



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND – 033

Jueves, 8 de mayo 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 – 033

Jueves, 8 de mayo de 2014

Contenido

Principales riesgos atención demanda

- Resumen restricciones
- Situaciones operativas relevantes - Subárea Atlántico
- Seguimiento proyectos. Acuerdo CNO 670
- Mantenimientos gas (Chevron - Chuchupa)

Indicadores de calidad

- Eventos relevantes
- Indicadores

Variables

- Reservas y aportes
- Demanda y exportaciones
- Generación

Panorama energético

- Mediano plazo

Varios

- CAOP Elecciones
- ANEXO, Indicadores Acuerdo CNO 518



■ filial de isa

Principales riesgos atención demanda

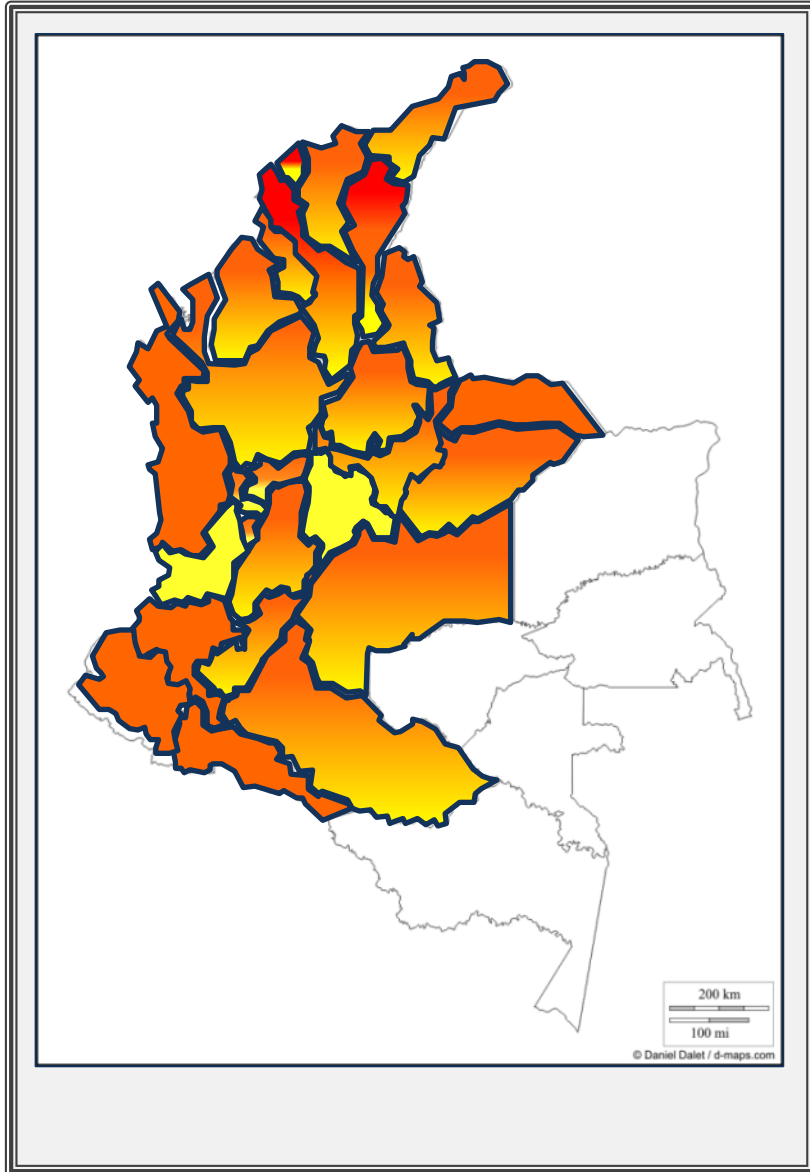


■ filial de isa

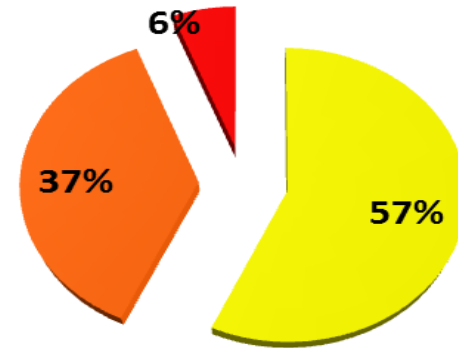


Resumen restricciones y seguimiento a riesgos

Resumen diagnóstico restricciones del SIN, que pueden generar demanda no atendida



Restricciones por Tipo



■ Tipo A ■ Tipo B ■ Tipo C

Tipo

A: Se tiene suficiente generación de seguridad Despachada Centralmente para cubrir contingencias sencillas.

B: No se tiene suficiente generación de seguridad Despachada Centralmente para cubrir contingencias sencillas.

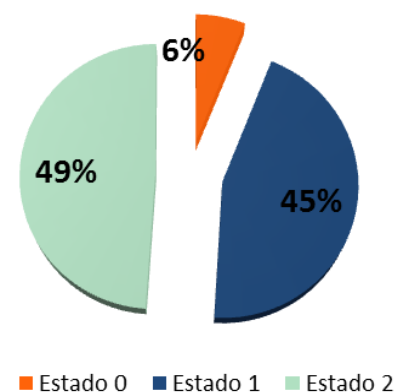
C: Se presentan bajas tensiones y demanda no atendida en condición normal de operación.

Resumen restricciones actuales

Área o Subárea	Restricciones	Obras definidas y/o recomendadas	Estado		
			0	1	2
ANTIOQUIA	8	4	1	3	0
ATLANTICO	5	5	2	1	2
BOLÍVAR	2	3	0	1	2
CÓRDOBA - SUCRE	4	1	0	1	0
CERROMATOSO	1	1	0	0	1
GCM	5	6	0	3	3
ESSA	2	1	0	1	0
CENS	2	1	0	0	1
EBSA - ENERCA	3	2	0	1	1
BOGOTÁ	6	7	0	2	5
META	2	5	0	2	3
VALLE	1	1	0	1	0
CAUCA - NARIÑO	2	1	0	1	0
HUILA - TOLIMA - CAQUETA	2	3	0	1	2
CQR	3	5	0	2	3
STN - NORDESTE	1	1	0	0	1
STN - CARIBE	1	1	0	1	0
STN-SUR	1	1	0	1	0
TOTAL	51	49	3	22	24

Estado Obras		
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.

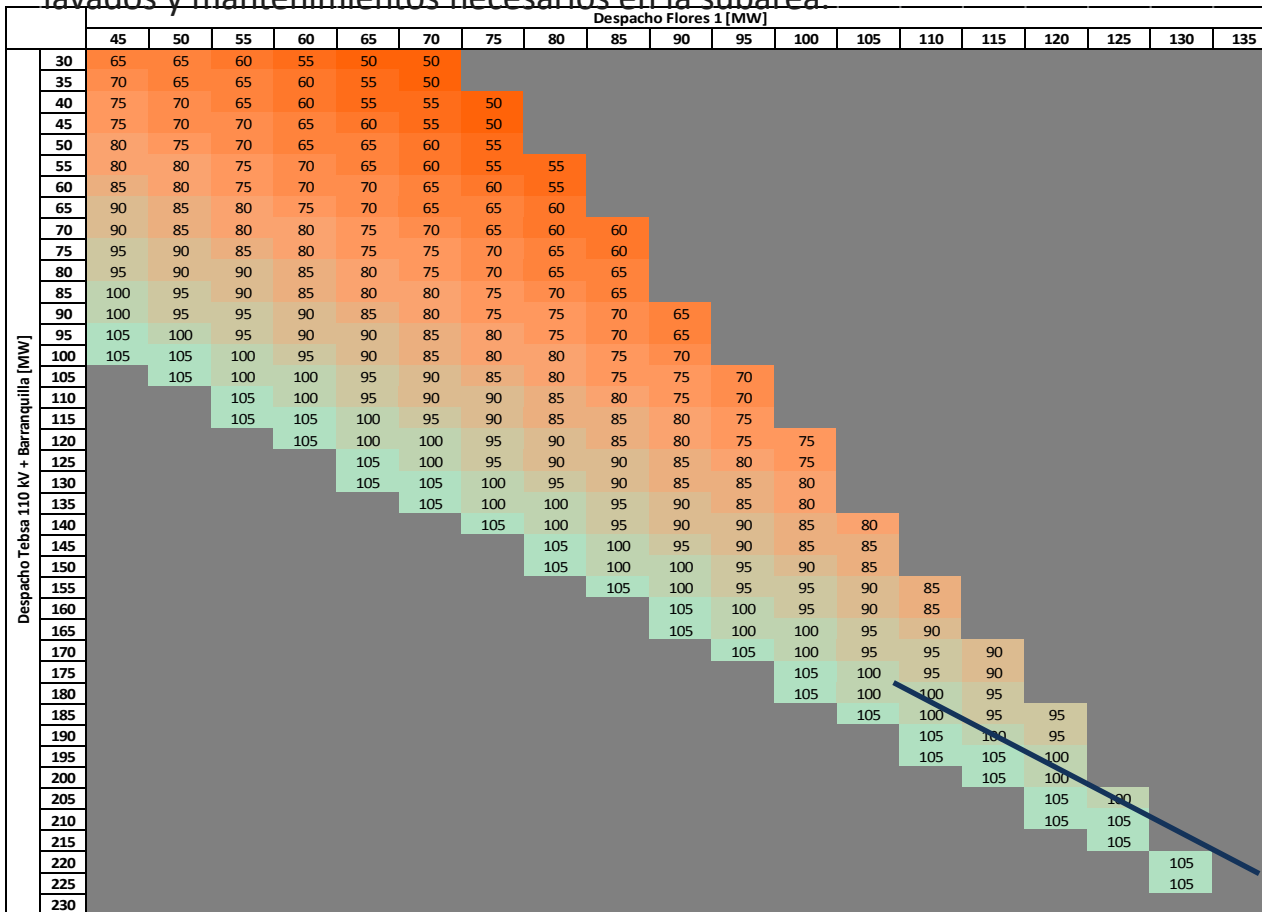
Restricciones por Estado



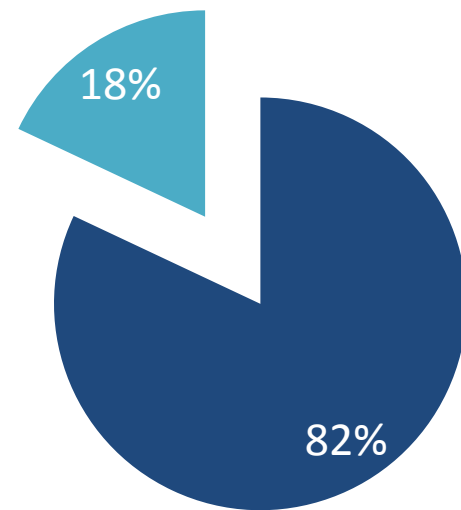
Se observa que un alto porcentaje de las alternativas están definidas en los planes de expansión o con concepto. Sin embargo, un porcentaje similar está en estudio. Se recomienda agilizar los procedimientos para que los proyectos entren oportunamente.

Situaciones Operativas Relevantes – Atlántico

- ✓ De acuerdo con el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo del primer trimestre de 2014 en Atlántico, con la ausencia de proyectos para los años 2014 y 2015 que resuelvan de manera estructural los problemas de la subárea, **se observa que hay riesgo en la atención de la demanda ya que las limitaciones de la red continuarán haciendo menos flexible la operación** (Lo anterior conduce a limitaciones de generación en Tebsa 110 kV y Termoflores 110 kV). Esta situación se hace más crítica ante los riesgos de disparo por lavados y mantenimientos necesarios en la subárea.



160MW



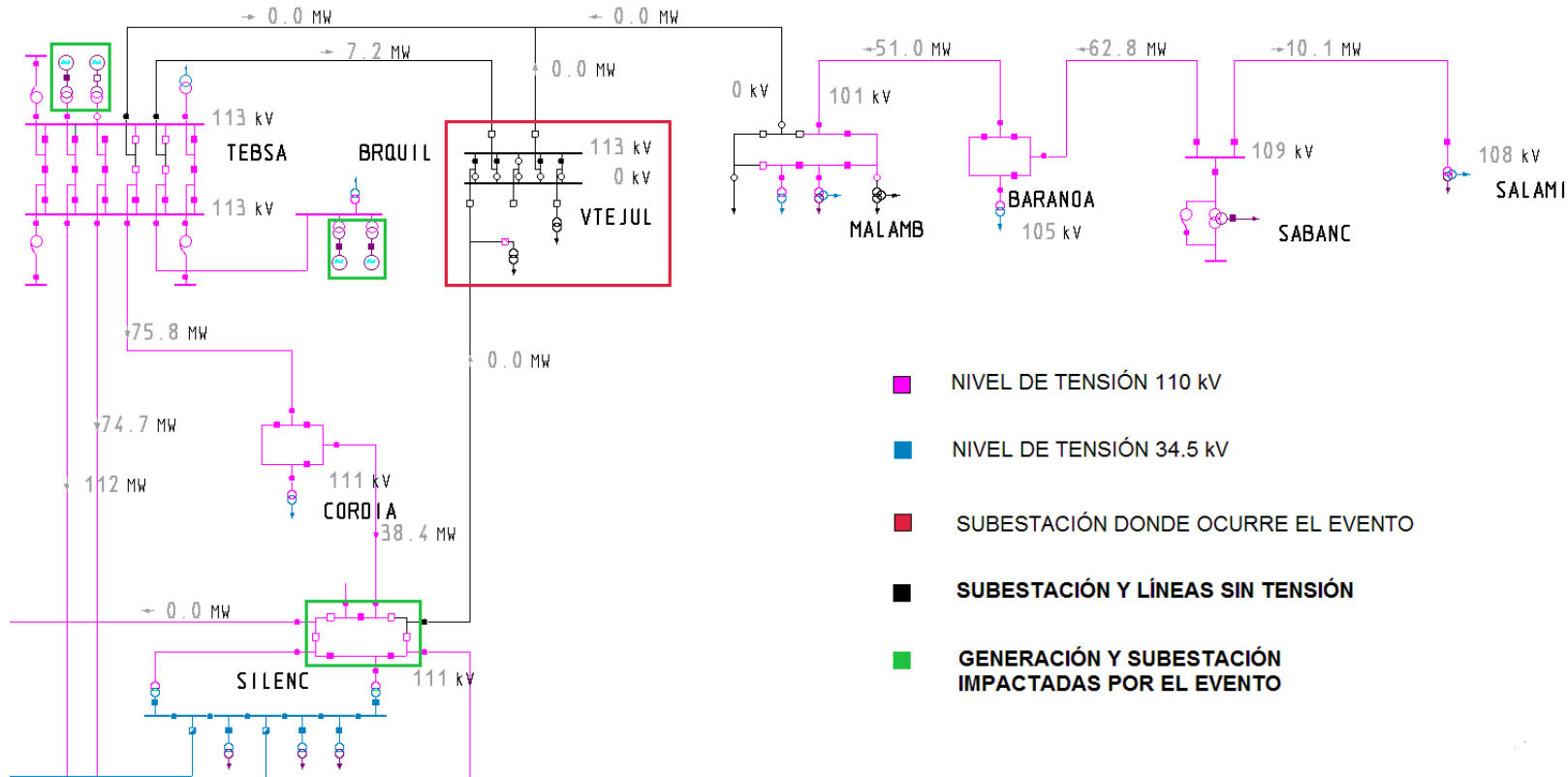
- Operación No Factible
- Operación Factible con Limitación de Generación

Despachos generación Flores 4 110kV

Operación no factible por congestión en la red de 110 kV

310MW

Evento subestación Veinte de Julio 110 kV Subárea Atlántico



- NIVEL DE TENSIÓN 110 kV
- NIVEL DE TENSIÓN 34.5 kV
- SUBESTACIÓN DONDE OCURRE EL EVENTO
- SUBESTACIÓN Y LÍNEAS SIN TENSIÓN
- GENERACIÓN Y SUBESTACIÓN IMPACTADAS POR EL EVENTO



Impacto del evento

DEMANDA DESATENDIDA DIARIA

DÍA	POTENCIA MW	ENERGÍA MWh
04/05/2014	70	572,83
05/05/2014	70	1678,83
06/05/2014	15	359,74
TOTAL	155	2611,4

*La demanda queda totalmente normalizada el día 07/05/2014 a las 14:58 hrs.

*Queda indisponible y en revisión la línea en T Tebsa-Veinte de Julio-Malambo 110 kV.

IMPACTO EN LA GENERACIÓN

FECHA	RECURSO	ACCIÓN
05/05/14	FLORES 1	Se libera generación MAX, para cuidar N-1 Tebsa – Cordialidad+ Tebsa-El Río 110 kV.
	TEBSA	Se programa generación MAX (Unidades por 110 kV) para cuidar N-1 Tebsa – Cordialidad+ Tebsa-El Río 110 kV, Tebsa – Union + Tebsa-El Río 110 kV.
06/05/14	B/QUILLA	Se programa generación MAX Y MIN para cuidar N-1 Tebsa – Union + Tebsa-El Río 110 kV.
	TEBSA	Se programa generación MAX (Unidades por 110 kV) para cuidar N-1 Tebsa – Cordialidad+ Tebsa-El Río 110 kV, Tebsa – Union + Tebsa-El Río 110 kV.



Seguimiento a proyectos Acuerdo CNO 670

Objetivo

Identificar oportunamente posibles atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de proyectos y el impacto de los mismos con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el plan de expansión, concepto UPME o en la convocatoria.

Metodología

Clasificación proyectos: en etapas

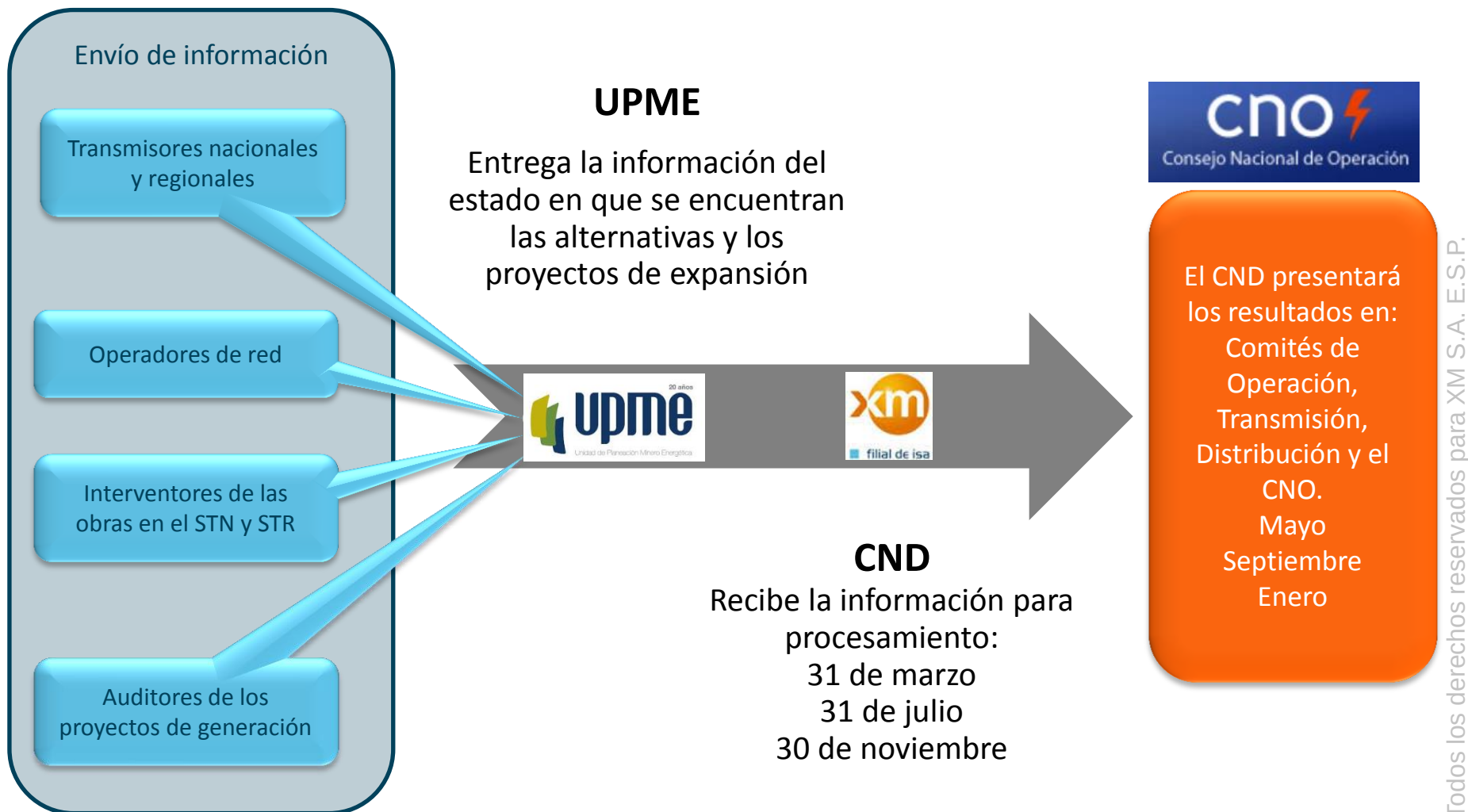
Variables a monitorear: Nivel de ejecución del proyecto respecto al cronograma establecido e Impacto por la entrada o atraso del proyecto.



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

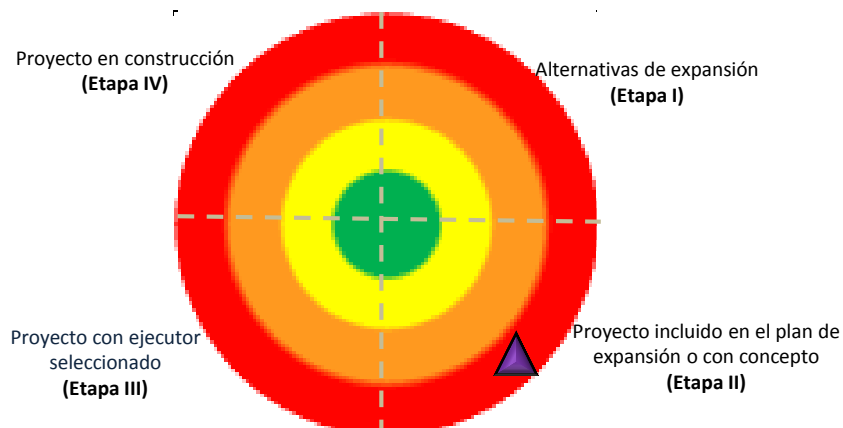


Flujo de información para la construcción del radar

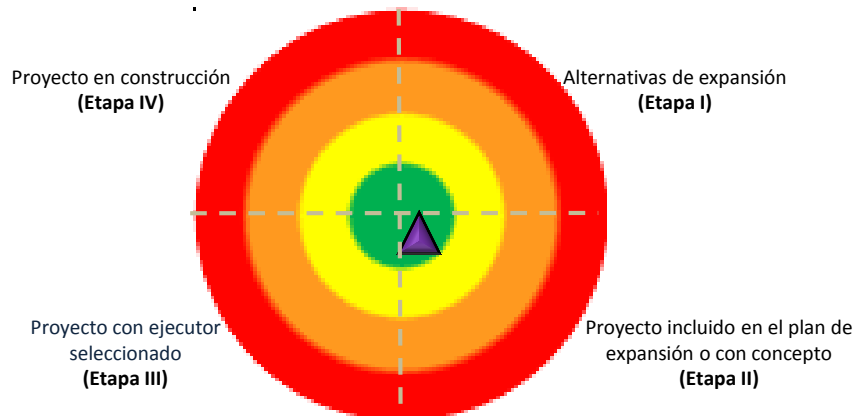


Ejercicio radar cambiando la fecha inicial: Proyecto Caracolí

Fecha inicial definida en el Plan de Expansión aprobado por el MME



Fecha modificada Res. MME



NOMBRE DEL PROYECTO	Etapas	Nivel	Impacto	FPO inicial	FPO DSI
UPME 06-2013 Caracolí 230 kV	2.1	1 ó 4	 B	2015-09-30 (Res. MME 18 0423 de 2012, adoptó el plan de referencia 2012-2025)	2016-11-30 (Res. MME 9 1159 de 2013)

Según Acuerdo CNO 670: *“La FPO de los proyectos que se utilizará para hacer seguimiento en la Etapa 2 será la definida en el Plan de Expansión del SIN elaborado por la UPME. Si la FPO del proyecto es reprogramada, ésta última no se verá reflejada en el radar de seguimiento; sin embargo se presentará en la matriz correspondiente al proyecto”.*

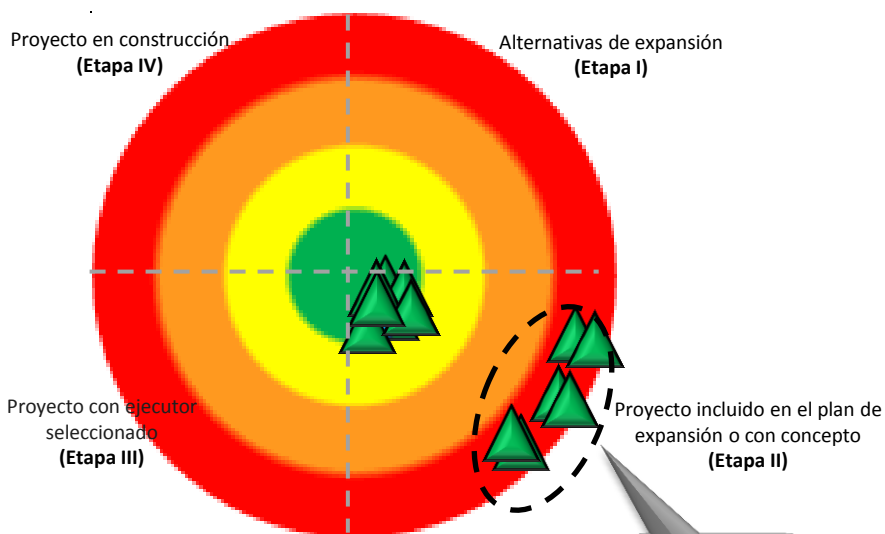


filial de isa

Proyectos STN

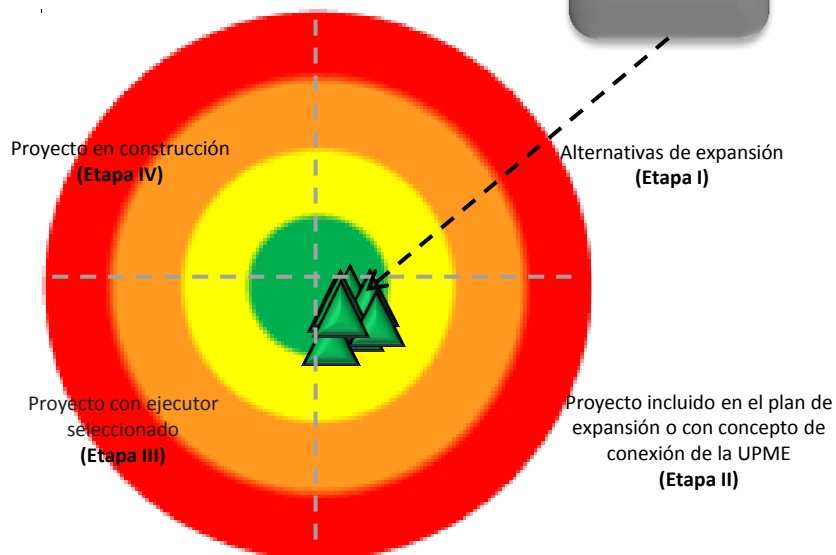
Radar STN – Según Acuerdo CNO 670

FPO inicial

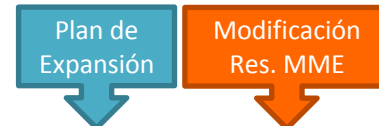


Radar STN – Propuesta UPME

FPO DSI



Proyectos:
1 al 6



N°	Proyecto	Etapa	FPO inicial	FPO DSI
1	UPME 05-2013 Suria 230 kV	2.1	2015-09-30	2016-11-30
2	UPME 04-2013 Guayabal 230 kV	2.1	2015-09-30	2016-11-30
3	UPME 06-2013 Caracolí 230 kV	2.1	2015-09-30	2016-11-30
4	UPME 07-2013 Montería 230 kV	2.1	2015-09-30	2016-11-30
5	UPME 01-2014 La Loma 500 kV	2.1	2015-11-30	2016-11-30
6	UPME 03-2013 Tuluní 230 kV	2.1	2015-09-30	2016-08-31
7	UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	2.1	2017-09-30	2017-09-30
8	UPME 02-2014 Reforma 230 kV	2.1	2015-11-30	2015-11-30
9	UPME XX-2014 Refuerzo Oriental 500 kV	2.1	2020-09-30	2020-09-30
10	UPME 04-2014 Ituango 500 kV	2.1	2018-06-30	2018-06-30
11	UPME 05-2014 Refuerzo 500 kV Costa Atlántica	2.1	2018-09-30	2018-09-30
12	UPME 05-2012 Bolívar - Cartagena	2.1	2016-11-30	2016-11-30
13	UPME 03-2014 Río Córdoba 230 kV	2.1	2016-11-30	2016-11-30
14	UPME 06-2014 Refuerzo 500 kV Suroccidente	2.1	2018-09-30	2018-09-30

Si se emplean las fechas reportadas por la UPME (FPO DSI), no se cumple con lo establecido en el Acuerdo 670



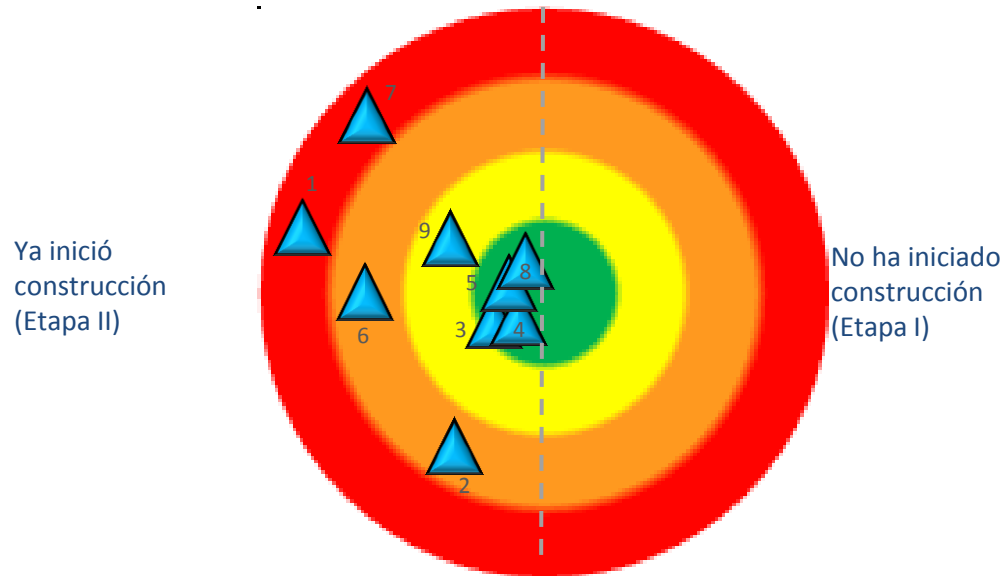
filial de isa

Resumen seguimiento de proyectos: Radar STR

OR	Proyectos STR	Etapa				Nivel				Impacto			
		I	II	III	IV	1	2	3	4	A	B	C	D
CHEC	2	2	-	-	2	-	-	-	2	-	2	-	-
CODENSA	11	-	-	10	1	4	7	-	-	1	10	-	-
DISPAC	2	-	2	-	-	2	-	-	-	2	-	-	-
EBSA	2	1	-	1	1	1	-	-	1	2	-	-	-
ELECTRICARIBE	15	2	7	5	3	9	-	-	6	4	7	2	2
ELECTROHUILA	2	1	-	-	2	-	-	-	2	2	-	-	-
EMSA	6	1	-	5	1	-	-	-	6	2	4	-	-
EPM	3	1	-	3	-	-	-	-	3	3	-	-	-
EPSA	5	1	-	4	1	1	-	-	4	4	1	-	-
CEO	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENERCA	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ESSA	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENERTOLIMA	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENELAR	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEDENAR	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	48												



Proyectos de generación OEF



N°	PROYECTO	AGENTE	ETAPA	ESTADO	AVANCE
1	Gecelca 3	Gecelca	2	Se dio inicio a la construcción	77.23% frente a 100% de avance esperado según la curva S.
2	Ituango	EPM	2	Se dio inicio a la construcción	14.07% frente a 22.85% de avance esperado según la curva S.
3	Tasajero II	Termotasajero	2	Se dio inicio a la construcción	37.52% frente a 32.0% de avance esperado según la curva S.
4	Gecelca 3.2	Gecelca	2	Se dio inicio a la construcción	13.11% frente a 12.10% de avance esperado según la curva S.
5	Carlos L Restrepo	Hidralpor	2	Se dio inicio a la construcción	35.92% respecto a 35.07% de la curva S declarada.
6	Cucuana	Epsa	2	Se dio inicio a la construcción	71.42% frente a 100% de avance programado en la curva S.
7	Quimbo	Emgesa	2	Se dio inicio a la construcción	
8	Sogamoso	Isagen	2	Se dio inicio a la construcción	
9	San Miguel	HMV	2	Se dio inicio a la construcción	



Conclusiones

- ✓ Aplicando lo establecido en el Acuerdo 670 respecto a las fechas iniciales de los proyectos se observa que:
 - El 50% (6 de 12) de los proyectos del STN que se encuentran definidos en el plan de expansión (Etapa II), están retrasados con respecto a la fecha inicial de entrada en operación y aún no se ha seleccionado el inversionista.
 - El 75% (21 de 28) de los proyectos del STR que tienen ejecutor seleccionado (Etapa III), se encuentran atrasados con respecto a la fecha del concepto de conexión de la UPME.
- ✓ Aplicar las fechas informadas por la UPME para el Acuerdo 670, no permite cumplir con el objetivo establecido en el procedimiento de seguimiento a los proyectos que están en Etapa II.
- ✓ Lo anterior dificulta dar las señales oportunas, para la toma de decisiones o alertas tempranas ante retrasos en la etapa previa a la selección del ejecutor del proyecto.
- ✓ Con la información reportada por la UPME para los proyectos del STN en la Etapa II, no se cumple con lo establecido en el Acuerdo 670.

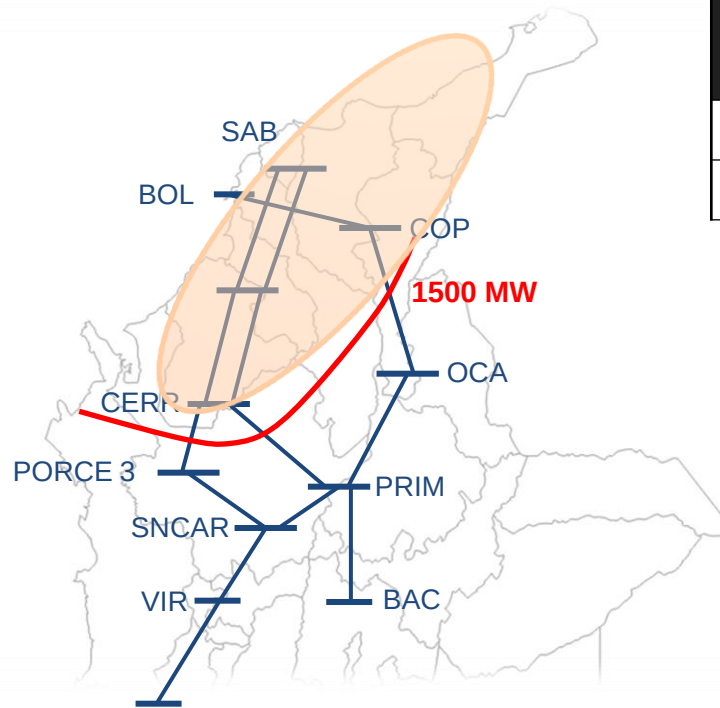




Mantenimiento en campo Chuchupa

Mayo de 2014

Mantenimiento Campo de Producción Guajira 10, 11 y 18 de Mayo



Entre el 05 y 09 de mayo estará fuera de servicio entre las 07:00 a 17:30 el circuito Cerrromatoso – Primavera 500kV para reparación de cables afectados por AMI, se espera este disponible el 10 de mayo.

Circuitos Intercosta disponibles	Límite de exportación (MW)	Requerimiento generación Caribe (MW)
3	1500	555
2	700/1100	1355/955

Combustible	Unidades	Capacidad Efectiva [MW]	Consumo aprox.
Agua	Urra	86*	-
Carbón	Guajira	290	-
Fuel Oil # 6	Barranquilla	120	7900 Barriles/día
	Central Cartagena	187	9800 Barriles/día
Fuel Oil # 2	Flores 1	153	5119 Barriles/día
	Flores 4	En Mantenimiento toda la planta	
	Termocandelaria	314	15000 Barriles/día
Total Capacidad disponible en Caribe		1150	37819 Barriles/día

* Una unidad en mtto. La capacidad total de Urra es (338-85=253MW). Actualmente por condiciones de embalse su máxima generación es 43 MW

Disponibilidad plantas a gas		
Unidades	Capacidad Efectiva [MW]	Consumo aprox.
Proelectrica	90	18 GBTUD
Tebsa*	120 - 436	25 - 91 GBTUD
Total	210- 526	43 - 109 GBTUD

* Dos unidades en mantenimiento

Requerimiento de gas Térmico área Caribe

Para la operación confiable y segura del área Caribe durante los días del mantenimiento se requiere:

- Contar con al menos 58 GBTUD de gas, con un perfil horario que permita atender la demanda eléctrica.
- Contar con una presión mínima de 200 psi en Cartagena y 475 psi en Barranquilla, con el fin de garantizar la operación de las plantas que operaran a gas.

Riesgos identificados para la atención de la demanda eléctrica

Riesgo	Impacto
No contar en el despacho o la operación, con la generación eléctrica requerida para una atención confiable y segura de la demanda eléctrica del área caribe.	Necesidad de programar DNA. Colapso de subáreas ante eventos en la red de transmisión o distribución. Colapso del área ante eventos en las línea intercosta.
No contar en la operación con las cantidades y presiones de gas requeridas por las plantas, llevándolas a declararse indisponible en la operación.	
Atentados sobre las líneas intercosta.	

Recomendaciones

Recomendación	
Es necesario contar con al menos 58 GBTUD de Gas, con el perfil horario y presiones requeridas por los generadores, para atender el sector térmico de la costa.	CHEVRON, ECOPETROL y PROMIGAS
Bajo el escenario de contar con dos enlaces intercosta, es necesario contar con aproximadamente 20000 Barriles/día de FO2 y 18000 Barriles/día de FO6, para atender la demanda durante los días del mantenimiento. Por tanto se requiere una estrecha coordinación gas-electricidad-líquidos de manera oportuna, antes y durante los trabajos.	CACSSE Mayoristas Generadores
Garantizar la logística de combustibles líquidos que permitan contar con estas plantas durante los días del mantenimiento 10, 11 y 18 de mayo y luego para el 25 de mayo por elecciones presidenciales.	Generadores Distribuidores mayoristas
Realizar reuniones diarias de avance de trabajos, durante el mantenimiento, entre los sectores gas – electricidad para identificar oportunamente los riesgos.	CNO Gas CNO
Maximizar la disponibilidad de las plantas hidráulicas y térmicas duales y a Carbón.	Generadores
Coordinar con Venezuela, la disponibilidad del enlace Cuatricentenario - Cuestecitas.	XM ISAGEN
Reflejar en la declaración de disponibilidad de cada una de las plantas, durante los días del mantenimiento, la restricción de combustible que cada una pueda tener.	Generadores
Maximizar la disponibilidad de la red de transmisión	Transportadores y operador de red
No programar pruebas de generación.	MME y Generadores

Indicadores de calidad



■ filial de isa

Eventos más relevantes en el SIN – Abril de 2014

- **18/04/2014** Dispac realiza coordinación de protecciones que permite realizar el cierre entre las subestaciones Barroso – El siete – Huapango – Certegui 115 kV.
- **20/04/2014** Evento de frecuencia por disparo de las líneas REFORMA-OCOIA 1 115 kV, REFORMA -OCOIA 2 115 kV y REFORMA-BARZAL 115 kV, quedando sin tensión las subestaciones Ocoa, Barzal, Granada, Guaviare, Suria, Puerto López, Puerto Gaitán y La Cristalina 115 kV, desatendiendo una carga de 177 MW aproximadamente entre los departamentos del Meta y del Guaviare. El valor de la frecuencia en el momento del evento fue de 60.21 Hz.



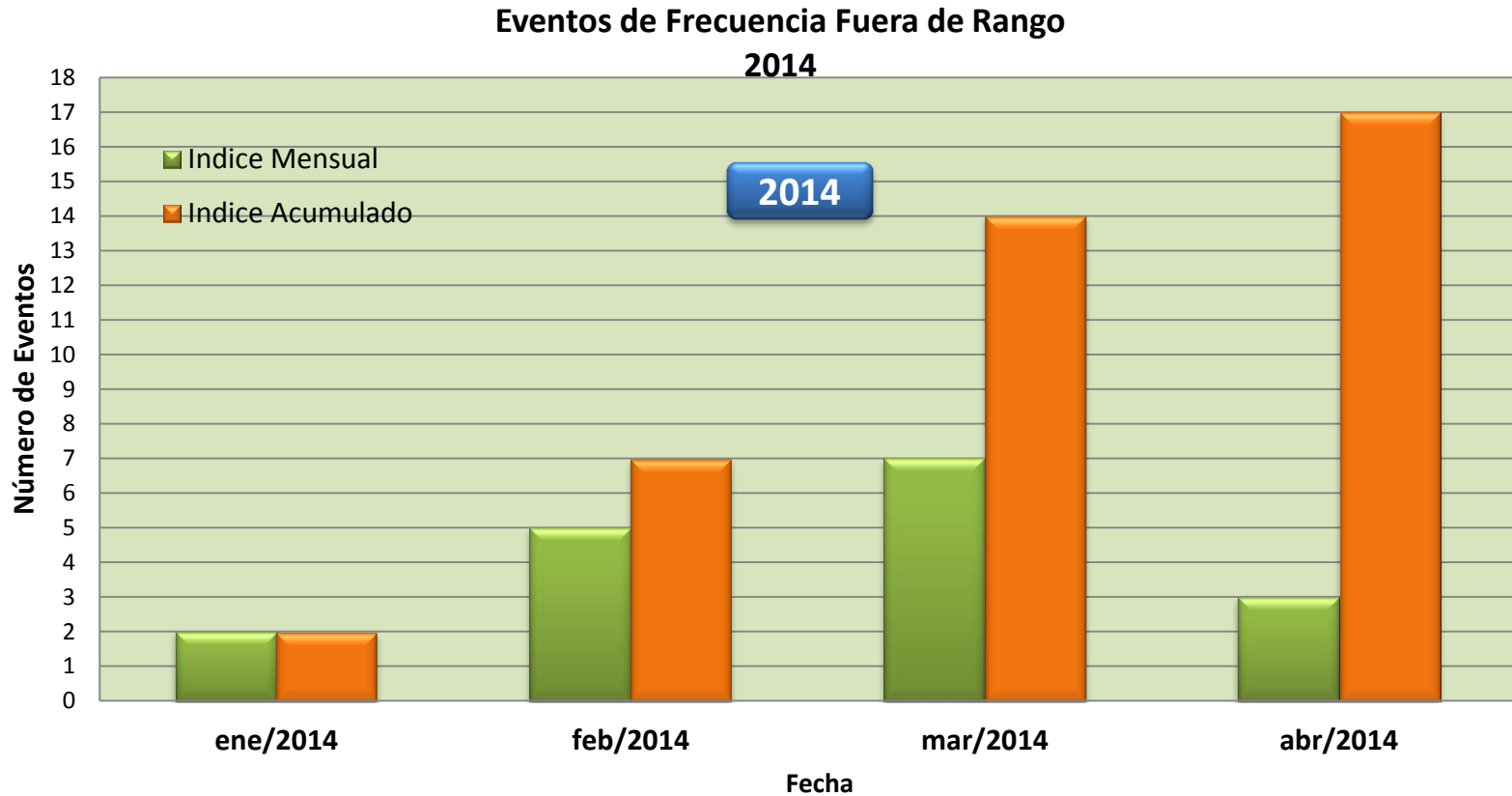
Eventos más relevantes en el SIN

- **23/04/2014** Se presenta suceso de tensión con el disparo de los circuitos MIEL I - PURNIO 1 230 kV, MIEL I - PURNIO 2 230 kV, MIEL I - SAN FELIPE 1 230 kV y MIEL I - SAN FELIPE 2 230 kV, quedando sin tensión la subestación LA MIEL I 230 kV.
- **24/04/2014** Acto mal intencionado sobre la torre 90 del circuito Valledupar – Cuestecitas 220 kV. Normalizado el 29 de abril de 2014 a las 09:10 horas.
- **24/04/2014** En la subestación Sabanalarga entró en operación comercial el transformador SABANALARGA 7 90 MVA 220/110/13.8 kV el cual opera en paralelo con el ya existente SABANALARGA 1 100 MVA 220/110/13.8 kV.



Eventos transitorios de frecuencia

Indicador en prueba



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

Eventos transitorios de frecuencia

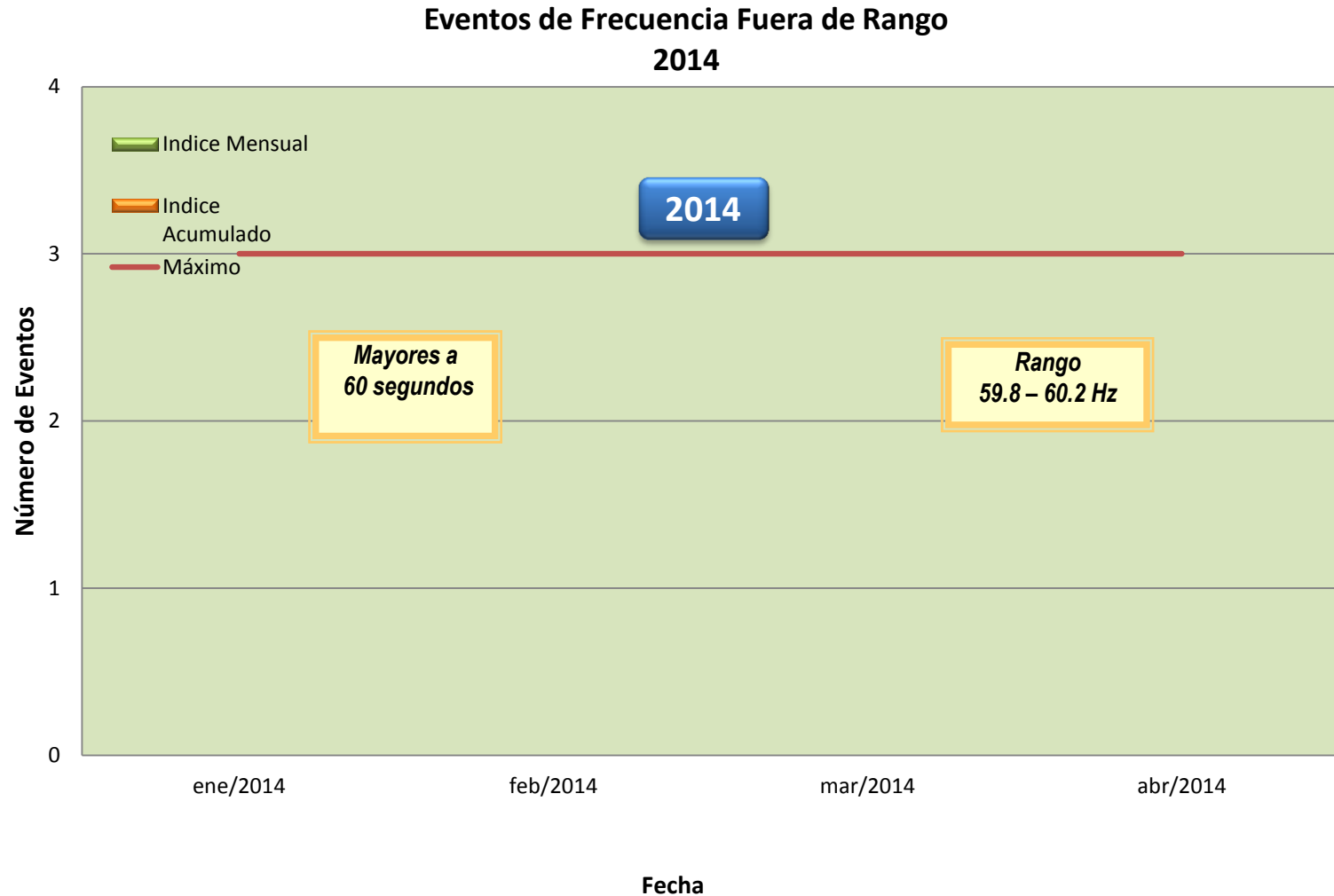
Indicador en prueba

- El evento con el menor valor de frecuencia alcanzó 59.71 Hz y fue debido al disparo de la unidad de gas del recurso Termo Valle.

Fecha ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Causa	Origina EDAC
08/04/2014 07:25	4	59.79	Eventos asociados con unidades de generación	PORCE III
14/04/2014 02:31	6	59.71	Eventos asociados con unidades de generación	TERMO VALLE
20/04/2014 20:45	1	60.21	Contingencias en equipos de transmisión y transformación	REFORMA-OCOA 1 115 kV REFORMA -OCOA 2 115 kV REFORMA-BARZAL 115 Kv

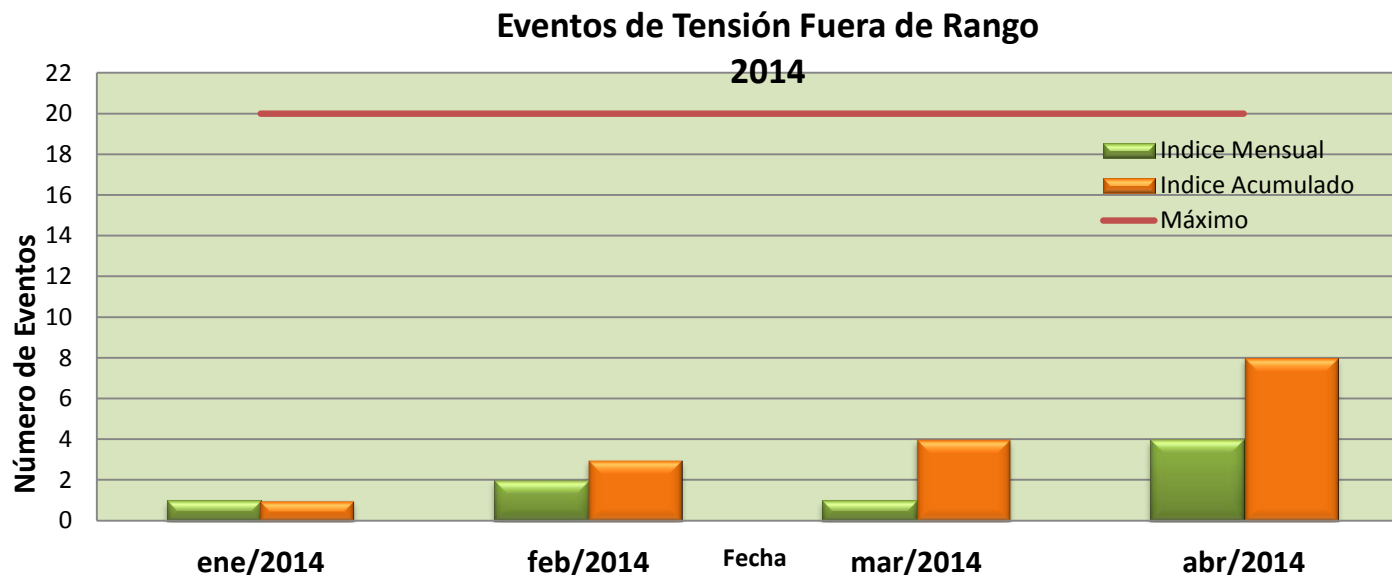


Variaciones de frecuencia lentas



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

Tensión fuera de rango

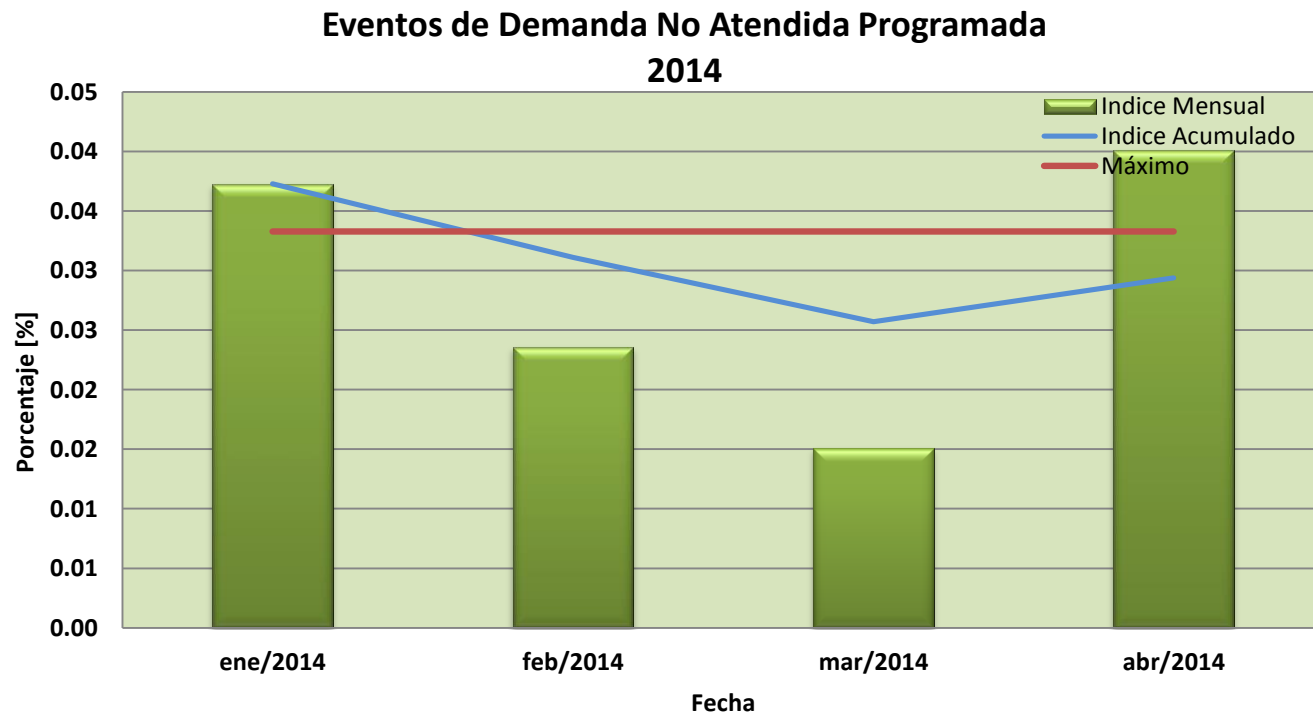


En el mes de Abril se presentaron cuatro eventos de tensión en el sistema:

- **16/04/2014** Explosión de cable de potencia asociado a la unidad de generación 3 de Playas quedando sin tensión la subestación Playas 220 kV.
- **21/04/2014** Disparo de los circuitos PANCE SALVAJINA 230 kV Y JUANCHITO - SALVAJINA 230 kV dejando sin tensión la subestación Salvajina 230 kV. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.
- **23/04/2014** Disparo de los circuitos MIEL I - PURNIO 1 230 kV, MIEL I - PURNIO 2 230 kV, MIEL I - SAN FELIPE 1 230 kV y MIEL I - SAN FELIPE 2 230 kV, quedando sin tensión la subestación LA MIEL I 230 kV.
- **28/04/2014** Disparo de todos los interruptores asociados a la Subestación La Tasajera 220 kV. El agente no reporta causa, durante el evento estaban saliendo las unidades de generación.



Porcentaje de demanda No atendida programada

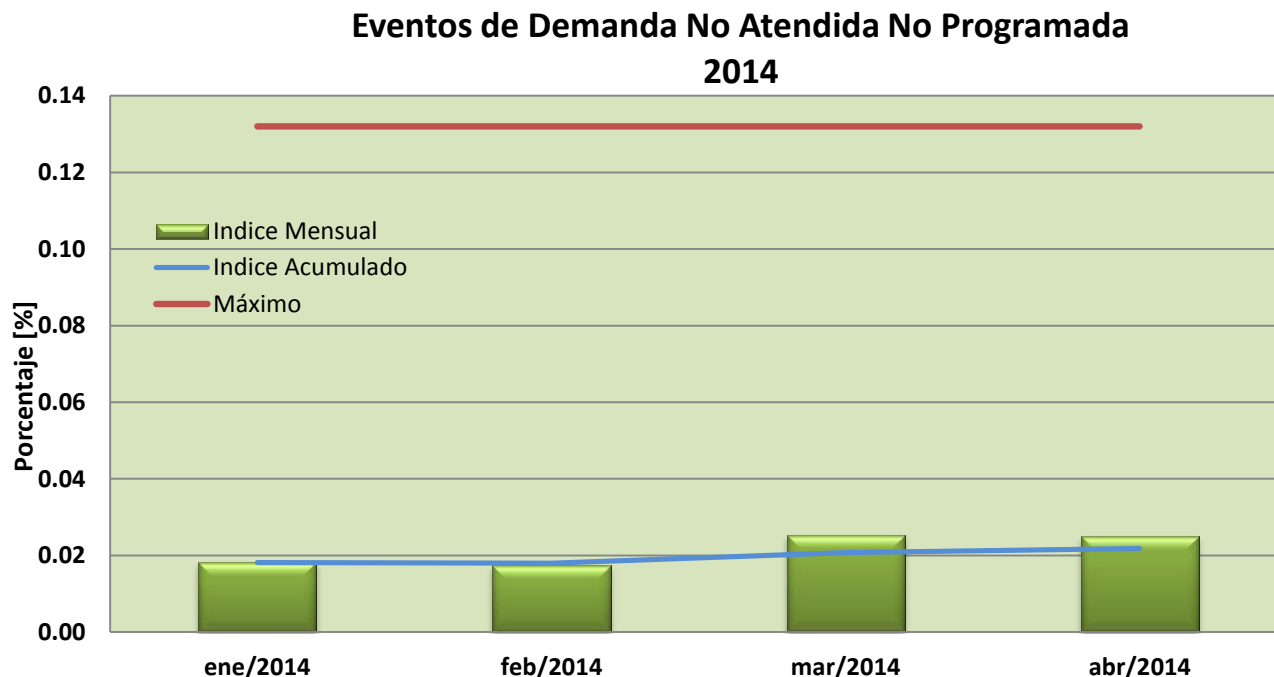


Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de Abril 2,057 MWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **04/04/2014** por consignaciones nacionales C0107459 y C0100470 sobre las bahías de transformación por 500 kV y 110 kV del transformador CERROMATOSO 1 150 MVA., ocasionando una DNA con valor de 329.58 MWh en el departamento de Antioquia.
- **06/04/2014** por consignaciones nacionales C0099127, C0099128 y C0107431 sobre los activos CHINU - SINCE 1 110 kV, BL1 SINCE A CHINU 110 kV y BT MAGANGUE 1 33 MVA 110 kV, ocasionando una DNA con valor de 259.29 MWh en el departamento de Sucre.



Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada



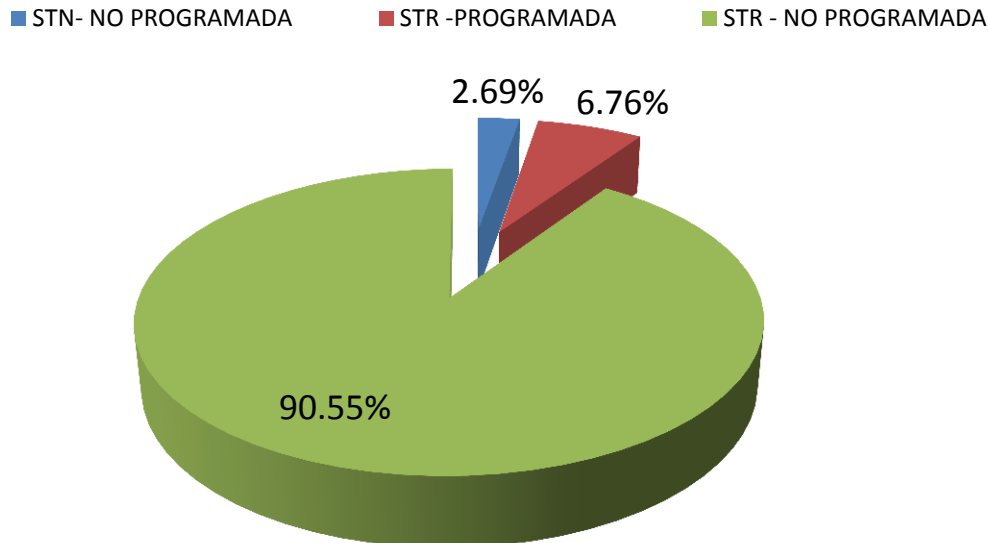
Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de Abril 1,444 MWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **20/04/2014** por disparo de las líneas REFORMA-OCOIA 1 115 kV, REFORMA -OCOIA 2 115 kV y REFORMA-BARZAL 115 kV, ocasionando una DNA con valor de 309 MWh en el departamento de Meta.
- **13/04/2014** por trabajos de la consignación nacional de Emergencia C0106042 sobre el activo BARRA VALLEDUPAR 13.8 kV, ocasionando una DNA con valor de 136 MWh en el departamento de Cesar.



Demanda No Atendida en el SIN

Demanda No Atendida en el SIN



Durante el mes de Abril no se presentó DNA Programada en el STN.

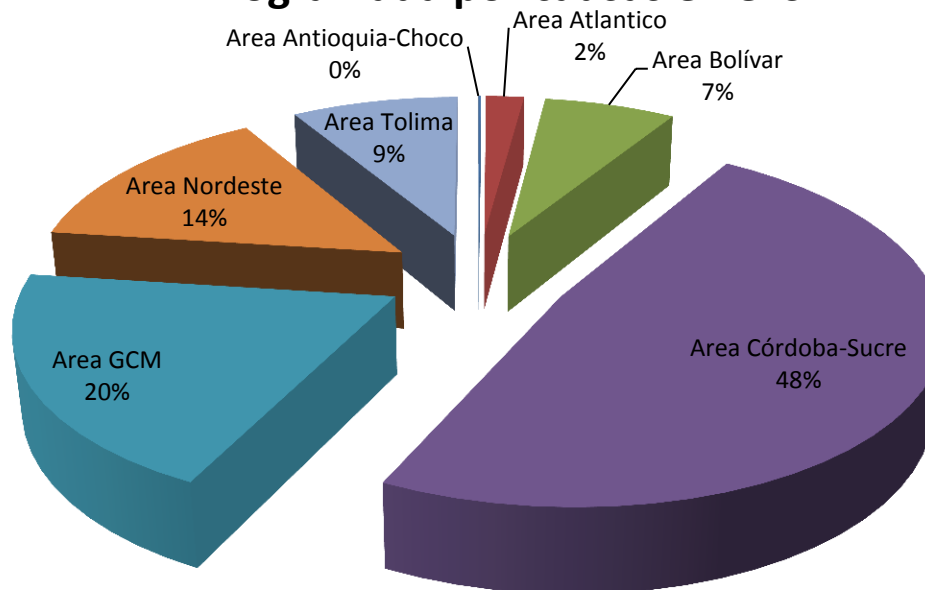
Durante el mes de Abril se dejaron de atender 3,501.13 MWh.

- El 97.31 % corresponde a causas de indisponibilidades en el STR, y el 2.69 % a causa de indisponibilidades en el STN.
- La DNA no programada en el STN se debe a un recierre de la bahía de línea en Samoré hacia Banadía 220 kV



Demanda No Atendida Programada por Áreas Operativas STR

DNA Programada por causas en el STR

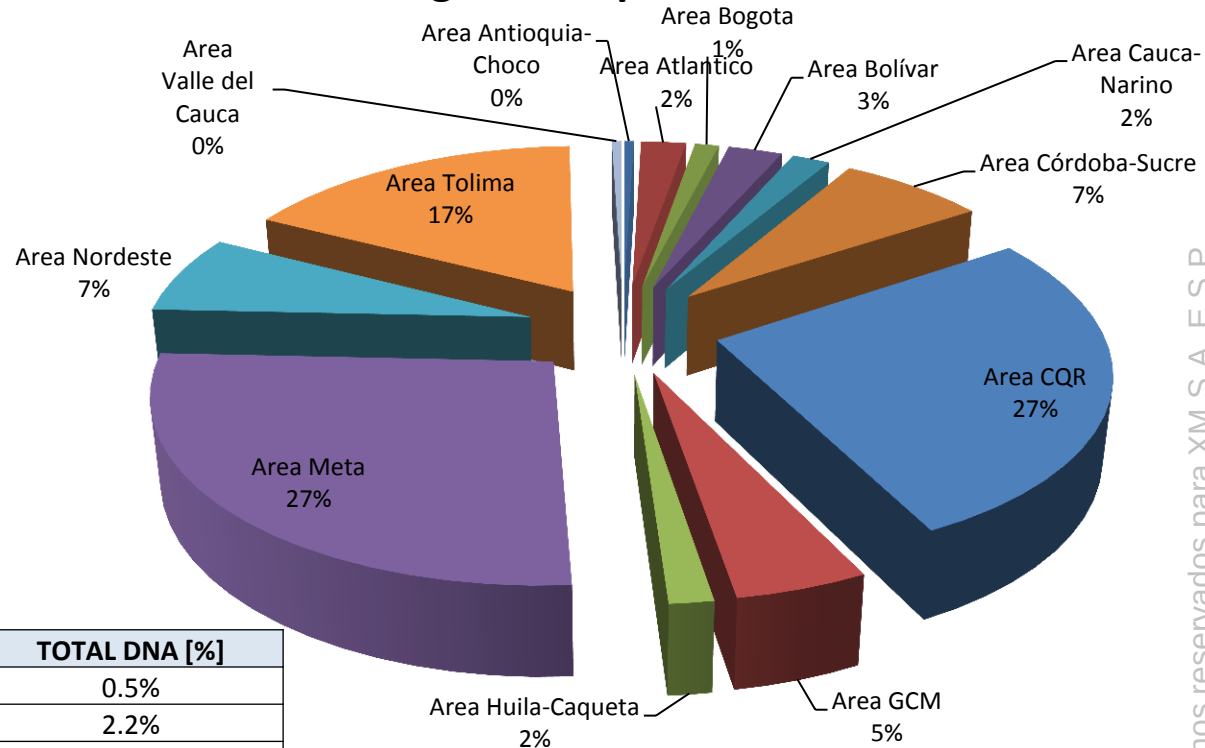


DNA PROGRAMADA STR

Áreas	Suma de [MWh]	TOTAL DNA [%]
Area Antioquia-Choco	0.68	0.1%
Area Atlántico	10.9	2.0%
Area Bolívar	37.5	6.8%
Area Córdoba-Sucre	266.9	48.3%
Area GCM	109.5	19.8%
Area Nordeste	79.53	14.4%
Area Tolima	47.49	8.6%
Total general	552.5	100%

Demanda No Atendida No Programada por Áreas Operativas STR

DNA NO Programada por causas en el STR



DNA NO PROGRAMADA STR

Área	Suma de [MWh]	TOTAL DNA [%]
Area Antioquia-Choco	36	0.5%
Area Atlantico	165.5	2.2%
Area Bogota	88.58	1.2%
Area Bolívar	199.66	2.7%
Area Cauca-Narino	138.81	1.9%
Area Córdoba-Sucre	535.68	7.2%
Area CQR	1999.28	27.0%
Area GCM	343.2	4.6%
Area Huila-Caqueta	114.78	1.6%
Area Meta	1980.3	26.8%
Area Nordeste	511.52	6.9%
Area Tolima	1250.69	16.9%
Area Valle del Cauca	36.36	0.5%
Total general	7400.36	100%

Variables



■ filial de isa

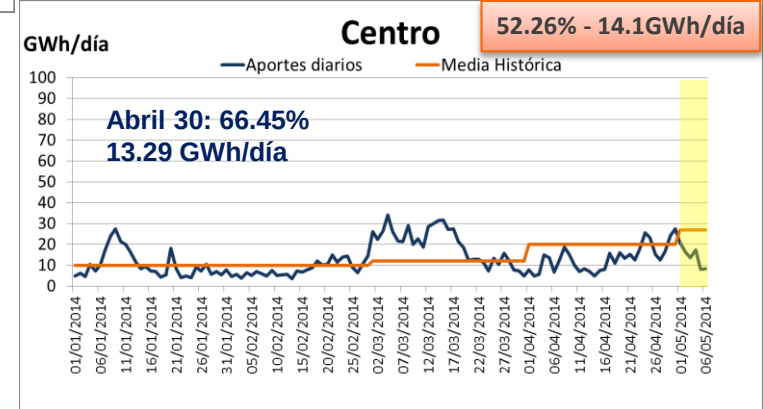
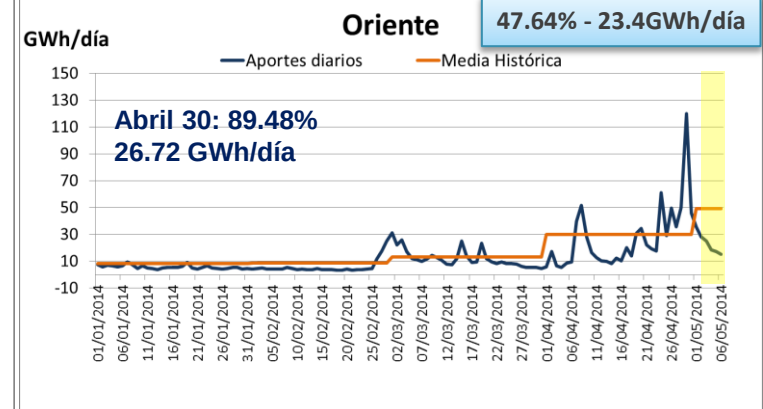
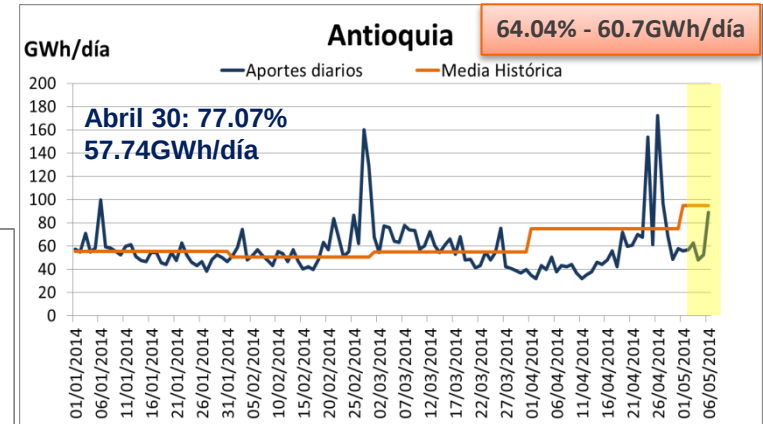
Aportes hídricos agregado SIN y aportes regionales

Hoy: 61.68%

117.49GWh/día

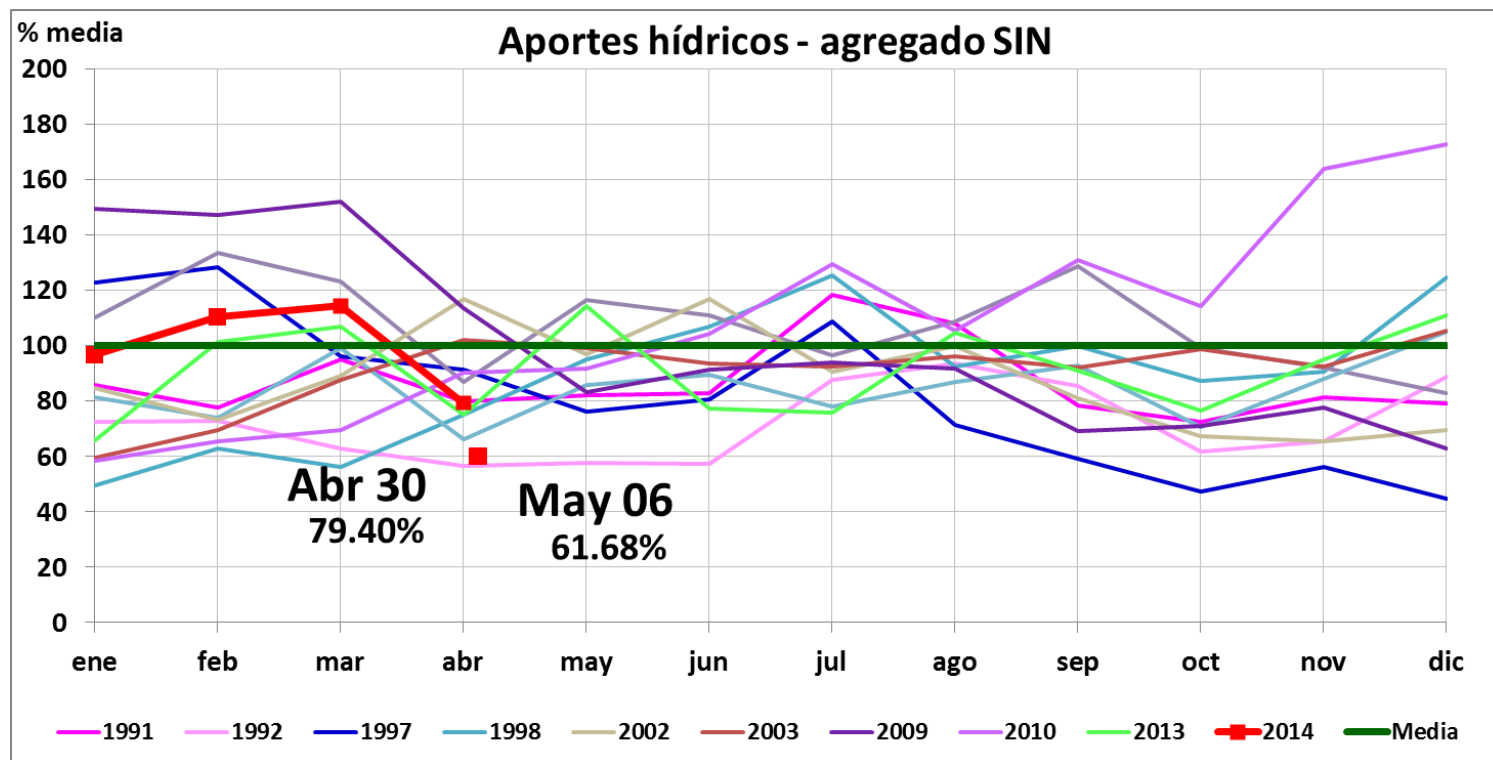


En abril 30 de 2014 los aportes al SIN finalizaron en el **78.9%** de la media (111.92 GWh/día)



Datos hasta 06 mayo de 2014

Aportes hídricos históricos SIN



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	105.8	111.9	117.5							

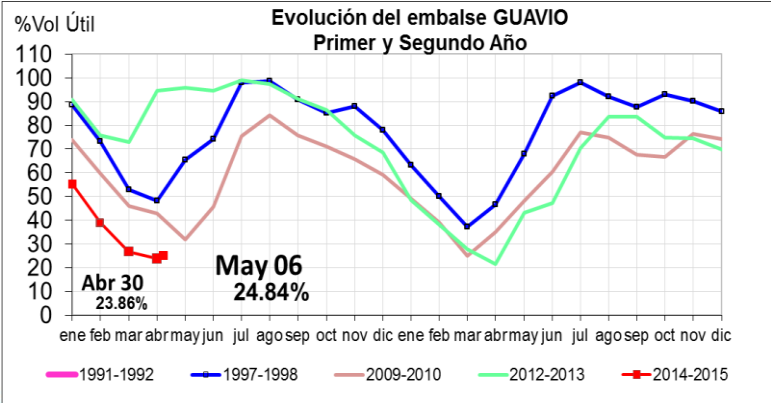
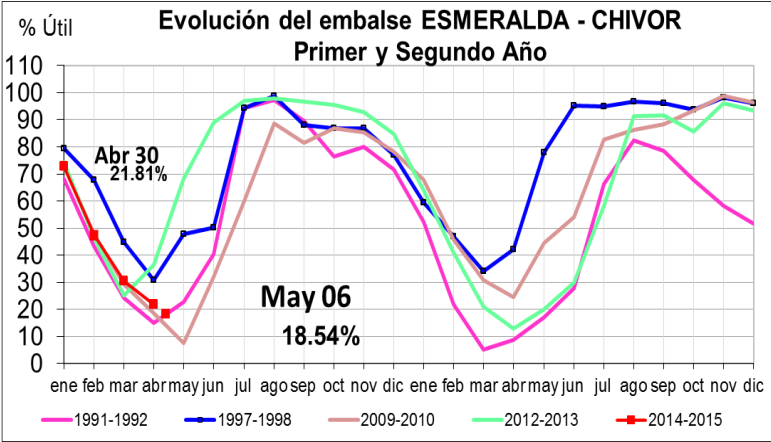
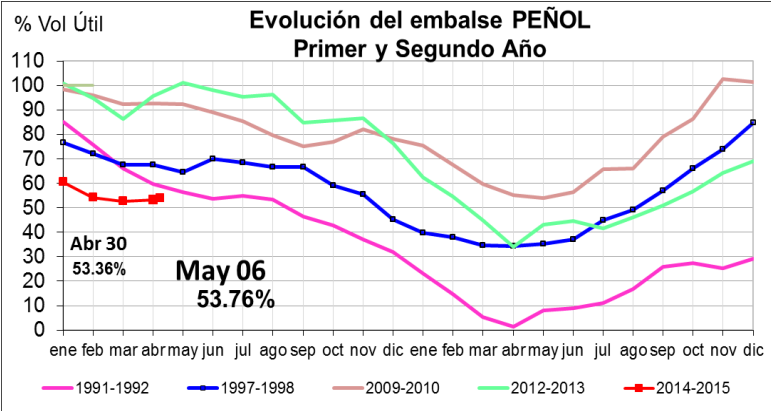
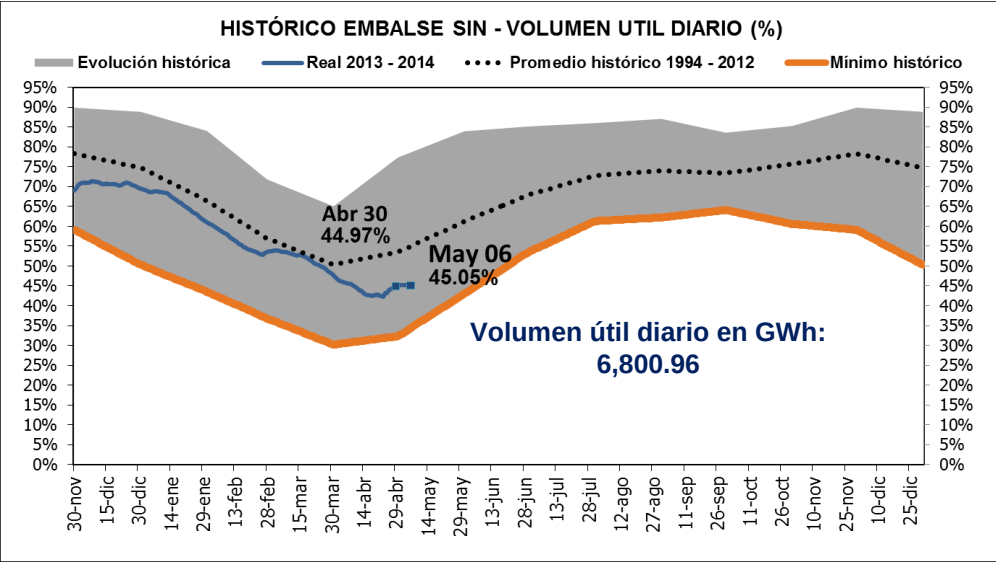
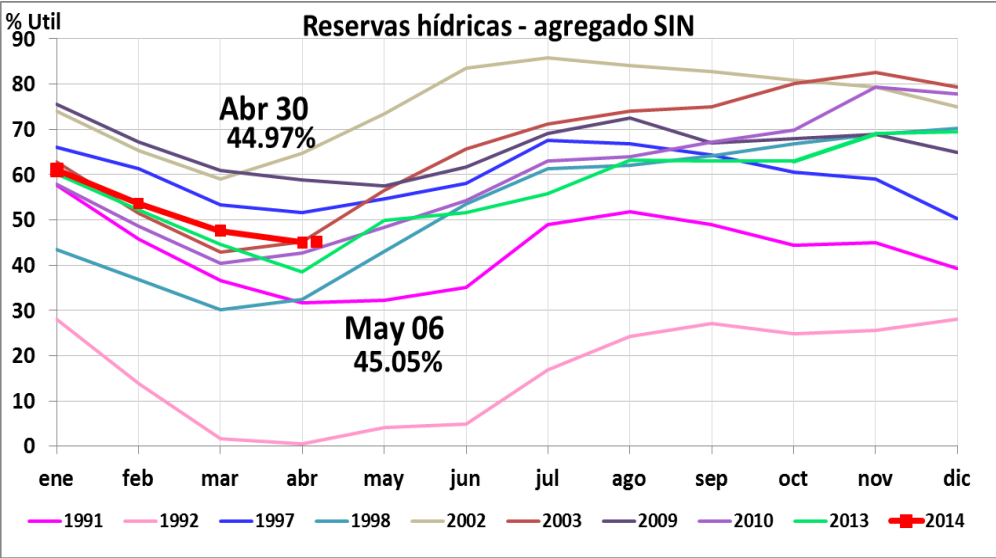
* Valores parciales de mayo

Datos hasta 06 de mayo de 2014



filial de isa

Evolución del embalse agregado SIN y Principales embalses

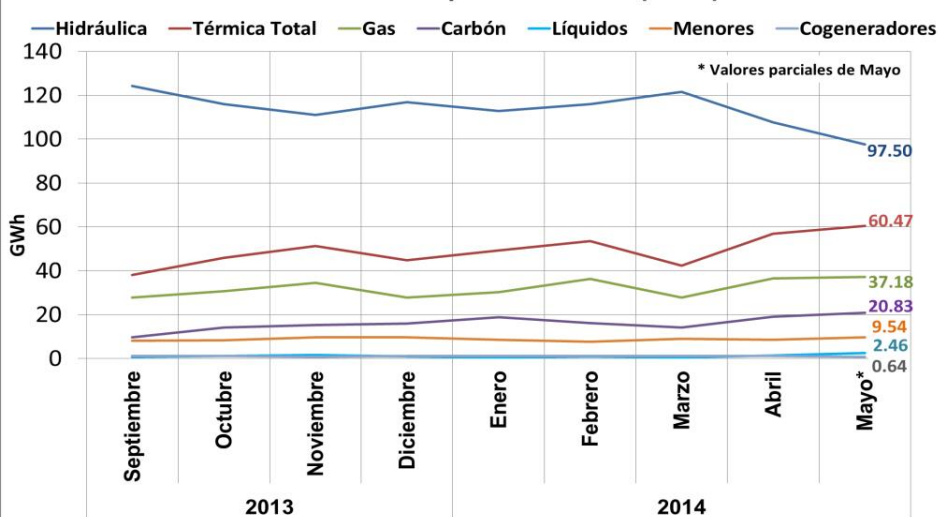


Datos hasta 06 de mayo de 2014

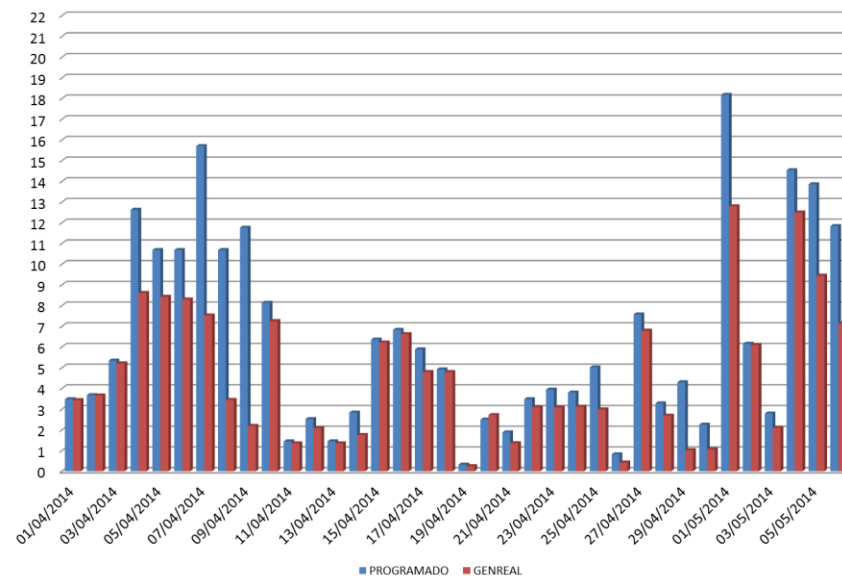
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Generación

Generación promedio mes (GWh)



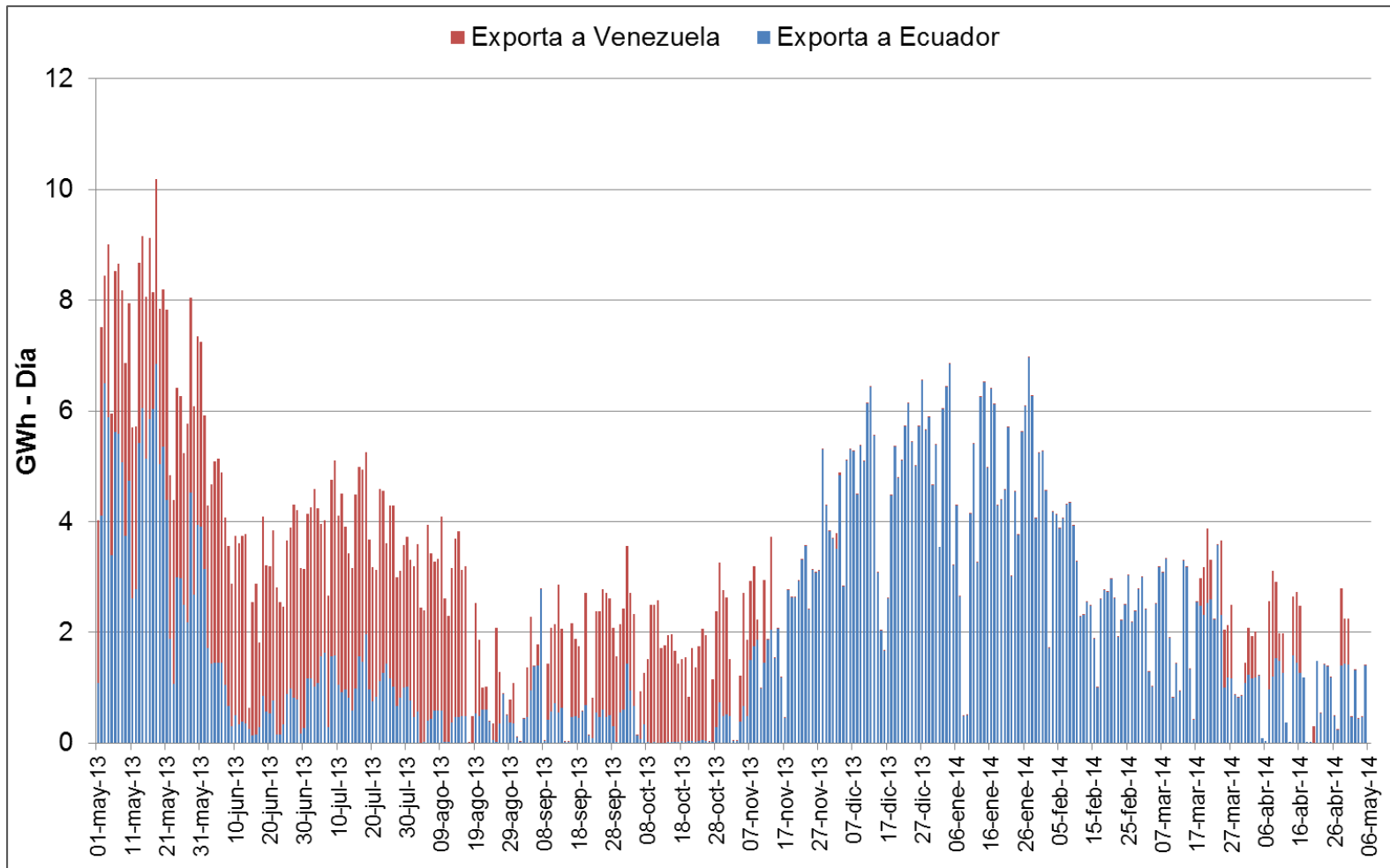
GENERACIÓN TÉRMICA EN PRUEBAS [GWh/día]



Generación promedio mes (GWh)									
	2013				2014				
	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo*
Hidráulica	124.29	115.95	111.02	116.82	112.71	116.01	121.47	107.61	97.50
Térmica Total	38.02	45.86	51.27	44.70	49.35	53.41	42.41	56.96	60.47
Gas	27.68	30.61	34.51	27.83	30.16	36.31	27.84	36.40	37.18
Carbón	9.67	14.17	15.19	15.92	18.82	16.11	14.02	19.15	20.83
Líquidos	0.68	1.08	1.57	0.95	0.36	0.99	0.55	1.41	2.46
Menores	8.05	8.22	9.73	9.68	8.46	7.74	9.02	8.58	9.54
Cogeneradores	1.10	1.09	0.77	1.04	1.07	1.15	1.15	1.09	0.64
Total	171.46	171.12	172.79	172.24	171.60	178.31	174.04	174.23	168.15

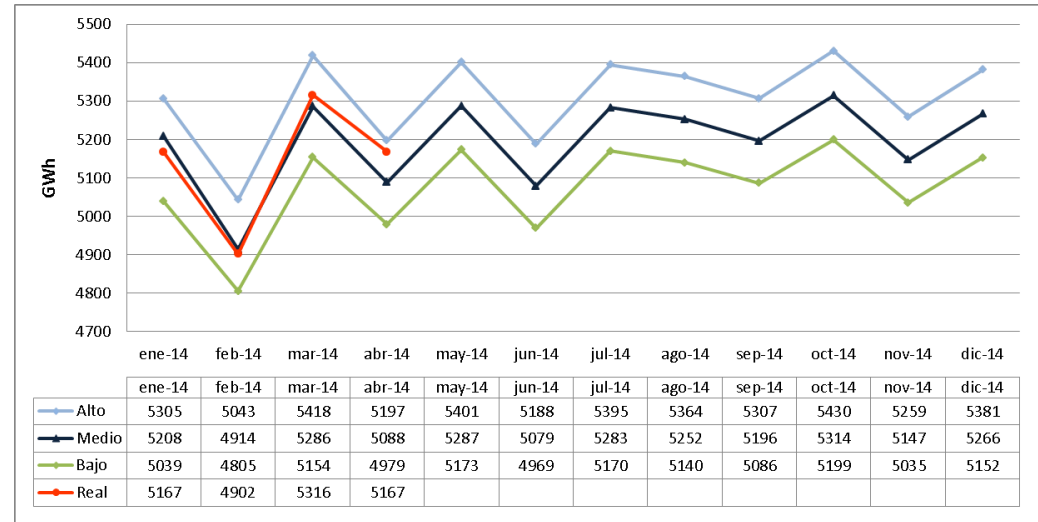
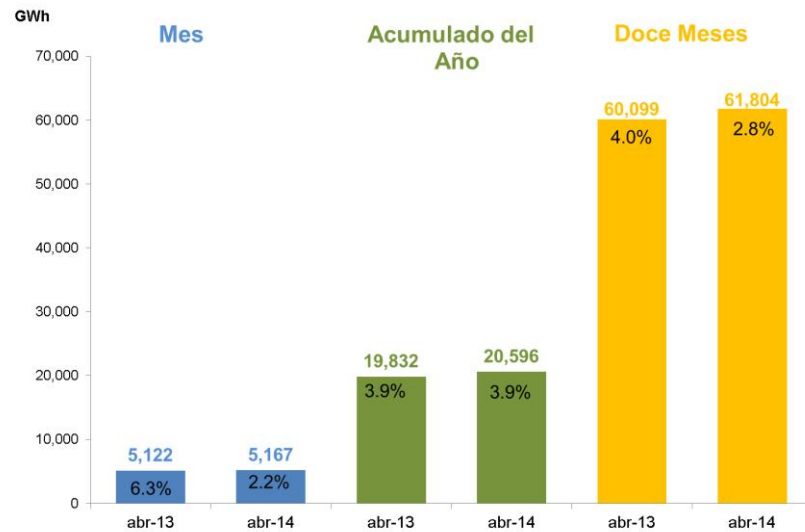
Datos hasta 05 de mayo de 2014

Exportaciones



Datos hasta 06 de mayo de 2014

Seguimiento demanda energía SIN – Abril de 2014

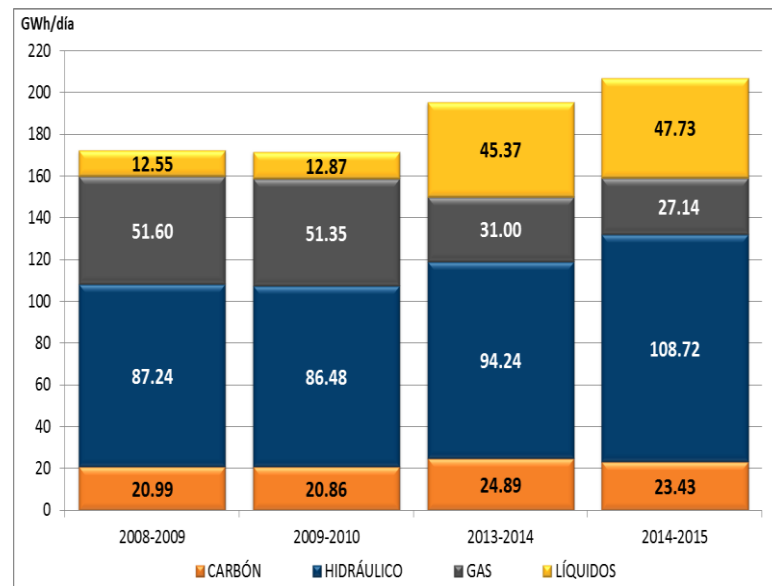
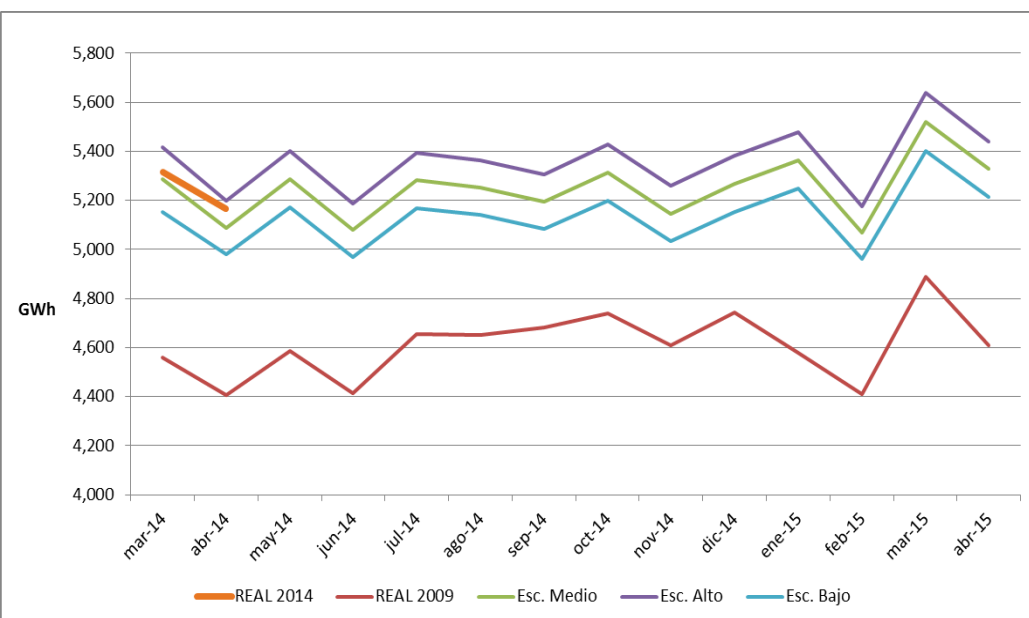


El comportamiento de la demanda en abril de 2014 se debió principalmente al efecto de la Semana Santa, ya que en 2013 se dio en marzo y en 2014 en abril, al bajo consumo de OXI por las voladuras y al mantenimiento de Cerromatoso.

Si en abril de 2014 se excluye del calculo la demanda de toda la semana (lunes a domingo) donde ocurrió la Semana Santa el crecimiento sería del 3.5%. Adicionalmente, excluyendo en abril de 2013 y abril de 2014 el efecto de la demanda de OXY (consumo medio 70 GWh-mes) y Cerromatoso (consumo medio 110 GWh-mes) el crecimiento sería del 5.4% (por encima del escenario alto de la UPME)

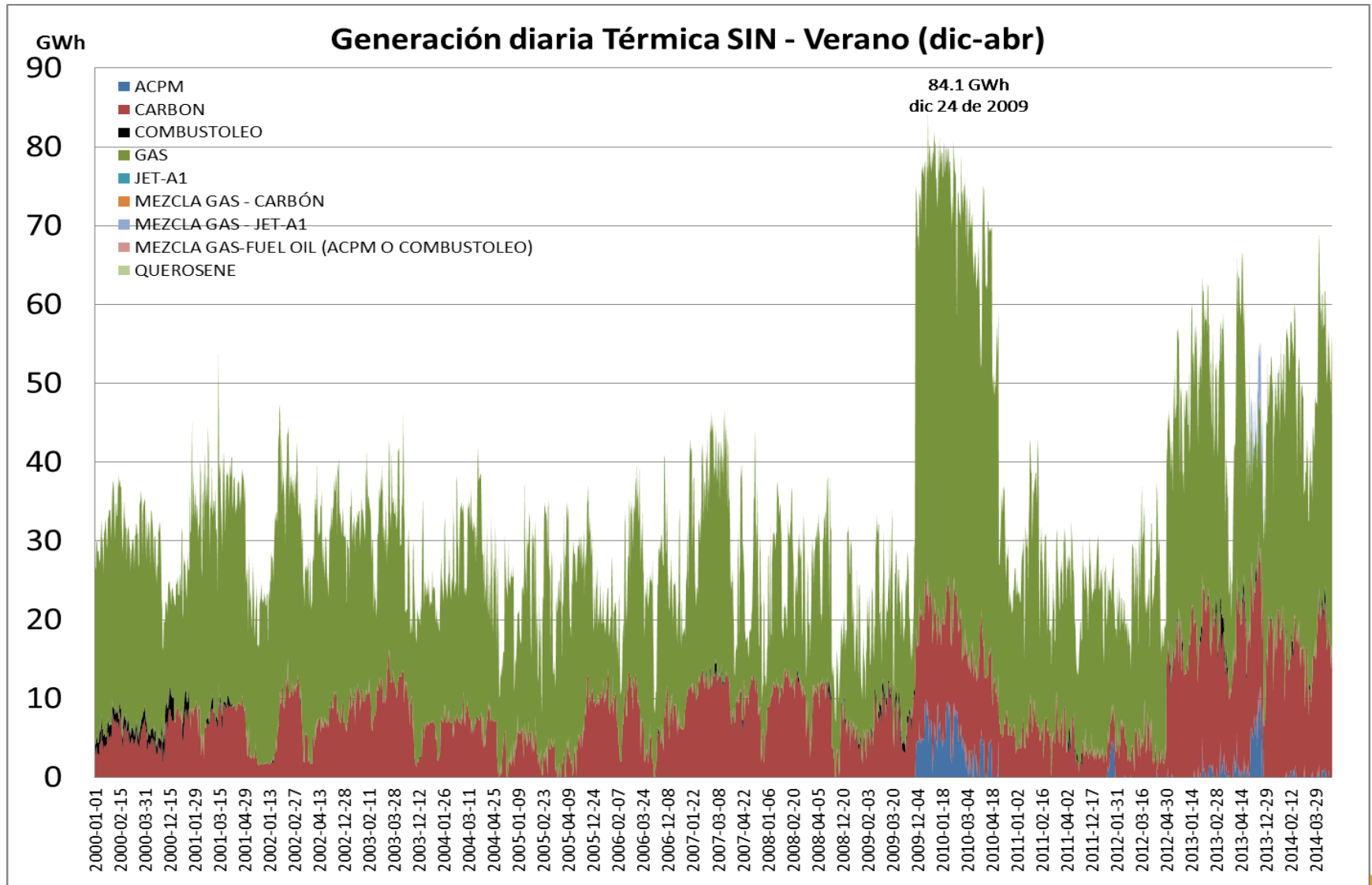
Comparativo Variables 2009 - 2014

Variable	Abril 30 2009	Abril 30 2014	Diferencia	Crecimiento (%)	Novedades
Capacidad Efectiva Hidráulica DC (MW)	8,525	9,415	890	10.4%	Entrada Amoyá, Dario Valencia, Porce III, entre otros
Capacidad Efectiva Térmica DC (MW)	4,361	4,521	160	3.7%	Entrada Flores IV. Salen Flores II, III y Palenque 3
Demanda mensual (GWh)	4,406	5,167	761	17.3%	Crecimiento vegetativo (residencial) y nuevas cargas en la actividad minas y canteras (petróleo)
Capacidad Embalse agregado SIN (GWh)	15,335	15,098	-237	-1.5%	Ingresó Porce III. Disminuyeron Capacidades en GWh Agregado Bogotá, AltoAnchicayá, Betania, Chuza, Esmeralda, Guavio, Muña.
Volumen Util diario (GWh)	9,026	6,789	-2,237	-24.8%	Disminución concentrada en los embalses Agregado Bogotá, Guavio y Peñol (tienen 2,336 GWh menos que en el año 2009)



La ENFICC 2014-2015 considera la entrada de Sogamoso, Cucuana y Quimbo.

Generación térmica histórica 2000-2014



Durante el verano 2009-2010, se registraron niveles promedio semanal superiores a 70 GWh/día de manera continua durante 15 semanas.

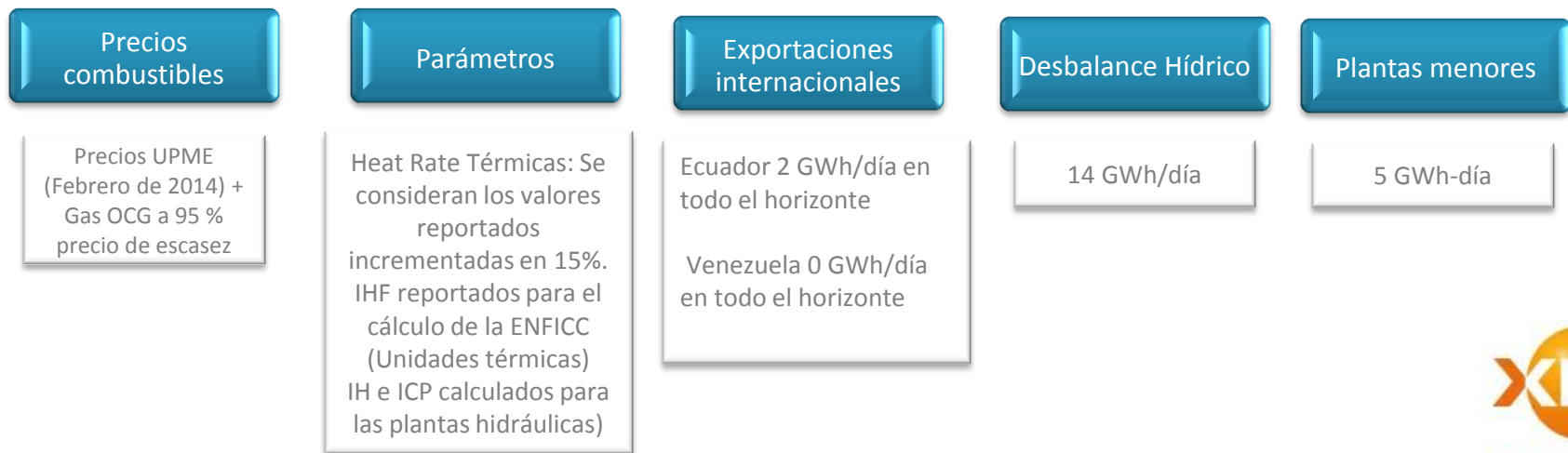
Panorama energético



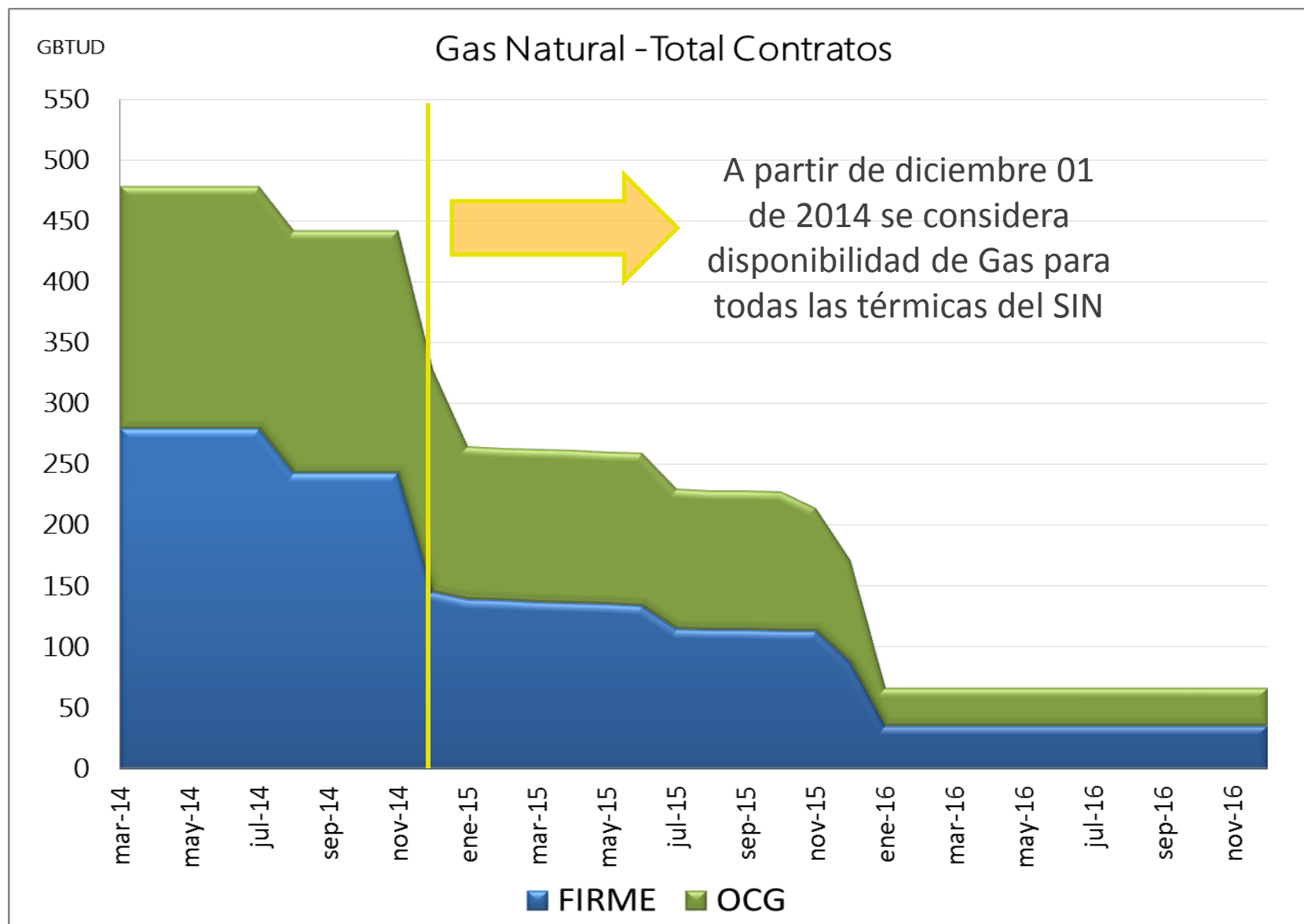
■ filial de isa

Información Básica Simulaciones

104 semanas (Abr/14 – Abr/16)

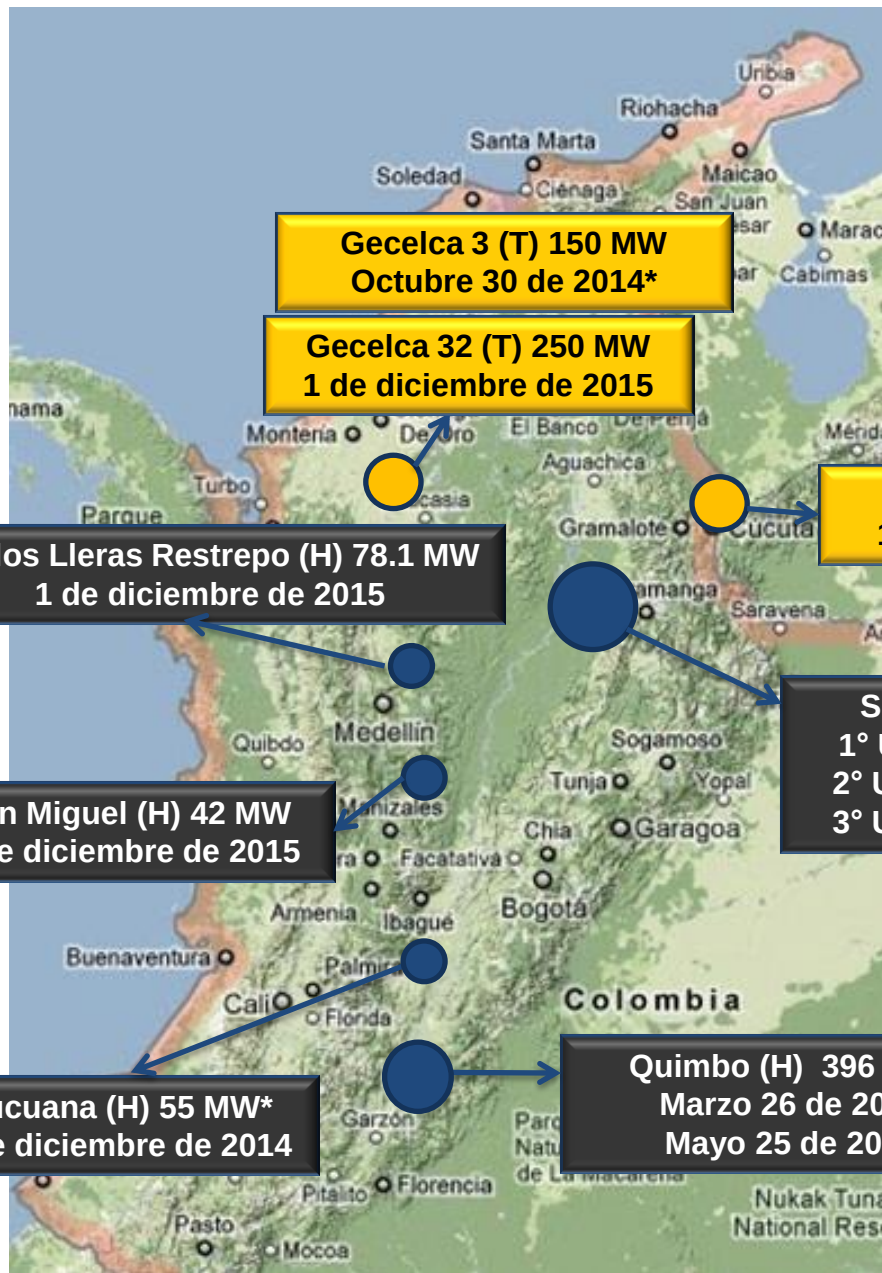


Información de Contratos de gas considerada en los análisis



Se considera la información de Contratos reportada por los generadores.

Plan de expansión de generación 2014-2015



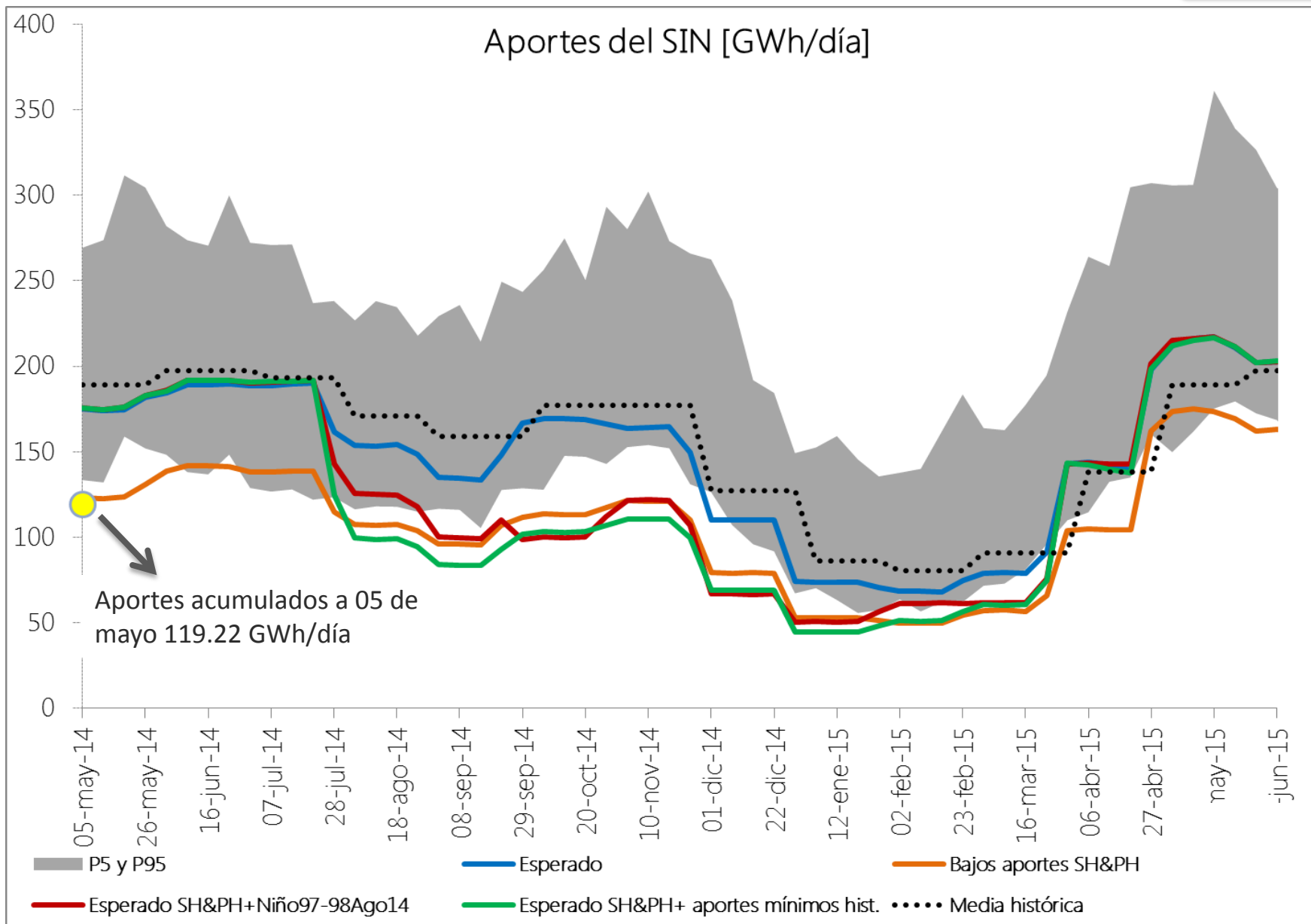
Para las simulaciones se considera la fecha dada por el auditor en el último informe de seguimiento a la curva "S".

Se supone el embalse de Sogamoso al 100 % a 30 de octubre de 2014, con 975 GWh.

* Información suministrada por el agente.

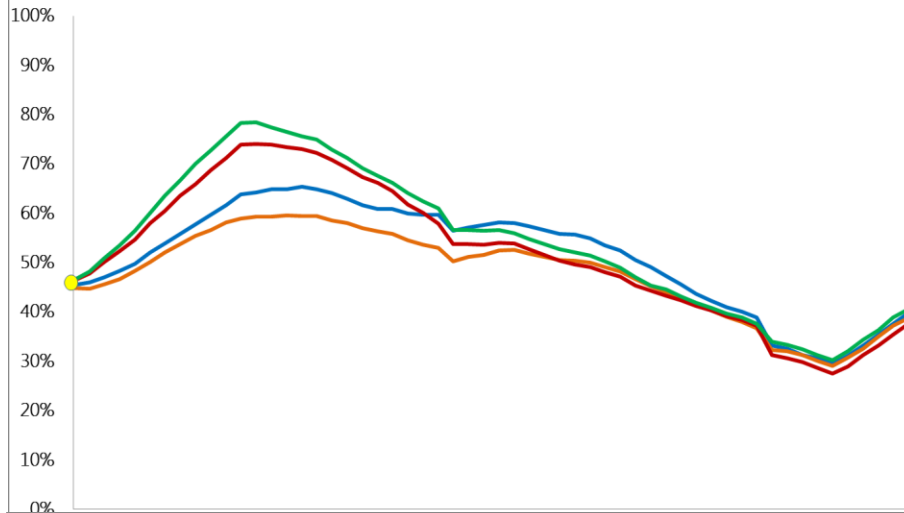
Aportes hidrológicos (GWh/día)

Hidrología

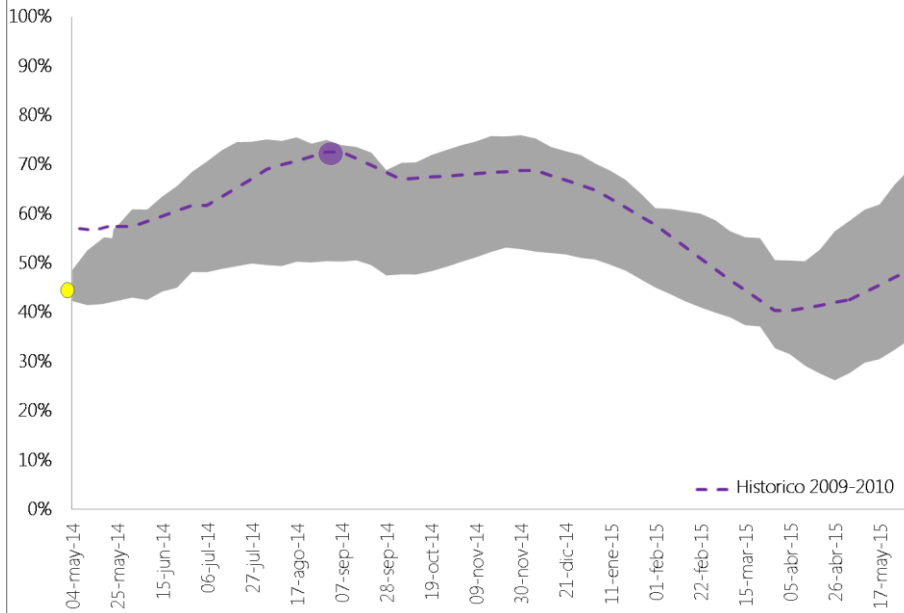


Resumen resultados análisis energéticos de MP

Evolución del embalse agregado del SIN



Evolución del embalse agregado del SIN



Evolución del embalse %

	Máx. May-Nov /14	Mín. Dic/14-Abr/15
Caso 1	65.31%	29.39%
Caso 2	59.56%	29.09%
Caso 3	74.05%	27.50%
Caso 4	78.38%	30.20%
Caso 5	75.95%	26.20%

Caso 1 Hidrología Esperada SH&PH

Caso 2 Hidrología Bajos aportes SH&PH

Caso 3 Hidrología Esperada SH&PH+ Niño 97/98-2003 desde 08/14
+ Esperado desde 05/15

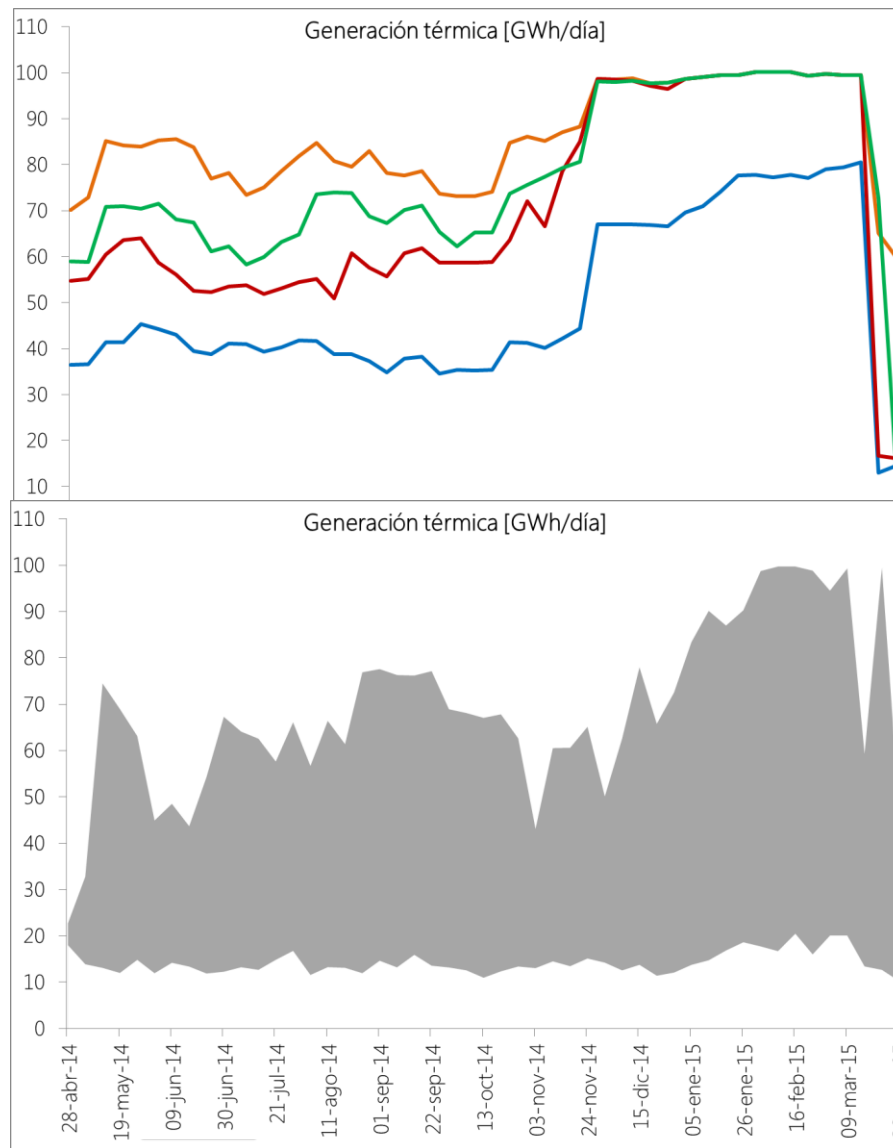
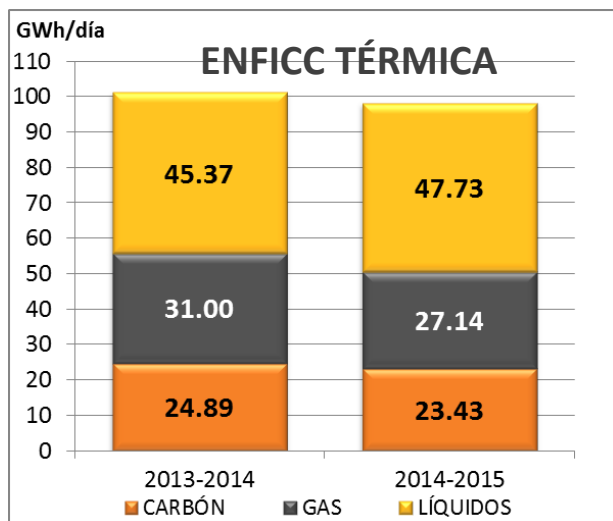
Caso 4 Hidrología Esperada SH&PH+ aportes mínimos históricos desde
08/14 + Esperado desde 05/15

Caso 5 Estocástico

Resumen resultados análisis energéticos de MP

Generación térmica requerida [GWh/día]

	Promedio May-Nov /14	Promedio Dic/14-Mar/15	Máx. Dic/14-Mar/15
Caso 1	40	73	81
Caso 2	80	99	100
Caso 3	60	99	100
Caso 4	68	99	100
Caso 5	60	82	100



Caso 1 Hidrología Esperada SH&PH

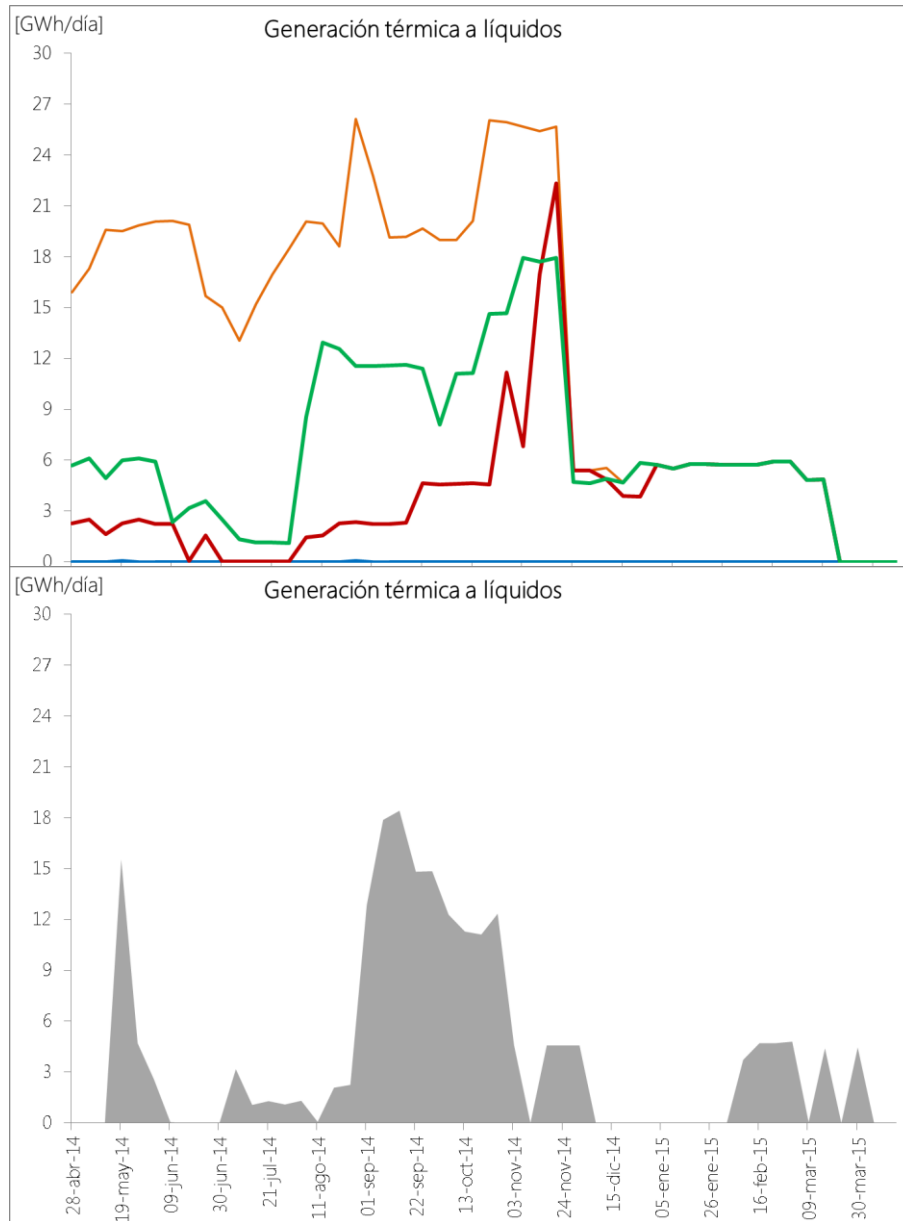
Caso 3 Hidrología Esperada SH&PH+ Niño 97/98-2003 desde 08/14 + Esperado desde 05/15

Caso 2 Hidrología Bajos aportes SH&PH

Caso 4 Hidrología Esperada SH&PH+ aportes mínimos históricos desde 08/14 + Esperado desde 05/15

Caso 5 Estocástico

Resumen resultados análisis energéticos de MP



Generación térmica a líquidos [GWh/día]

	Máx. May-Nov /14	Promedio Dic/14-Mar/15	Máx. Dic/14-Mar/15
Caso 1	0	0	0
Caso 2	26	6	6
Caso 3	22	5	6
Caso 4	18	5	6
Caso 5	18	2	5

Caso 1 Hidrología Esperada SH&PH

Caso 3

Hidrología Esperada SH&PH+ Niño 97/98-2003 desde 08/14 + Esperado desde 05/15

Caso 2 Hidrología Bajos aportes SH&PH

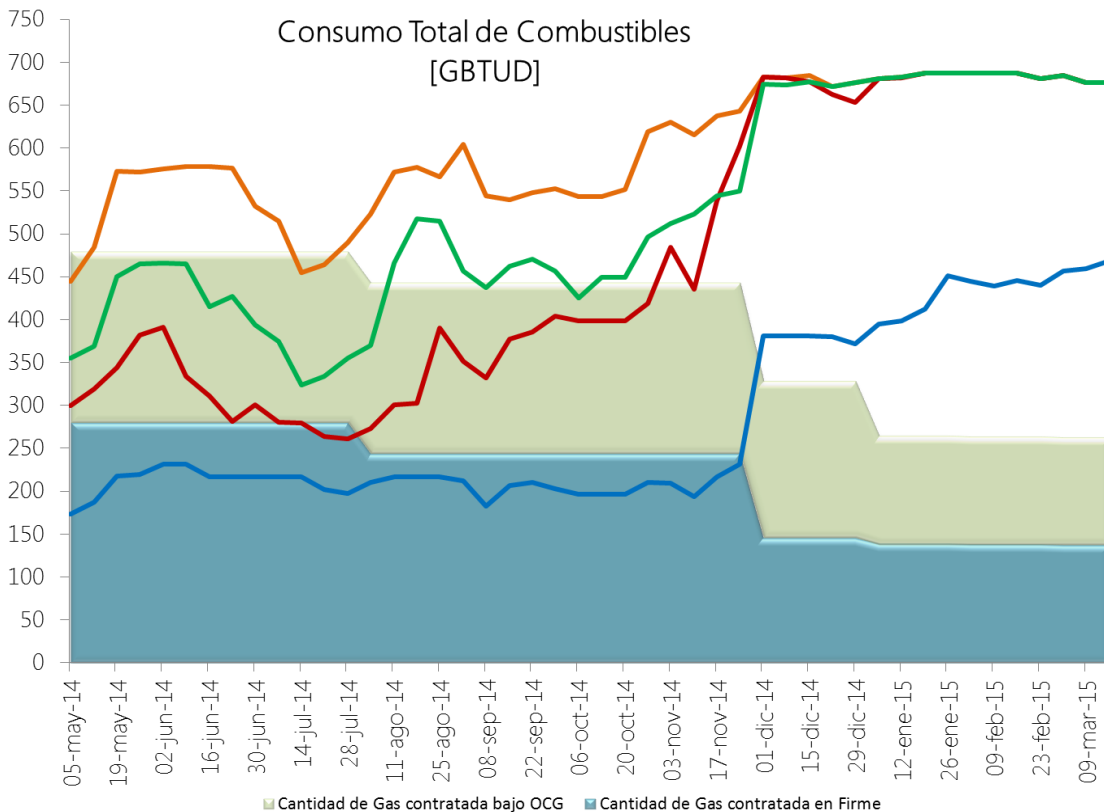
Caso 4

Hidrología Esperada SH&PH+ aportes mínimos históricos desde 08/14 + Esperado desde 05/15

Caso 5

Estocástico

Resumen resultados análisis energéticos de MP



Con la información de contratos de gas a la fecha, la diferencia en el consumo debe ser cubierta por gas adicional o combustibles líquidos, aproximadamente 420 GBTUD, para los escenarios de baja hidrología.

Caso 1 Hidrología Esperada SH&PH

Caso 2 Hidrología Bajos aportes SH&PH

Caso 3 Hidrología Esperada SH&PH+ Niño 97/98-2003 desde 08/14

+ Esperado desde 05/15

Caso 4 Hidrología Esperada SH&PH+ aportes mínimos históricos desde 08/14 + Esperado desde 05/15

Resumen resultados - Índices de Confiabilidad

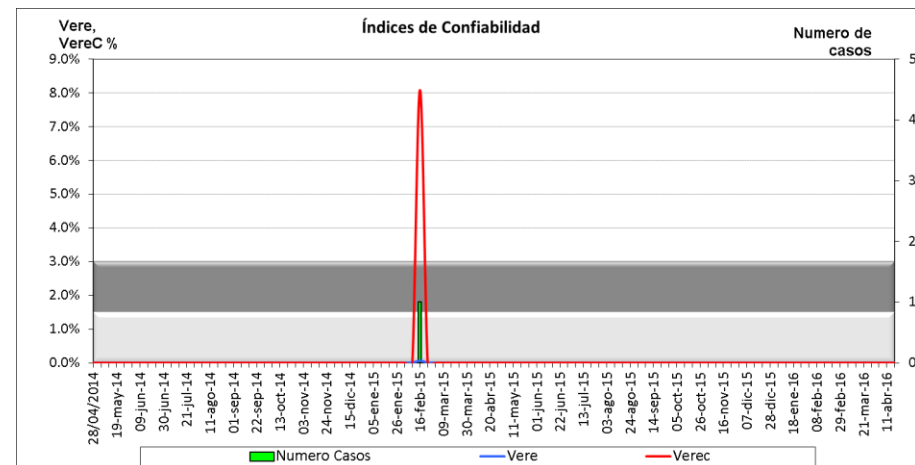
Caso 2

Caso 3

Caso 4

Caso 5

Etapas	Demanda GWh/día	Déficit en % de la demanda	Déficit en % de la demanda	Déficit en % de la demanda
13-oct-14	171.64	0.02%		
20-oct-14	175.26	0.21%		
27-oct-14	176.43	2.91%		
03-nov-14	173.99	0.15%		
01-dic-14	180.59	0.01%		
08-dic-14	175.50	0.00%		
15-dic-14	180.06	0.01%		
22-dic-14	161.97	0.00%		
29-dic-14	160.61	0.04%		0.04%
05-ene-15	170.27	0.04%		0.04%
12-ene-15	172.84	0.02%		0.02%
19-ene-15	186.17	0.02%	0.02%	0.02%
26-ene-15	186.01	0.03%	0.61%	0.02%
02-feb-15	184.89	7.02%	2.27%	8.26%
09-feb-15	184.89	5.07%	0.03%	0.04%
16-feb-15	184.89	1.45%	0.02%	3.01%



Etapas	Demanda GWh/día	Déficit en % de la demanda
16-feb-15	181.01	8.07%



filial de isa

Conclusiones

1. De acuerdo con los supuestos considerados, cuatro de las cinco sensibilidades hidrológicas presentadas, muestran que en algunas etapas no se atiende satisfactoriamente la demanda y no se cumplen los criterios de confiabilidad energética establecidos para el SIN. Es posible que si el modelo utilizará de manera intensiva la generación térmica disponible desde el inicio, podrían no presentarse racionamientos.
2. Las simulaciones muestran, con la información suministrada por los agentes y supuestos considerados, que para el escenario hidrológico más crítico se requieren 80 GWh/día promedio para el periodo mayo-noviembre 2014 y aproximadamente 100 GWh/día de generación térmica desde diciembre de 2014 a marzo de 2015. Para lograr estos valores de generación es necesario contar con más de 660 GBTUD de combustible (gas y/o líquidos).
3. Ante escenarios de bajos aportes, el modelo muestra la necesidad de consumir toda la cantidad contratada de gas hasta noviembre de 2014, incluyendo los contratos OCG e interrumpibles. Adicionalmente, los resultados muestran generación térmica adicional con líquidos que puede requerir hasta 260 GBTUD de combustible.
4. Según los resultados del modelo, se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas y líquidos para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se pueda garantizar al menos las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme durante todo el horizonte de análisis.
5. Con los supuestos considerados, los resultados de las simulaciones evidencian la necesidad de utilizar de manera eficiente el recurso primario de generación para garantizar que se alcance a embalsar los niveles requeridos antes del inicio del verano 2014-2015, con el fin de contar con los recursos suficientes para atender de manera confiable la demanda del SIN.



Conclusiones

6. Los resultados de los casos simulados reflejan la necesidad de hacer un seguimiento especial a las variables del SIN (aportes, embalses, generación térmica, disponibilidad de combustibles, otros) de forma que permita administrar los riesgos que puedan afectar la atención confiable de la demanda.
7. En caso de presentarse aportes cercanos a la media histórica durante todo el horizonte, escenario de aportes del SH&PH, los resultados de las simulaciones muestran que se requieren despachos promedio semanal de generación térmica superiores a 50 GWh/día durante todo el verano 2014-2015.

Recomendaciones

Recomendación
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.
Contar con la información oficial de 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. Así mismo, se requiere contar con información oficial de restricciones de transporte, con el fin de conocer si se pueden realizar entregas adicionales al sector térmico.
Al parque generador, estar preparado para ser despachado con generaciones que pueden superar 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.
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.
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.
Se requiere realizar un seguimiento a la ocurrencia de fenómenos hidroclimáticos y su incidencia a los aportes hídricos de los principales embalse del SIN.
Intensificar las campañas de uso racional de energía a nivel nacional
Reflejar en la declaración de disponibilidad diaria, la mejor información que se tenga del recurso primario, de forma que se honre la disponibilidad ofertada.
Hacer un seguimiento especial a las variables del SIN (aportes, embalses, generación térmica, disponibilidad de combustibles, otros) para realizar los ajustes requeridos en la información supuesta.
Hacer seguimiento a la entrada oportuna de proyectos de generación y transmisión, previstos a entrar en operación antes del verano 2014-2015.

Riesgos identificados

Incrementos
en la demanda

Evaluación de diferentes
escenarios.
Respuesta de la demanda
Uso racional de energía

Indisponibilidad de
plantas de generación y
de la red de transmisión
y/o distribución

Gestión y coordinación de
mantenimientos

No contar con la
disponibilidad de los
recursos primarios

Uso racional del recurso
Coordinación Gas-
Electricidad –Líquidos
Generación distribuida

Incertidumbre en
situación hidrológica
futura

Evaluación de diferentes
escenarios
Seguimiento CNO - IDEAM

No funcionamiento de la
logística y
almacenamiento de
combustibles

Auditoría combustibles
líquidos
Estudio CNO
Seguimiento sectorial

Restricciones en la
capacidad de
abastecimiento de la
infraestructura de
transporte y suministro
de gas

Realizar balance físico oferta
– demanda de gas.
Ejercicio producción Vs
transporte disponible para el
sector térmico

Retrasos de expansión
de generación y
transmisión

Evaluación de diferentes
escenarios
Realizar seguimiento

No contar con
información de calidad

Garantizar la calidad en la
información suministrada para
los análisis energéticos.

Varios



■ filial de isa



CAOP Elecciones presidenciales

Justificación y definición

Dando cumplimiento a lo establecido en la Resolución CREG 080 de 1999, el CND, de acuerdo con las condiciones de orden público, declara la situación de CAOP y determina las acciones necesarias para mantener una operación segura y confiable del SIN. El CND informará al CNO y a la CREG tal situación.

Condición Anormal de Orden Público (CAOP). Se define como una situación de perturbación de las condiciones normales de la marcha del país, tales como los paros cívicos regionales, paros cívicos nacionales, períodos pre-electorales y en general condiciones especiales previsibles que demandan mayores medidas de seguridad en la operación del Sistema Interconectado Nacional. En condición de alerta de orden público el CND declara el grado de seguridad con el cual se debe operar el SIN. Las Consignas generales de operación en Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP) serán definidas por el Centro Nacional de Despacho, las cuales deberán ser informadas a la Comisión de Regulación de Energía y Gas y al Consejo Nacional de Operación

Acciones Nivel 1 (Preventivas segunda semana de mayo – 12 al 17)

- Coordinación Gas-Electricidad-líquidos (verificación de la disponibilidad del transporte y suministro).
- Los Generadores que puedan utilizar combustibles líquidos para su generación, deberán mantener el aprovisionamiento para garantizar la generación requerida en caso de ser necesario.
- Se solicita al CNO gestionar máxima disponibilidad de generación a los Autogeneradores, Cogeneradores y Plantas Menores.
- Los generadores con capacidad de Arranque Autónomo deberán mantener este sistema disponible.
- Guías de Restablecimiento – los operadores de las Salas de Control deberán tener las guías de restablecimiento.
- Las empresas deben solicitar a los organismos de seguridad la vigilancia de instalaciones críticas. Empresas Generadoras, Transportadores y Operadores de Red.
- Revisar el protocolo de comunicación en el CNO de las medidas de CAOP



Acciones Nivel 2 (días 18 al 23 de mayo)

- El CND analizará las contingencias múltiples en el STN y STR que puedan afectar la seguridad y confiabilidad del SIN y las cubrirá, de ser posible, de acuerdo con la evolución de las condiciones de orden público.
- De presentarse atentados sobre la infraestructura eléctrica, el CND coordinará con los transportadores y operadores de red las reconfiguraciones necesarias modificando la topología del Sistema, considerando la condición que se tenga.



Acciones Nivel 3 (días 24 y 25 de mayo)

- El CND mantendrá contacto con el Ministerio de Defensa y en la Mesa de Apoyo de las TIC. El 25 de mayo un funcionario del CND estará en el Centro de Operación e Inteligencia Conjunta (COIC).
- Sólo se autorizarán mantenimientos de emergencia.
- Se solicitará a los Generadores que tengan la posibilidad de generar con combustible líquido tener reserva para generación para el 24 y 25 de mayo.
- El CND cubrirá contingencias dobles en el STN de líneas que vayan por la misma estructura.
- El CND estudiará el impacto sobre la operación del SIN la realización de atentados sobre subestaciones que puedan ocasionar la salida de la totalidad o de parte de ellas.
- El CND coordinará con las empresas del sector para aumentar el personal disponible en subestaciones críticas.



Acciones Nivel 3 (días 24 y 25 de mayo)

- De presentarse atentados sobre la infraestructura eléctrica, el CND coordinará con los Transportadores y Operadores de Red las reconfiguraciones en la topología del Sistema.
- El CND verificará que se tenga reserva rodante por áreas operativas.
- No se programarán pruebas de generación.
- El CND coordinará con CENACE e ISAGEN, la disponibilidad de los enlaces internacionales en caso de ser necesario.
- De manera general y de acuerdo con la Resolución CREG 080 de 1999, el CND tomará las medidas que se estimen convenientes, de acuerdo con la evolución de las condiciones del SIN y mantendrá informados acerca de las mismas al Consejo Nacional de Operación, a la CREG y a los agentes del Mercado.
- Aplicación del protocolo de comunicación del CNO





ANEXO

**Indicadores de mantenimiento definidos
en el acuerdo CNO 518 de 2011**

Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2013

Hasta: 3/31/2014

Resolución:

Semestral

Porcentaje de Adelanto y Atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan



- Adelanto > 50%
- Adelanto entre 30% y 50%
- Adelanto entre 20% y 30%
- Ajustado entre el 80% y 120%
- Atrasado entre 20% y 30%
- Atrasado entre 30% y 50%
- Atrasado > 50%

Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	1,71
Adelanto entre 20% y 30%	5,02
Adelanto entre 30% y 50%	4,11
Ajustado entre el 80% y 120%	81,74
Atrasado > 50%	2,85
Atrasado entre 20% y 30%	2,63
Atrasado entre 30% y 50%	1,94

Cuando la duración de las desconexiones está entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas.

Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada.

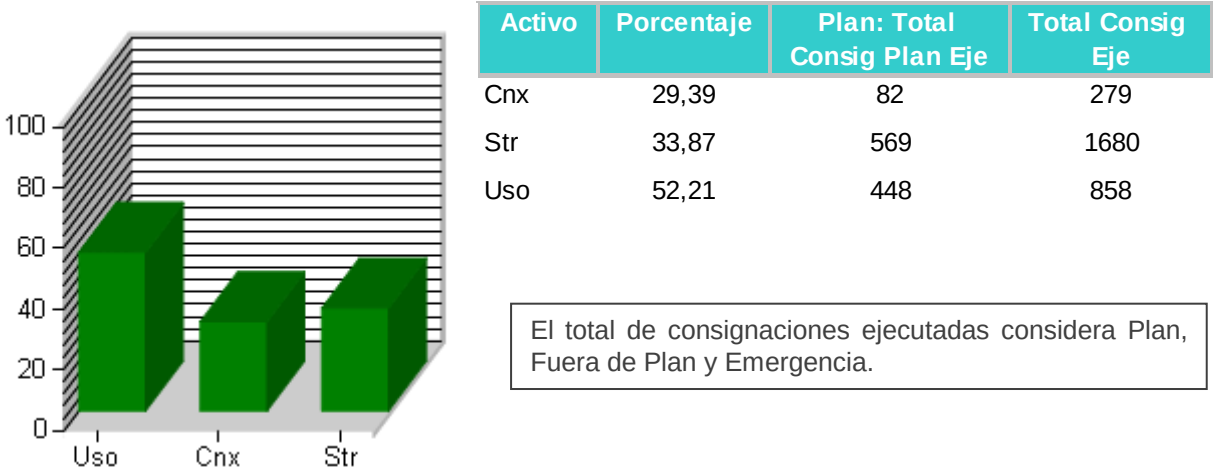
Se entiende que hay atraso de las desconexiones cuando su duración es superior al 120% de la programada.



Indicadores Acuerdo 518

	Desde:	10/1/2013	Hasta:	3/31/2014	Resolución:	Semestral	
--	--------	-----------	--------	-----------	-------------	-----------	--

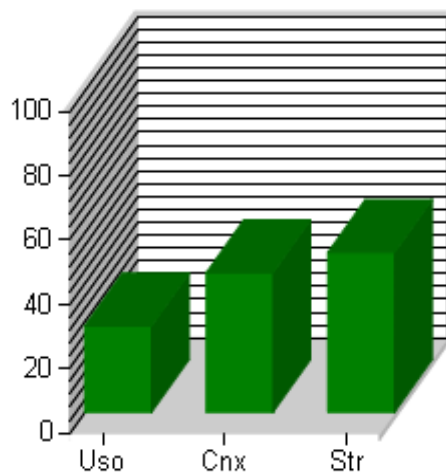
Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Indicadores Acuerdo 518

Desde:	10/1/2013	Hasta:	3/31/2014	Resolución:	Semestral
--------	-----------	--------	-----------	-------------	-----------

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	43,37	121	279
Str	49,7	835	1680
Uso	26,81	230	858

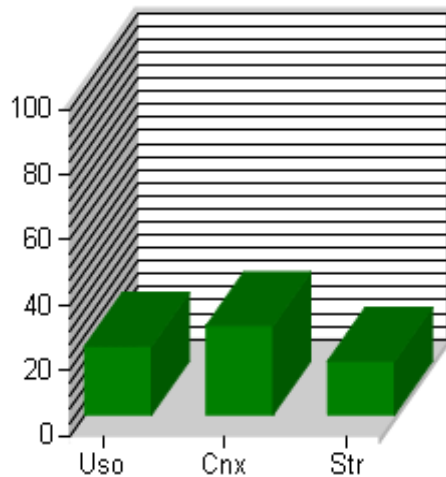
El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.



Indicadores Acuerdo 518

Desde:	10/1/2013	Hasta:	3/31/2014	Resolución:	Semestral
--------	-----------	--------	-----------	-------------	-----------

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	27,24	76	279
Str	16,43	276	1680
Uso	20,98	180	858

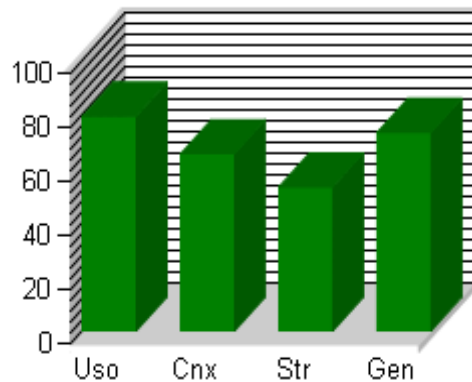
El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.



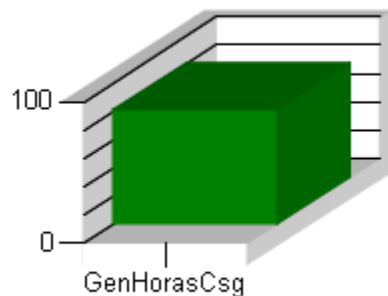
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2013 Hasta: 3/31/2014 Resolución: Semestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	79,11	443	560
Cnx	65,32	81	124
Str	53,1	557	1049
Gen	73,18	161	220



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	81,17	14212	17508

Para los generadores se considera como fecha de corte el día 20 de cada mes.



Indicadores Acuerdo 518

Desde: 10/1/2013

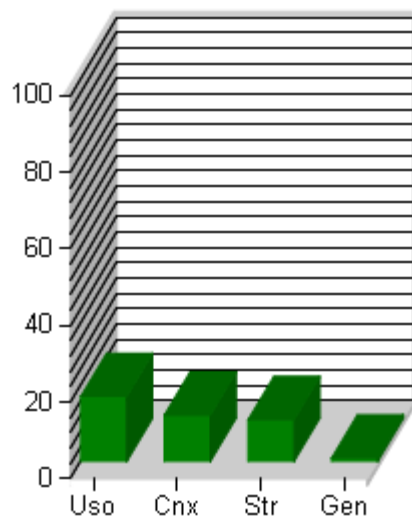
Hasta:

3/31/2014

Resolución:

Semestral

Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND



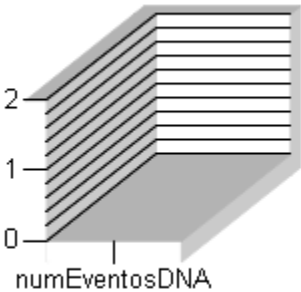
Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	16,96	95	560
Cnx	12,1	15	124
Str	10,87	114	1049
Gen	0,91	2	220



Indicadores Acuerdo 518

Desde:	10/1/2013	Hasta:	3/31/2014	Resolución:	Semestral
--------	-----------	--------	-----------	-------------	-----------

Número de eventos no previstos que ocasionen DNA ocurridos en la ejecución de consignaciones



Cod CSG	Eventos	Activo Principal	Agente Operador
---------	---------	------------------	-----------------

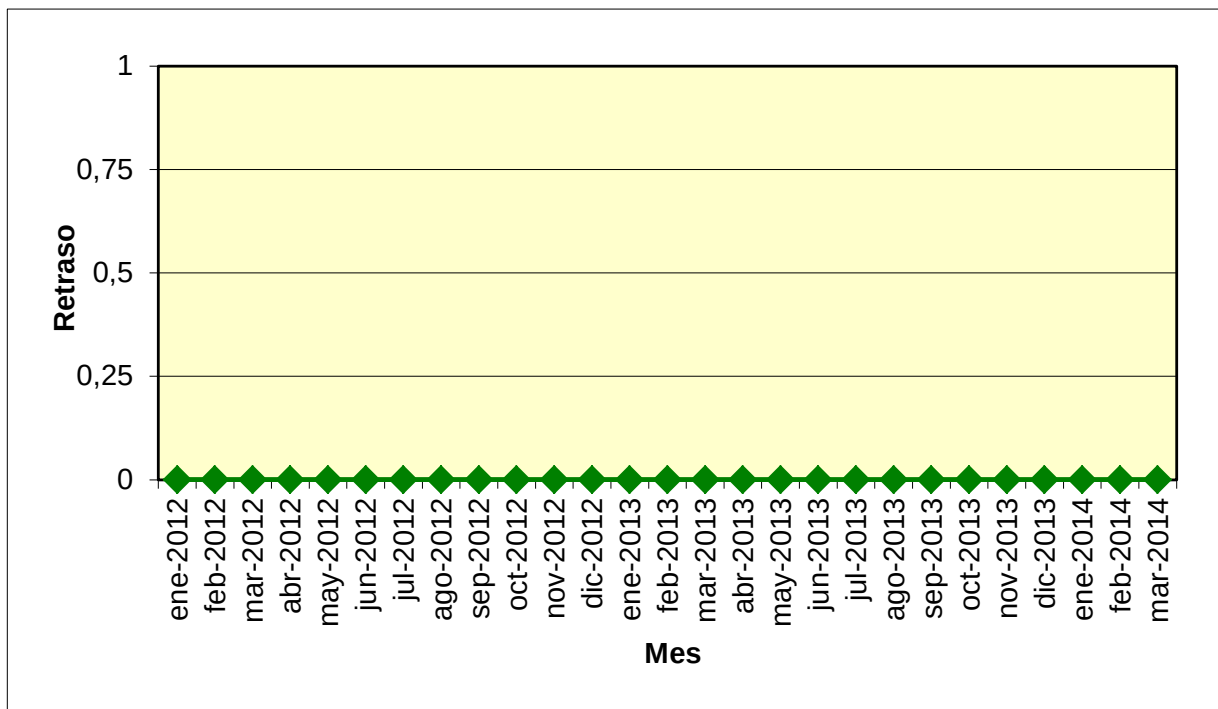
Total: 0

Definición: Número de eventos no previstos que ocasionen demanda no atendida, ocurridos durante la ejecución de consignaciones nacionales y que estén asociados a las mismas.



Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.

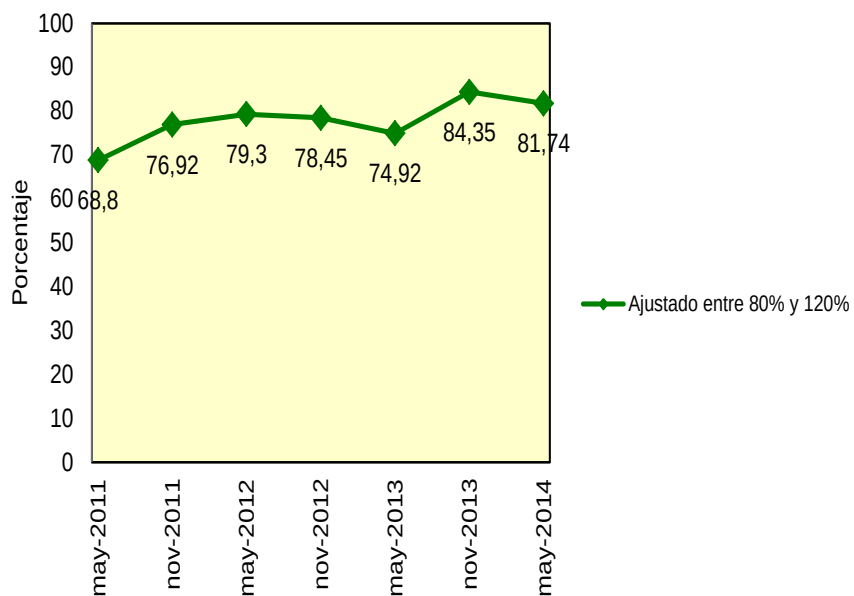


Relación con la CREG 065 de 2000.

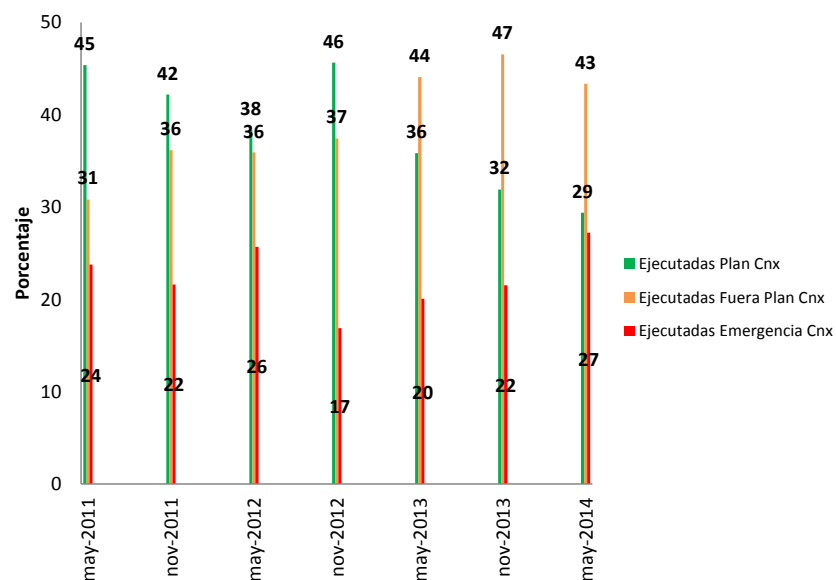


Historia Indicadores Acuerdo 518

Cuando la duración de la desconexión esta entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas

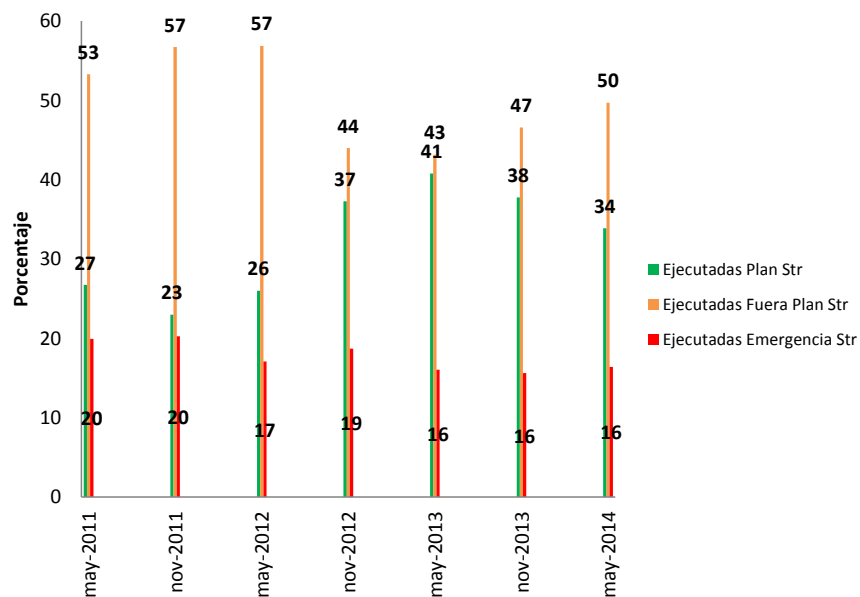


Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión

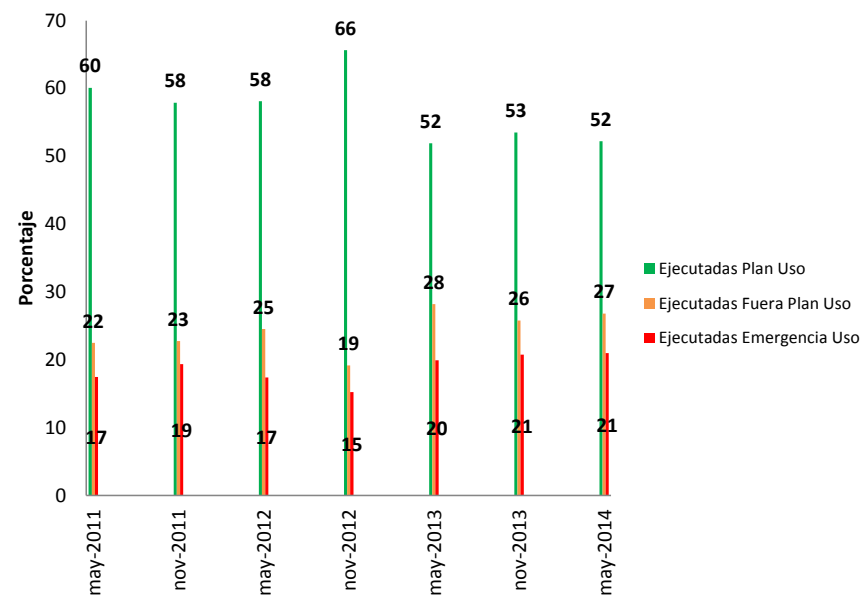


Historia Indicadores Acuerdo 518

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



Indicadores Acuerdo 518

En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 81,74%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 84,35%, se aprecia leve disminución en el indicador.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 29,39%, 33,87% y 52,21%, respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 24,79%, 32,76% y 47,38%.
- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 0,91% y 16,96% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango 2,60% y 11,05% por tanto se aprecia variación moderada en el indicador.



■ 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