



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO
Documento XM - CND - 023
Jueves, 3 de abril 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 – 023

Jueves, 3 de abril de 2014

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



■ filial de isa

Contenido

Principales riesgos atención demanda

- Resumen restricciones y seguimiento a riesgos
- Mantenimientos gas (Chevron - Chuchupa)

Indicadores de calidad

- Eventos relevantes
- Indicadores

Variables

- Reservas y aportes
- Demanda y exportaciones
- Generación

Panorama energético

- Mediano plazo

Varios

- Entrada de Proyectos
- Estado de la supervisión
- Taller de restricciones
- Plan de defensa
- Nuevas Resoluciones



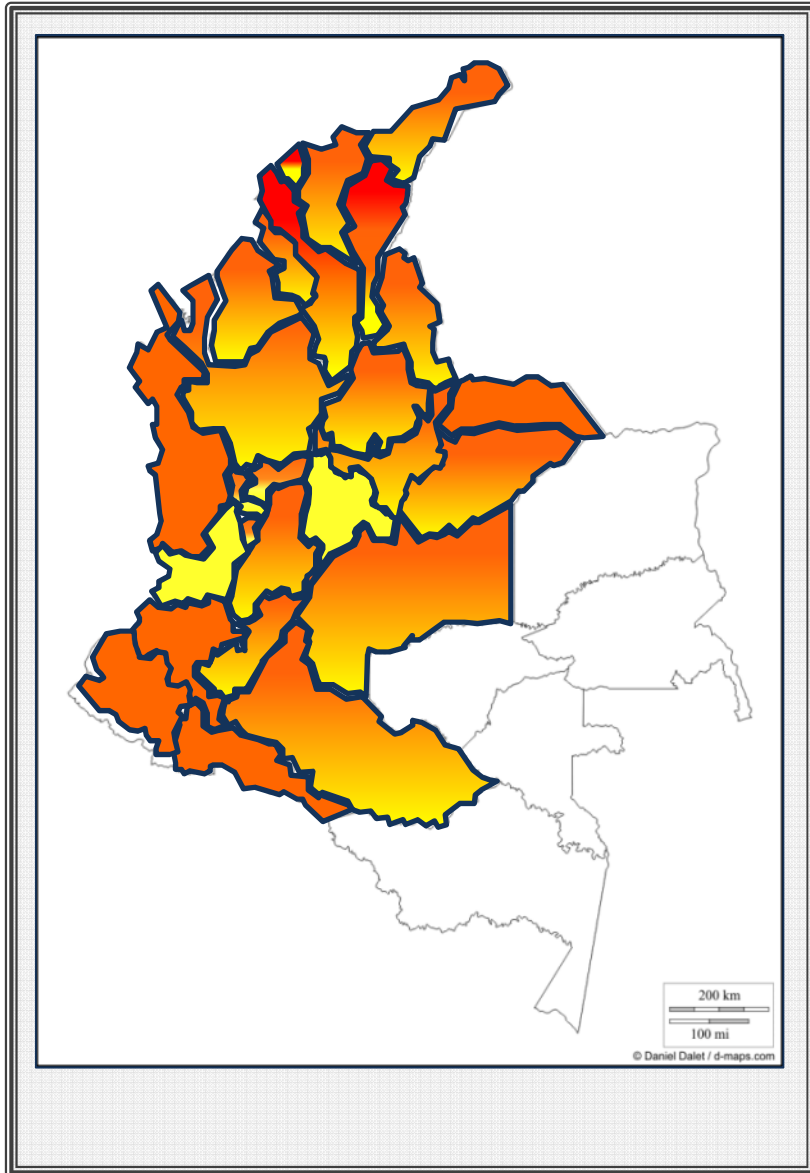
■ filial de isa

Principales riesgos atención demanda

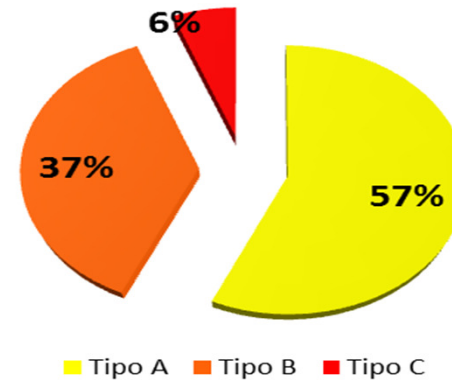


■ filial de isa

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



Restricciones por Tipo



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.



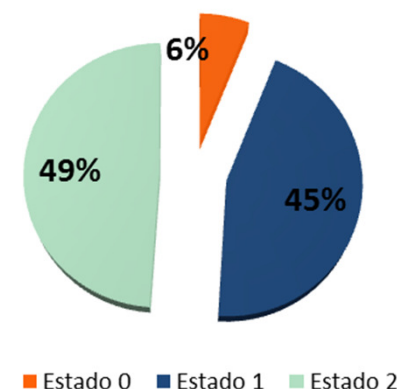
filial de isa

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.

Nota: La información detallada se encuentra publicada en el primer informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo de 2014

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

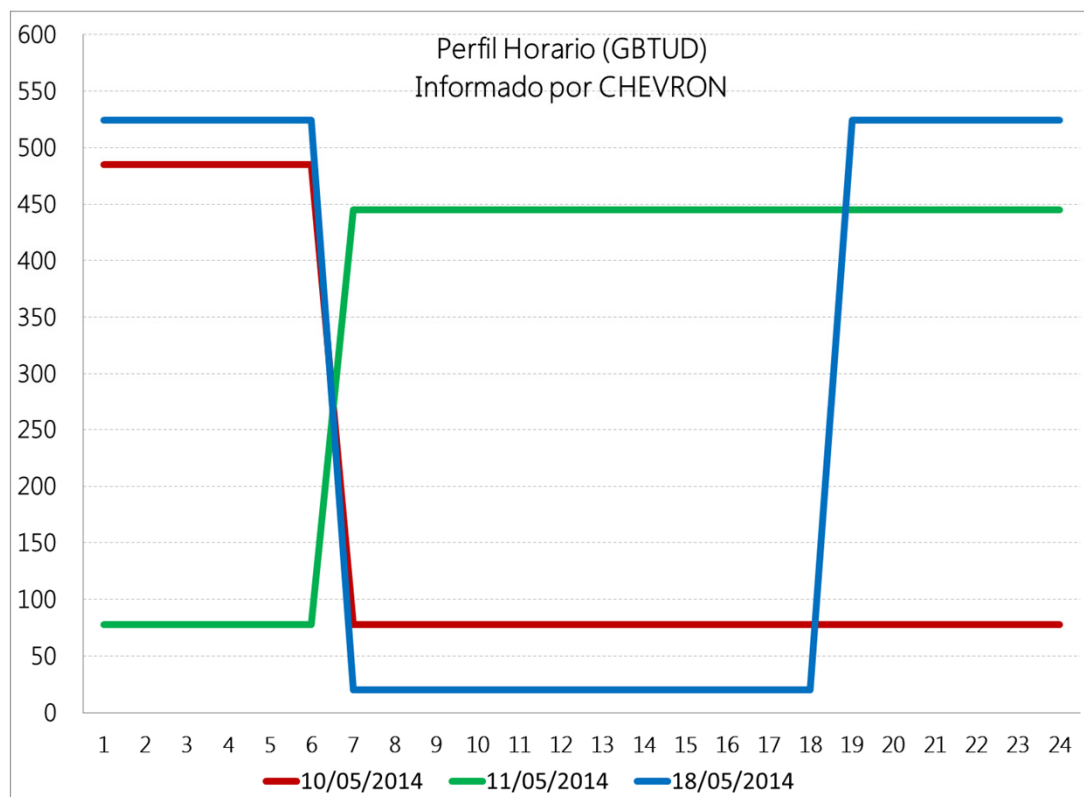
Área o Subárea	Descripción de Riesgos	Acciones a acometer por el CNO
Atlántico	En la red de la subárea se presenta agotamiento en la capacidad de transformación y en la red de 110 kV. Adicionalmente, se presenta atrapamiento de la generación (Tebesa, Barranquilla, Flores 1 y Flores 4) por lo que se requiere 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 periodos 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 (Chinú- Moteria – Urabá 230 kV), se administra 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 la convocatoria para el proyecto Chinú-Montería-Urabá. - Solicitar a la UPME informar 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 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 en 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. - Hacer seguimiento a la entrada del proyecto Segundo Transformador de Copey 500/220 kV.
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. - Hacer seguimiento a la entrada del proyecto Nueva Esperanza.
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.
EBSA- ENERCA	Actualmente la subárea requiere la programación de generación de seguridad para soporte de tensiones en el STR de ENERCA y para contingencias sencillas en transformación 230/115 kV.	- Solicitar al OR informar sobre el avance de actividades para la entrada en operación del circuito Yopal – Aguazul 115 kV. - Solicitar a la UPME informar la aplicación de la Resolución CREG 024 de 2013.



Mantenimiento en campo Chuchupa

Mayo de 2014

Mantenimiento de gas en Chuchupa – Guajira



De acuerdo con la solicitud realizada por XM, a través del CNOGas se ha informado que durante los trabajos se asignaran 58 GBTUD para generación térmica en la costa, de los cuales 46 GBTUD son del campo Creciente.

Atención de la demanda en Caribe

Demanda eléctrica máxima en Caribe **2055 MW** en sábado y **1900 MW** en Domingo

Combustible	Unidades	Capacidad Efectiva [MW]	Consumo aprox.
Agua	Urra	100*	-
Carbón	Guajira	290	-
Fuel Oil # 6	Barranquilla	120	7900 Barriles/día
	Central Cartagena	126**	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		1103	37819 Barriles/día

*La capacidad total de Urra es 338 MW. Actualmente por condiciones de embalse su máxima generación es 100 MW

**La unidad 1 en mantenimiento

Disponibilidad plantas a gas

Unidades	Capacidad Efectiva [MW]	Consumo aprox.
Proelectrica	90	15 GBTUD
Tebsa	436*	88 GBTUD
Total	526	103 GBTUD

* Dos unidades en mantenimiento

Circuitos disponibles	Límite de exportación (MW)	Requerimiento generación Caribe (MW)	Déficit (MW) (Considerando solo carbón, agua y líquidos)
3	1500	555	- 548
2	700/1100	1355/955	252 / - 148
2**	700/1100	1200/800	97 / -303

**Considerando la demanda de domingo.

Independientemente de los circuitos intercosta disponibles, existe alto riesgo de no atender la demanda de energía ante indisponibilidades no previstas en unidades de generación y/o elementos de la red.

Dadas las elecciones presidenciales del 25 de mayo, durante este mantenimiento se estará bajo la declaración de CAOP en los niveles 1 y 2.

Recomendaciones

Recomendación	Responsable
Dado el impacto que genera el mantenimiento sobre la operación de los sectores gas y electricidad, se recomendó realizar los trabajos en días festivos.	CHEVRON
No programar pruebas de generación.	MME y Generadores
Maximizar la disponibilidad de las plantas hidráulicas y térmicas duales y a Carbón.	Generadores
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
Es necesario contar con al menos 58 GBTUD de Gas para atender el sector térmico de la costa.	CHEVRON y ECOPETROL
Coordinar con Venezuela a través de ISAGEN, 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
Realizar reuniones diarias de avance de trabajos, durante el mantenimiento, entre los sectores gas – electricidad para identificar oportunamente los riesgos.	CNO Gas CNO

Indicadores de calidad



■ filial de isa

Atentados en el SIN

Estado Actual



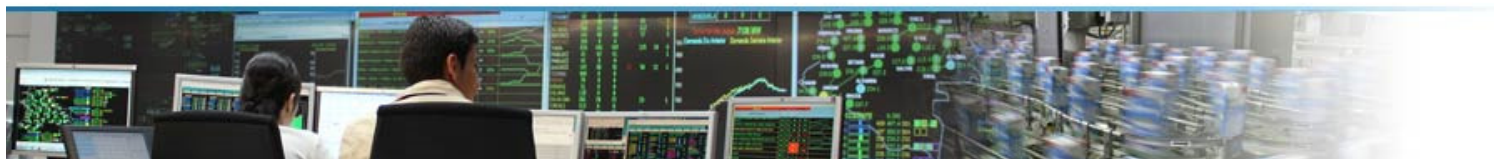
filial de isa

Eventos más relevantes en el SIN

- Entre el 12/03/2014 y el 19/03/2014 se realiza limitación de suministro en el municipio de Cartago (Valle).

FECHA	TOTAL [MW]	TOTAL [MWh]
12/03/2014	1.5	4.5
13/03/2014	2.36	7.08
14/03/2014	1.4	0.86
15/03/2014	2	1.82
16/03/2014	2	1.82
17/03/2014	1.18	1.27
18/03/2014	1.27	3.81
19/03/2014	0.23	0.69
TOTAL		21.85

- 14/03/2014 se presentó evento en la subestación Bello 110 kV, disparando los interruptores asociados a la subestación a excepción de la BL1 Bello a Central 110 kV y la BL1 Bello a Castilla 1 110 kV. En los extremos remotos de la subestación dispararon también los interruptores asociados a excepción de la BL Riogrande a Bello 110kV y BL Piedras Blancas a Bello 110 kV. EL agente reporta que una grúa tocó el circuito Bello - Central 2 110 kV en la fase B y el interruptor asociado a esta línea en Bello no operó debidamente y actuó la protección falla interruptor 50BF.



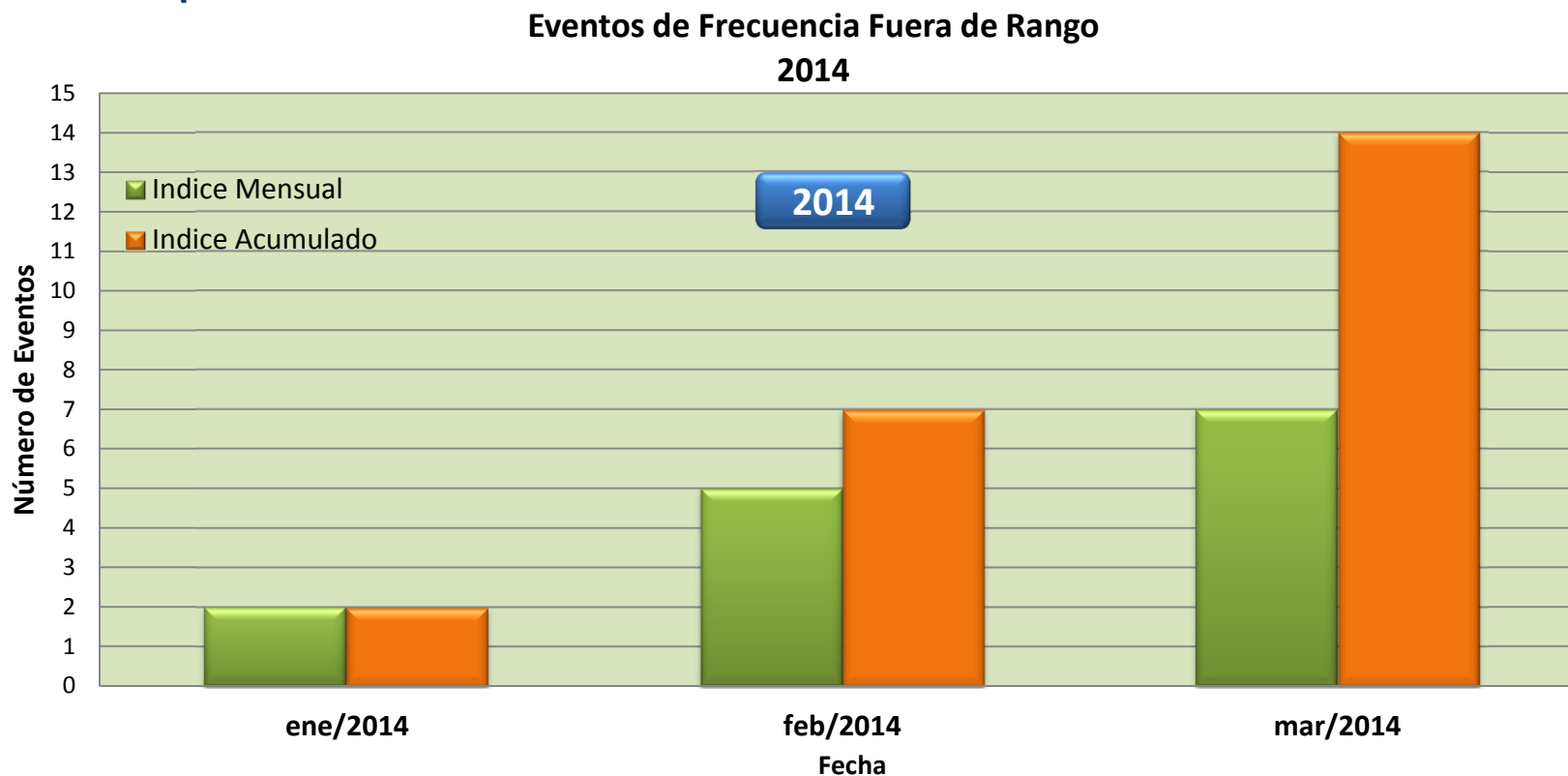
Eventos más relevantes en el SIN

- 25/03/2014 Disparo de las bahías de línea en Higueras hacia Paipa 115 kV, en Paipa hacia San Antonio 115 kV y disparo del circuito Paipa - San Antonio 2 115 kV. El Agente reporta falla en circuito Paipa - San Antonio 2 115 kV, en el tramo que alimenta a la empresa Bavaria.
- 29/03/2014 Explosión de CT en la subestación Pascuales de Ecuador ocasionando una pérdida de carga en el sistema Ecuatoriano. En el momento del evento se estaban exportando hacia Ecuador 60 MW desde Colombia. Con la pérdida de carga en Ecuador, Colombia recibe una importación de alrededor de 240 MW ocasionando un aumento en el valor de la frecuencia hasta 60.30 Hz y la actuación del esquema de separación de áreas. Posterior a la actuación del esquema, se presenta una disminución en el valor de la frecuencia hasta 59.60 Hz.

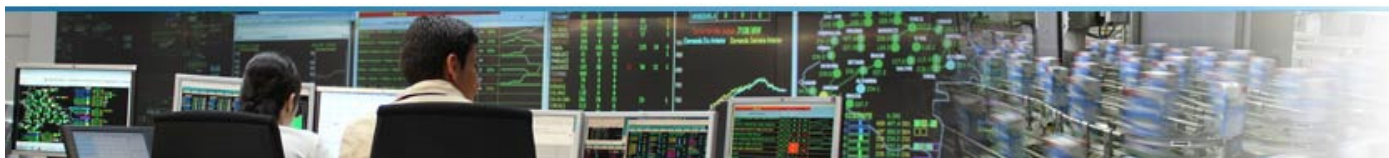


Eventos transitorios de frecuencia

Indicador en prueba



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



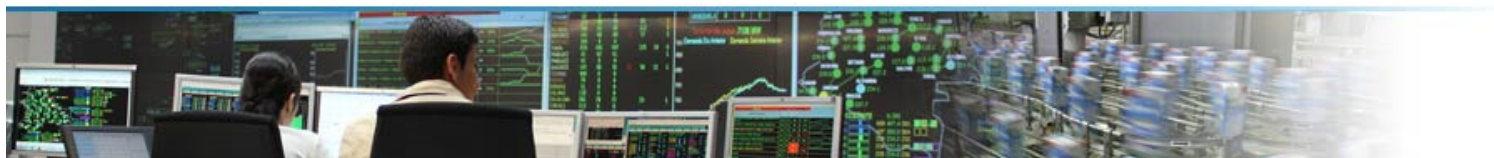
Eventos transitorios de frecuencia

Indicador en prueba

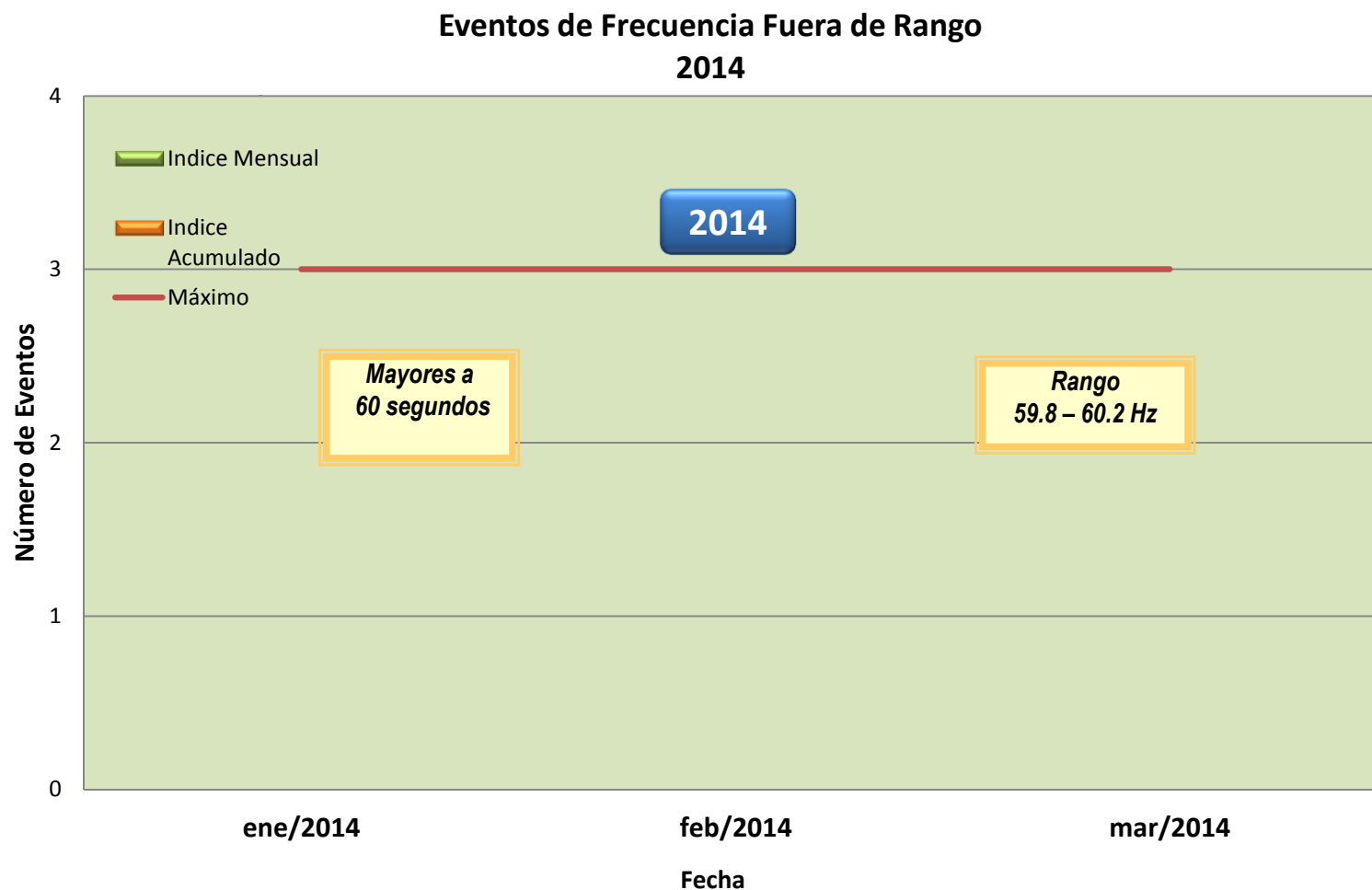
- El evento con el menor valor de frecuencia alcanzó 59.6 Hz y fue debido a un evento en Ecuador en donde actuó el esquema de separación de áreas.

Fecha ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Causa	Origina EDAC	Planta
29/03/2014 16:27	8	59.6	Eventos asociados con pérdida de transmisión	No	ECUADOR
15/03/2014 14:15	1	59.79	Eventos asociados con unidades de generación	No	PAIPA 1, 2 Y 3
15/03/2014 10:17	1	59.79	Eventos asociados con unidades de generación	No	GUAJIRA 1
08/03/2014 07:51	4	59.76	Eventos asociados con unidades de generación	No	MIEL 3
03/03/2014 13:56	1	59.79	Eventos asociados con unidades de generación	No	GUAJIRA 2
02/03/2014 01:38	3	59.75	Eventos asociados con unidades de generación	No	FLORES 4
02/03/2014 01:11	4	59.75	Eventos asociados con unidades de generación	No	BETANIA 1

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

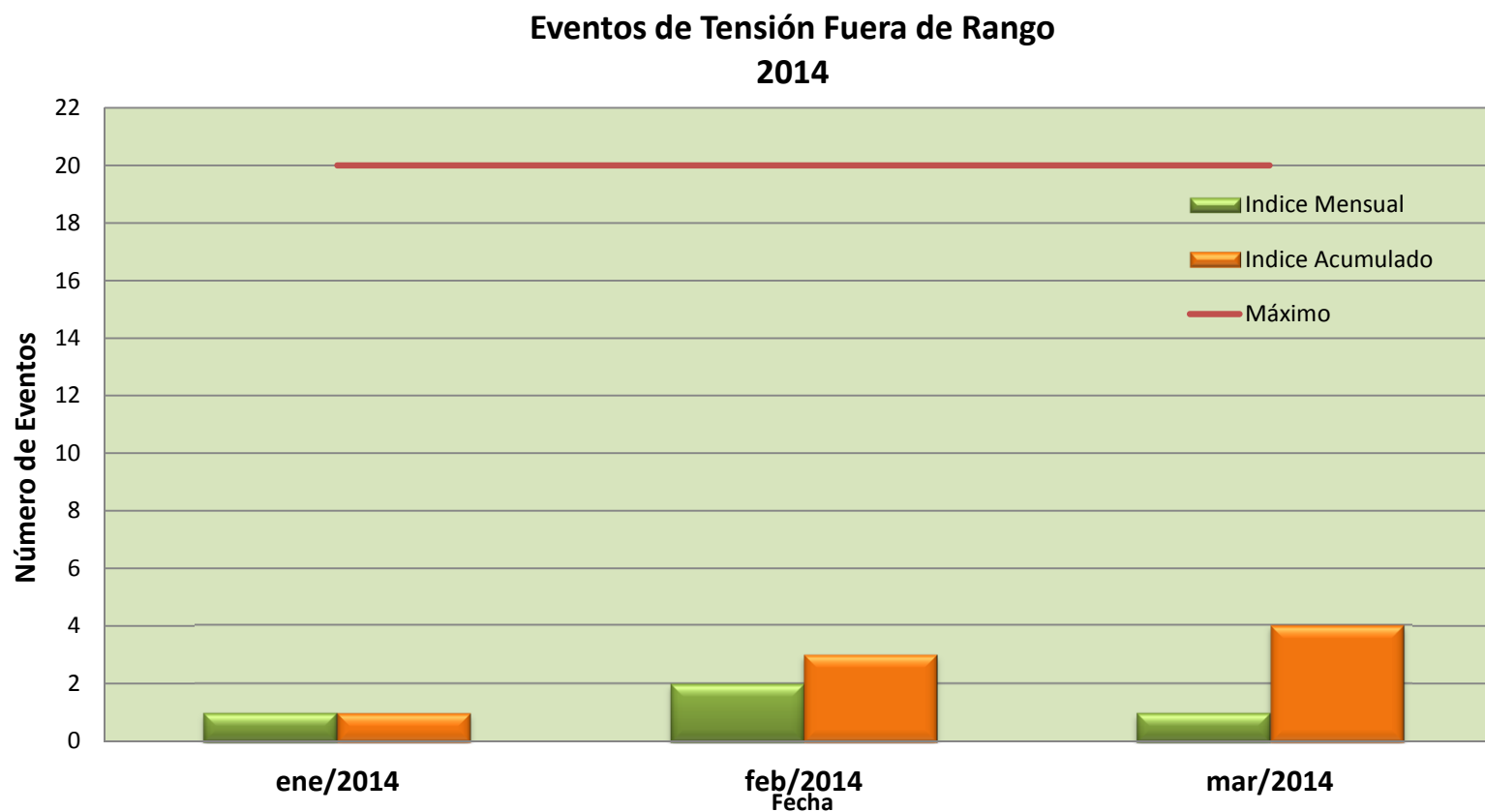


Variaciones de frecuencia lentas



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

Tensión fuera de rango



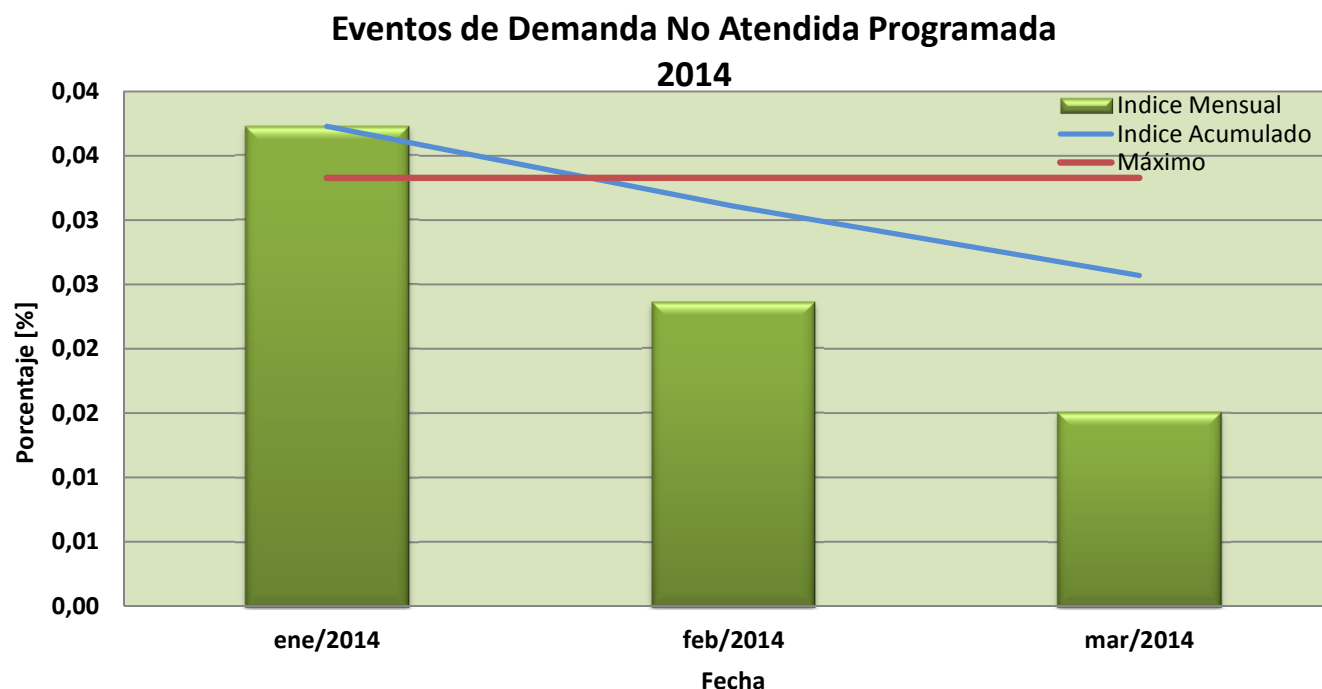
En el mes de marzo se presentó un evento de tensión en el sistema:

- **2014-03-12 08:24.** Disparo del circuito Urrá - Urabá 230 kV durante trabajos de la consignación nacional C0107338 sobre la bahía de línea en Urra, quedando sin tensión las subestaciones Urabá 220/110 kV y Apartadó 110 kV.



filial de isa

Porcentaje de demanda No atendida programada



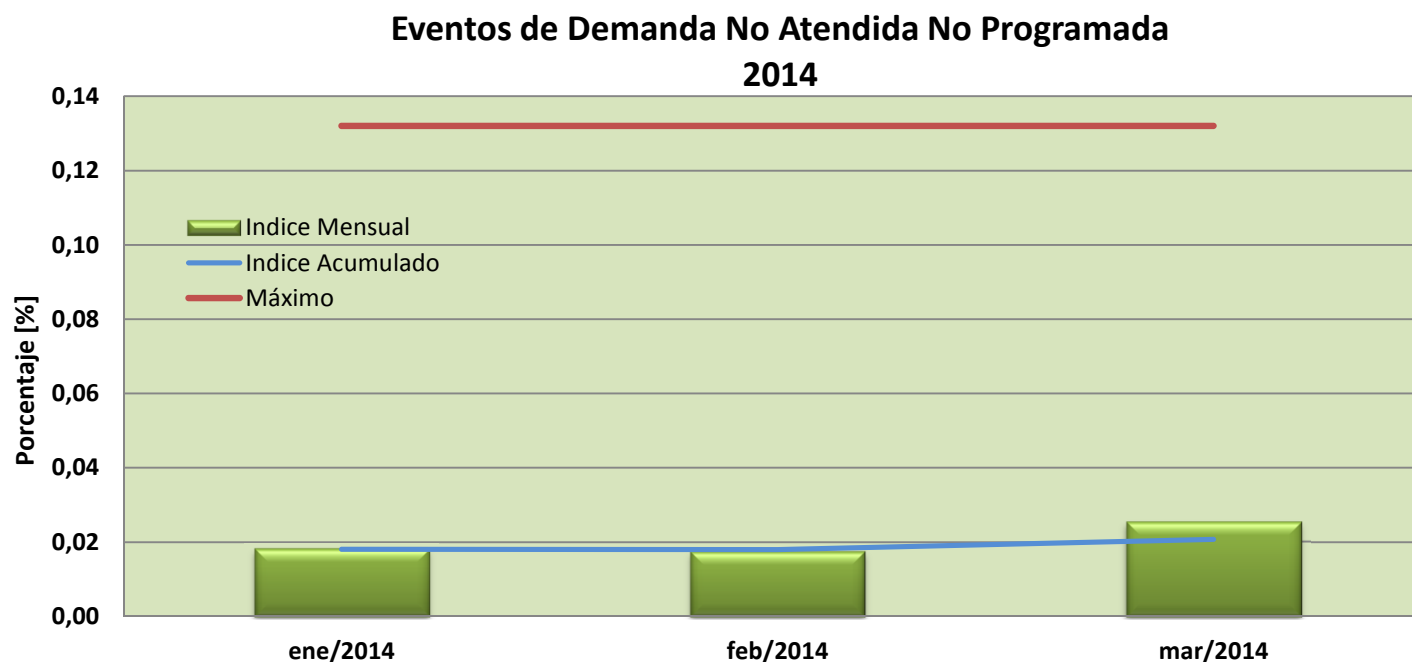
Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de marzo 904 MWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- 20/03/2014 por consignación nacional C0107443 sobre BT RIO MAYO 1 26.25 MVA 115 kV, ocasionando una DNA con valor de 197 MWh en el departamento de Nariño.
- 30/03/2014 por consignaciones nacionales C0107563, C0101165 y C0101161 sobre el circuito Ternera – Gambote 66 kV y la barra en Gambote 66 kV, ocasionando una DNA con valor de 145 MWh en el departamento de Bolivar.



filial de isa

Porcentaje de demanda NO atendida NO Programada



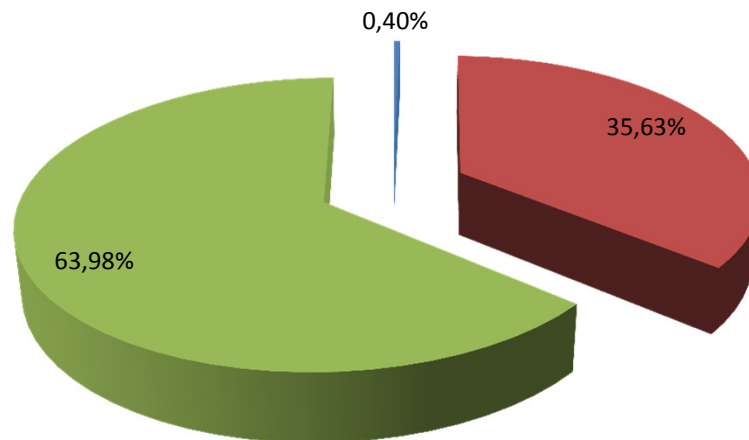
Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de Marzo 1,623 MWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- 15/03/2014 por disparo del circuito Jamondino – Junin 115 kV, ocasionando una DNA con valor de 195 MWh en el departamento de Nariño.
- 25/03/2014 por disparo del circuito El Carmen – Zambrano 66 kV, ocasionando una DNA con valor de 129 MWh en el departamento de Bolívar.

Demanda No atendida en el SIN

Demanda No Atendida en el SIN

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



Durante el mes de Marzo no se presentó DNA Programada en el STN

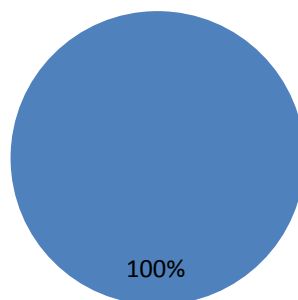
Durante el mes de Marzo se dejaron de atender 2,537.6 MWh

- El 99.6 % corresponde a causas de indisponibilidades en el STR, y el 0.4 % a causa de indisponibilidades en el STN

Demanda No atendida por áreas operativas por causas en el STN

DNA por causas del STN

■ Area Córdoba-Sucre



Programada

Área	Suma de [MWh]	TOTAL DNA [%]
-	0	0
Total general	0	0

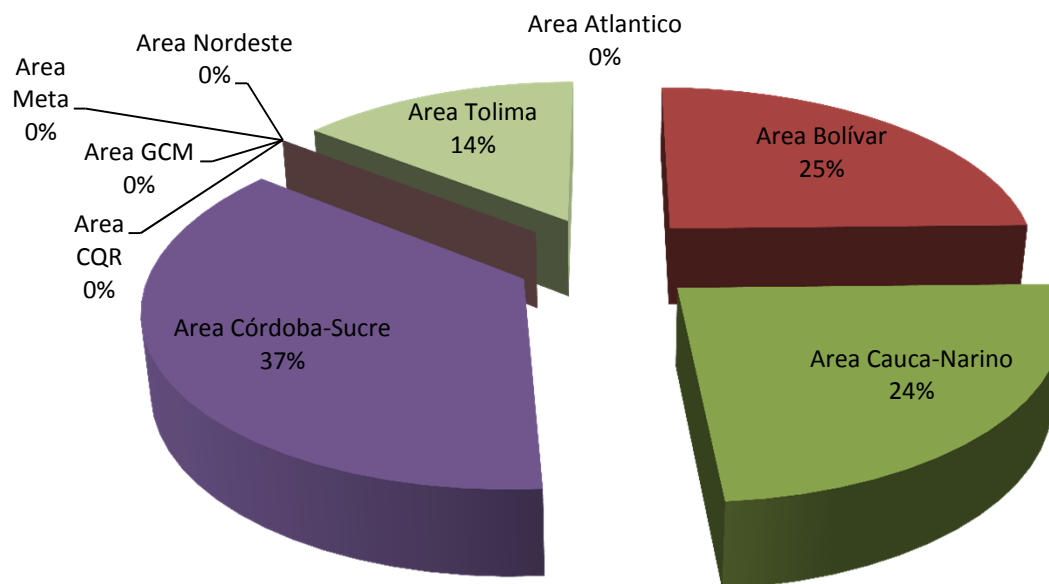
No Programada

Área	Suma de MWh	TOTAL DNA [%]
Area Córdoba-Sucre	10.03	100.00
Total general	10.03	100.00

La DNA no programada se debe a un disparo del circuito Urra – Uraba 1 230 kV.

Demanda No Atendida Programada por Áreas Operativas STR

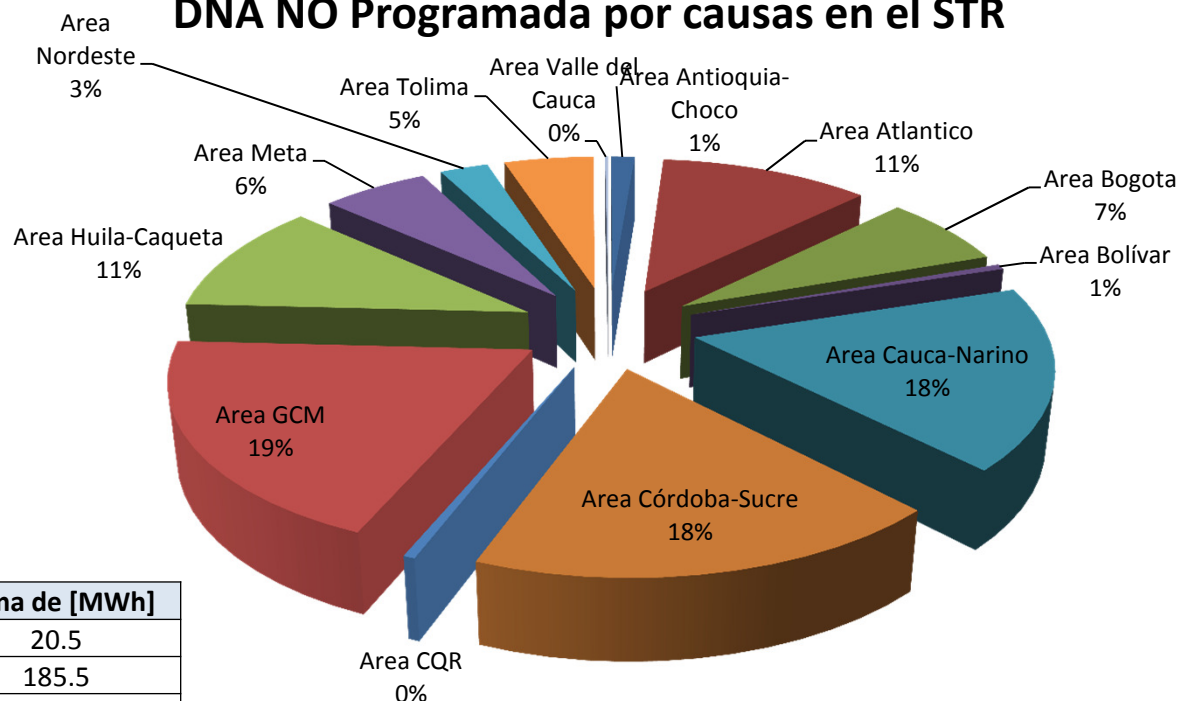
DNA Programada por causas en el STR



Áreas	TOTAL DNA [%]	Suma de [MWh]
Área Antioquia-Choco	0.0%	0
Area Atlántico	0.0%	0
Area Bolívar	24.7%	222.98
Area Cauca-Narino	24.1%	217.95
Area Córdoba-Sucre	36.8%	333.095
Area CQR	0.0%	0
Area GCM	0.0%	0
Area Meta	0.0%	0
Area Nordeste	0.0%	0
Area Tolima	14.4%	130.07
Total general	100	904.09

Demanda No Atendida No Programada por Áreas Operativas STR

DNA NO Programada por causas en el STR



Área	TOTAL DNA [%]	Suma de [MWh]
Área Antioquia-Choco	1.3%	20.5
Area Atlántico	11.4%	185.5
Area Bogotá	6.9%	112.5
Area Bolívar	0.5%	8.4
Area Cauca-Narino	17.5%	284.3
Area Córdoba-Sucre	18.2%	295.7
Area CQR	0.5%	7.3
Area GCM	19.5%	316.5
Area Huila-Caqueta	10.8%	174.9
Area Meta	5.8%	93.6
Area Nordeste	2.6%	42.6
Area Tolima	4.9%	78.9
Area Valle del Cauca	0.2%	2.7
Total general	100	1,623.48

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

Variables



■ filial de isa

Reservas hídricas

CARIBE

0.7% del SIN

□ Urra 1: 29.1 %

Porcentaje de las reservas que representan en el SIN

ANTIOQUIA

42.9% del SIN

□ Peñol: 52.8 %

□ Miel I: 63.2 %

□ Riogrande2: 36.6%

CENTRO

31.9% del SIN

□ Agre. Bogotá: 52.4%

□ Betania: 69.6%

□ Muña: 48.8%

ORIENTE

20.0% del SIN

□ Esmeralda: 29.5%

□ Guavio: 26.2%

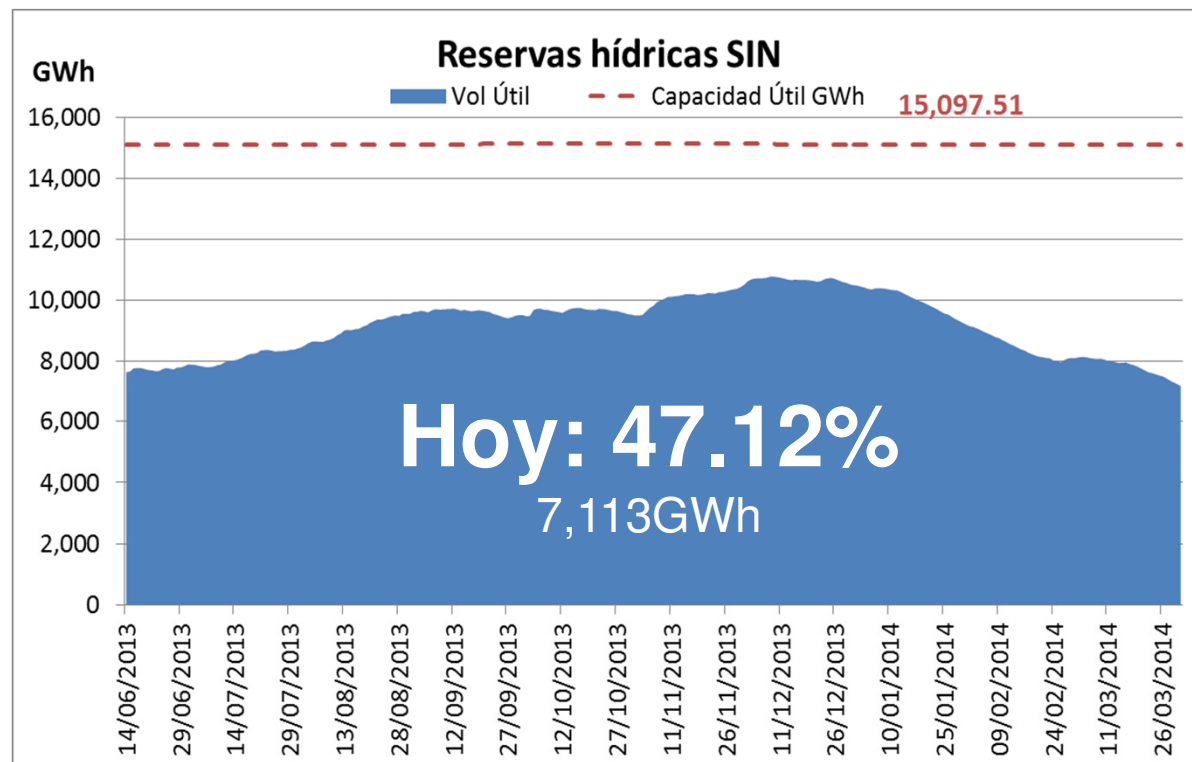
□ Chuza: 58.0%

VALLE

4.5% del SIN

□ Salvajina: 73.7%

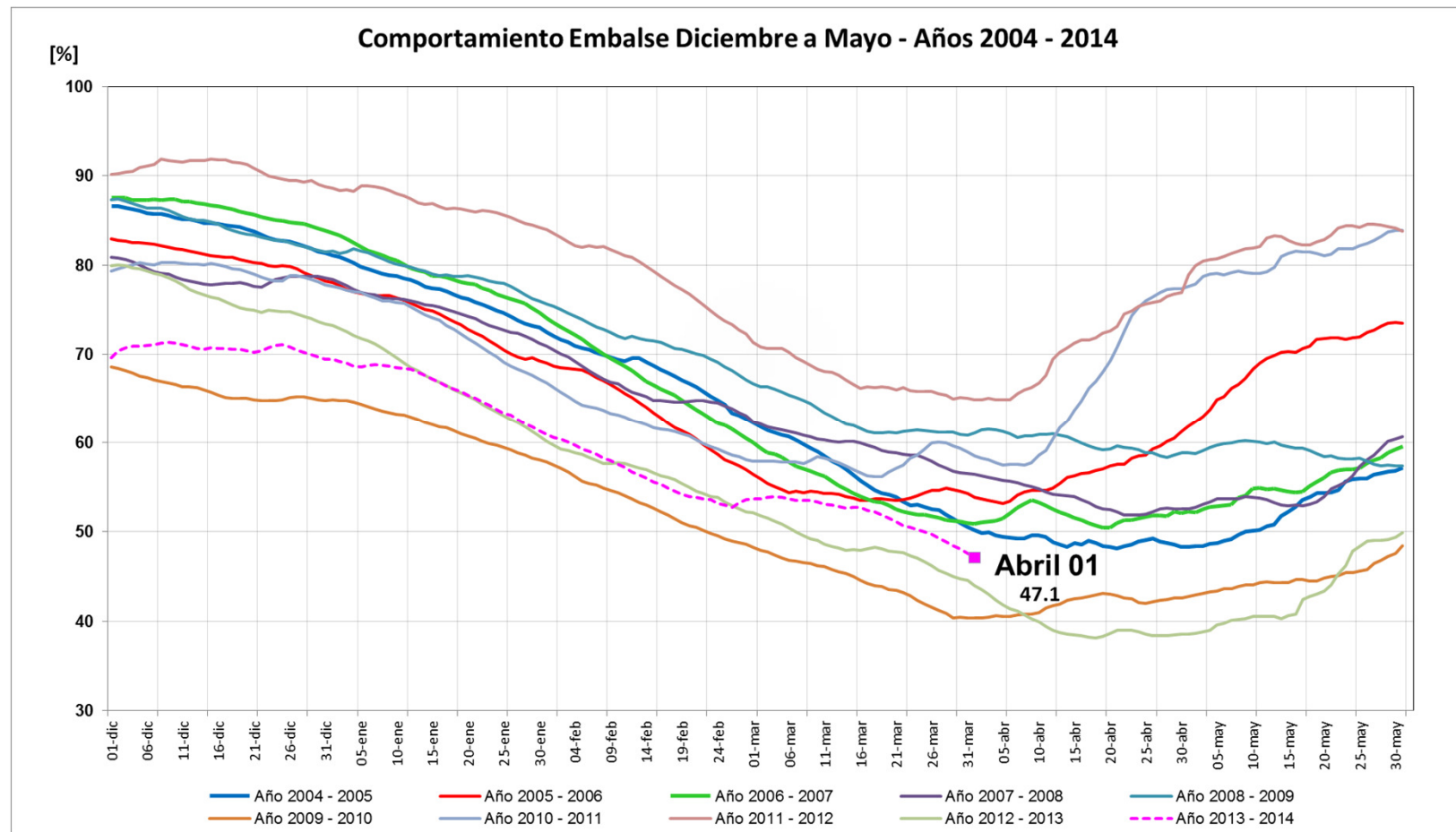
□ Calima: 79.1%



En marzo las reservas finalizaron en: 47.62%

Datos hasta 01 de abril de 2014

Evolución del embalse agregado del SIN



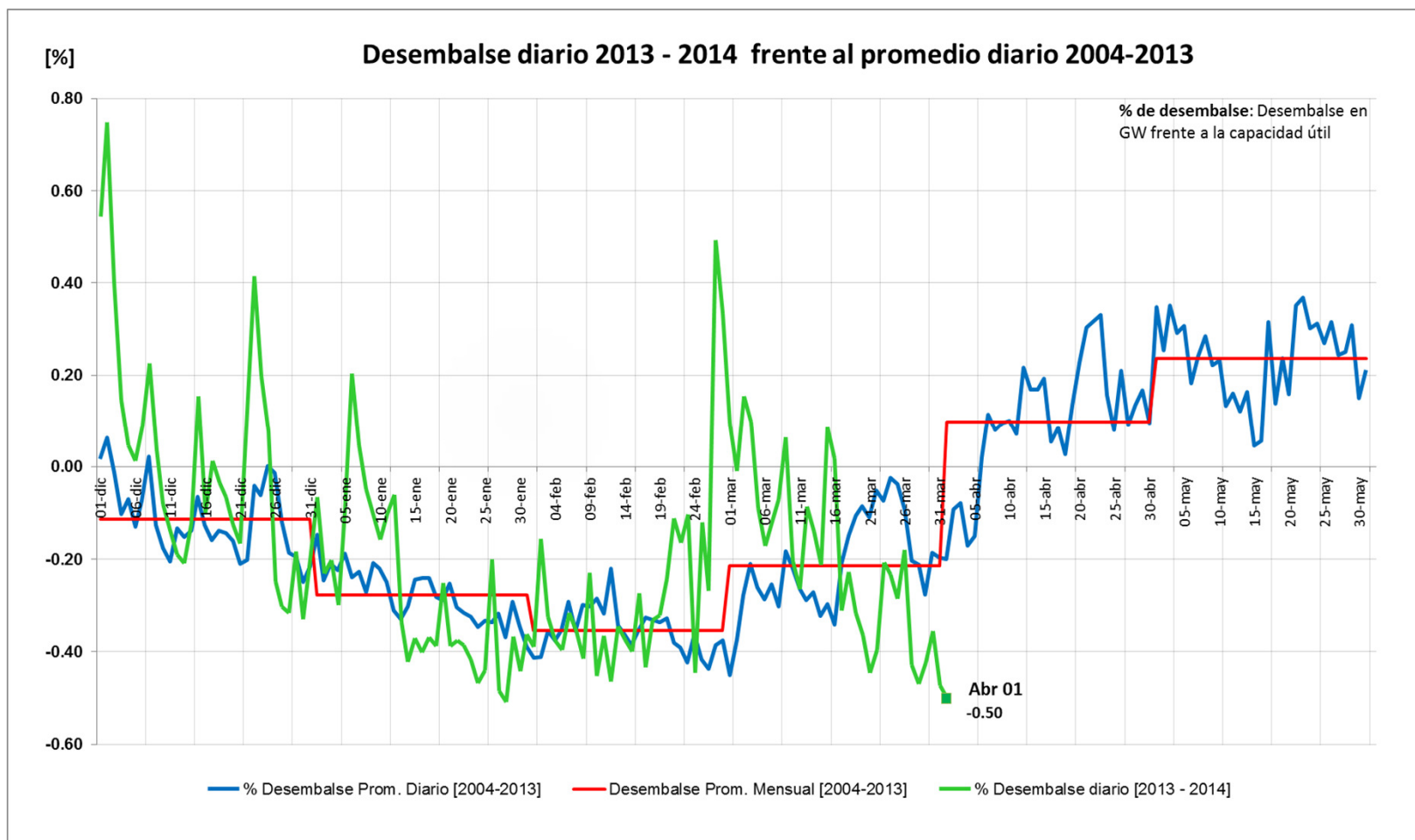
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



Datos hasta 01 de abril de 2014

filial de isa

Desembalse promedio diario en % de la capacidad útil



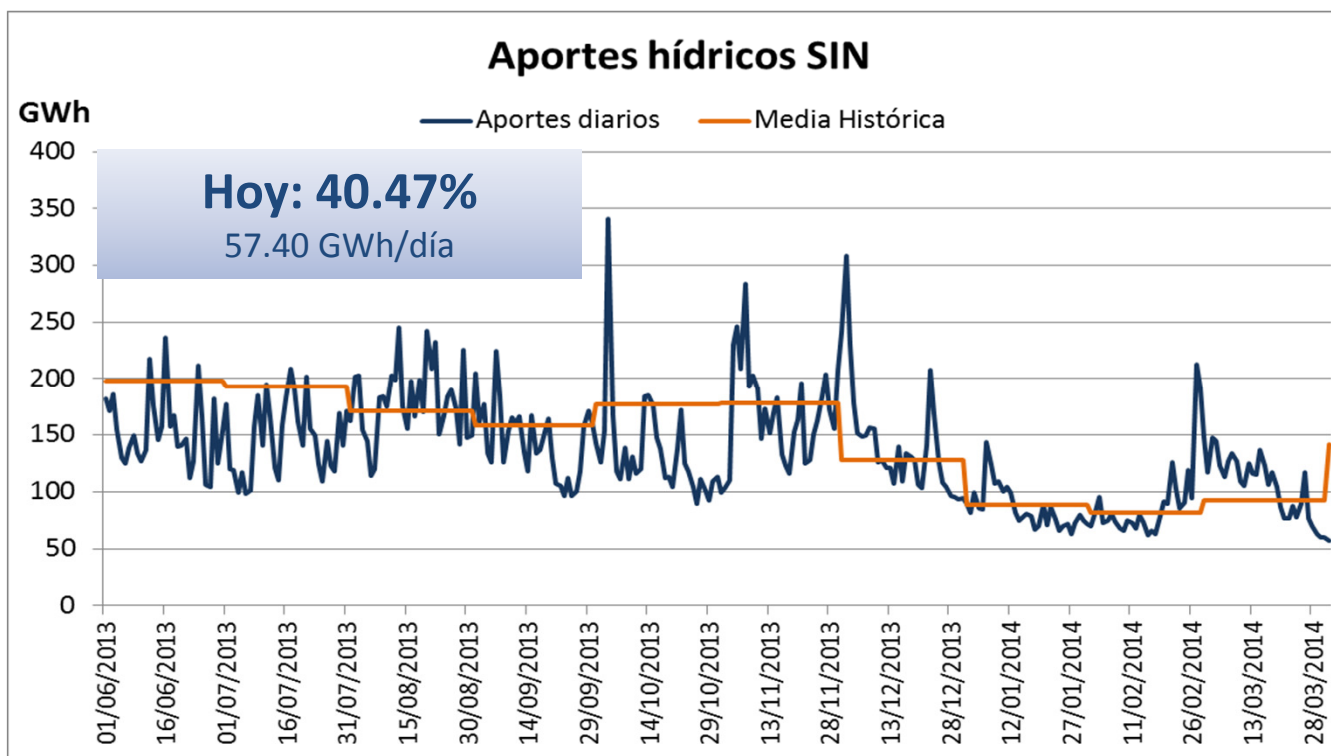
Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Datos hasta 01 de abril de 2014



filial de isa

Aportes hídricos



En marzo los aportes finalizaron en: 113.92%

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

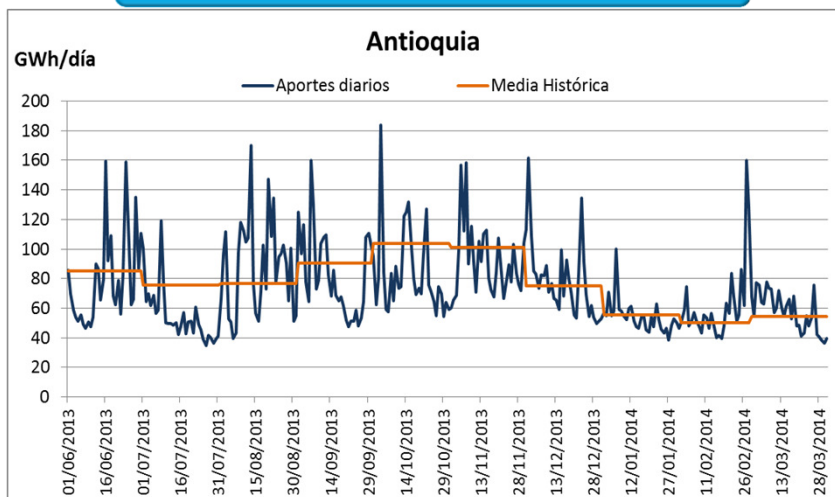
Aportes reales durante 2014

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh/día	85.5	90.2	105.8									

Datos hasta 01 de abril de 2014

Aportes regionales hasta 31 de marzo

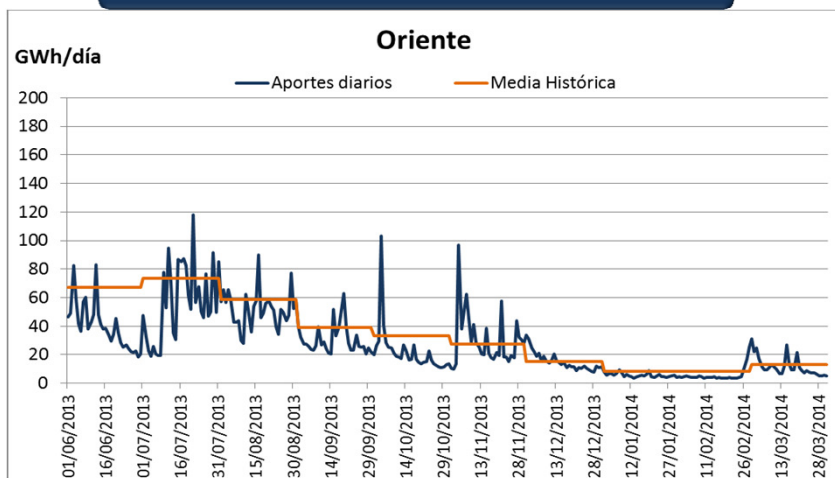
Antioquia: 105.7% - 57.8GWh/día



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

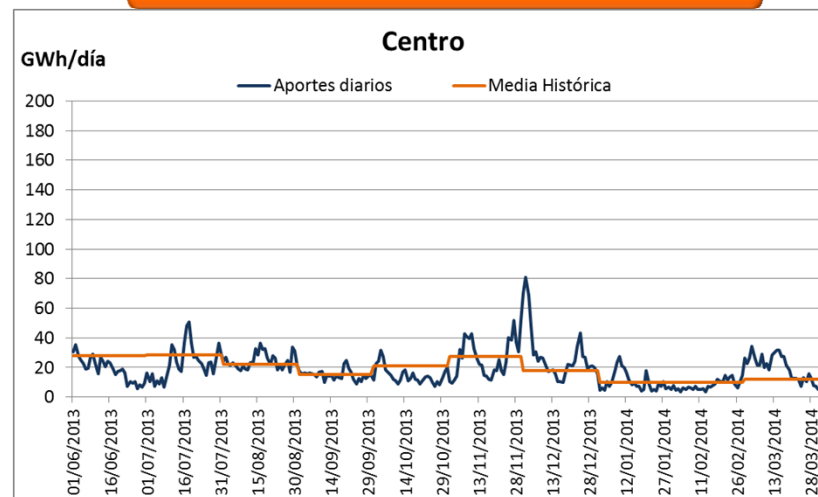
Oriente: 88.2% - 11.7GWh/día



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

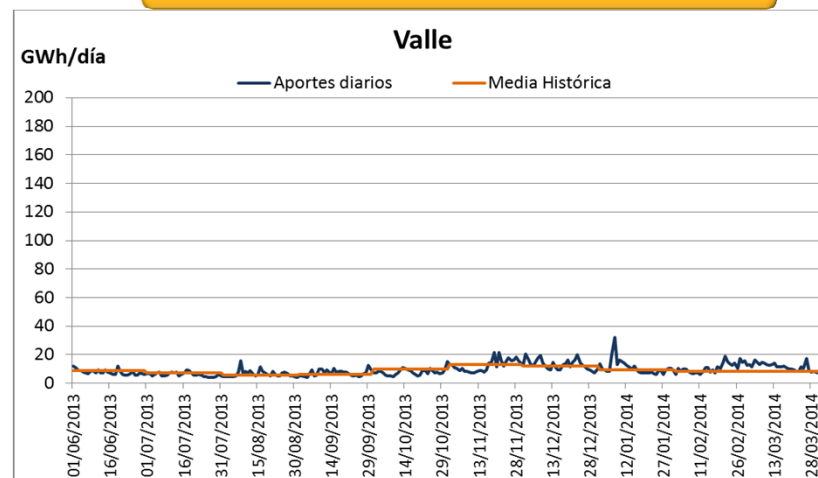
Centro: 164.2% - 19.8 GWh/día



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: 143.64% - 11.8GWh/día

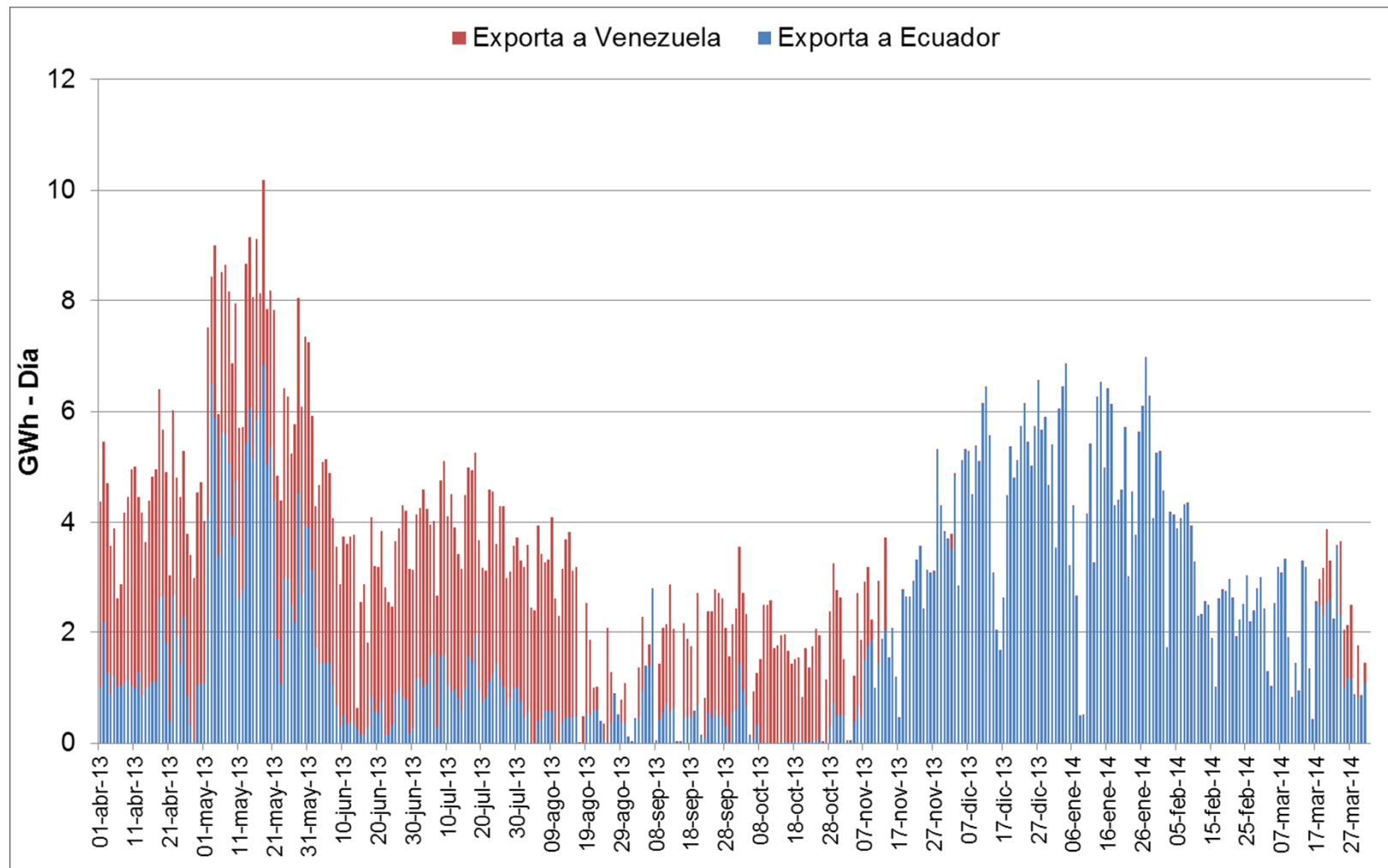


Media histórica de aportes

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 31 de marzo de 2014

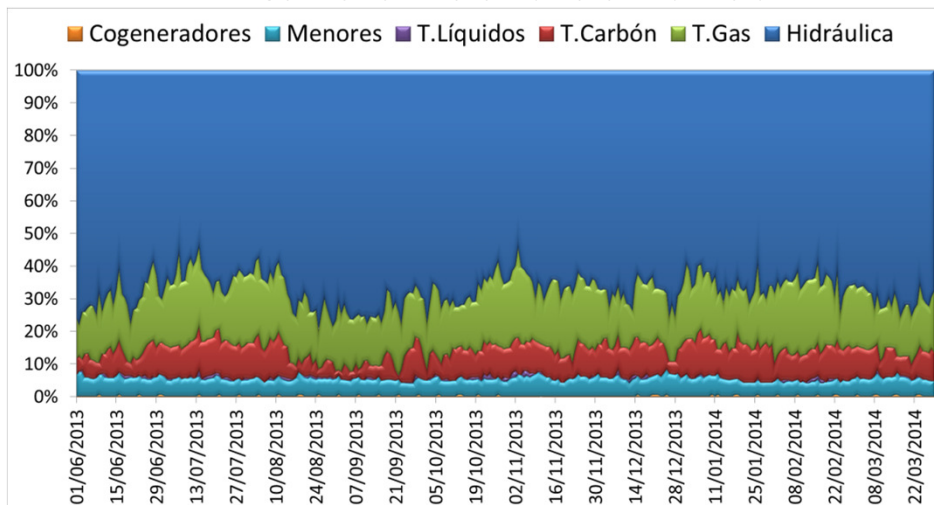
Exportaciones



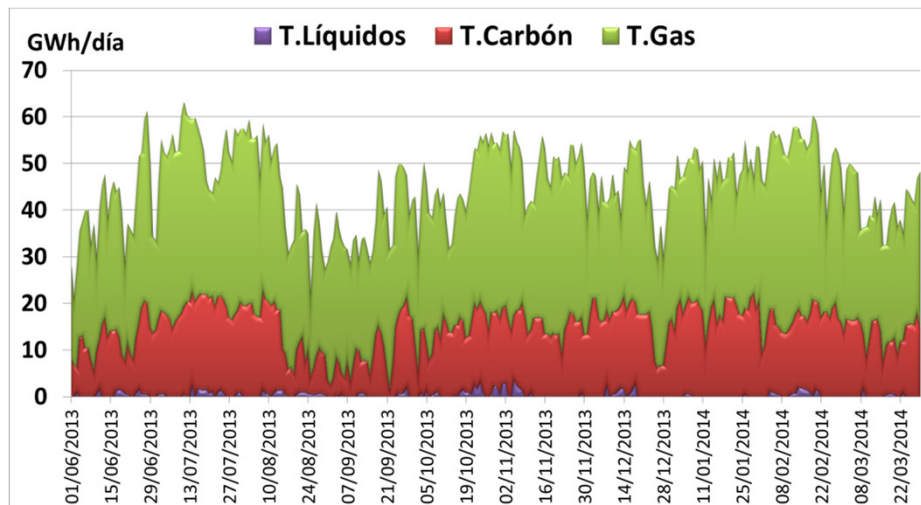
Datos hasta 01 de abril de 2014

Generación

Atención de la demanda



Generación térmica



Generación promedio día (GWh/día)								
	2013					2014		
	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
Hidráulica	115.62	124.29	115.95	111.02	116.82	112.71	116.01	121.47
Térmica	44.35	38.02	45.86	51.27	44.70	49.35	53.41	42.41
Gas	30.65	27.68	30.61	34.51	27.83	30.16	36.31	27.84
Carbón	12.74	9.67	14.17	15.19	15.92	18.82	16.11	14.02
Líquidos	0.95	0.68	1.08	1.57	0.95	0.36	0.99	0.55
Menores	8.56	8.05	8.22	9.73	9.68	8.46	7.74	9.02
Cogeneradores	1.10	1.10	1.09	0.77	1.04	1.07	1.15	1.15
Total	169.63	171.46	171.12	172.79	172.24	171.60	178.31	174.04

Datos hasta 31 de marzo de 2014

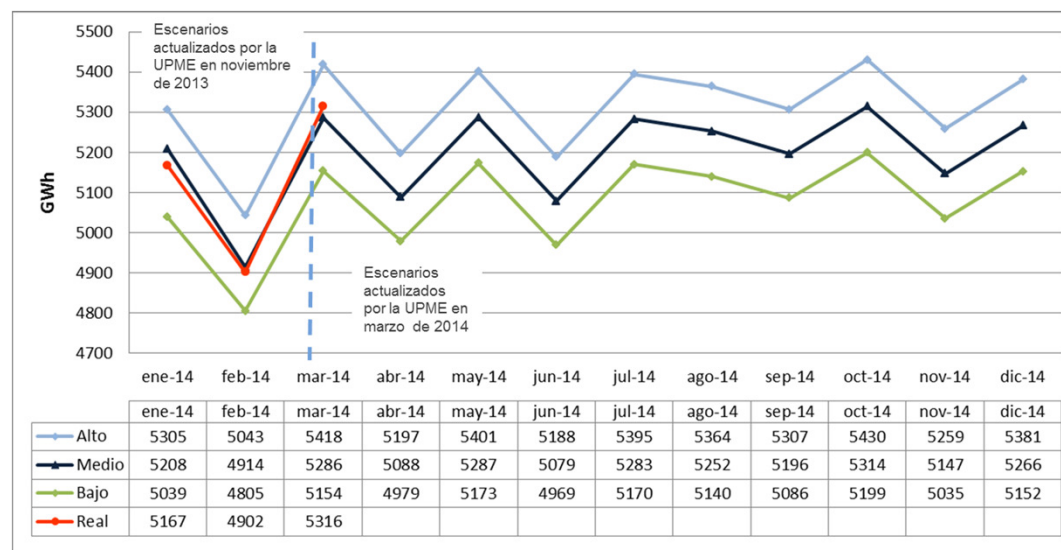
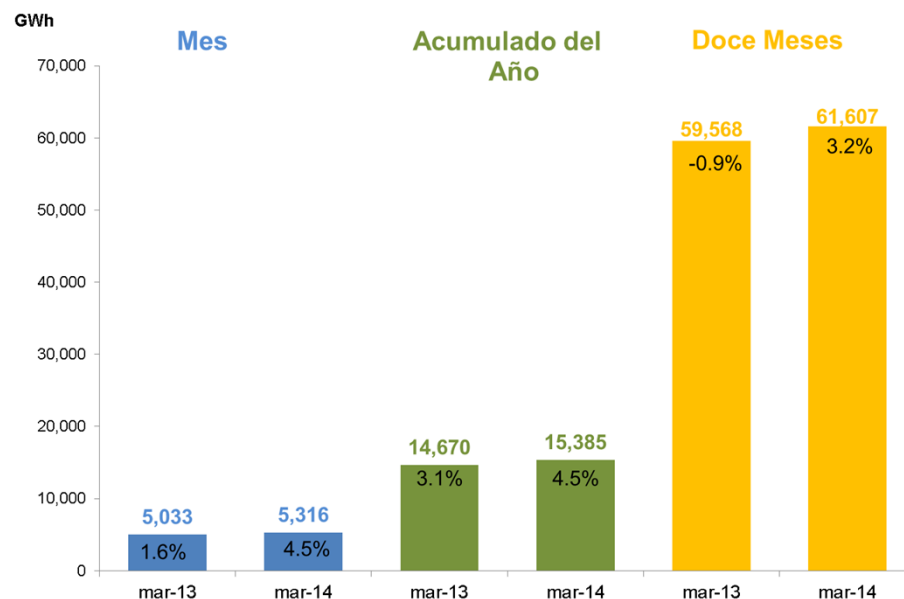


filial de isa

Todos los derechos reservados

Seguimiento demanda energía SIN – Marzo 2014

Preliminar



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

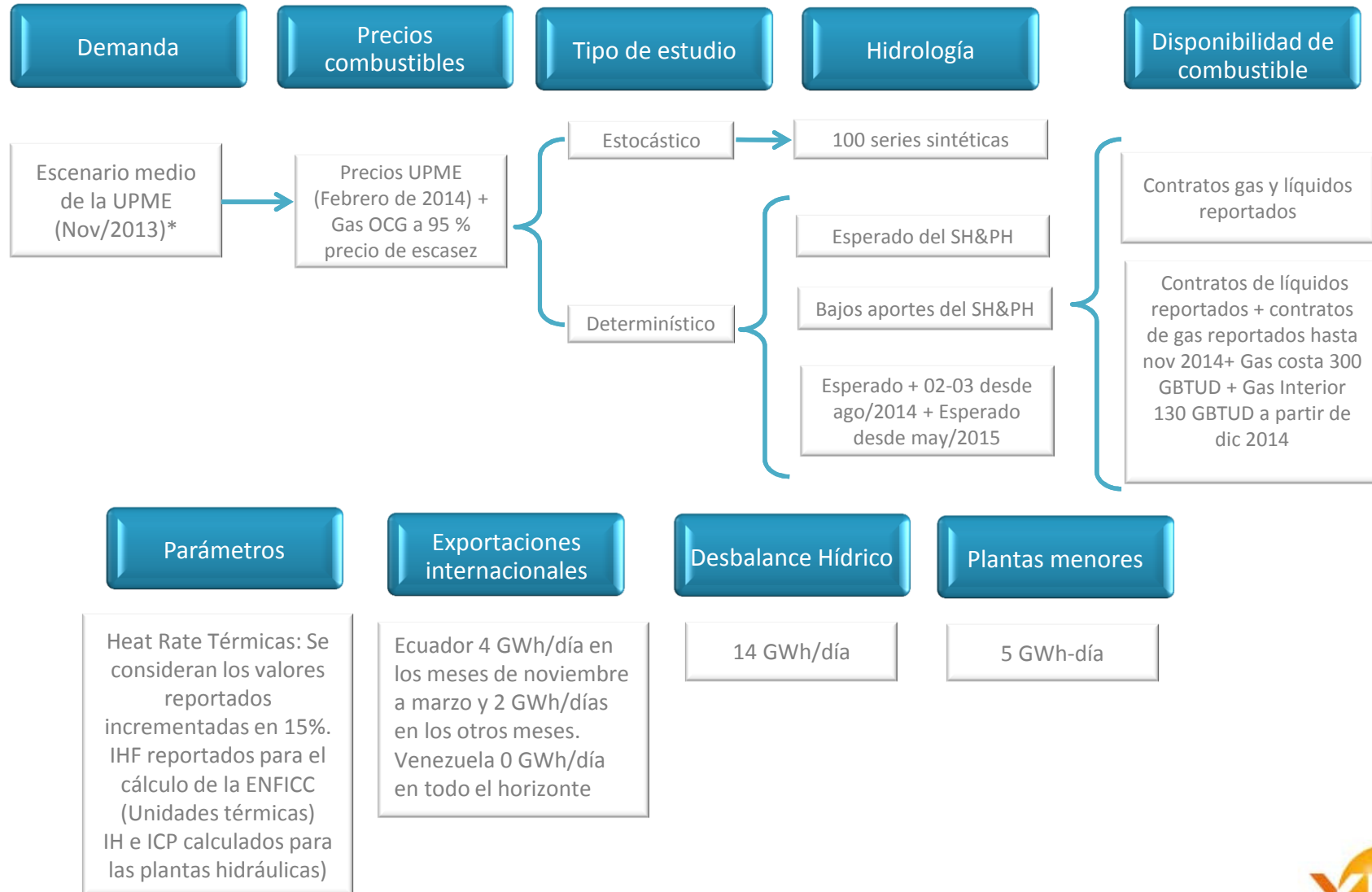
Panorama energético



■ filial de isa

Información Básica Simulaciones

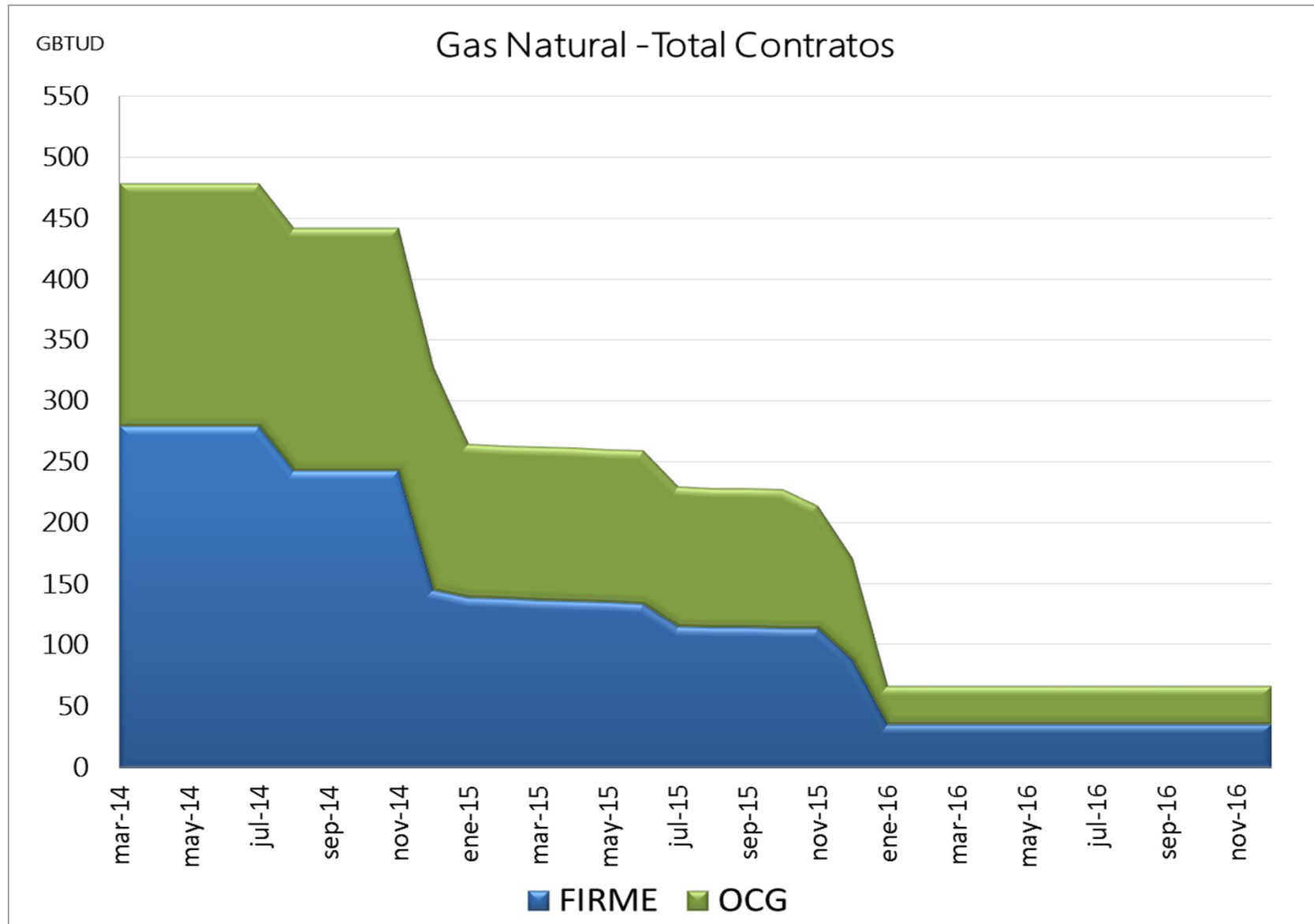
104 semanas (Abr/14 – Mar/16)



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

*El 01 de abril fue publicada por parte de la UPME la actualización de la demanda correspondiente a marzo 2014

Información de Contratos de gas considerada en los análisis

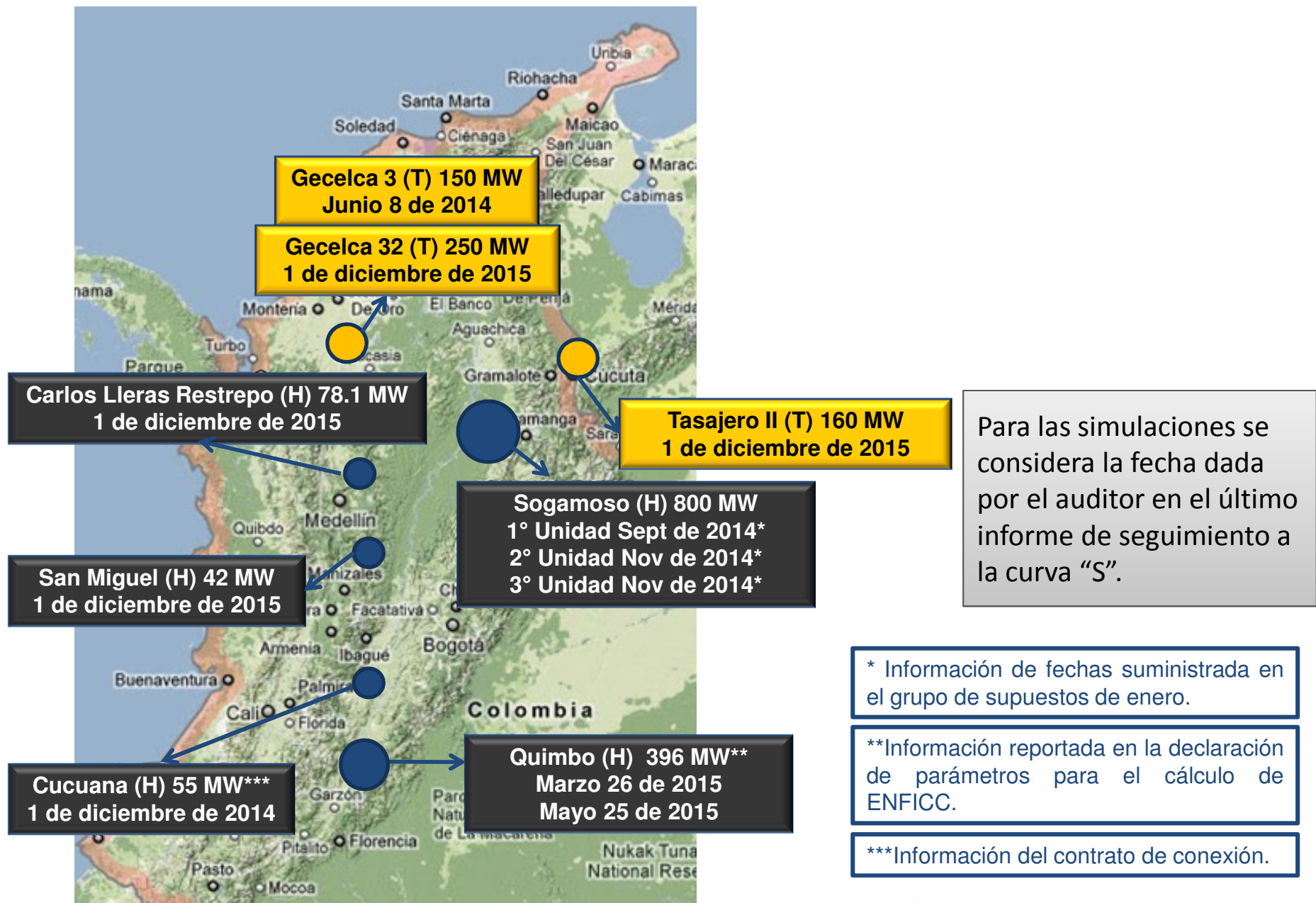


Se considera la información de Contratos reportada por los generadores.



filial de isa

Plan de expansión de generación mediano plazo



Resumen escenarios

Caso 1

Esperado + Contratos

Caso 2

Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad de 300 GBTUD en Costa y 130 GBTUD en interior

Caso 3

Bajos aportes + Contratos nov 2014 + Disponibilidad de 300 GBTUD en Costa y 130 GBTUD en interior

Caso 4

Esperado + Niño 2002-2003 desde 08/14 + Esperado desde 05/15 + Contratos nov 2014 + Disponibilidad de 300 GBTUD en Costa y 130 GBTUD en interior

Caso 5

Estocástico + Contratos

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

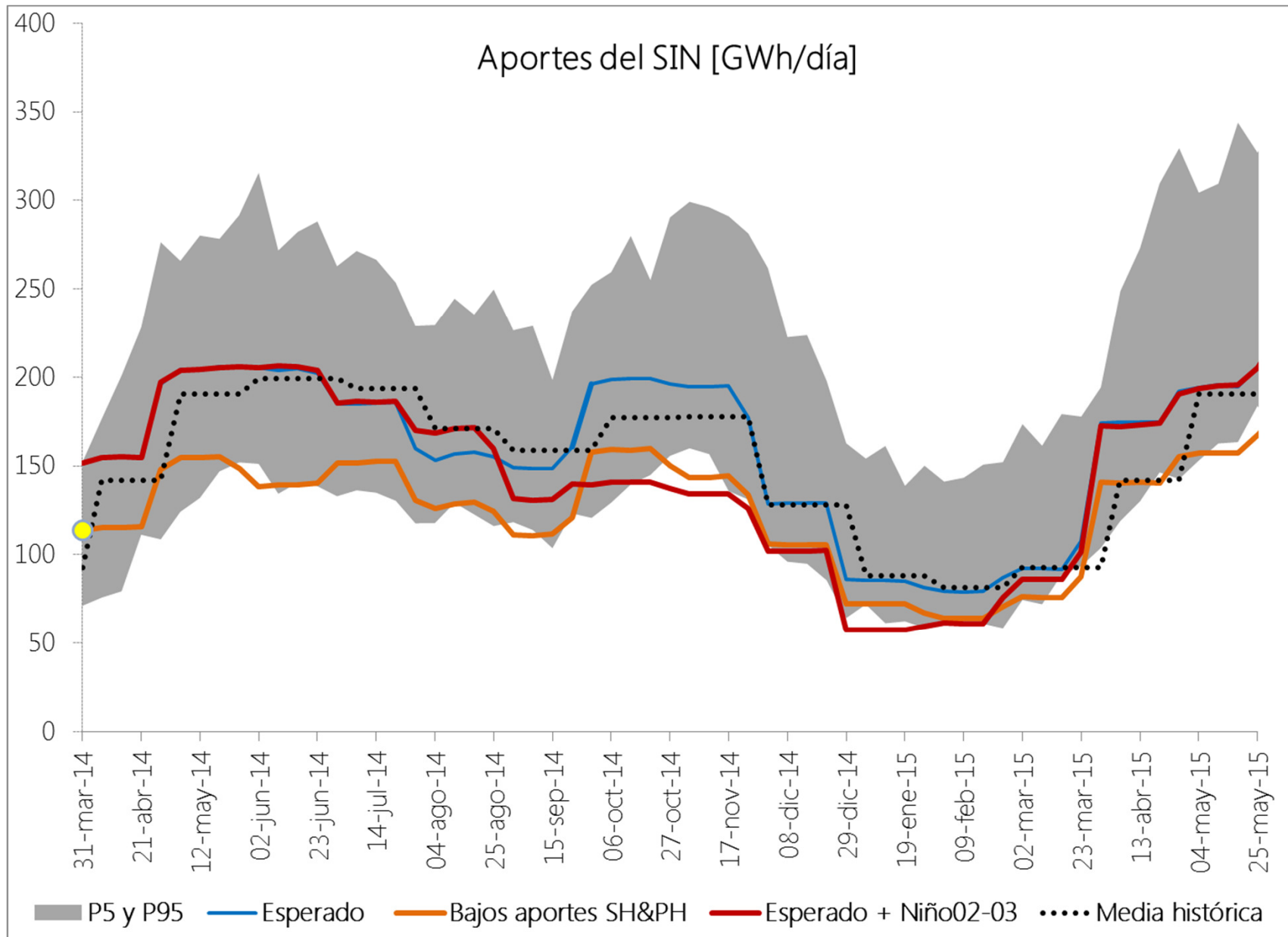
Se considera la información de Contratos reportada por los generadores.



■ filial de isa

Aportes hidrológicos (GWh/día)

Hidrología



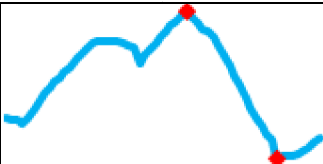
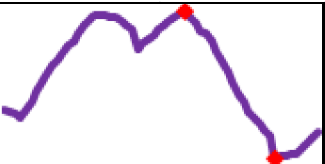
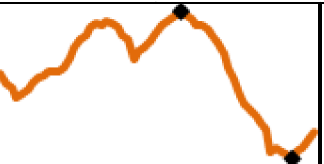
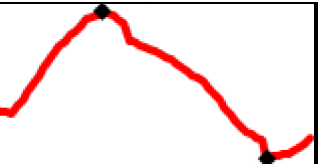
Resumen resultados análisis Determinísticos

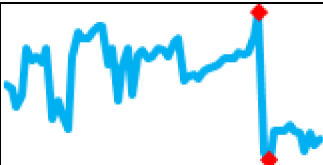
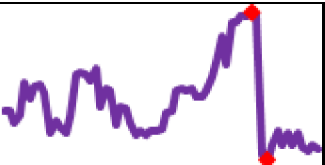
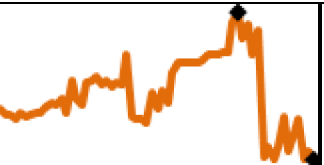
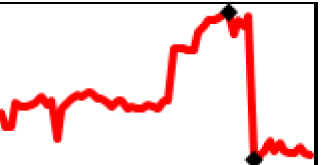
Caso 1

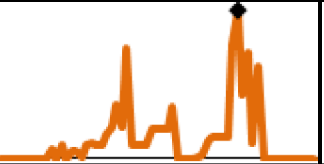
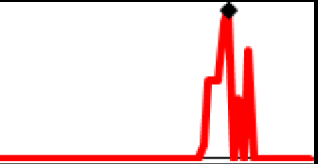
Caso 2

Caso 3

Caso 4

Evolución embalse (%)				
Máximo Invierno 2014	76.62%	68.41%	54.00%	75.82%
Mínimo Verano 2015	34.56%	35.32%	34.78%	32.10%

Generación Térmica (GWh/día)				
Promedio Verano 14-15	30.25	39.33	72.07	58.82
Maximo Semanal Verano	47.61	63.66	97.70	83.21

Generación Térmica Combustibles Líquidos (GWh/día)				
Promedio Verano 14-15	0.15	0.00	4.50	1.38
Maximo Semanal Verano	2.38	0.00	22.41	6.45

Caso 1 Esperado + Contratos

Caso 3 Bajos aportes + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 2 Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 4 Esperado + Niño 2002-2003 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Resumen resultados análisis Determinísticos

Caso 1

Caso 2

Caso 3

Caso 4

Consumo Gas Costa (GBTUD)				
Promedio Verano 14-15	103.93	137.56	261.56	231.75
Maximo Verano	156.99	263.94	300.00	300.00
Consumo Gas Interior (GBTUD)				
Promedio Verano 14-15	12.13	76.49	117.08	93.37
Maximo Verano	19.07	125.70	130.00	130.00
Consumo Líquidos (GBTUD)				
Promedio Verano 14-15	2.03	0.00	49.44	16.62
Maximo Verano	31.97	0.00	234.34	78.62

Caso 1 Esperado + Contratos

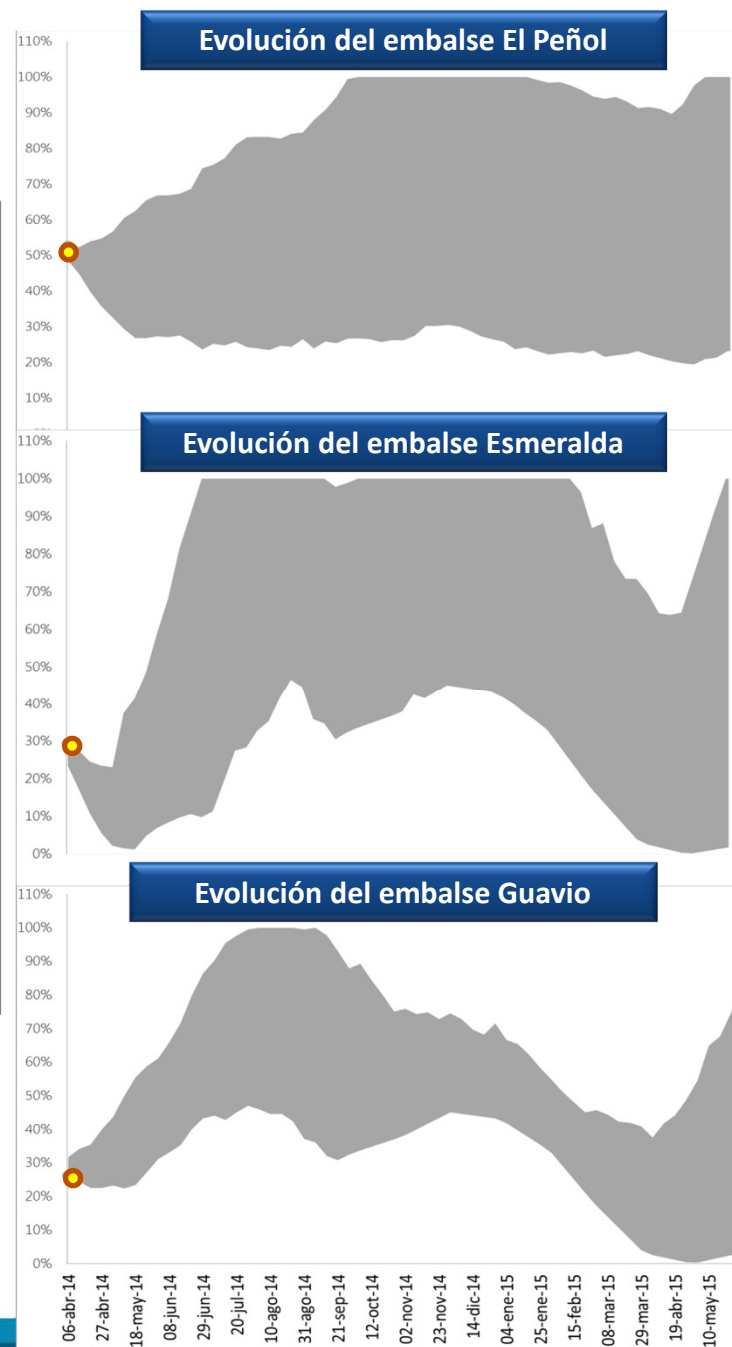
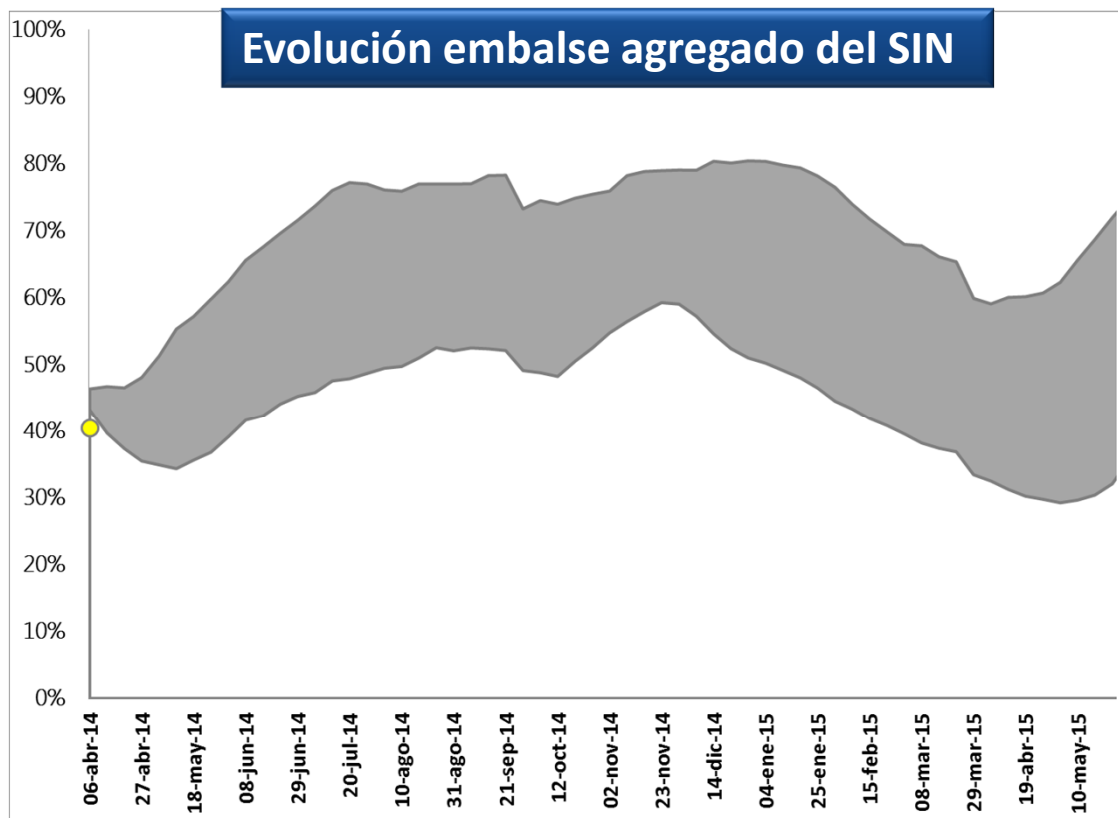
Caso 2 Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Caso 3 Bajos aportes + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

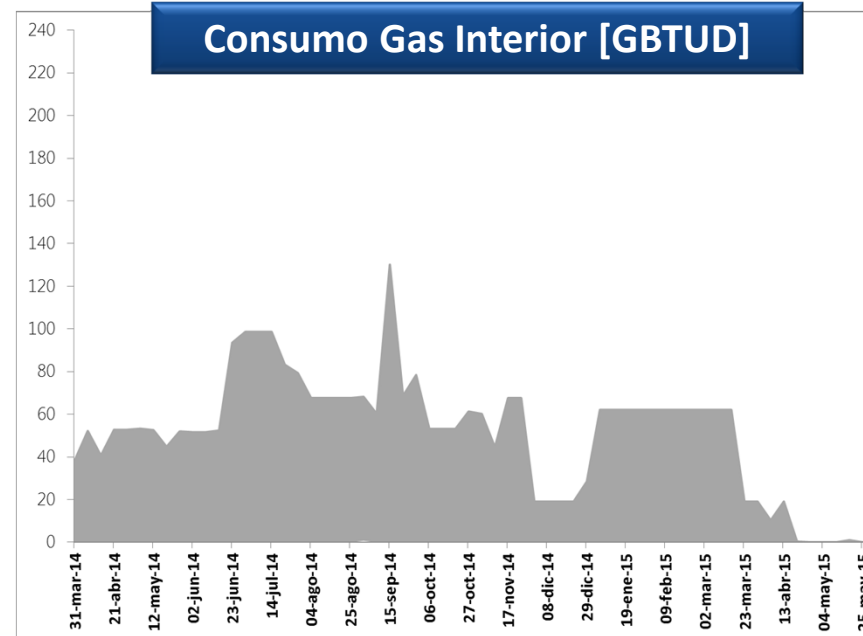
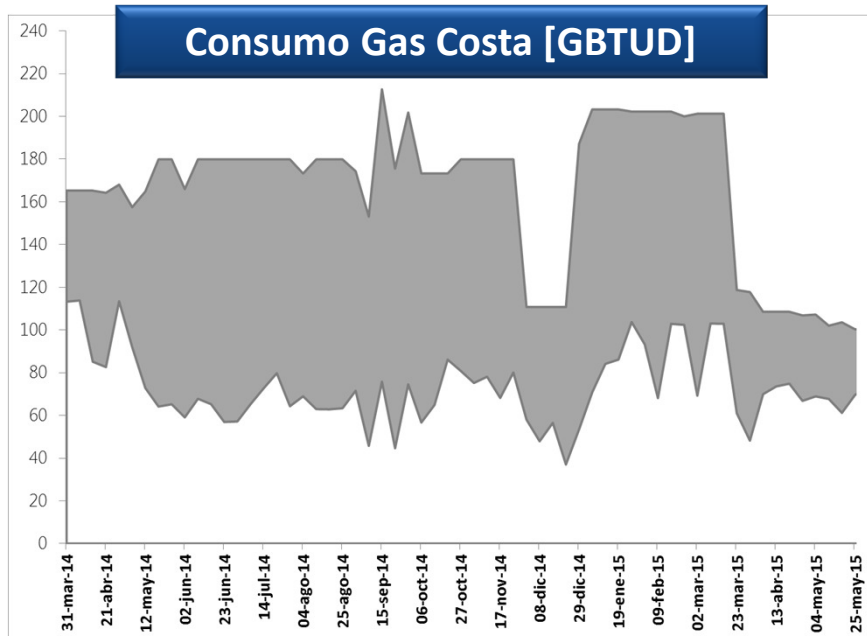
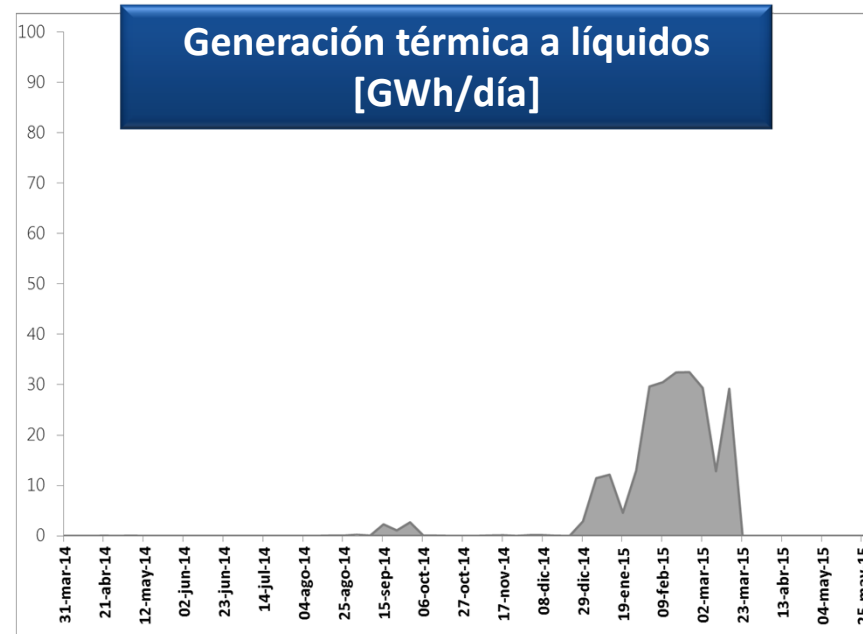
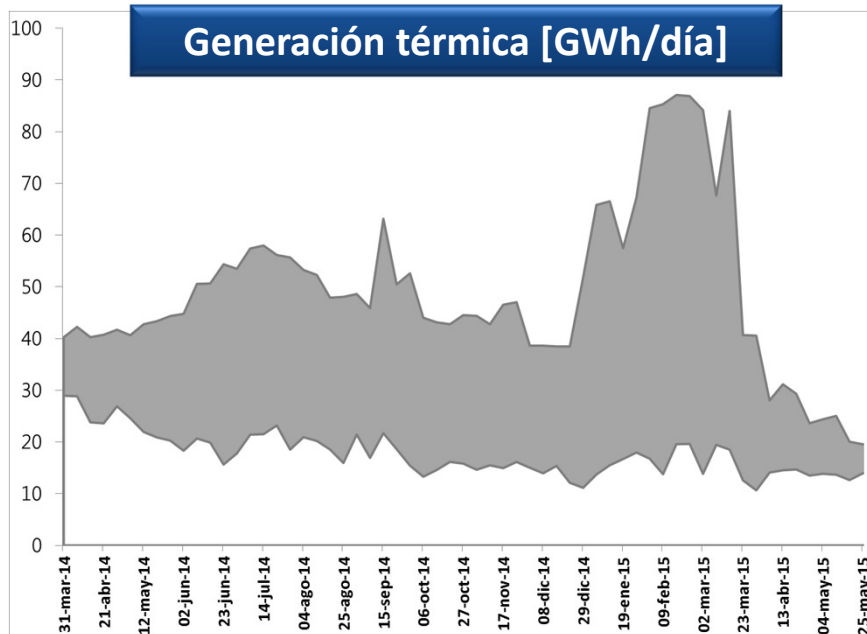
Caso 4 Esperado + Niño 2002-2003 + Esperado + Contratos nov 2014 + Disponibilidad

Resumen resultados análisis Estocástico

Caso 5



Resumen resultados análisis Estocástico



Conclusiones

1. Con la información y escenarios considerados en el modelo energético, se observa que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda nacional en forma satisfactoria.
2. 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 que pueden alcanzar cerca de los 50 GWh/día para el verano 2014-2015 .
3. Los escenarios de bajos aportes hidrológicos, indican que los niveles de exigencia de generación térmica para la temporada seca 2014-2015 superan los 70 GWh/día alcanzando valores superiores a 90 GWh/día, requiriendo generación con combustibles líquidos.
4. 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).
5. 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. Es de importancia iniciar el seguimiento al desarrollo del proyecto de regasificación en la costa Atlántica.	CACSSE
Se requiere realizar un seguimiento a la ocurrencia de fenómenos hidroclimáticos y su incidencia a los aportes hídricos de los principales embalse del SIN.	IDEAM

Varios



■ filial de isa



Entrada en operación de proyectos

Proyectos que entraron en operación en marzo y abril de 2014

- ✓ Unidad 5 de la planta Darío Valencia Samper 50 MW **EMGESA**. (Abril 2 de 2014).
- ✓ Subestación La Mojana 110 kV y línea San Marcos – La Mojana 110 kV **ELECTRICARIBE** (Marzo 31 de 2014).
- ✓ Planta El Popal 19.9 MW **LA CASCADA**. (Marzo 31 de 2014).
- ✓ Subestación San Lorenzo 115 kV **EPM** (Marzo 28 de 2014).
- ✓ Transformador Termocandelaria 5 150 MVA 220/110 kV y bahía de transformador 115 kV **ELECTRICARIBE** (Marzo 5 de 2014).



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

Proyectos próximos a entrar en operación

- ⌚ Normalización subestación El Siete 115 kV **DISPAC** (Abril 15 de 2014).
- ⌚ Transformador Sabanalarga 90 MVA 220/110/13.8 kV en paralelo con el actual compartiendo bahías de 220 kV y 110 kV **ELECTRICARIBE** (Abril 24 de 2014).
- ⌚ Conexión temporal en T de la carga de Drummond a la línea Fundación - Santa Marta 220 kV **TRANSELCA** (Abril 29 de 2014).
- ⌚ Planta Salto II 35 MW **EMGESA** (Abril 30 de 2014).
- ⌚ Normalización subestación El Siete 115 kV **DISPAC** (Abril 15 de 2014).
- ★ ⌚ Normalización subestación Sur 115 kV y línea Oriente – Sur 115 kV **ELECTROHUILA** (Abril 30 de 2014).

Situación normalización subestación el Siete 110 kV y cierre anillo Bolombolo – Barroso – El Siete – Quibdó – Cértégui – Virginia 110 IV



La conexión de la planta Barroso de 19.9 MW fue aprobada por la UPME condicionada a la normalización subestación el Siete 110 kV y cierre anillo Bolombolo – Barroso – El Siete – Quibdó – Cértégui – Virginia 110 kV

Antecedentes

Septiembre 14 de 2011

La UPME emitió concepto de conexión a la planta Barroso condicionado a la entrada en operación de la subestación El Siete 110 kV y a la operación cerrada del anillo.

Noviembre 13 de 2012

La UPME emitió el concepto aprobatorio para la normalización de la subestación El Siete 110 kV, con fecha de entrada en operación el 31 de julio de 2013.

Noviembre 14 de 2012

La UPME emitió concepto de viabilidad de la conexión de planta Barroso mediante la conexión temporal al circuito radial Barroso – Bolombolo 110 kV hasta el *31 de julio de 2013*, fecha en la cual se esperaba la entrada en operación la subestación El Siete 110 kV y operación cerrada del anillo.

Noviembre 30 de 2012

Entró en operación comercial la planta Barroso.

Julio 31 de 2013

Previo solicitud de EPM, la UPME encuentra viable ampliar el plazo de la conexión temporal de la planta Barroso hasta el *31 de enero de 2014* manteniendo las condiciones establecidas en el concepto del 14 de noviembre de 2012.

Enero 31 de 2014

Previo solicitud de EPM y DISPAC de aplazar la conexión temporal de la planta Barroso hasta el *15 de abril de 2014*, la UPME encuentra viable el aplazamiento siempre y cuando se mantengan las condiciones establecidas en el concepto del 14 de noviembre de 2012.



Situación actual

Aún no está declarada en operación la subestación El Siete 110 kV y no está operando cerrado el anillo. La red está operando de la siguiente manera:

- Normalmente abierto en Quibdó el circuito El Siete – Quibdó 110 kV.
- Normalmente cerrado el corredor Bolombolo – Barroso – El Siete 110 kV

Nota: Las anteriores son las condiciones operativas dadas por la UPME en el concepto del 14 de noviembre de 2012.

Condición operativa

Se debe definir la situación operativa de la planta Barroso en cuando a la conexión al STR de EPM a partir del **15 de abril de 2014**, en caso de no cumplirse los requerimientos establecidos por la UPME.



Estado de la supervisión

Estado de la Supervisión STR

(Cumplimiento Res. CREG 094/2012)

Empresa	2013	2014		
	Nov. 10	Ene. 20	Feb. 15	Mar. 20
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	95,5	95,5	100	100
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	5,9	5,9	11,8	70,6 ↑
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	100	100	100	100
CODENSA S.A. E.S.P.	93,8	95,2	98,2	98,2
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	47,4	42,1	75	94,7 ↑
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	86,7	100	100	100
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	50	61,8	61,8	73,5 ↑
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	100	100	100	100
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	95,9	95,9	100	100
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	81,3	81,3	93,8	93,8
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	100	100	100	100
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.	40	40	75	75
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	100	100	100	100
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	33,3	33,3	33,3	33,3
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	75	75	100	100
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	80	100	100	100
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	0	0	0	66,7 ↑
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	100	100	100	100
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	50	50	50	50
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	100	100	100	100
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	100	100	100	100
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	100	100	100	100
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	97,1	97,1	99,4	99,4

Integración de activos:

- Varios activos por 115 kV en S/E Jamondino, Catambuco, Pasto y Panamericana.
- S/E Popayán 115 kV.
- Bahías de línea de S/E Real de Minas 115 kV.
- S/E Puerto Caicedo 115 kV.

Estadísticas presentados en porcentaje (%)



filial de isa



Taller de restricciones

Contenido de los talleres de Restricciones realizados

Primer Taller de Restricciones 2011/11/23

- Análisis Restricciones en la Planeación
- Identificación y asignación de Restricciones en el Despacho y Redespacho diario
- Liquidación de las Restricciones
- Información histórica de las Restricciones

Segundo Taller de Restricciones 2012/07/26 y 27

- Presentación del Marco Regulatorio
- Identificación de restricciones en el sistema - Planeación eléctrica
- Análisis general de restricciones
- Ejemplo de Aplicación (Caso real área Caribe)
- Ejemplo de Aplicación (Caso real área Nordeste)
- Construcción por Mesas de Trabajo

En los talleres se contó con la participación de representantes de los diferentes segmentos de la cadena y de otras entidades o agremiaciones como: CAPT, UPME, CNO, CREG, ACOLGEN y ANDEG

Conclusiones y recomendaciones para el desarrollo de nuevas propuestas

Propuestas	Avances
- Es importante dar agilidad a la publicación definitiva de la Resolución CREG 198 -2011 - Para los proyectos en el STR se debe definir un esquema de seguimiento tipo curva S.	La CREG publicó el 15 de marzo de 2013, la Resolución 024 de 2013 “Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional mediante Procesos de Selección.”
Es necesario el refuerzo de la UPME para que los proyectos se definan con más prontitud y eficiencia.	El MME publicó el Decreto N° 1258 del 17 de junio de 2013 “Por medio del cual se modifica la estructura de la UPME”
Se deben acercar los criterios de evaluación de proyectos de UPME y XM. Además procurar abordar en la expansión temas de red degradada.	La CREG publicó el 5 de abril de 2013, la Resolución 044 de 2013 “Por la cual se modifica y adiciona el Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional que hace parte de la Resolución CREG 025 de 1995, mediante la cual se adopta el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.”
El CNO debe ser mas activo en el seguimiento de los costos, magnitud de generaciones de seguridad y de los proyectos y soluciones.	Se presenta por parte de XM el informe trimestral de restricciones y el informe de planeamiento operativo de mediano plazo al CNO para hacer seguimiento a las restricciones. El CNO aprobó el Acuerdo 670 “Por el cual se aprueba la metodología para el seguimiento de proyectos de generación, del Sistema de Transmisión Nacional y de los Sistemas de Transmisión Regionales.”
- Es necesaria una revisión regulatoria al tema de clasificación y asignación del costo de las restricciones en el SIN. - Es necesario una revisión regulatoria a las configuraciones de las plantas de ciclo combinado. - Incluir un criterio probabilístico en la evaluación de las fallas de los activos del STR y STN para la definición de las generaciones de seguridad.	

Acta 370 del CNO

“XM presentó las conclusiones del segundo taller de restricciones que se celebró los días 26 y 27 de julio. El Consejo acuerda que se contextualicen y desarrollen antes de su envío a la CREG, para que se den las señales adecuadas; adicionalmente, considera importante llevar a cabo un tercer taller centrado en el tema de los costos de restricciones, los criterios para establecer generaciones de seguridad y su impacto económico en la demanda, y concluye que una vez se tengan los resultados de este último taller, se reúnan las conclusiones de los tres Talleres para enviar a la CREG. El Consejo felicita a XM por la organización y desarrollo de este segundo Taller.”

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





Plan de defensa

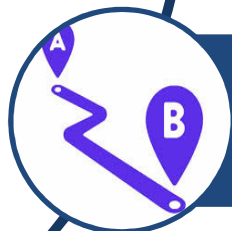
CONTENIDO



Antecedentes



Descripción general del Proyecto



Resultados – Mapa de ruta

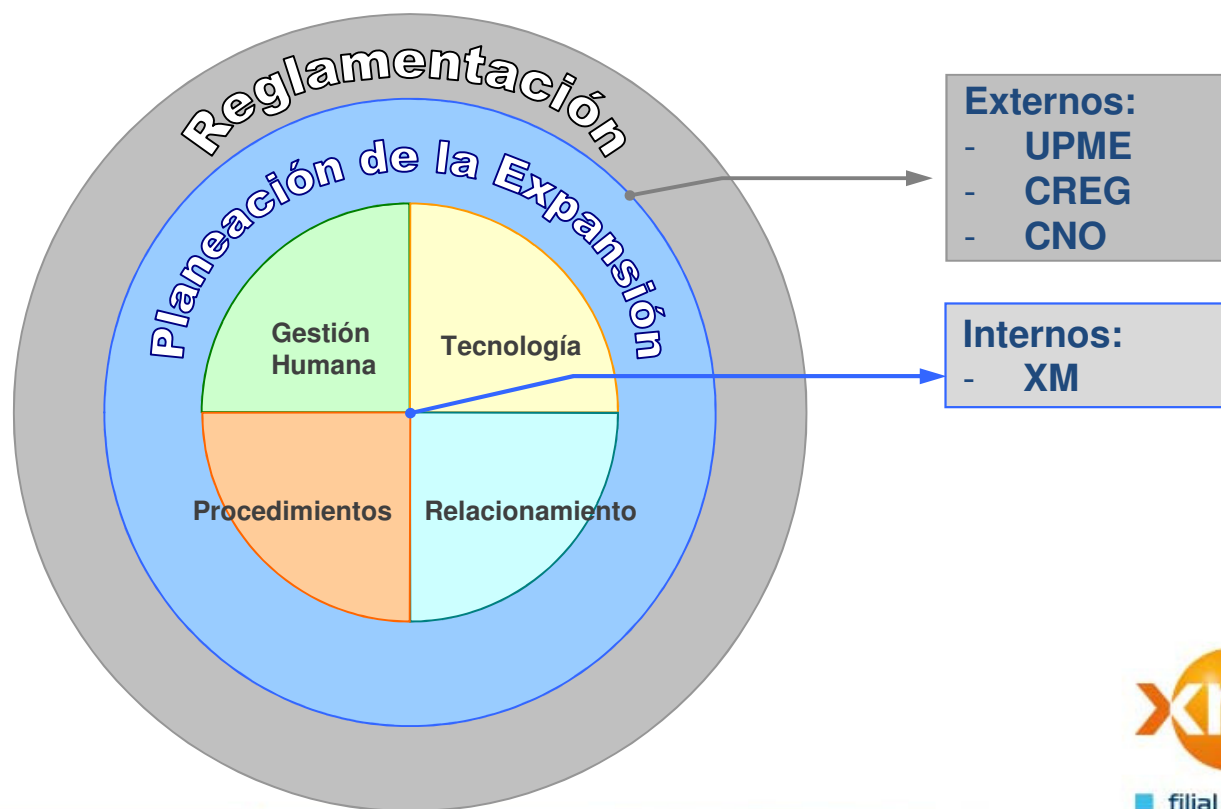
Antecedentes

2007

Apagón total del Sistema Interconectado Nacional Colombiano: jueves 26 de abril a las 09:58 horas



Principales acciones de XM para minimizar los riesgos de colapso ante eventos de gran magnitud en el SIN



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



■ filial de isa

Proyecto: *PLANES DE DEFENSA DEL SIN*

-Descripción general-

Referenciamiento Internacional



Normatividad
Colombiana



Prácticas
Internacionales



Recomendación de acciones a

Planeación de la operación
del SIN – Roles y
responsabilidades



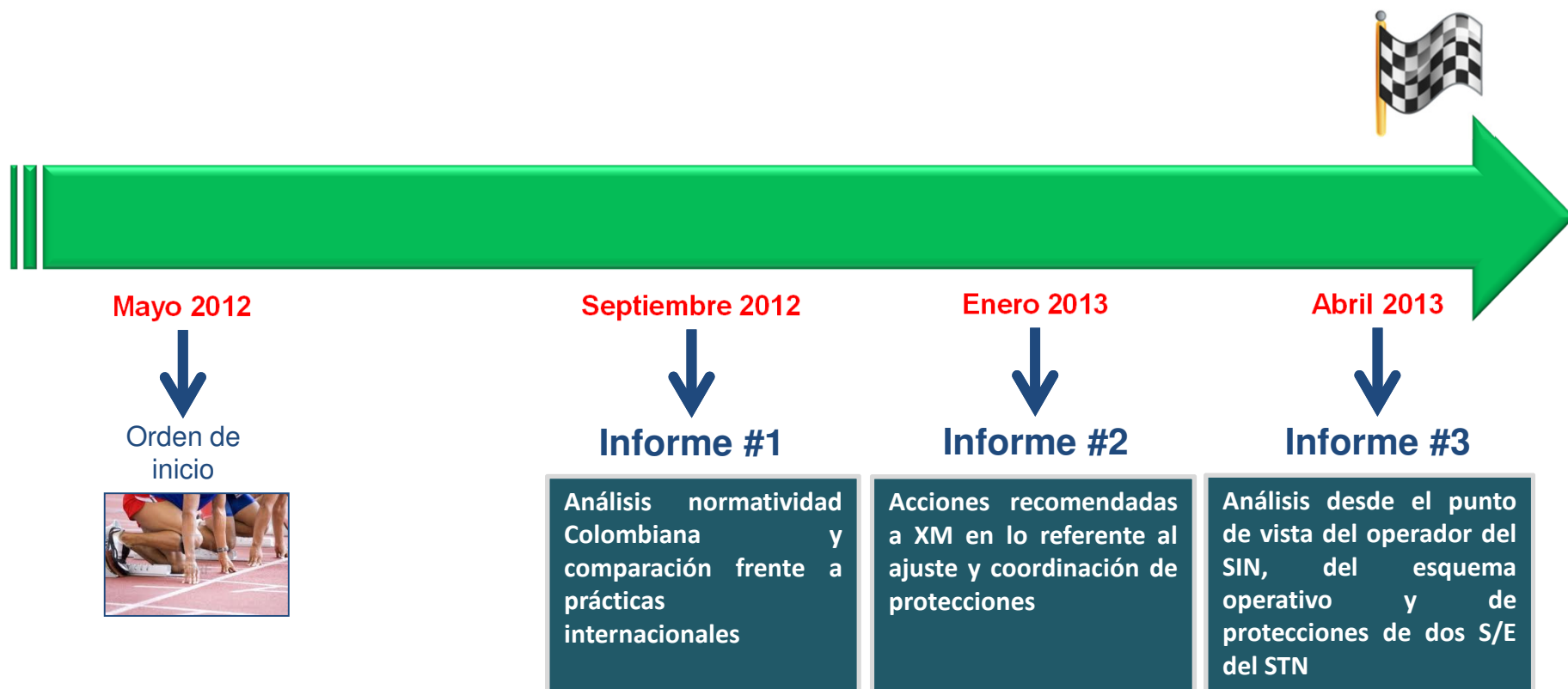
Coordinación de
protecciones



... Para una operación segura y confiable del SIN

Proyecto: *PLANES DE DEFENSA DEL SIN*

-Cronograma general-



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



■ filial de isa

Proyecto: *PLANES DE DEFENSA DEL SIN*



-Experiencia de los consultores-



Solveig Ward

- ✓ 34 años en la industria de las protecciones eléctricas
- ✓ Chair del “*System Protection Committee*” de IEEE
- ✓ Diseño y aplicaciones de relés de protección
- ✓ Posee una patente en el campo de las protecciones (recierres)



Eric Udren

- ✓ 40 años en la industria de las protecciones eléctricas
- ✓ Vice-Chair del “*Relaying Communications Subcommittee*” de IEEE
- ✓ Trabajó para la National Electric Reliability Council (NERC)
- ✓ Autor de numerosas publicaciones técnicas en protecciones y telecomunicaciones



Tom Gentile

- ✓ 33 años de experiencia en planeación de sistemas de potencia
- ✓ Chair IEEE-USA *Energy Policy Committee*
- ✓ Chair del *New York State Reliability Council*
- ✓ Trabajó para la NERC
- ✓ Director de Planeación de National Grid (2000 – 2006)



Hans Candia



**David
Elizondo, PhD**

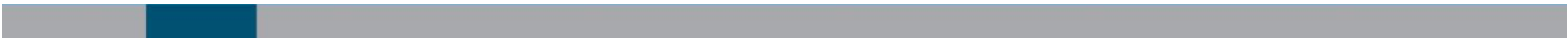
- ✓ Líderes administrativos del proyecto
- ✓ Amplia experiencia en protecciones, control y construcción de S/E's
- ✓ El Dr. Elizondo obtuvo su PhD en Virginia Tech desarrollando investigaciones en el campo de las fallas ocultas



■ filial de isa



Resultados – Mapa de ruta



Proyecto: MAPA DE RUTA PLANES DE DEFENSA DEL SIN

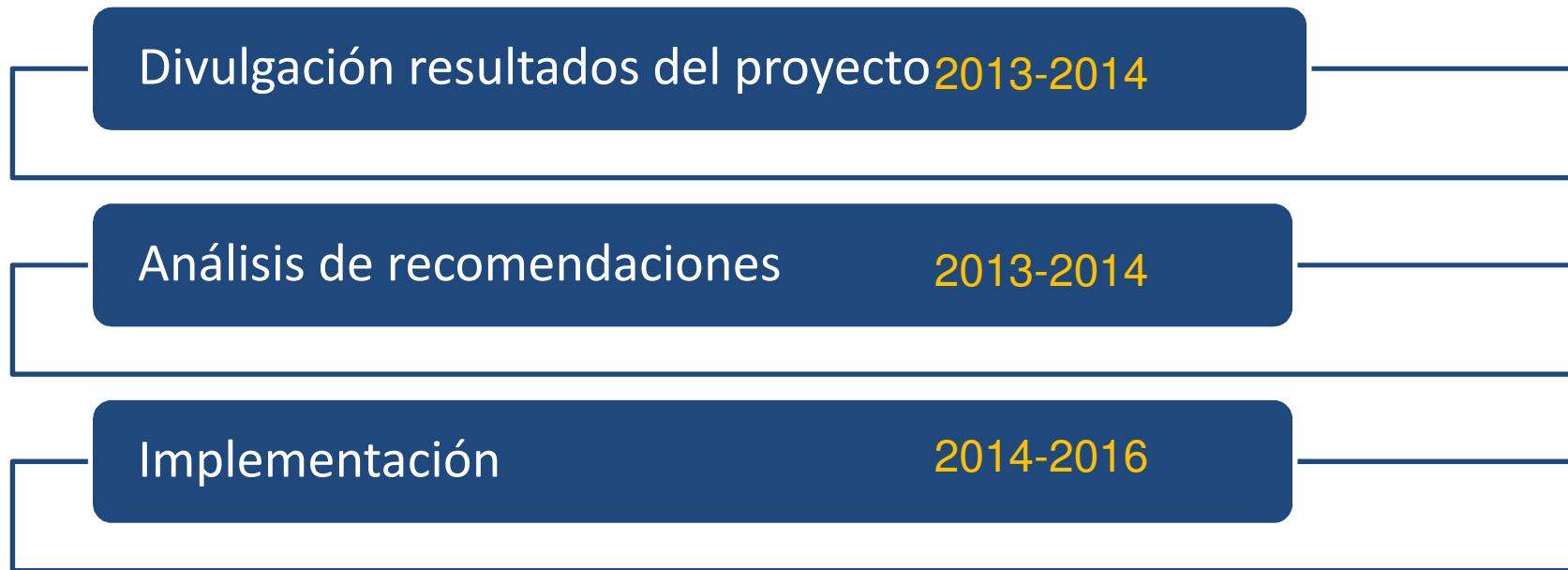


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



■ filial de isa

ESTRATEGIA IMPLEMENTACIÓN PLAN DE DEFENSA



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

ANÁLISIS APLICABILIDAD DE RECOMENDACIONES



- Evaluación Potencia Reactiva
- Robustez del SIN
- Análisis de criticidad de S/E's
- Nuevas metodologías para evaluación del EDAC
- Localización del AGC
- Tiempos críticos de despeje de fallas
- Especificación de datos As-Built
- Actualización guías de protecciones



PUBLICACIONES

- PAC World Magazine
- IEEE Power Transact
- CIER



PROYECTOS PREVIOS

- Modelos de carga
- Software análisis de maniobras
- Modelos de generadores

SEMINARIO INTERNACIONAL DE ANÁLISIS DE EVENTOS Y PROTECCIONES

- Nuevos desafíos para incrementar la confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia



Septiembre 2014						
Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30				

Temas:

- Estado del Arte en Análisis de Perturbaciones en Sistemas de Potencia
- Red de Medición Fasorial, el nuevo paradigma en Análisis de Eventos
- Protecciones Sistémicas y su impacto en la Operación de los Sistemas de Potencia
- Marco Regulatorio aplicable a los Análisis de Eventos y Protecciones
- Experiencias del CND en metodologías para Análisis de Eventos y desarrollo de planes de defensa para el Sistema de Potencia Colombiano
- Experiencias y desarrollos de Sistemas de Medición Control y Protección de Área Amplia (WAMPACS)
- Comportamiento de los generadores ante perturbaciones.
- Experiencias y lecciones aprendidas en *black-out*.





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”.
- Resolución CREG 022: Por la cual se aprueba el ingreso regulado total de carácter transitorio al Grupo de Generadores Térmicos (GT).
- Resolución CREG 025: Por la cual se define nuevo plazo para acogerse a la opción para asignaciones del cargo por confiabilidad con gas natural importado (OPACGNI) para el período 2015-2016 para las plantas del grupo térmico.
- Resolución CREG 028: proyecto de resolución “Por la cual se modifica la Resolución CREG 122 de 2003 – Agente Generador como Frontera principal”.
- Resolución CREG 033: proyecto de resolución “Por la cual se modifica la fecha de entrega de contratos construcción infraestructura Gas Natural Importado para OPACGNI 2015-2016 para las plantas del grupo térmico”.

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



■ filial de isa

Nuevas Resoluciones

- Resolución CREG 034: proyecto de resolución “Por la cual se modifica la fecha para la finalización del proceso de la auditoría de contratos y documentos de logística de combustibles líquidos para el período 2014-2015”.
- Resolución CREG 035: Por la cual se establece un plazo para la aplicación de la Resolución CREG 203 de 2013. (nuevas disposiciones relacionadas con la Demanda Desconectable Voluntaria).



■ 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



EDAC

Conclusiones y recomendaciones de la evaluación del EDAC

- Durante el último año el desempeño del EDAC fue adecuado, deslastrando en cada caso la carga necesaria para llevar la frecuencia del SIN a su valor normal de operación.
- De acuerdo con los análisis de los eventos del 2013, la actuación del esquema es confiable para cubrir desbalances generación-demanda en el SIN, por lo cual se recomienda la continuidad del esquema actual para el período 2014-2015.
- Dado que en el año 2013 se realizaron pruebas a las etapas 1, 2 y 3, se recomienda realizar pruebas a las etapas 4, 5 y 6 en el año 2014.



Esquema propuesto

Se propone mantener los ajustes vigentes durante el período 2014-2015

ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA 2014						
Etapas	Ajustes Umbral		Desconexión de Carga [%]	Ajustes df/dt		
	Frecuencia [Hz]	Retardo Intencional [ms]		Frecuencia [Hz]	df/dt [Hz/s]	Retardo Intencional [ms]
1	59.4	200	5			
2	59.2	200	5			
3	59.0	400	5			
4	58.8	400	5			
5	58.6	600	5			
6	58.6	1000	5			
7	58.4	2000	5	58	-0.3	200
8	58.4	4000	5	58	-0.2	400

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

