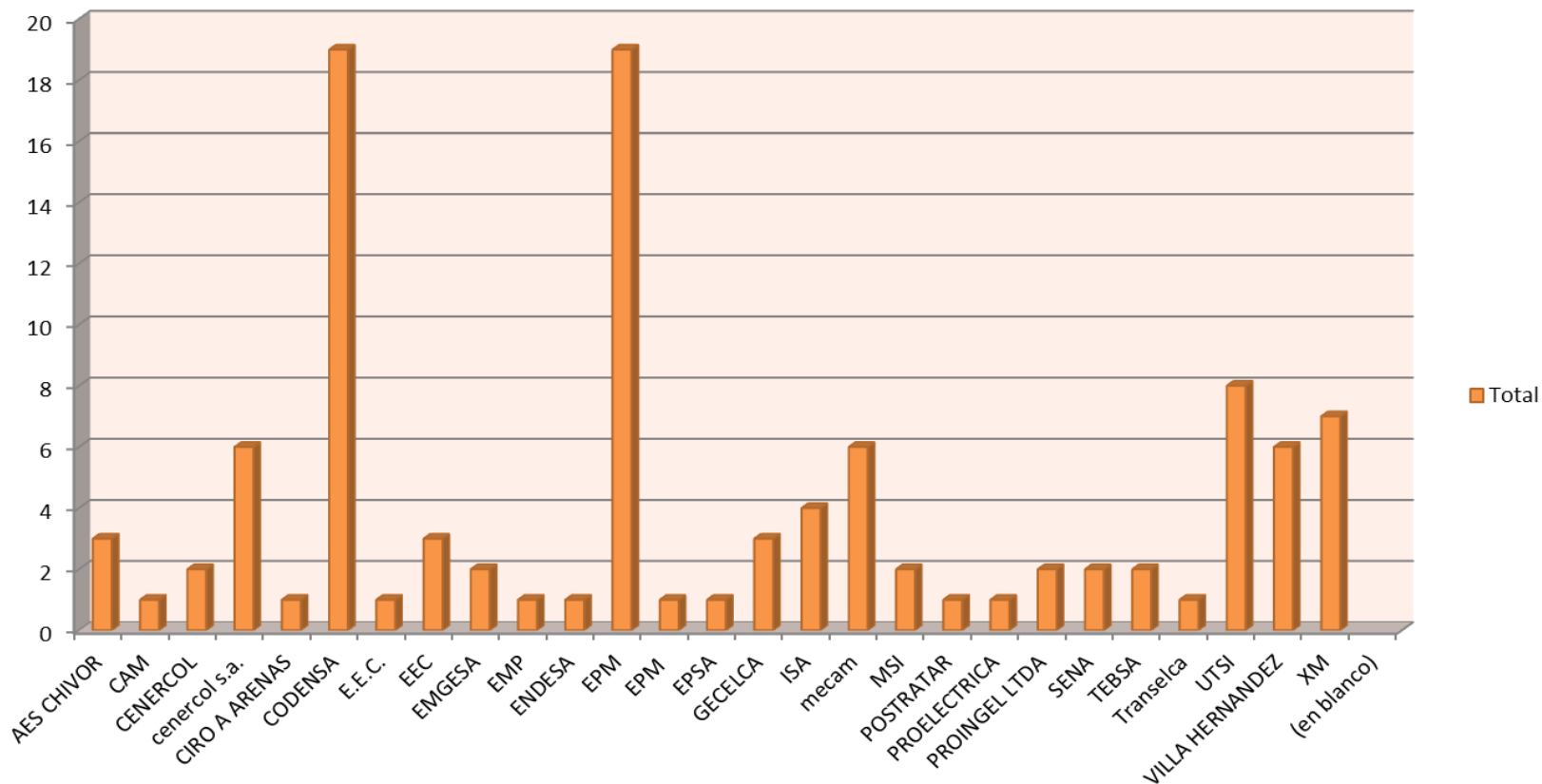


filial de isa

Reporte actual de Evaluadores para replicar el proceso

Cuenta de EMPRESA

EVALUADORES POR EMPRESA (106 EVALUADORES)



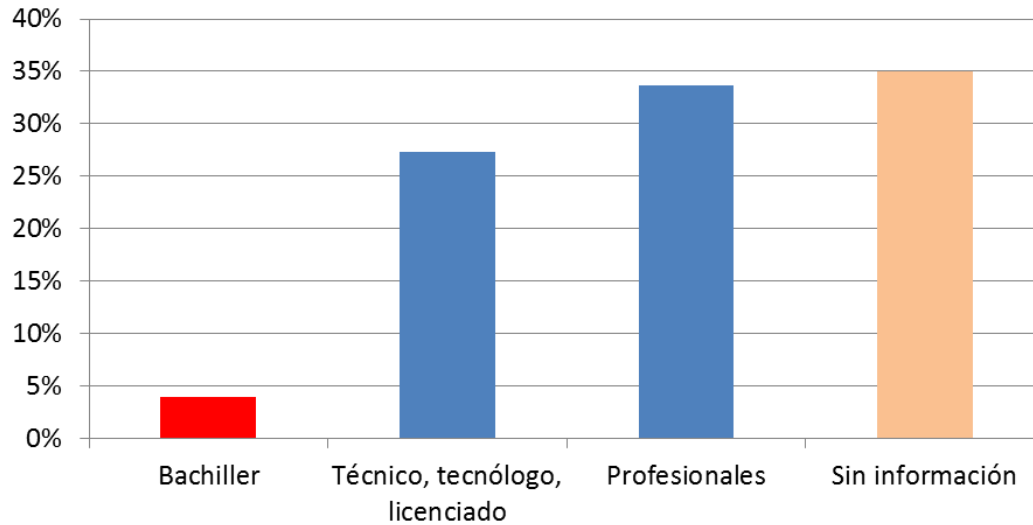
EMPRESA ▼



filial de isa

Aprox. 600 Operadores (público objetivo)

Nivel de escolaridad (475 operadores)



Empresas con información sobre nivel de escolaridad:

EMSA	EBSA
ENELAR	CEDENAR
CELSIA	CHEC
CENS	EEP (PUTU.)
EDEQ	ELECTROHUILA
EEC	EPM
TERMOEMCALI	TEBSA
CEO	URRÁ
ENERTOLIMA	PROELÉCTRICA
ESSA	ITCO
ISAGEN (JAGUAS, MIEL , TERMOCENTRO)	
TRANSELCA	

Pendiente información sobre nivel de escolaridad:

DISPAC, EEB, GENSA, ELECTROCAQUETÁ,
EMCARTAGO, TERMOTASAJERO, EEBP, EEP
(PEREIRA), AES CHIVOR, TERMOYOPAL, EMGESA,
ELECTRICARIBE, EPSA

Empresas que no han enviado ninguna información sobre los operadores:

CODENSA, ISAGEN (SAN CARLOS,
CALDERAS, AMOYÁ), TERMOCANDELARIA
100 operadores aprox.

Plataforma virtual

Se montaron tres cursos para el Sector Eléctrico en el Sistema de Administración de Entrenamiento -SAE- de XM: <http://sv11.xm.com.co/moodle>

1. Generalidades Certificación:

Definiciones, procedimiento y lineamientos del SENA.

2. Certificación Nacional de Operadores:

¿Por qué certificar a los operadores?, referentes internacionales, NCL aprobadas para el proceso, temas cubiertos.

3. Certificación Nacional de Operadores (Solo para evaluadores):

Evidencias de conocimiento, respuestas cuestionarios, temas de estudio.



Estado de la Supervisión

Estado de la Supervisión STR (Cumplimiento Res. CREG 094/2012)

Empresa	% Supervisión Oct. 2013	% Supervisión Enero 2014	% Supervisión Febrero 2014
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	95,5	95,5	100,0
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	5,9	5,9	11,8
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	100,0	100,0	100,0
CODENSA S.A. E.S.P.	93,8	95,2	98,2
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	47,4	42,1	75,0
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	86,7	100,0	100,0
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	50,0	61,8	61,8
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	100,0	100,0	100,0
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	95,9	95,9	100,0
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	81,3	81,3	93,8
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	100,0	100,0	100,0
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.	40,0	40,0	75,0
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	100,0	100,0	100,0
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	33,3	33,3	33,3
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	75,0	75,0	100,0
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	80,0	100,0	100,0
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	0,0	0,0	0,0
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	100,0	100,0	100,0
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	50,0	50,0	50,0
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	100,0	100,0	100,0
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	100,0	100,0	100,0
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	100,0	100,0	100,0
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	97,1	97,1	99,0

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



Nuevas Resoluciones

Nuevas Resoluciones

* MME expidió la Resolución 9 0268 de 2014, por la cual se modifica la fecha de puesta en operación del Proyecto denominado “Conexión de la Central de Generación Sogamoso”, objeto de la Convocatoria Pública UPME-04-2009



■ filial de isa

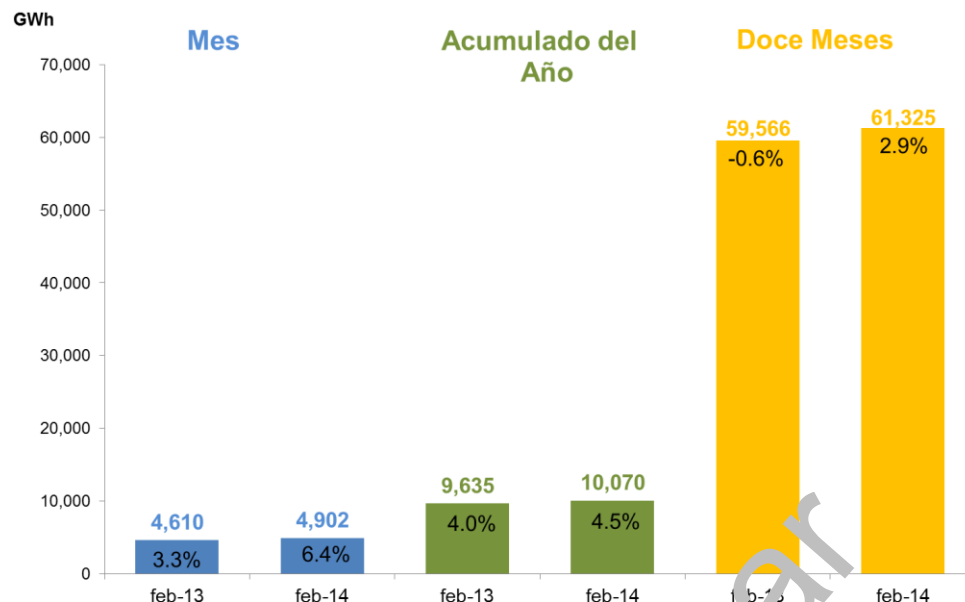
 www.xm.com.co

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

 XM filial de ISA

 @XM_filial_ISA

Seguimiento de la demanda de energía SIN – Febrero de 2014



El repunte en febrero de 2014 se debió principalmente a:

- El impacto de la nueva carga de Rubiales, el cual tuvo un consumo de 55.9 GWh que representa el 1.2% de la demanda total.
- El aumento del consumo de Cerrejón, ya que en febrero de 2013 el consumo de energía fue mínimo debido al paro en la mina.
- El aumento del consumo en Occidental, en febrero de 2013 se vio disminuido por atentado al oleoducto.
- El crecimiento no fue mayor debido a la disminución en el consumo de Cerromatoso y Diaco.

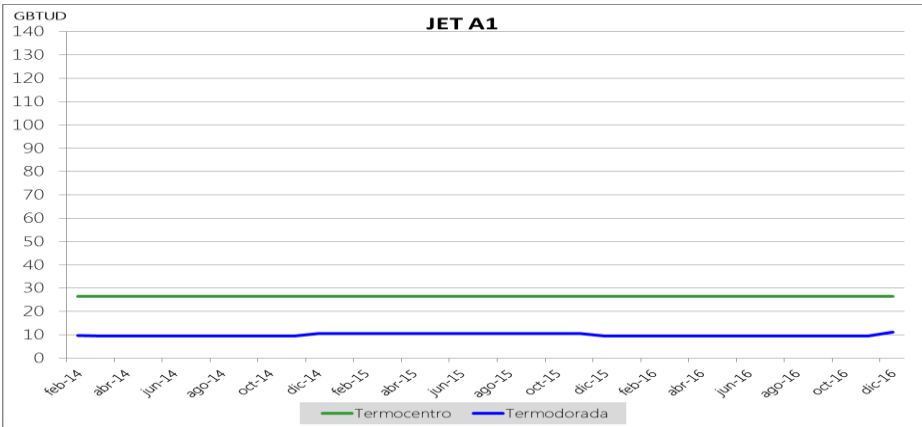
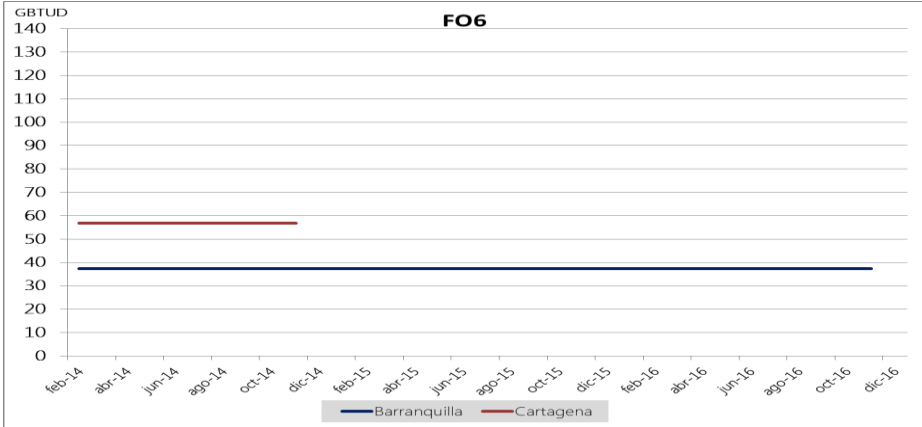
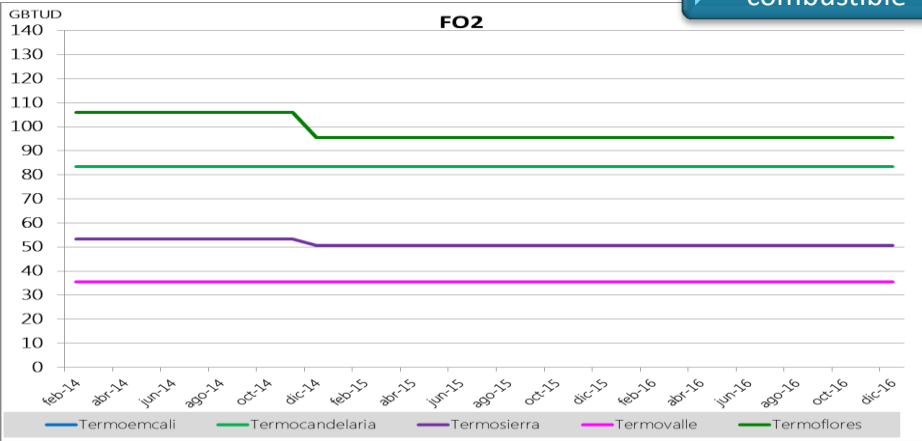
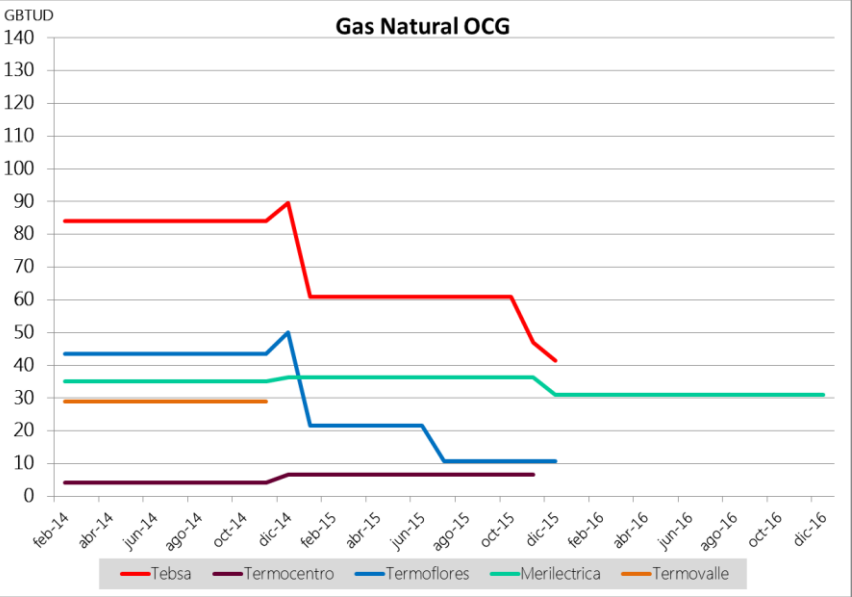
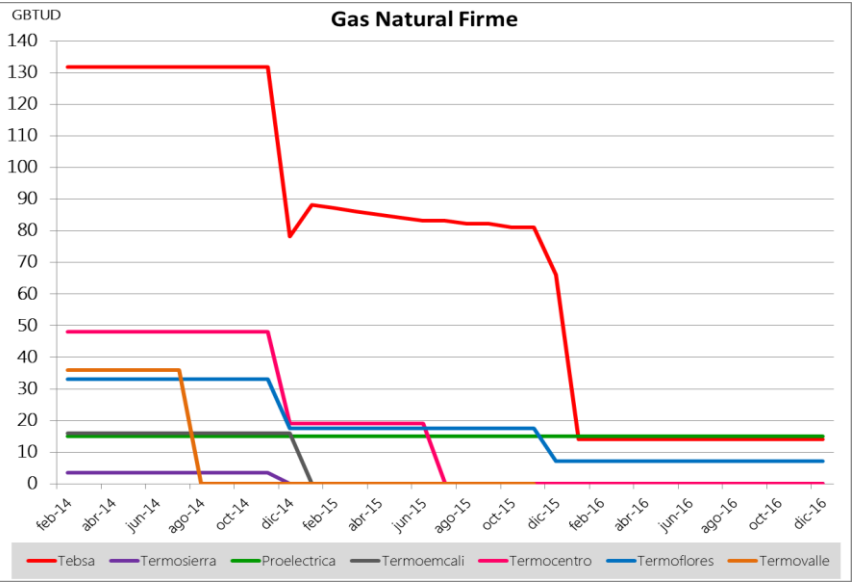
Si restamos el consumo de energía en febrero de 2013 y febrero de 2014 de las cargas conectadas al STN, el cual representa el 5.5 % de la demanda total, el crecimiento de la demanda hubiera sido del 5.1%.

Atendiendo los comportamientos del año 2013, este 5.1% es un crecimiento considerado, por tal motivo se realizó un análisis del comportamiento de la demanda del mercado No Regulado y Regulado con información preliminar hasta el 26 de febrero, en el cual el mercado no regulado creció el 5.5% y el no regulado del 5.1%.

Para seguir ahondado en las causas del crecimiento en febrero hay que esperar que se tenga liquidada la TXR

Disponibilidad de combustibles en el MP por recurso

Disponibilidad de combustible

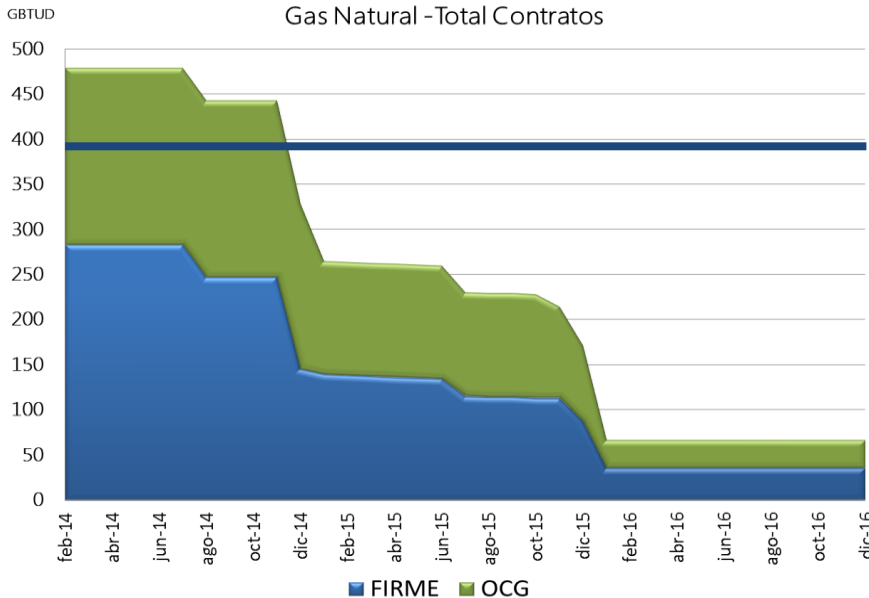


Disponibilidad total de combustibles en el MP

Disponibilidad de combustible

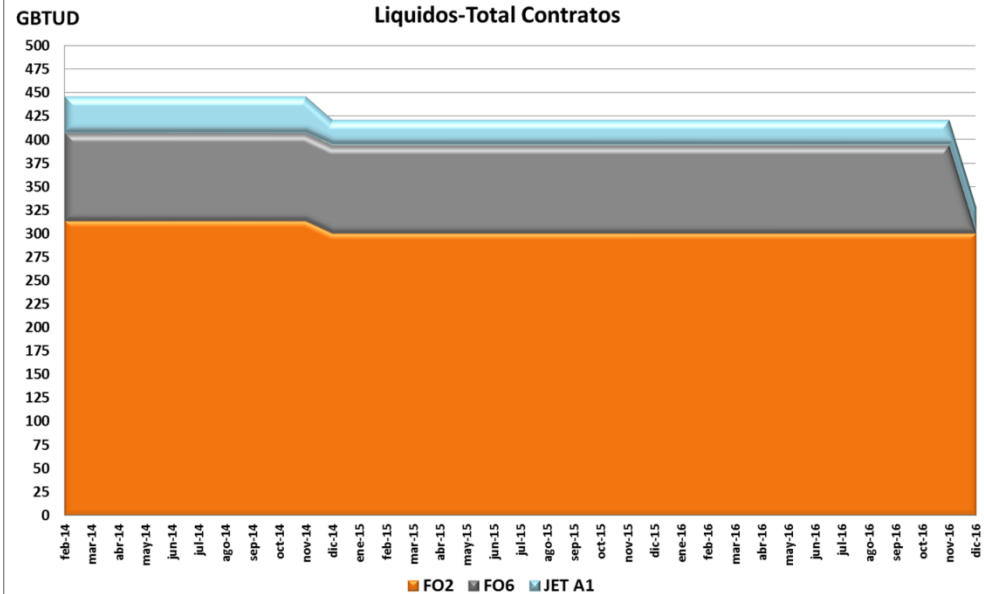
Gas 2014:
394 GBTUD Circulares
CREG 057 y 078 de 2013

Gas Natural - Total Contratos



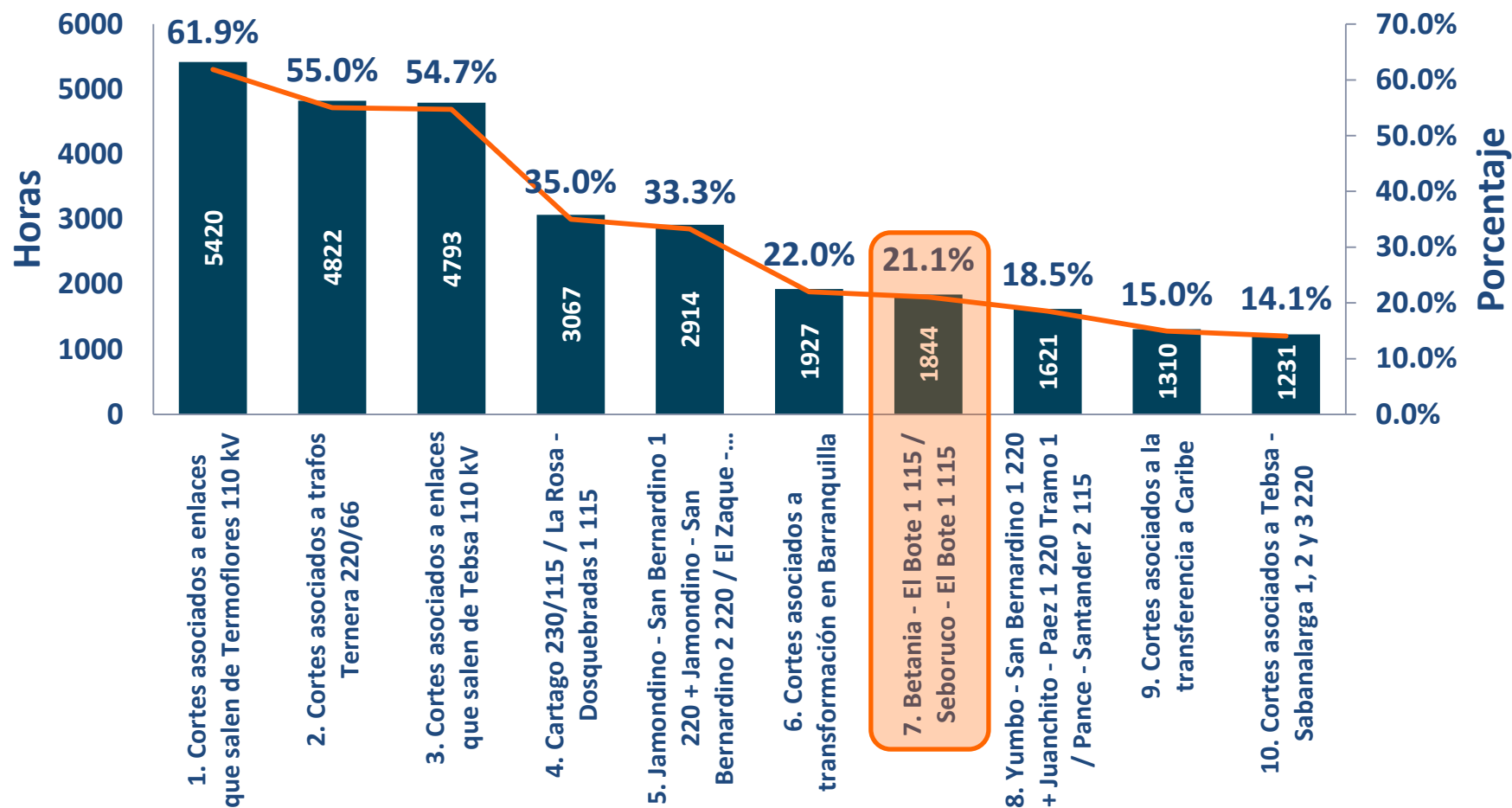
Información reportada
por los generadores
térmicos

Líquidos-Total Contratos



Acumulado de 2013 de principales cortes activos

A continuación se presenta el acumulado de tiempo que estuvieron activos los cortes durante el año 2013 excluyendo aquellos que se activaron por mantenimientos asociados a obras de expansión:



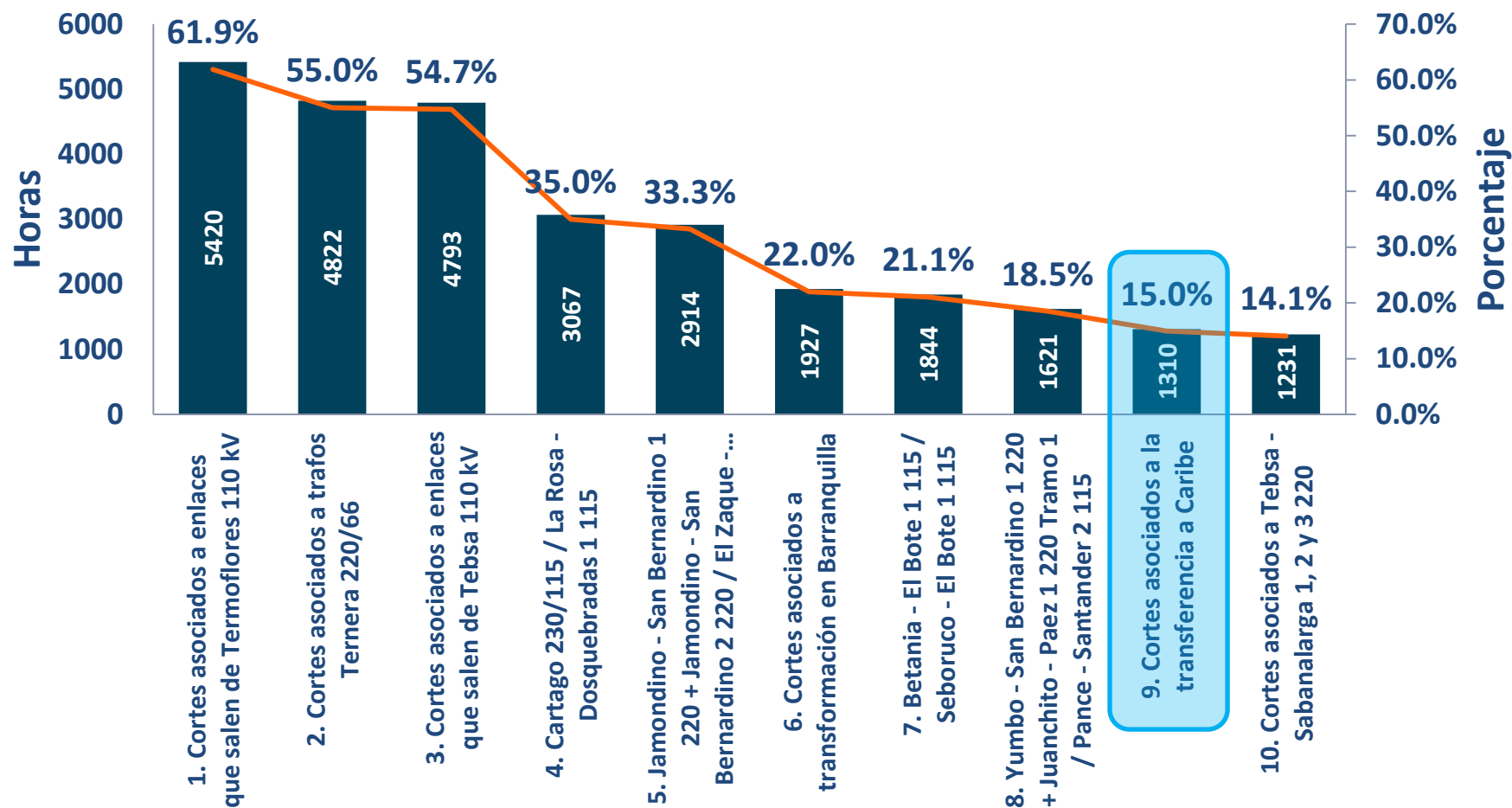
El corte 7 se presenta debido al agotamiento de la red que alimenta la ciudad de Neiva. Este corte se espera que se mitigue con la entrada del proyecto Betania – Sur 115kV en enero de 2014.



filial de isa

Acumulado de 2013 de principales cortes activos

A continuación se presenta el acumulado de tiempo que estuvieron activos los cortes durante el año 2013 excluyendo aquellos que se activaron por mantenimientos asociados a obras de expansión:



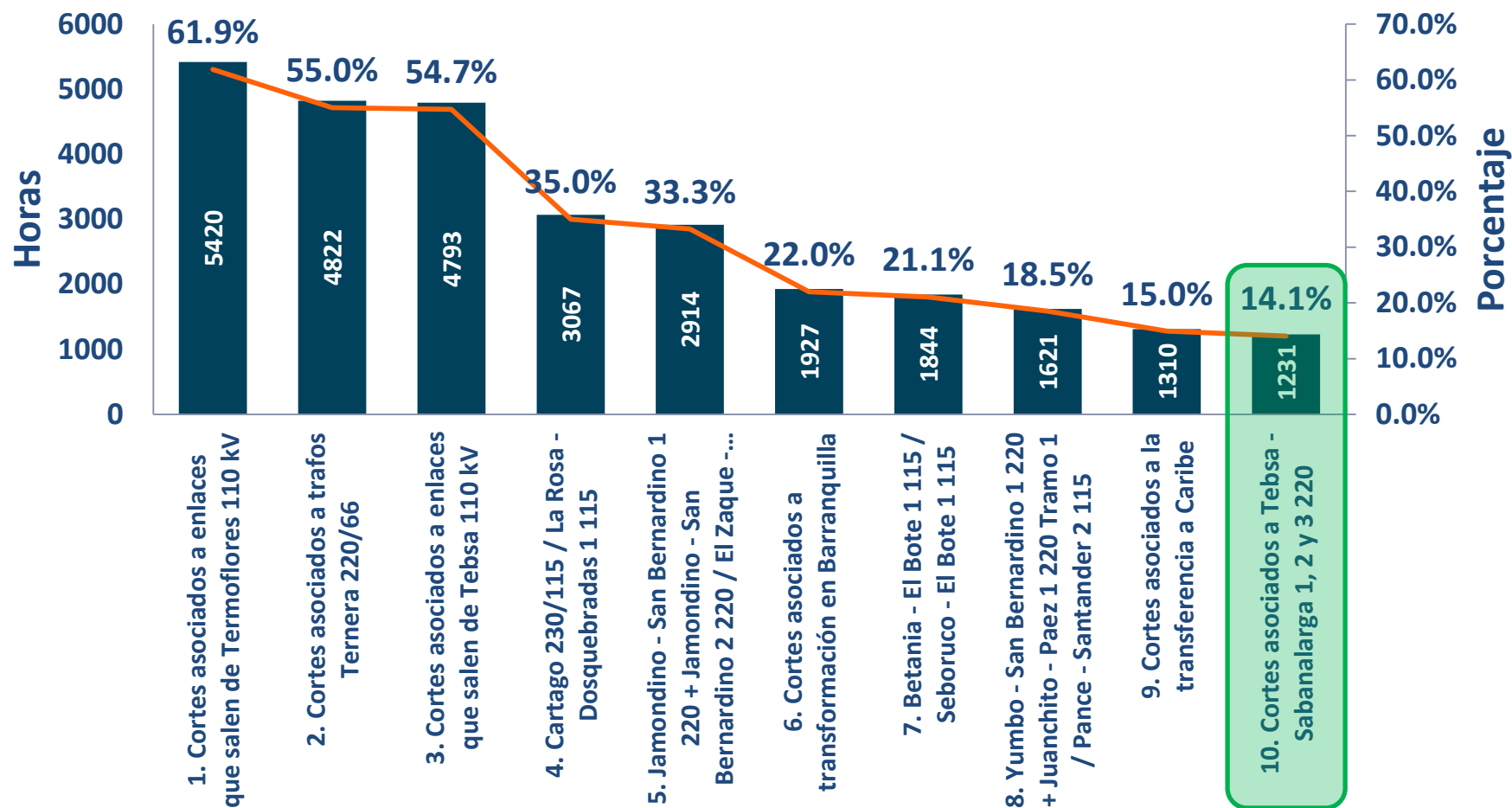
El corte 9 está asociado principalmente a la indisponibilidad del circuito Porce III – Cerromatoso a 500 kV por atentados.



filial de isa

Acumulado de 2013 de principales cortes activos

A continuación se presenta el acumulado de tiempo que estuvieron activos los cortes durante el año 2013 excluyendo aquellos que se activaron por mantenimientos asociados a obras de expansión:



El corte 10 se presenta principalmente cuando hay mantenimientos en la red a 220kV de la subárea Atlántico. El proyecto Caracolí y su refuerzo de conectividad incluido en el Plan de Expansión 2013-2027 refuerzan la red a 220kV de la subárea para el 2016 y mitigan esta restricción.



filial de isa

Eventos más Relevantes en el SIN

- 02/02/2014 Se presenta disparo de las bahías de línea en Rio Mayo hacia Pasto 115 kV, en Jamondino hacia Junín 115 kV y en Jamondino hacia Panamericana 115 kV, quedando sin tensión las subestaciones a 115 kV de Pasto, Catambuco, Jamondino, Junín, Buchely y Panamericana 115/34.5 kV. Al momento del evento se encontraba desenergizada la subestación Jamondino 230 kV por trabajos de mantenimiento. **Este evento dejó sin suministro de energía la ciudad de Pasto.**
- 13/02/2014 Se presenta disparo de El Bote - Tsur 1 115 kV y Betania a Tseboruco 115 kV. Posterior al restablecimiento se presentó disparo de todos los interruptores asociados a la subestación El Bote 115 kV, adicionalmente se presentó también disparo de Betania a Tseboruco 115 kV, Betania a El Bote 115 kV y Tenay a El bote 115 kV. El agente reporta tormentas en la zona y desbalance en la fase B del circuito El Bote - Tsur 1 115 kV. **Este evento dejó sin suministro de energía gran parte del departamento del Huila.**



Eventos más Relevantes en el SIN

- 18/02/2014 Se presenta disparo del circuito Urrá - Urabá 220 kV, quedando sin tensión las subestaciones Urabá 220/110 kV y Apartadó 110 kV. El agente reporta actuación protección distancia. **Este evento dejó sin suministro de energía la zona del Urabá Antioqueño.**
- 19/02/2014 Se presenta disparo de los circuitos Flandes - Prado 1 y 2 115 kV y Prado a Tenay 115 kV, Prado a Natagaima 115 kV, El bote a Tenay 115 kV, y del transformador de Prado 5 15 MVA 115/34.5 kV quedando sin tensión las subestaciones Prado y Tenay 115 kV. El agente reporta tormentas en la zona y actuación de protección distancia en Prado 115 kV sobre las bahías Flandes 1 y 2, y de la protección diferencial en el ATR 5. **Este evento dejó sin suministro de energía parte del sur del Tolima.**



Eventos más Relevantes en el SIN

- 27/02/2014 Se presenta disparo de todas las bahías asociadas a Barra 1 en subestación PANCE 115 kV. El agente reporta problemas en el CT de la bahía de acople de barras I300 de la subestación, el cual se encontraba cerrado en el momento del evento. **Este evento dejó sin suministro de energía parte del sur de Cali.**
- 27/02/2014 Se presenta disparo del circuito Urrá - Urabá 220 kV, quedando sin tensión las subestaciones Urabá 220/110 kV y Apartadó 110 kV. El agente no reporta causa del evento. **Este evento dejó sin suministro de energía la zona del Urabá Antioqueño.**



Costos de combustibles

Costos combustibles.
Fuente UPME

