



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación – CNO

Documento XM - CND – 091

Jueves, 6 de noviembre 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

Reunión Ordinaria

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND – 091

Jueves, 6 de noviembre de 2014



■ filial de isa

Contenido

Evolución de variables

- Estado de la red
- Reservas y aportes
- Demanda
- Generación

Panorama energético

- Análisis energético de mediano plazo

Riesgos atención de la demanda

- Informe trimestral de Restricciones e Informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo

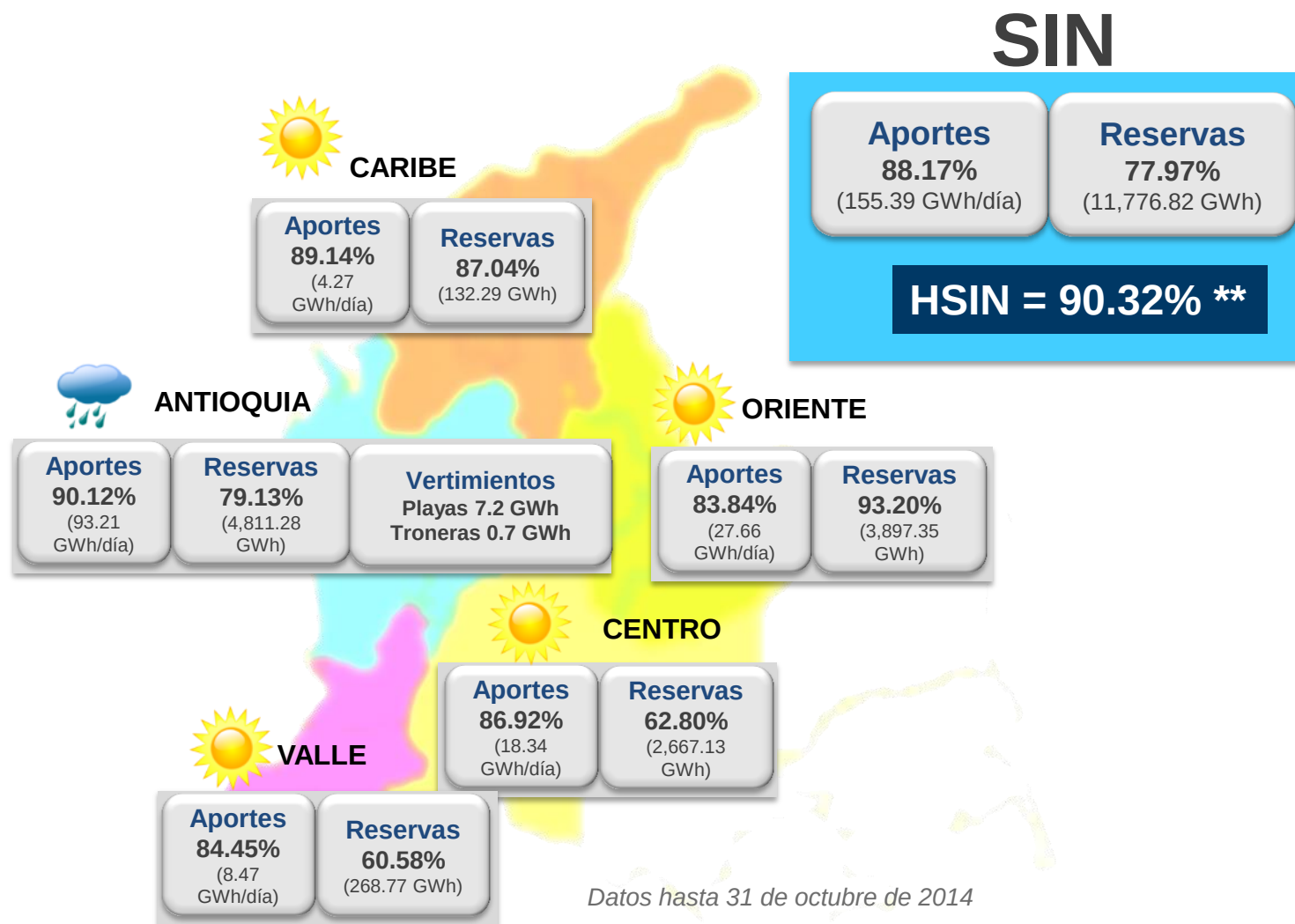
Anexos

- Indicadores de Calidad de la Operación
- Indicadores del Acuerdo 518 de 2011

Evolución variables del SIN

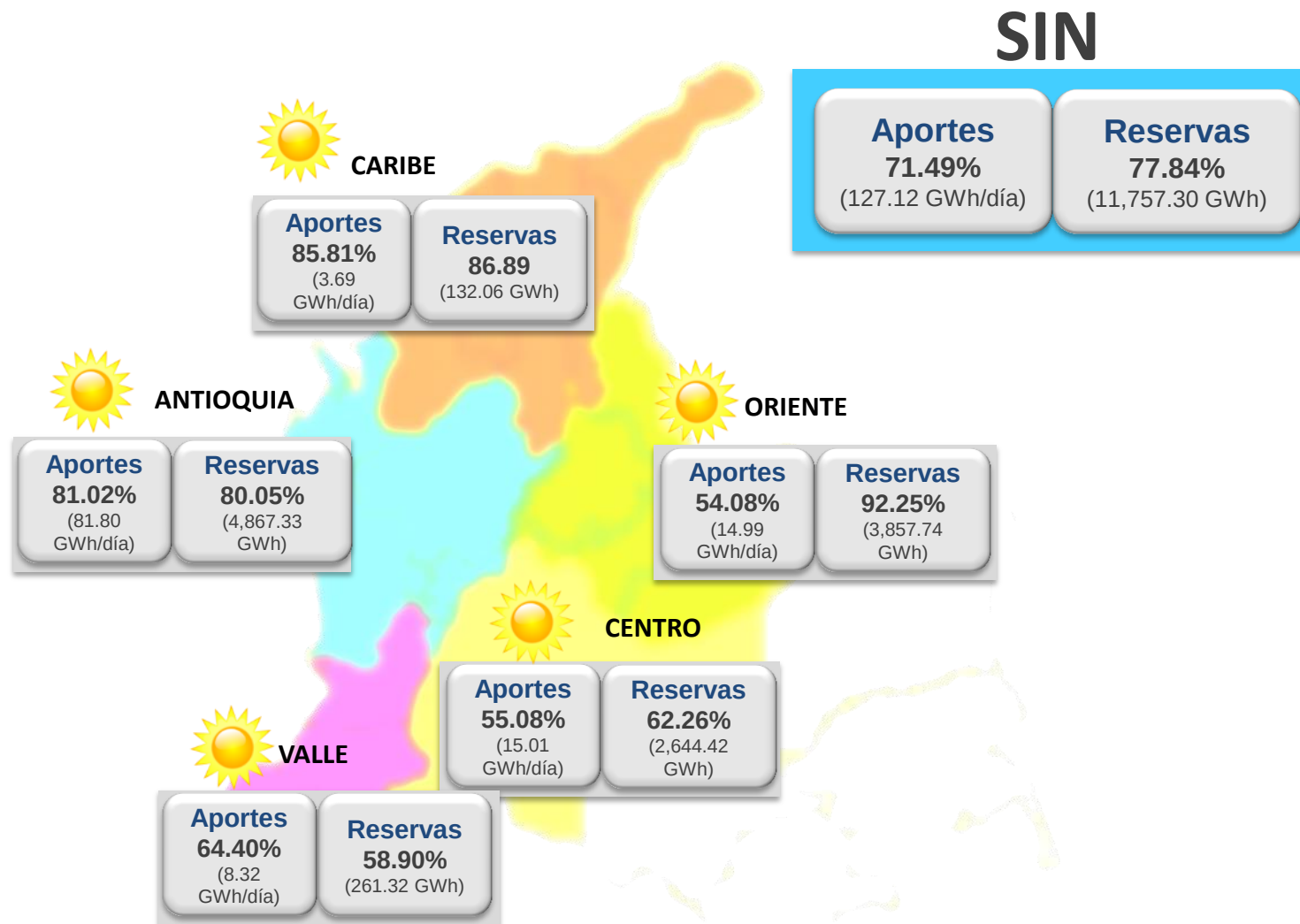


Variables hídricas al 31 de octubre de 2014



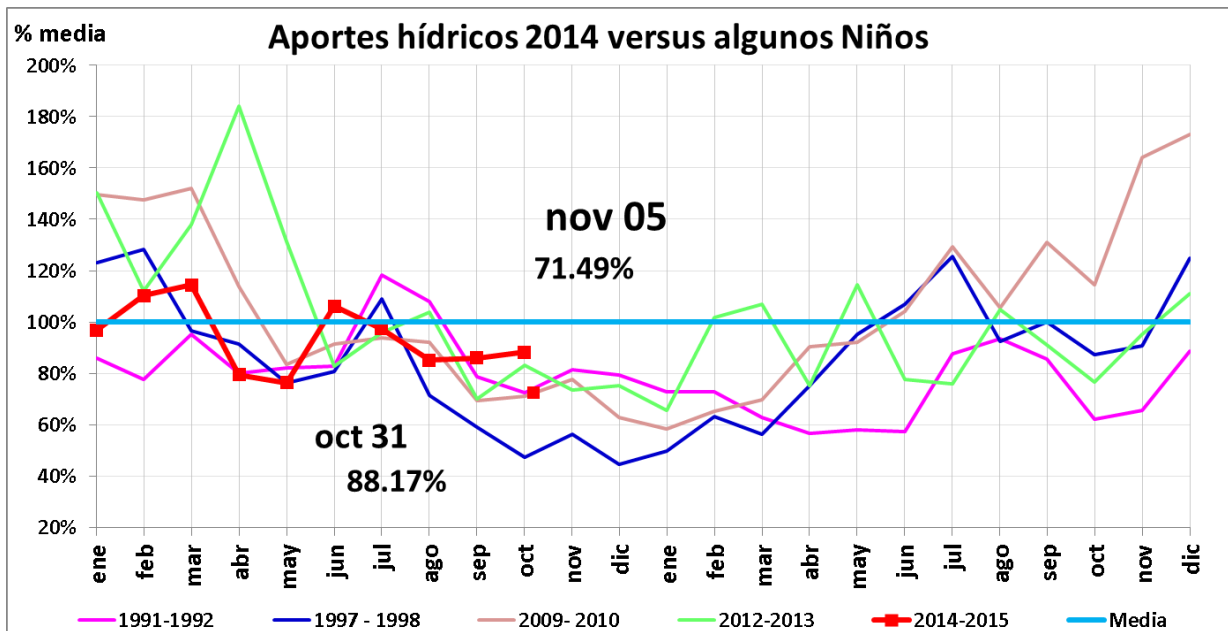
** HSIN: Hidrología del SIN, corresponde a la agregación de las series de caudales naturalizadas del SIN, es decir que no están influidas por desviaciones, trasvases u otras condiciones.

Variables hídricas a la fecha



Datos hasta 5 de noviembre de 2014

Seguimiento aportes hídricos históricos SIN

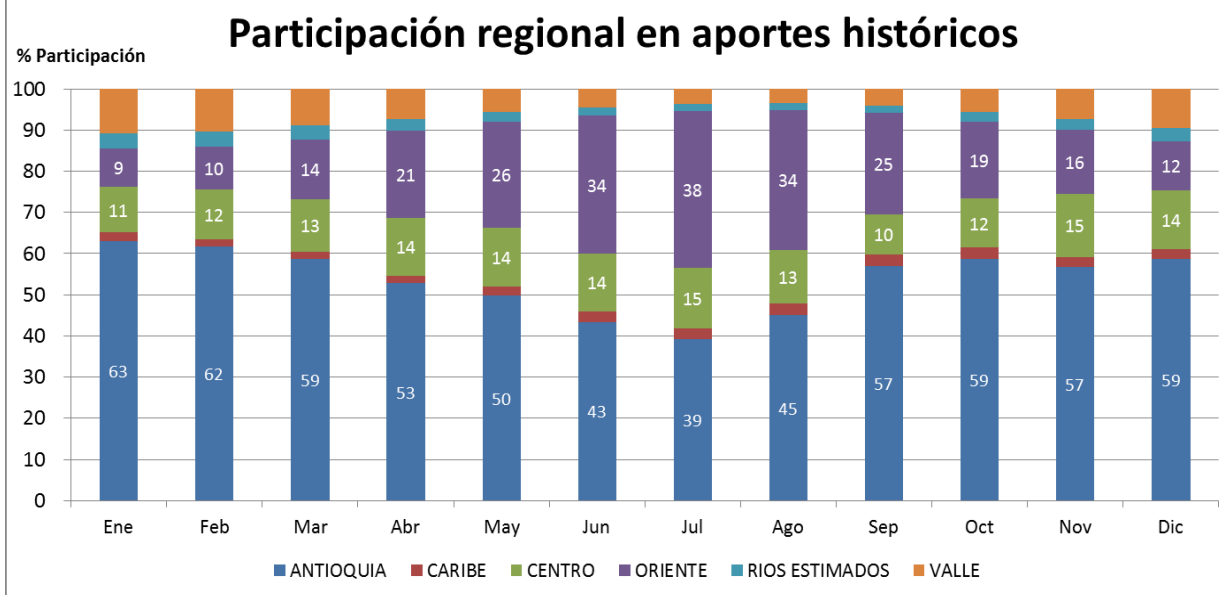


Media histórica de aportes

Mes	GWh/día
Ene	88.2
Feb	81.7
Mar	92.8
Abr	141.9
May	190.5
Jun	198.0
Jul	192.4
Ago	171.1
Sep	158.4
Oct	176.2
Nov	177.8
Dic	128.1

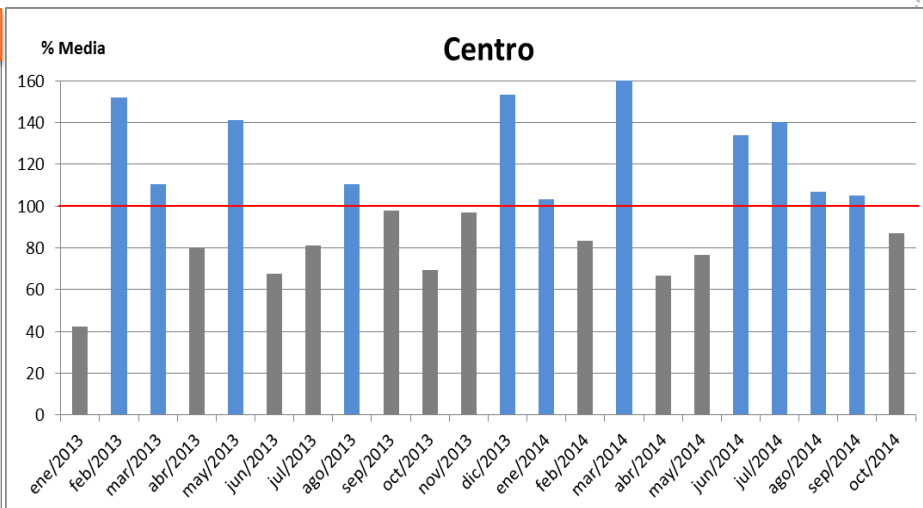
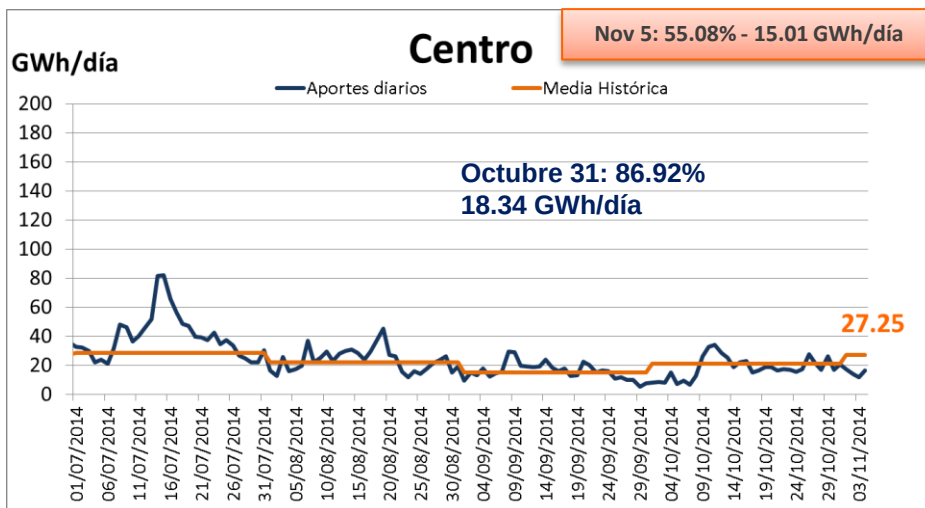
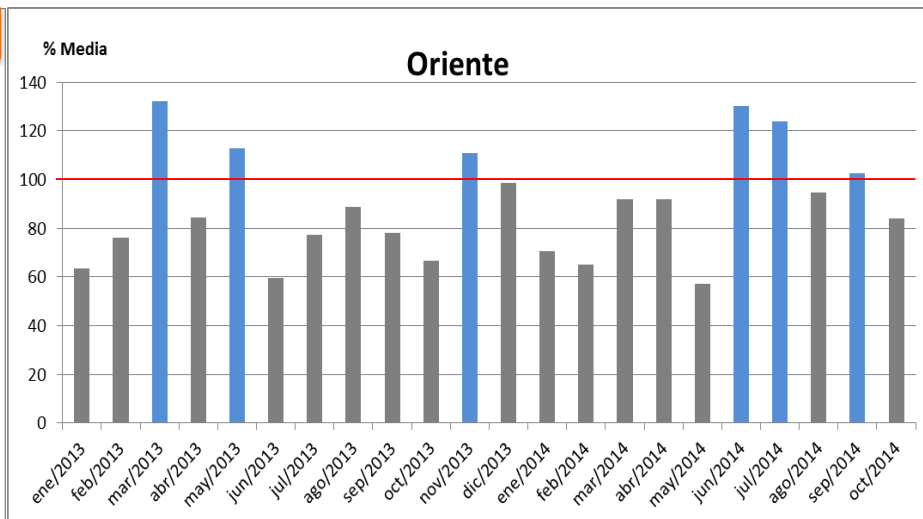
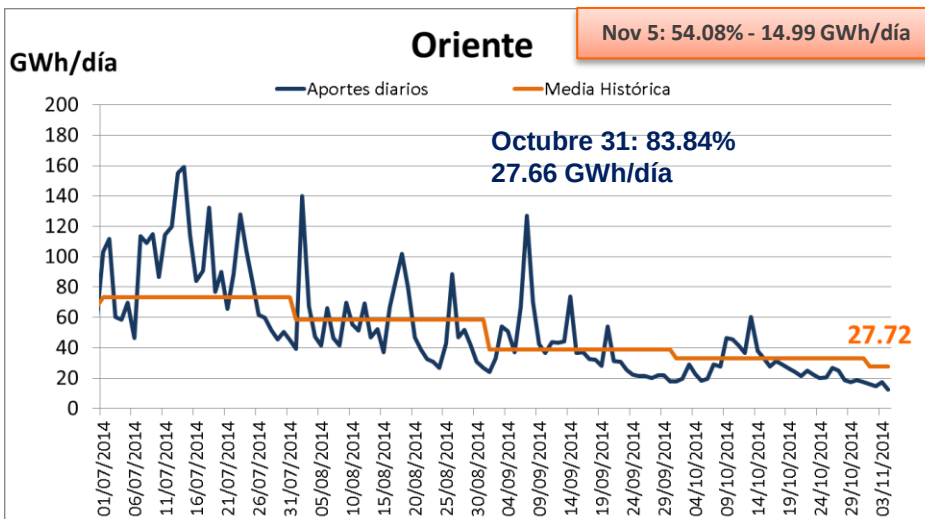
Aportes reales durante 2014

Mes	GWh/día
Ene	85.5
Feb	90.2
Mar	105.8
Abr	112.7
May	145.6
Jun	211.5
Jul	187.3
Ago	145.6
Sep	136.2
Oct	155.4
Nov	127.1
Dic	



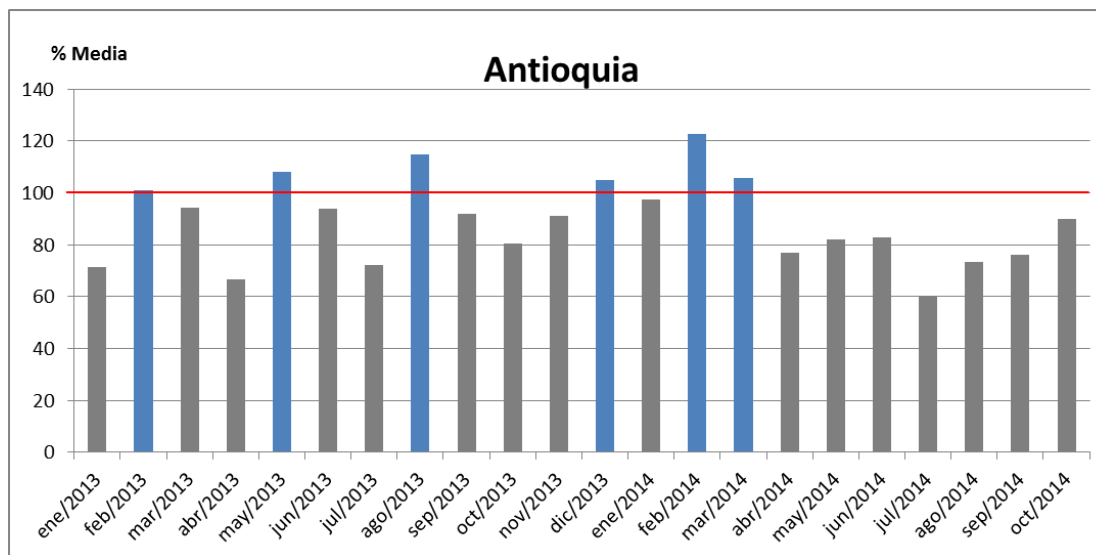
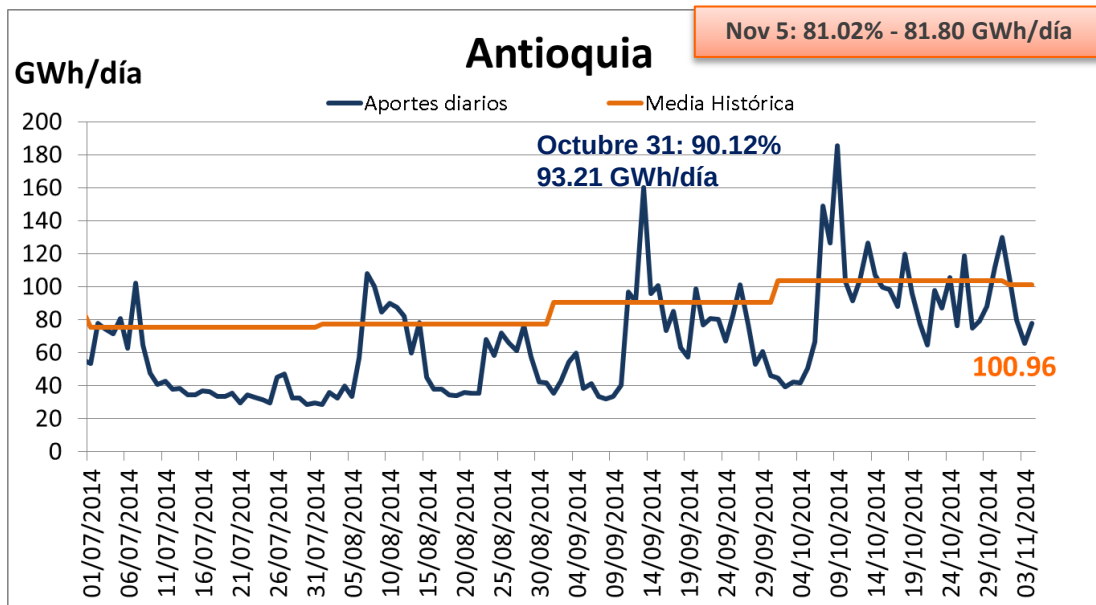
* El embalse agregado del SIN es calculado con la información operativa informada por los agentes

Aportes regionales



Datos hasta el 5 de noviembre de 2014

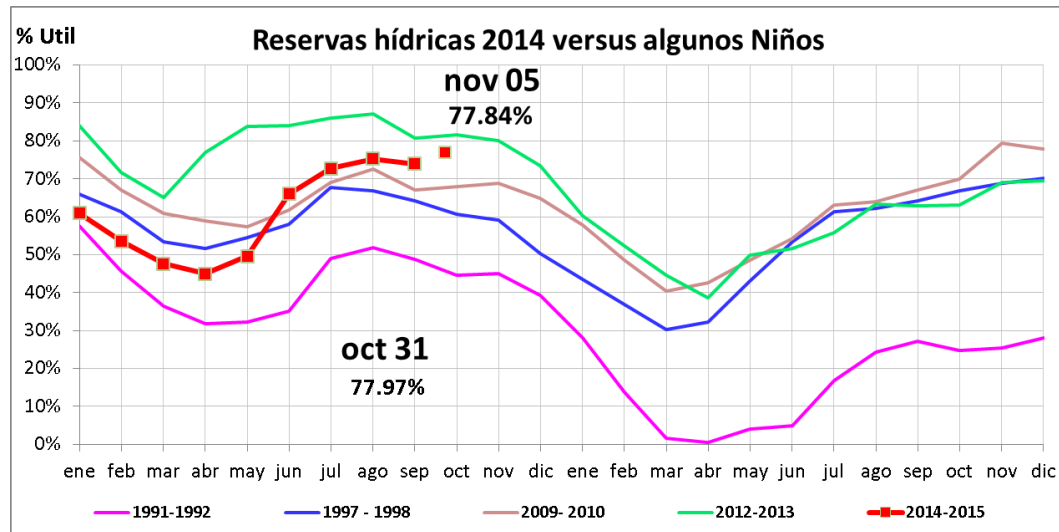
Aportes regionales



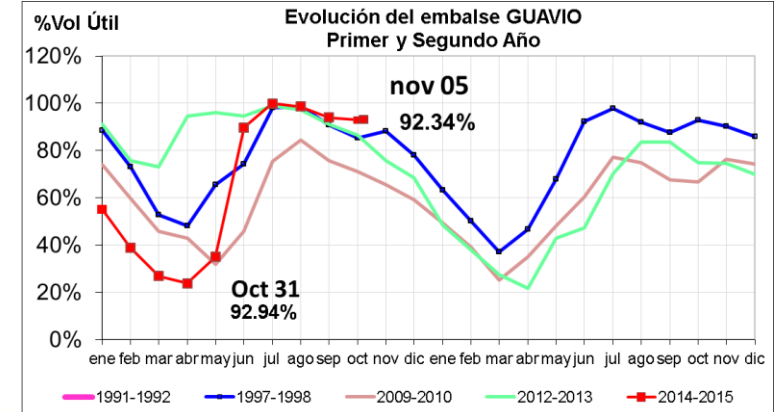
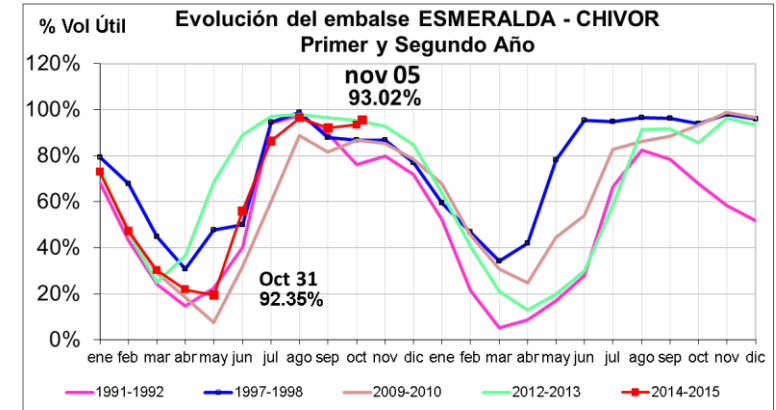
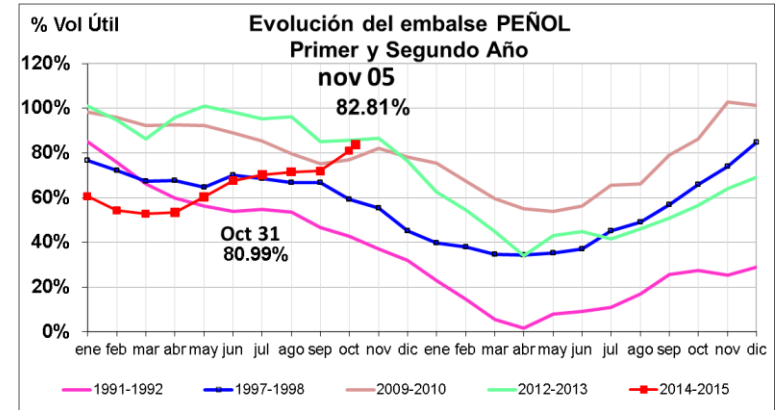
De los últimos 22 meses, sólo 6 estuvieron por encima del 100% de la media en Antioquia. El déficit se ha acentuado desde abril de 2014.

Datos hasta el 5 de noviembre de 2014

Evolución del embalse agregado SIN y Principales embalses

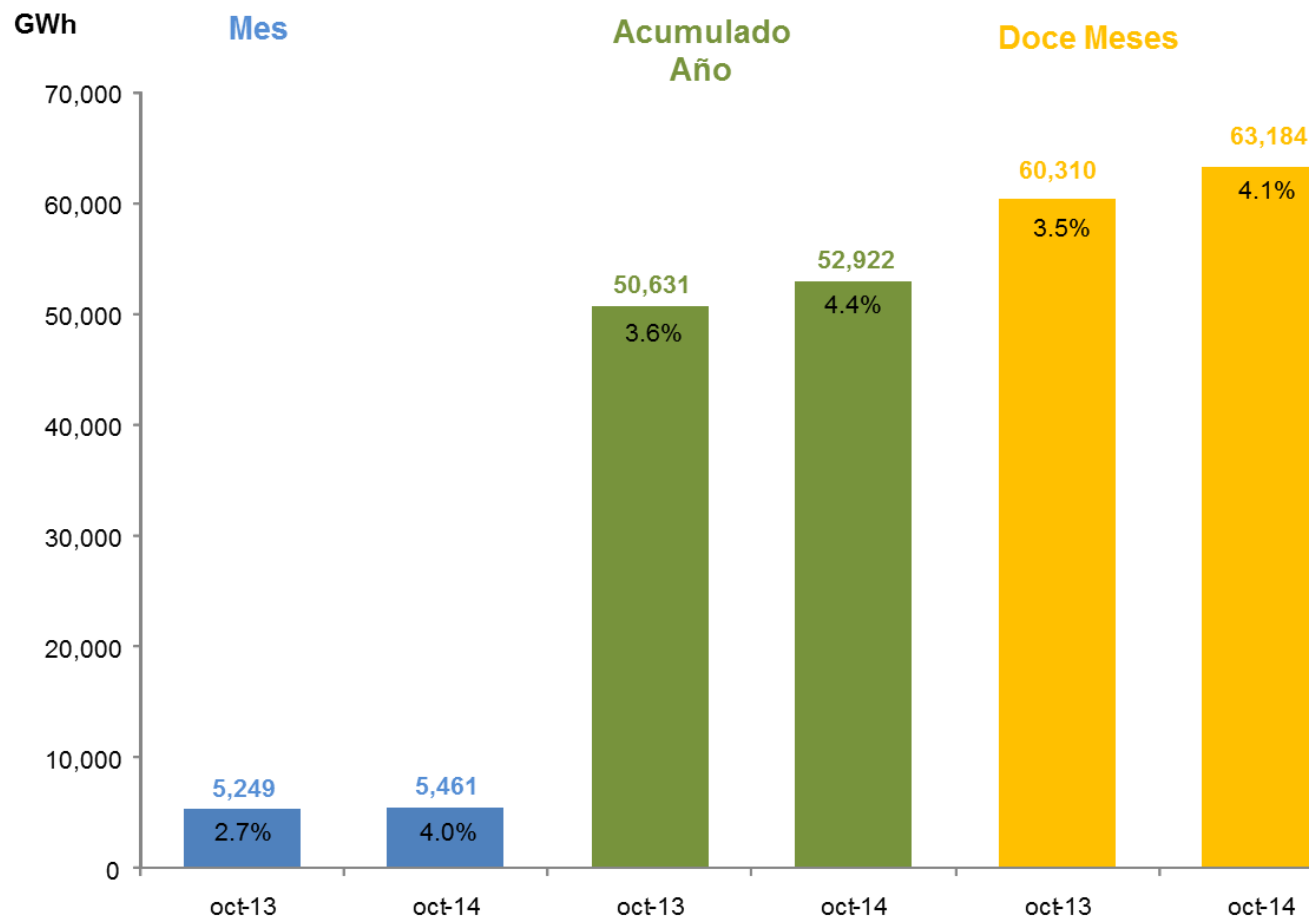


Desde el 30 de septiembre al 5 de noviembre el embalse agregado del SIN ha aumentando en 3.87 puntos porcentuales (583.90 GWh), lo que equivale a un embalsamiento promedio de 16.22 GWh-día. De otra parte, en el mes de octubre, se vertieron un total de 7.92 GWh (embalses de Playas con 7.2 GWh y Troneras con 0.7 GWh).



Datos hasta el 5 de noviembre de 2014

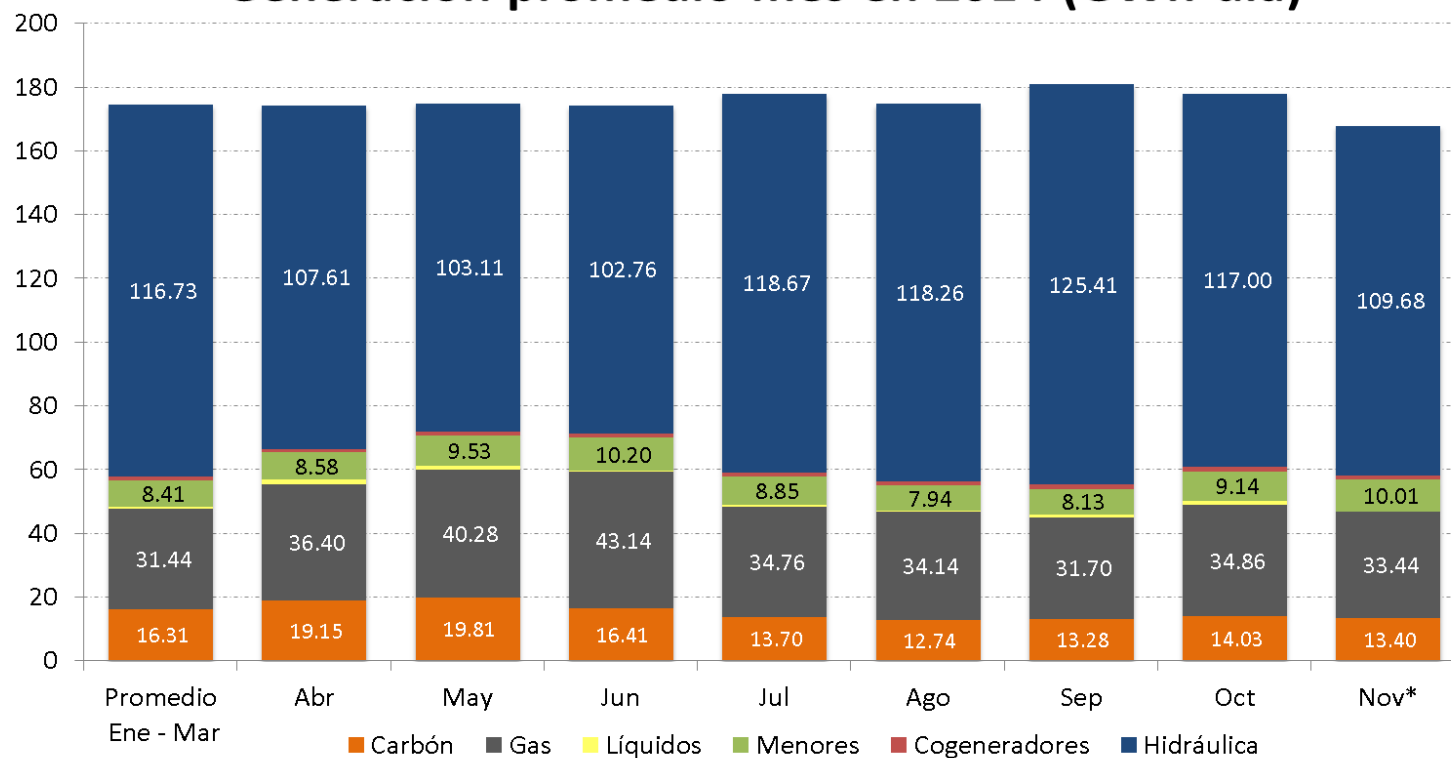
Generación y demanda



PRELIMINAR: La demanda de octubre creció el 4% frente al mismo mes del año anterior, y se ubicó cerca al escenario medio de la UPME. El crecimiento acumulado en los primeros diez meses de 2014 es del 4.4% y para los últimos doce meses (noviembre 2013 – octubre 2014) es del 4.1%.

Generación y demanda

Generación promedio mes en 2014 (GWh-día)

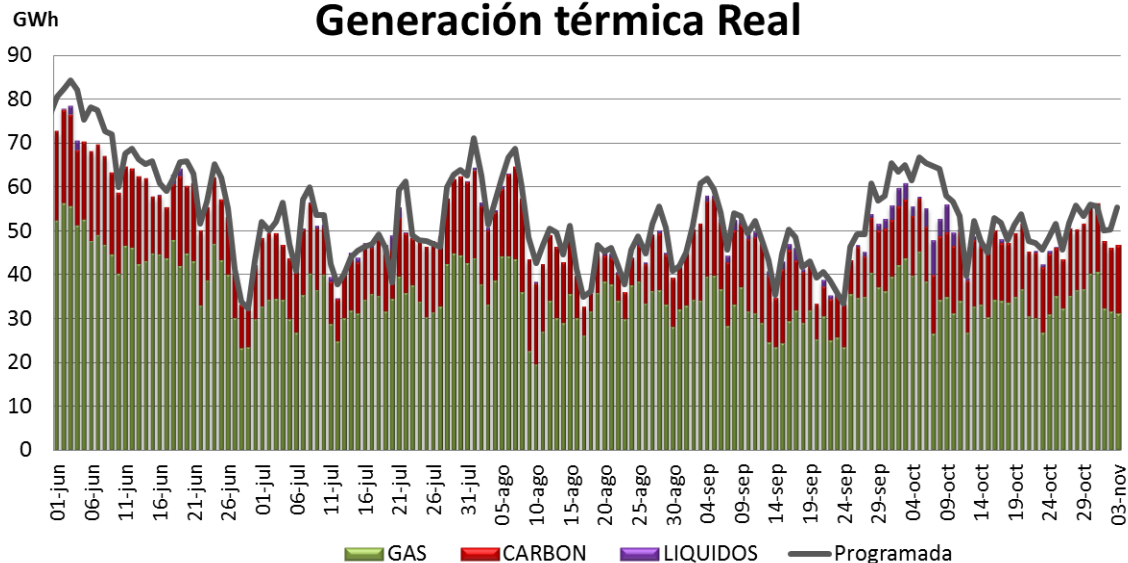


	Promedio Ene - Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
Térmica Total	48.39	56.96	61.34	59.80	48.96	47.16	45.93	50.38	46.84
Exportaciones - promedio mes (GWh-día)									
A Ecuador	3.20	0.94	0.70	0.74	0.74	0.53	2.82	2.08	2.21
A Venezuela	0.09	0.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	3.29	1.46	0.71	0.74	0.74	0.53	2.82	2.08	2.21
Importaciones - promedio mes (GWh-día)									
Desde Ecuador	0.00	0.01	0.00	0.27	0.45	0.67	0.00	0.13	0.00

* Datos hasta noviembre 5 de 2014

Generación térmica

Generación térmica Real



La máxima generación térmica histórica 84.1 GWh, se presentó el 24 de diciembre de 2009.

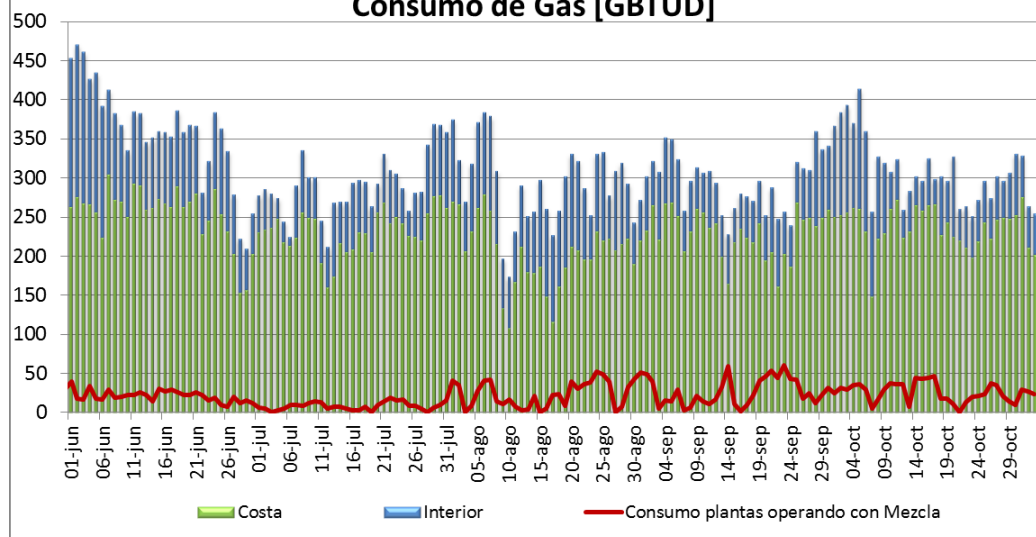
Gas - 58.4 GWh

Carbón - 16.1 GWh

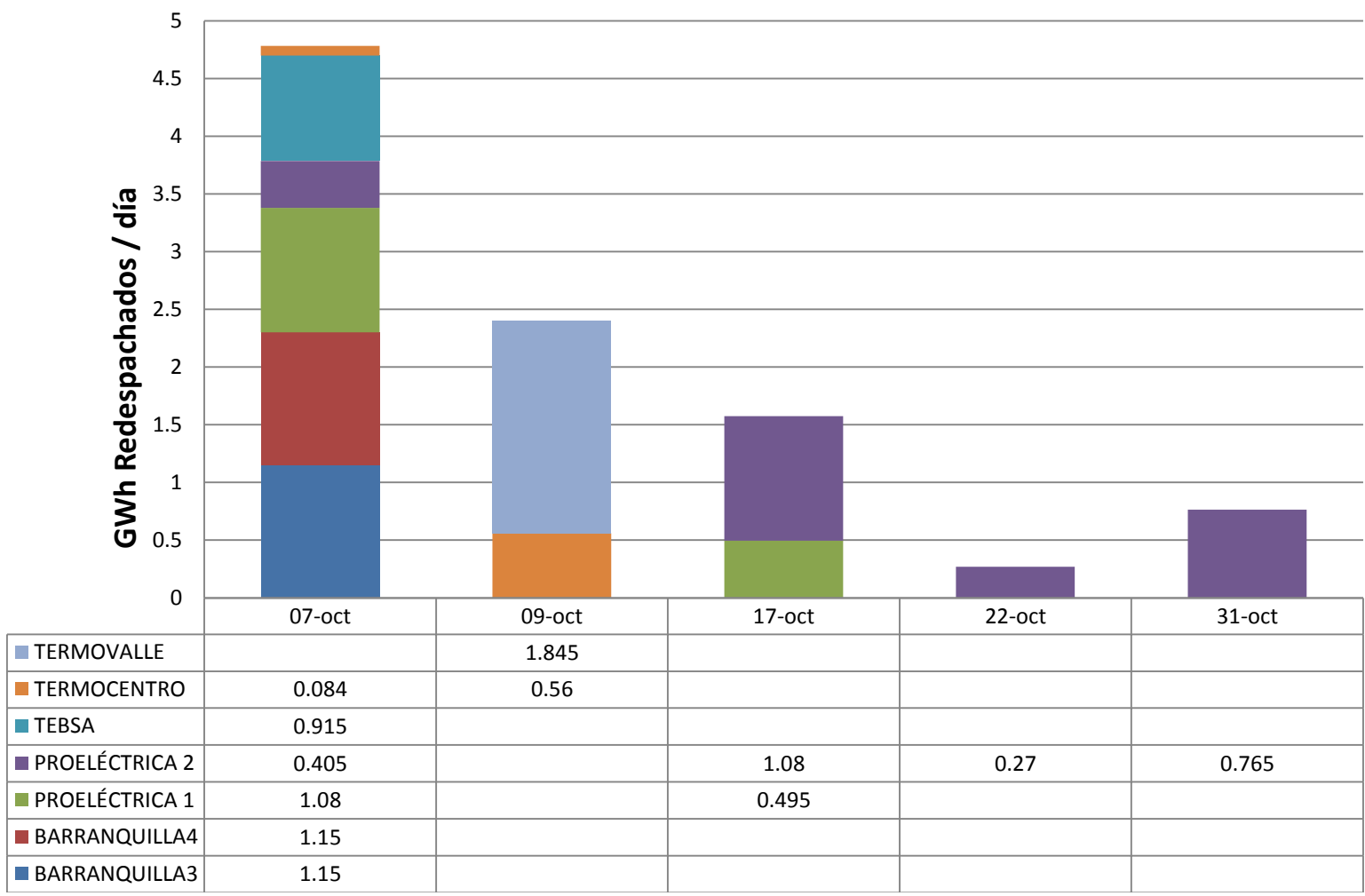
Líquidos - 9.5 GWh

En lo corrido de 2014 la generación máxima térmica 78 GWh, se presentó el 3 de junio.

Consumo de Gas [GBTUD]



Redespachos solicitados plantas térmicas por suministro de gas



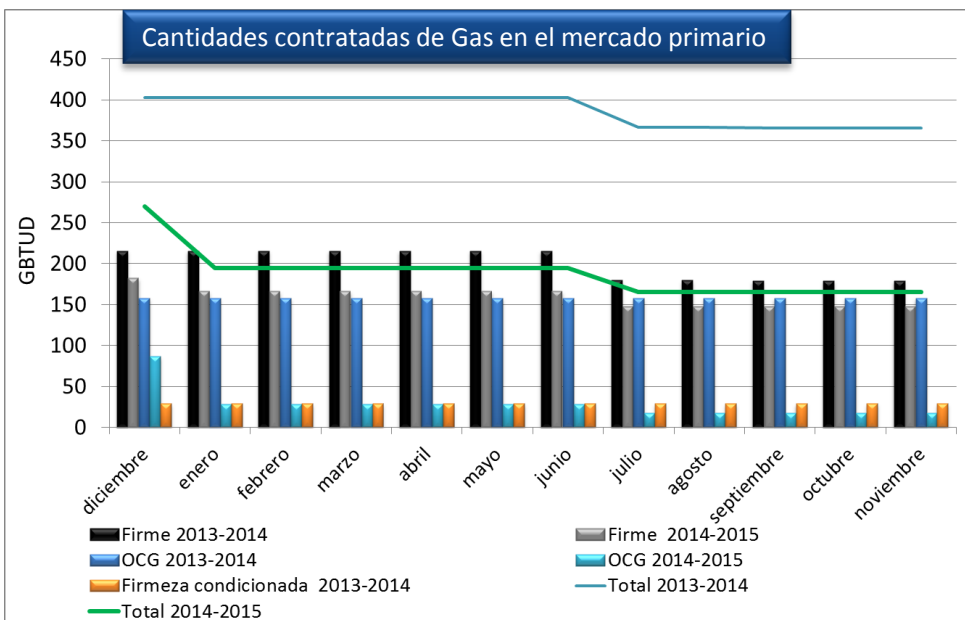
➤ Todos los redespachos hacen referencia a deficiencias en el suministro del gas por causas externas a la planta.



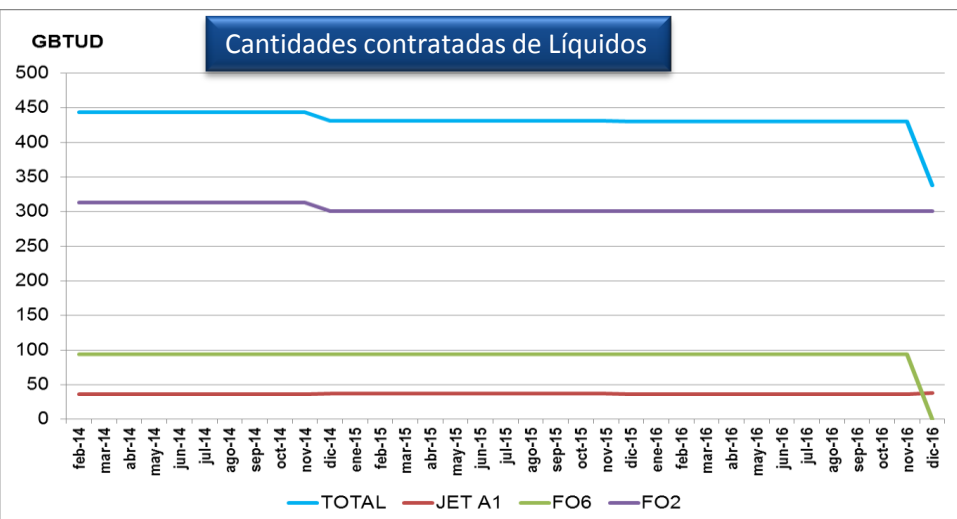
Combustibles (líquidos – gas)

Generación a gas y líquidos

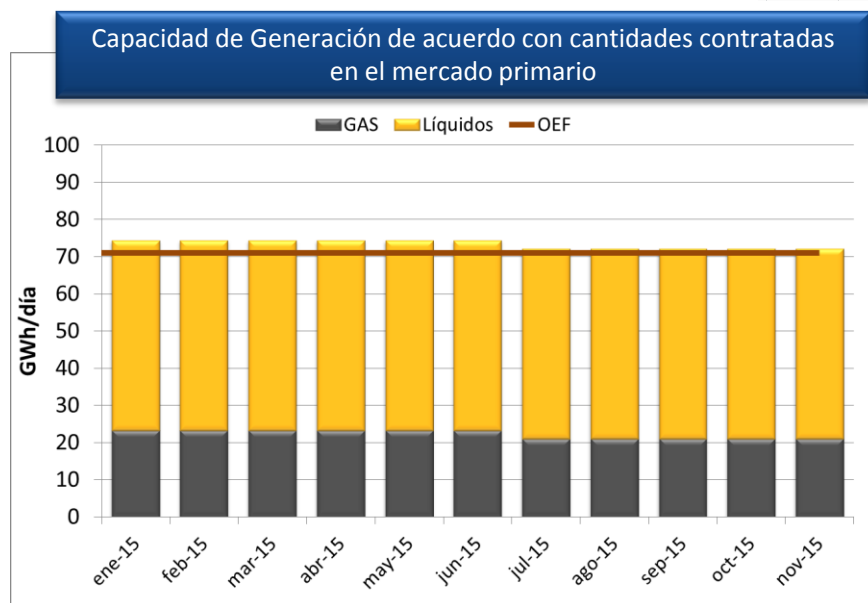
Vigencia 2014-2015



La información presentada considera lo publicado en circulares CREG 057 y 078 de 2013 y 083 de 2014 y aclaraciones dadas por productores de gas en reuniones del CNOGas.



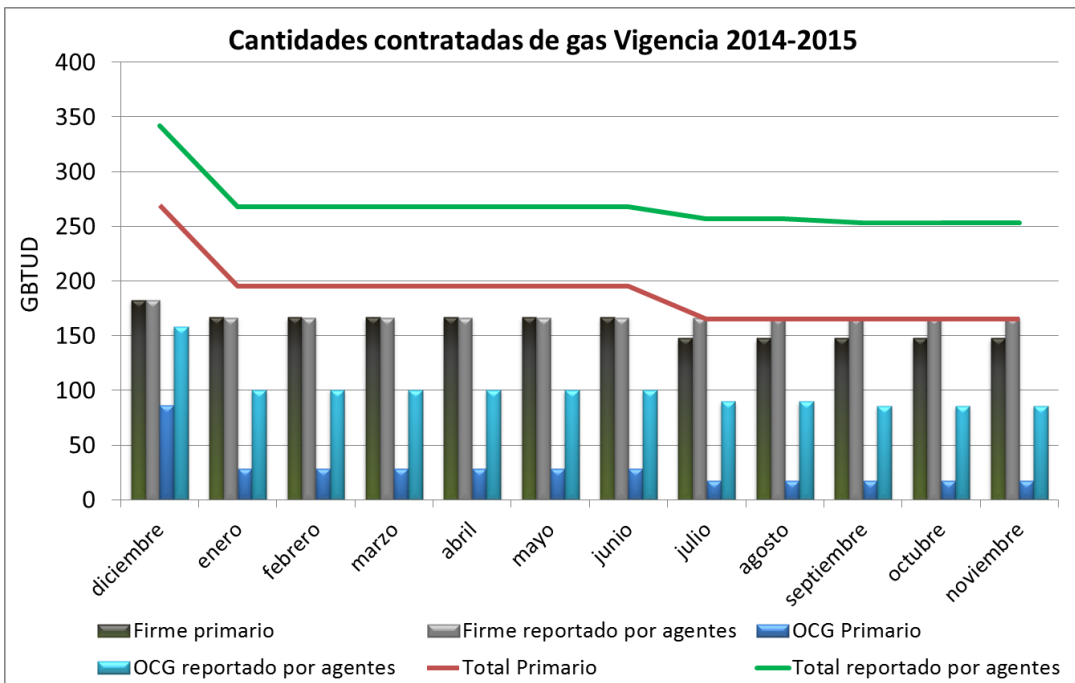
OEF Térmica 93 GWh/día	LÍQUIDOS	46
	GAS	25
	CARBÓN	22



Para la vigencia 2014-2015, las térmicas a líquidos representan cerca del 50% de la generación térmica total disponible.

Cantidades contratadas de Gas

Vigencia 2014-2015



De acuerdo con lo publicado en Circulares CREG para la próxima vigencia se tienen en promedio 180 GBTUD contratados por el sector térmico. Según la información reportada por los agentes al CNO se tienen en promedio 260 GBTUD durante la vigencia 2014 - 2015.

Esta información corresponde a la reportada por los agentes en cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo CNO 695.

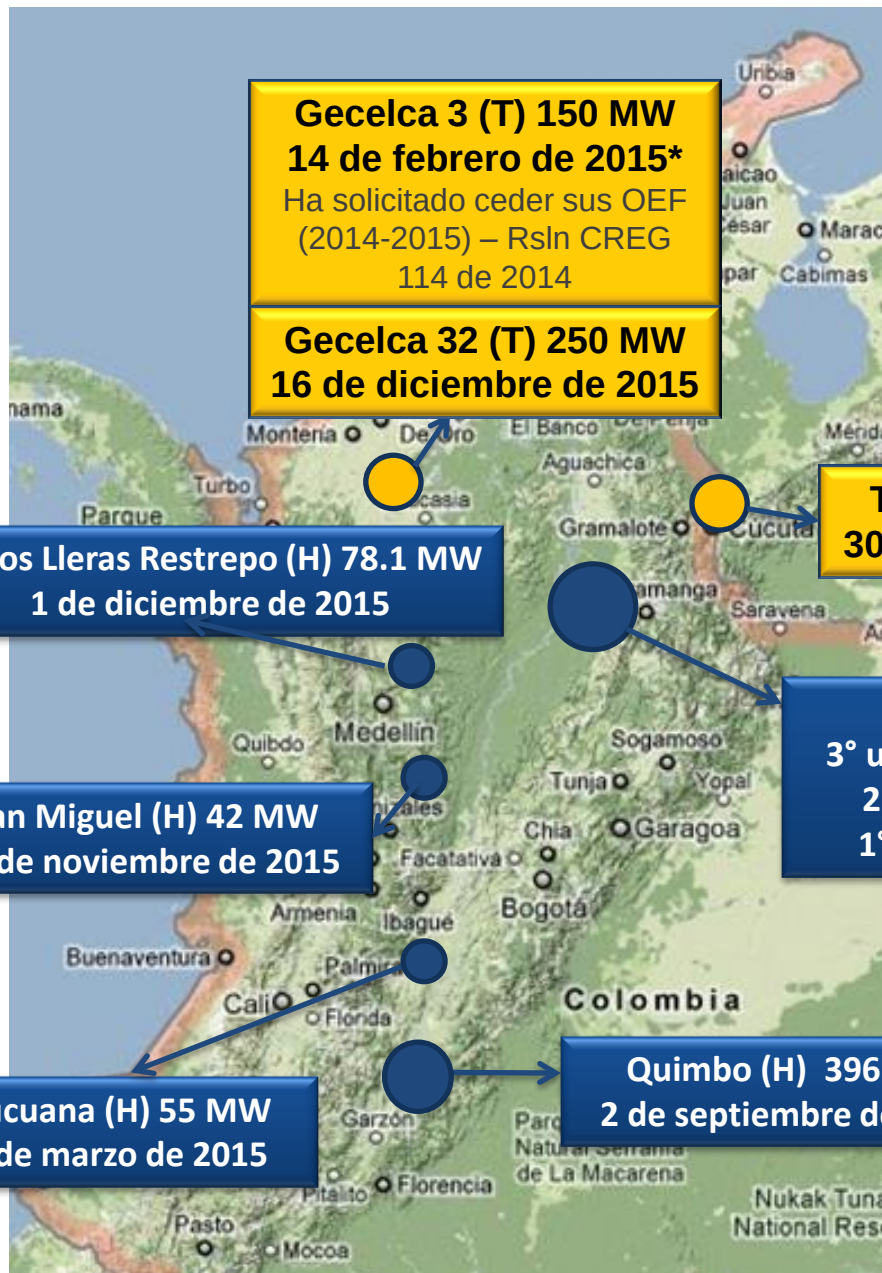
Reporte de Información

Termocandelaria	✗	Proelectrica	✓
Gecelca	✓	Emgesa	✗
Isagen	✓	EPM	✓
Termovalle	✗	Celsia	✗
Termoemcali	✗		

Panorama energético



Plan de expansión de generación 2014-2015



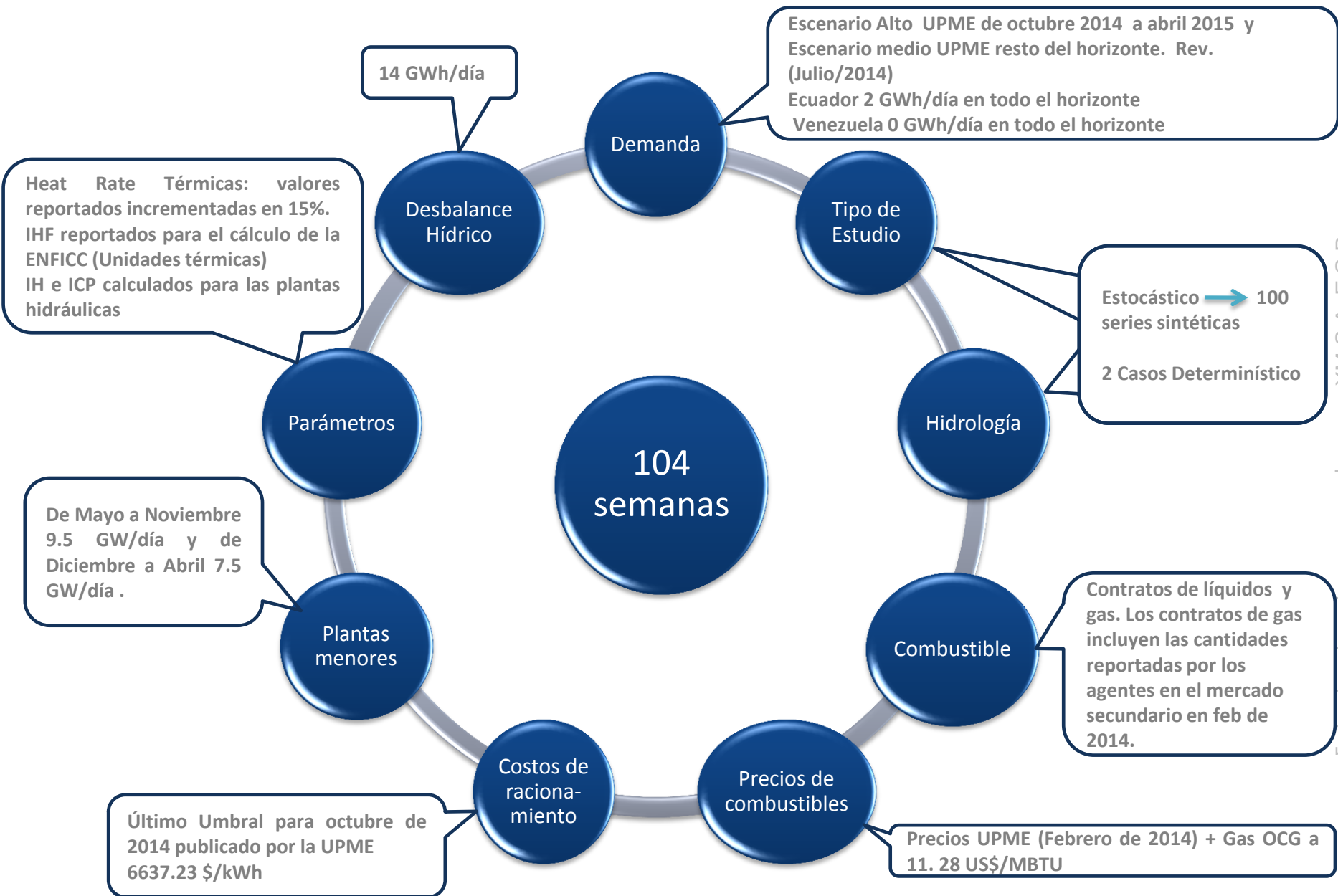
PROYECTO	DÍAS DE ATRASO
QUIMBO	275
GECELCA 3	313
CUCUANA	90
GECELCA 3.2	15

Días de atraso informados por el Auditor de curva "S".

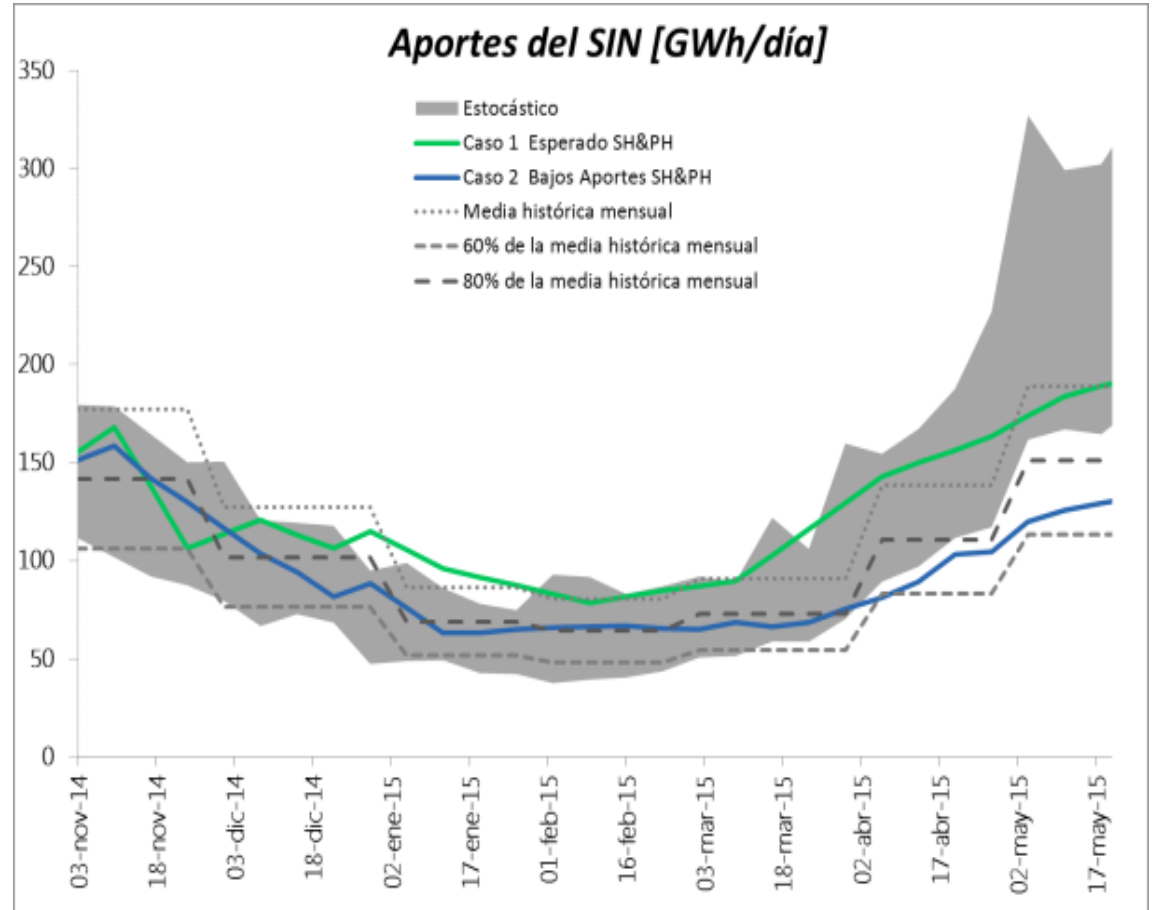
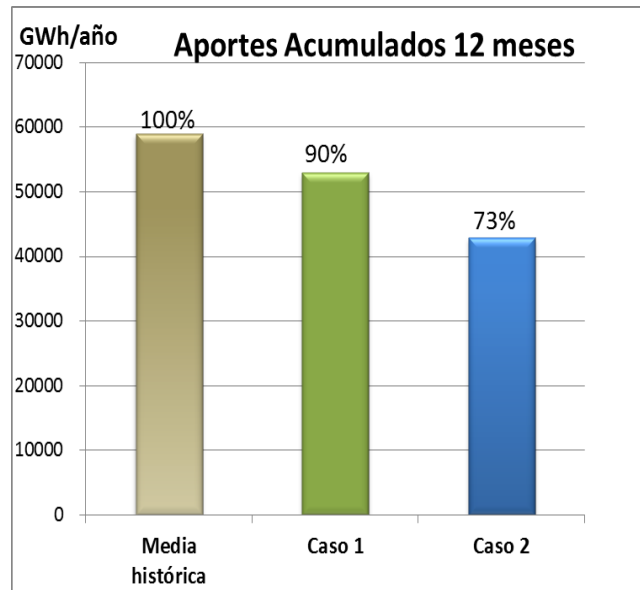
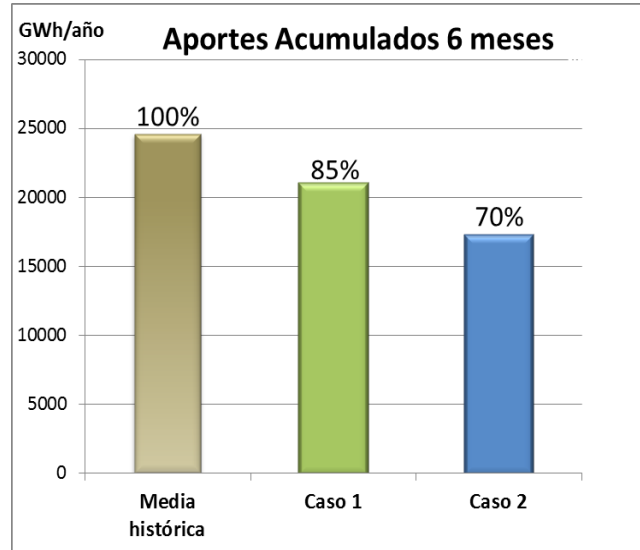
Fechas dadas por el auditor en el último informe de seguimiento a la curva "S".

* Información suministrada por el agente.

Información básica simulaciones

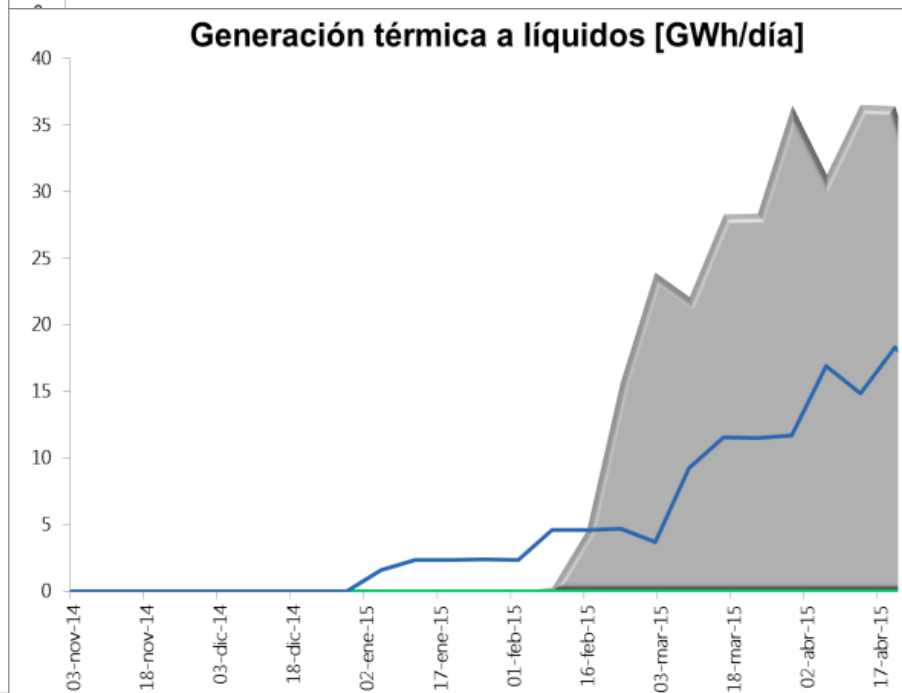
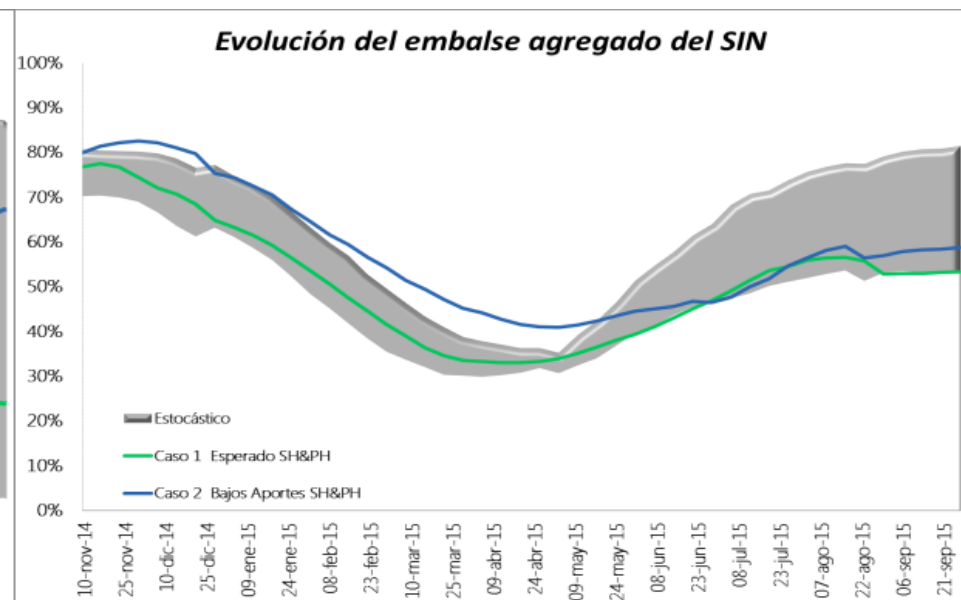
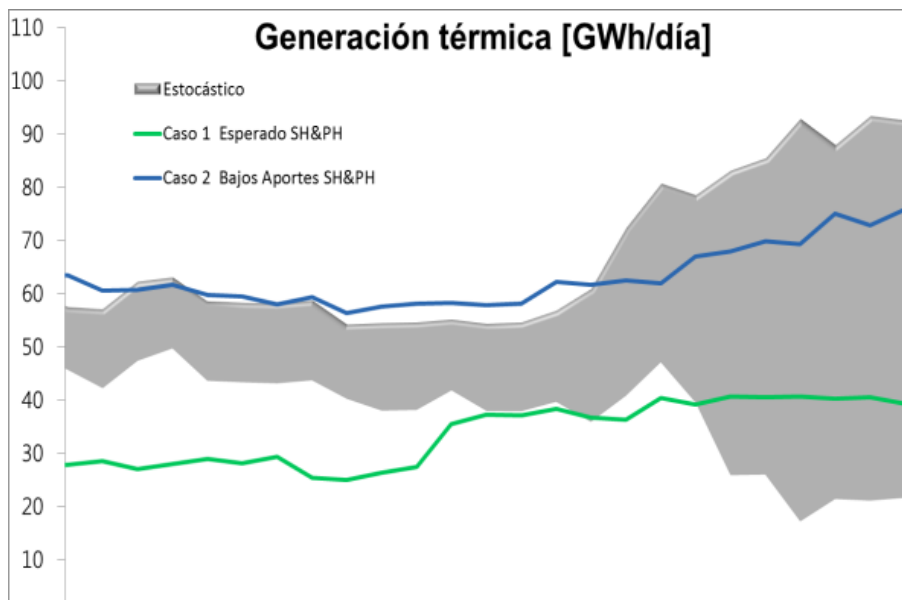


Aportes hidrológicos



	Evolución del embalse %	
	Máx. Nov/14	Mín. Dic/14-Abr/15
Caso 1	77%	33%
Caso 2	83%	41%

Resultados análisis energéticos



	Consumo de combustibles [GBTUD]					
	Promedio		Máx.		Prom.	
	Dic/14-Abr/15		Dic/14-Abr/15		Nov/14-Abr /15	
	Gas	Líquidos	Gas	Líquidos	Gas	Líquidos
Caso 1	160	0	184	0	154	0
Caso 2	296	62	321	171	306	52

Conclusiones

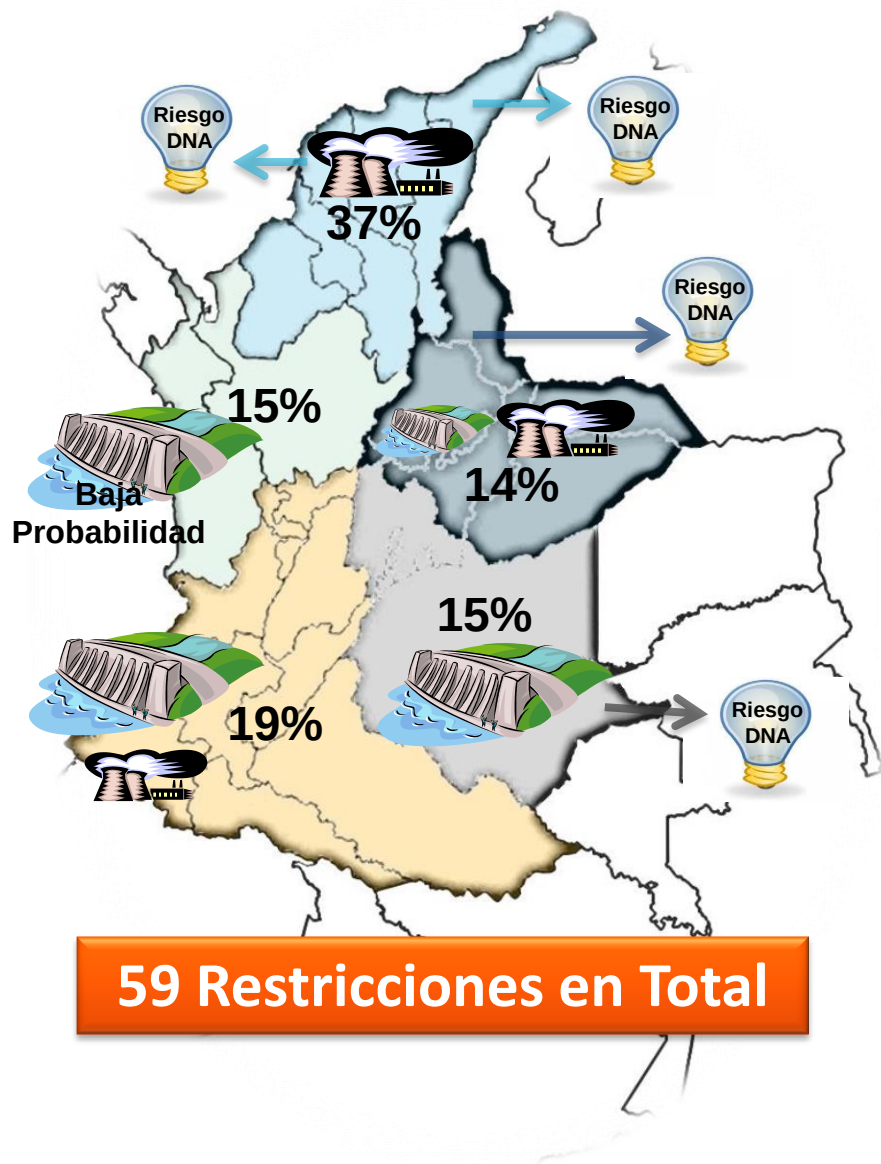
1. En condiciones de bajos aportes del SH&PH a los embalses, se puede llegar a superar valores de 80 GWh/día durante el verano (dic 2014 – abril 2015).
2. La evolución del Mercado de Energía Mayorista y las señales del Cargo por Confiabilidad deben llevar al uso eficiente de los recursos primarios de generación para alcanzar los niveles de embalses requeridos antes del inicio del verano 2014-2015, **con el fin de contar con los recursos suficientes para atender de manera confiable la demanda.**
3. Se debe continuar con el **seguimiento detallado a las variables del Sistema** (aportes, entrada de proyectos, niveles de embalses, generación térmica, disponibilidad y logística de combustibles fósiles, entre otros) de forma que se administren los riesgos que puedan afectar la atención confiable de la demanda.
4. 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 el verano.
5. Se debe hacer un **seguimiento especial al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN** (Generación y Transmisión).

Riesgos atención de la demanda

Informe trimestral de
restricciones e informe de
Planeamiento Operativo de
Mediano Plazo



Diagnóstico Restricciones del SIN - Actual



	Restricciones	%
ANTIOQUIA	9	15%
CARIBE	22	37%
ORIENTAL	9	15%
NORDESTE	8	14%
SUROCCIDENTAL	11	19%
TOTAL	59	100%

Actualmente se tienen identificadas 59 restricciones en el SIN que afectan la atención confiable y segura de la demanda. De estas restricciones, se identifican 11 en las cuales es necesario analizar alternativas de expansión.

Situaciones críticas que ponen en riesgo la Demanda

Atlántico:

- Transformación
- Atrapamiento generación
- Agotamiento red a 110 kV

Bolívar:

- Agotamiento red a 66 kV

Córdoba – Sucre:

- Bajas tensiones
- Transformación

Cauca – Nariño:

- Agotamiento red a 115 kV
- Transformación

Las obras que mitigan estos riesgos no estarán en operación en los próximos 2 a 3 años.

GCM:

- Bajas tensiones

Santander:

- Transformación
- Agotamiento red a 115 kV

Boyacá – Casanare:

- Transformación
- Bajas tensiones

Meta:

- Bajas tensiones
- Agotamiento red a 115 kV

Huila – Tolima:

- Agotamiento red a 115 kV



US Dept of State Geographer
© 2014 Google
Image Landsat
Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO

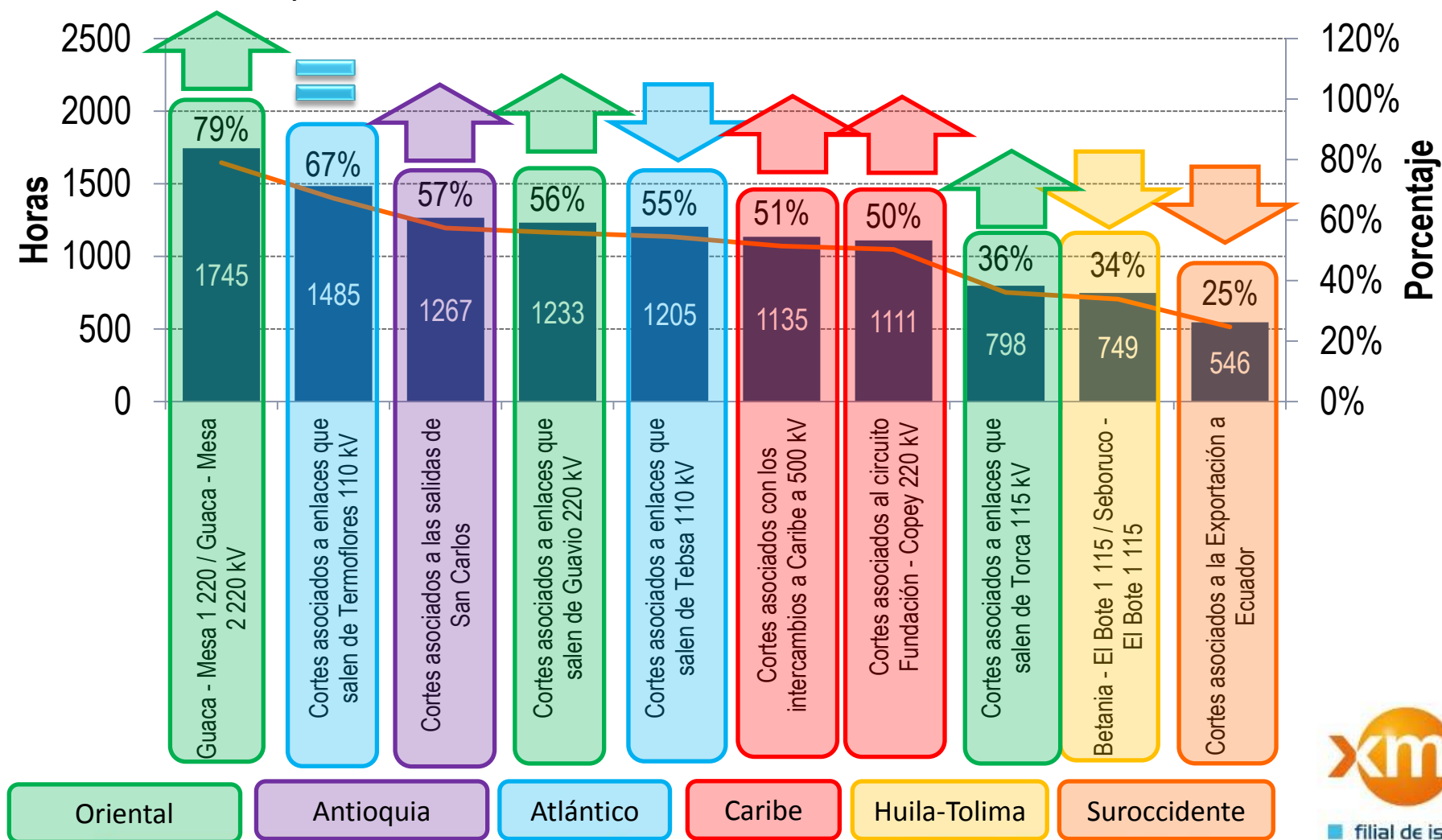
0°45'43.68" N 78°08'33.17" W



filial de isa

Principales cortes activos en la Operación Real T3 2014

A continuación se presenta el tiempo que estuvieron activos los cortes durante el Tercer Trimestre de 2014. Las restricciones más críticas para la operación del SIN son las que muestran una mayor cantidad de horas.

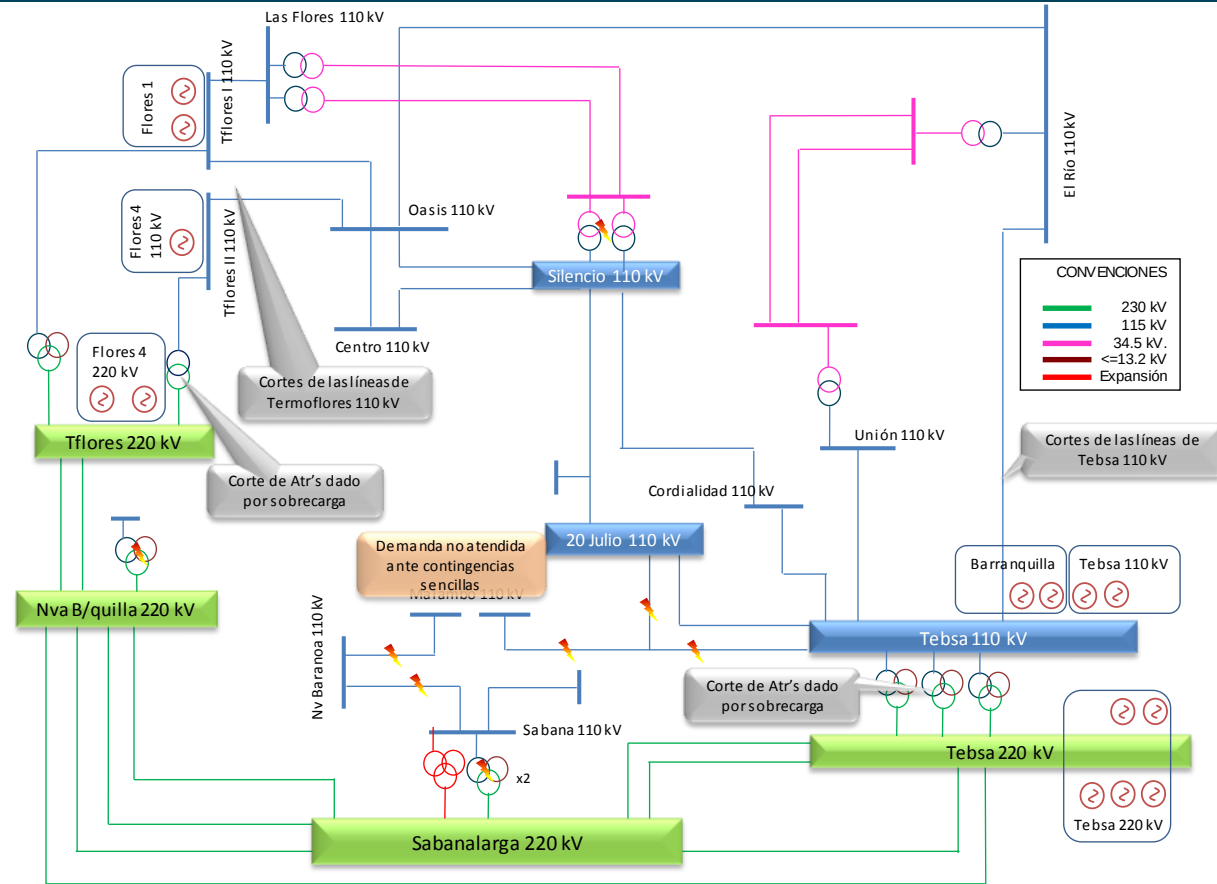




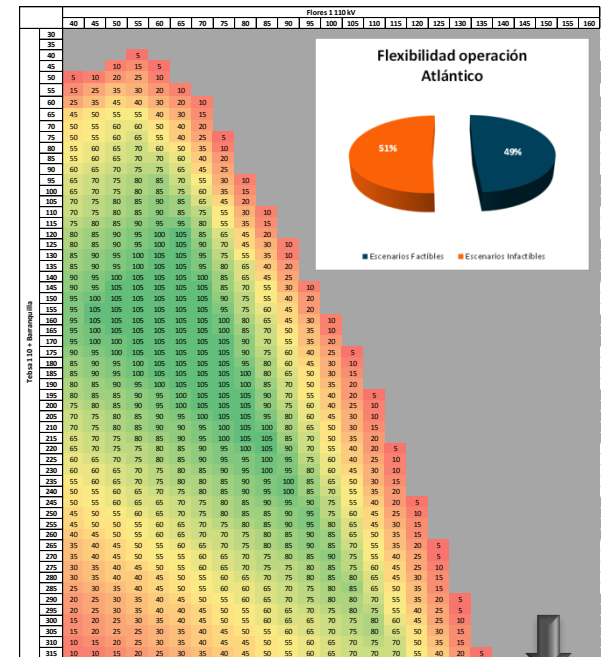
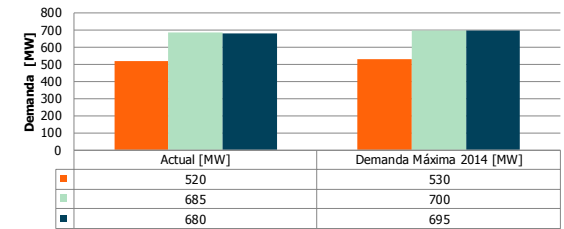
Subárea Atlántico



Condición operativa Atlántico



Demanda ATLÁNTICO



Esta situación hace que la operación en la subárea sea crítica y con altas restricciones hasta que llegue la expansión definida Proyecto Caracolí (Fecha Puesta en Operación 2016), el cual mejora las condiciones de la subárea.

El crecimiento de la demanda de la subárea y el retraso en la expansión del STR, hace necesario balancear la generación entre sus dos polos de generación para controlar alrededor de 14 cortes. Este balance lleva a que sólo el 49% de los posibles puntos de operación de los recursos de Tebsa, Flores I y Flores IV sean factibles para una operación segura. Situación que se observa en los cortes activos del Trimestre.

Análisis del comportamiento de la Generación de Seguridad de Atlántico

Energía [GWh/año]	FLORES 1		FLORES 4B		TEBSA B	
	2013	2014 ¹	2013	2014 ³	2013	2014 ³
Total Generación	335.40	263.82	2138.42	1317.71	5034.92	3831.76
Total Generación de Seguridad	232.24	106.92	1093.14	632.50	2695.76	2064.65
Total Generación Fuera de Mérito	212.91	79.60	457.66	342.58	1226.65	328.98
Generación de Seguridad/Generación	69%	41%	51%	48%	54%	54%
Generación Fuera de Mérito/ Generación de Seguridad	92%	74%	42%	54%	46%	16%

Reconciliación Positiva	FLORES 1		FLORES 4B		TEBSA B	
	Millones \$	[%] ¹	Millones \$	[%] ⁴	Millones \$	[%] ⁴
Año						
2013	\$ 98,588.09	7.9%	\$ 93,758.94	7.5%	\$ 215,792.32	17.3%
2014 (hasta agosto)	\$ 30,946.94	4.4%	\$ 65,509.69	9.4%	\$ 52,851.61	7.6%

(1) (3) información hasta agosto de 2014

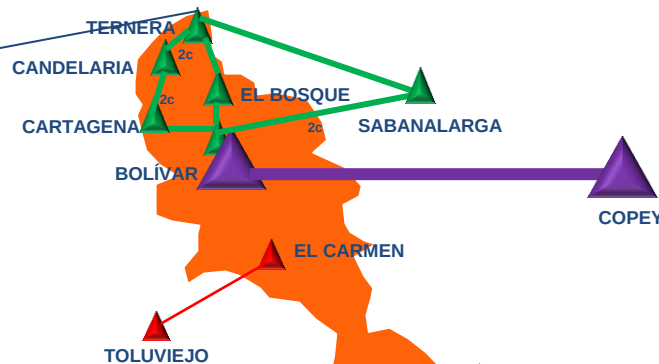
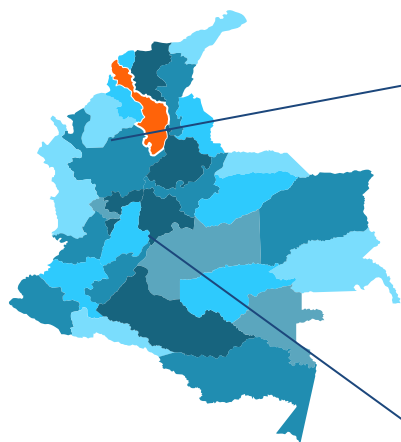
(4) Porcentaje respecto al valor total anual de reconciliación positiva sin AGC del SIN



Subárea Bolívar



Condición actual



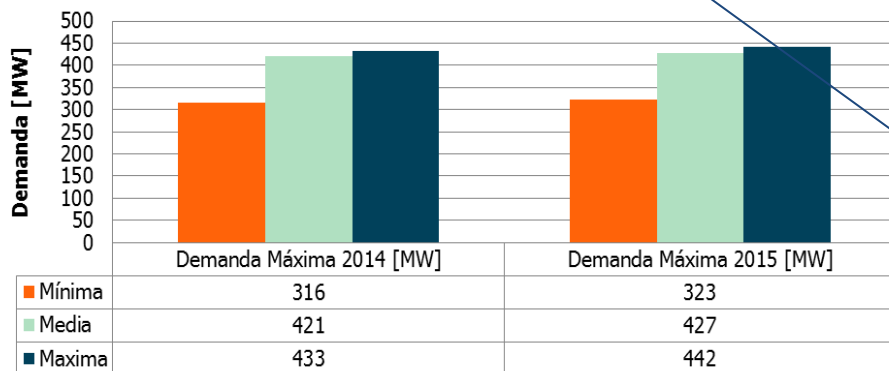
Tensiones por debajo al valor permitido para la operación en El Carmen con la topología actual de la red.

Electricaribe solicitó el cierre del anillo en Tolviejo para mejorar la confiabilidad en la atención de la demanda

El cierre de este anillo mejora la confiabilidad en condición normal de operación, pero trae nuevas restricciones ante contingencias sencillas

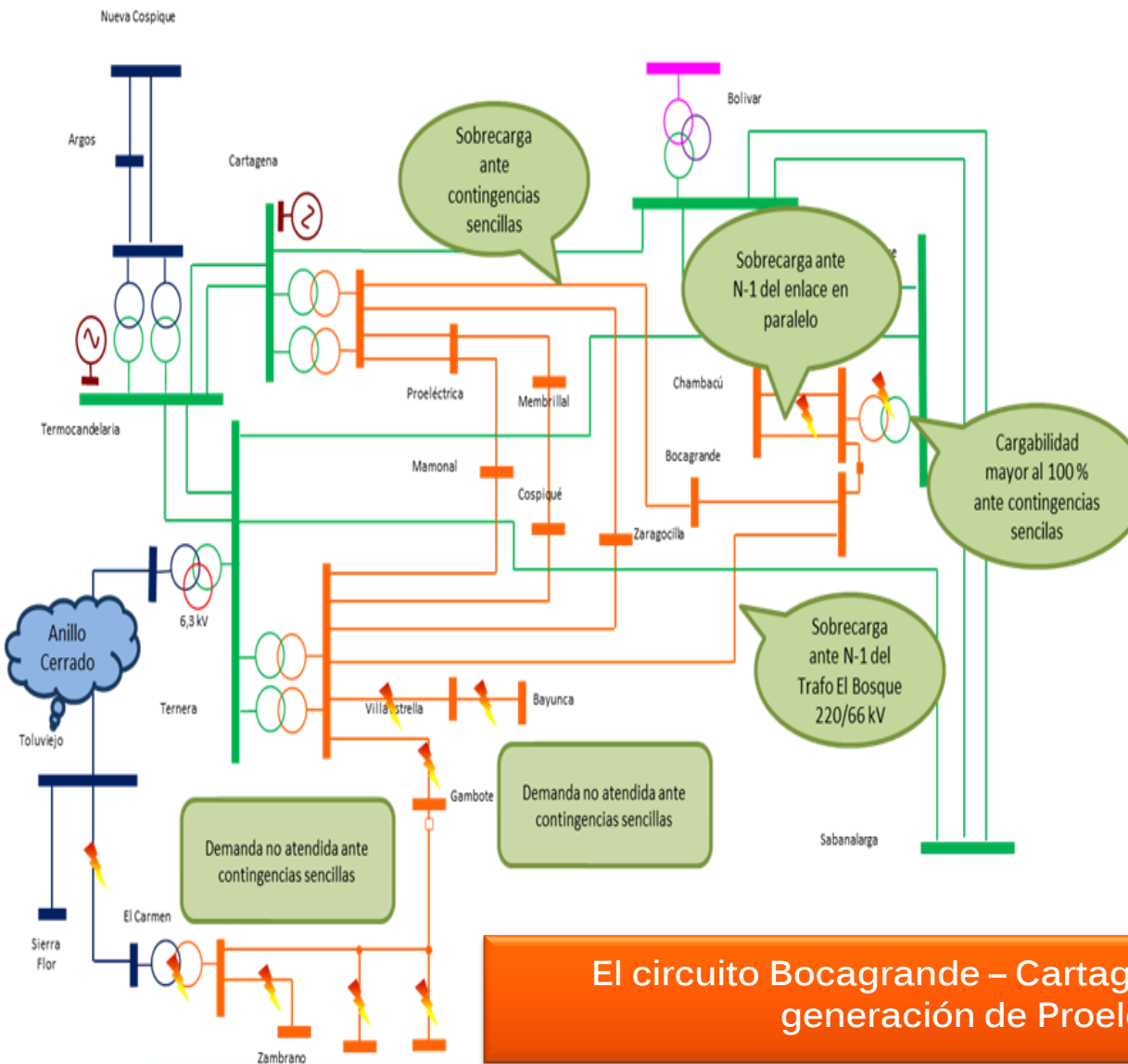
El OR propuso una serie de ESPS para operar de manera interconectada las subáreas Bolívar y Córdoba – Sucre hasta la entrada de Chinú – Boston 2 110 kV y la compensación en El Carmen

Demanda BOLÍVAR



filial de isa

Demanda Máxima año 2014



La red de la subárea Bolívar presenta agotamiento tanto en transformación como en transmisión. La condición de carga más crítica en la subárea se da en la línea Bocagrande – Cartagena 66 kV.

La carga del transformador El Bosque 220/66 kV supera el 100% ante contingencias sencillas en la red. Con la salida de este elemento se presenta carga mayor al valor límite de emergencia en circuitos de la red de 66 kV. ESPS no es suficiente en demanda media

Después del cierre del anillo de Toluvejo se presentan tensiones cercanas al límite permitido para la operación ante la contingencia de la línea Boston – Sierra Flor 110 kV. El OR propone ESPS que deslastran carga para controlar el impacto

El circuito Bocagrande – Cartagena 66 kV limita la generación de Proelétrica.



filial de isa

Análisis del comportamiento de la Generación de Seguridad de Bolívar

PROELECTRICA 1 y 2 [GWh/año]	2013	2014 ¹
Total Generación	428.26	309.64
Total Generación de Seguridad	395.98	141.82
Total Generación Fuera de Mérito	371.05	60.64
Generación de Seguridad/Generación	92%	46%
Generación Fuera de Mérito/ Generación de Seguridad	94%	43%

Reconciliación Positiva	PROELECTRICA 1 y 2	
Año	Millones \$	[%] ¹
2013	\$ 101,144.84	8.1%
2014 (hasta agosto)	\$ 11,664.39	1.7%

(1) información hasta agosto de 2014

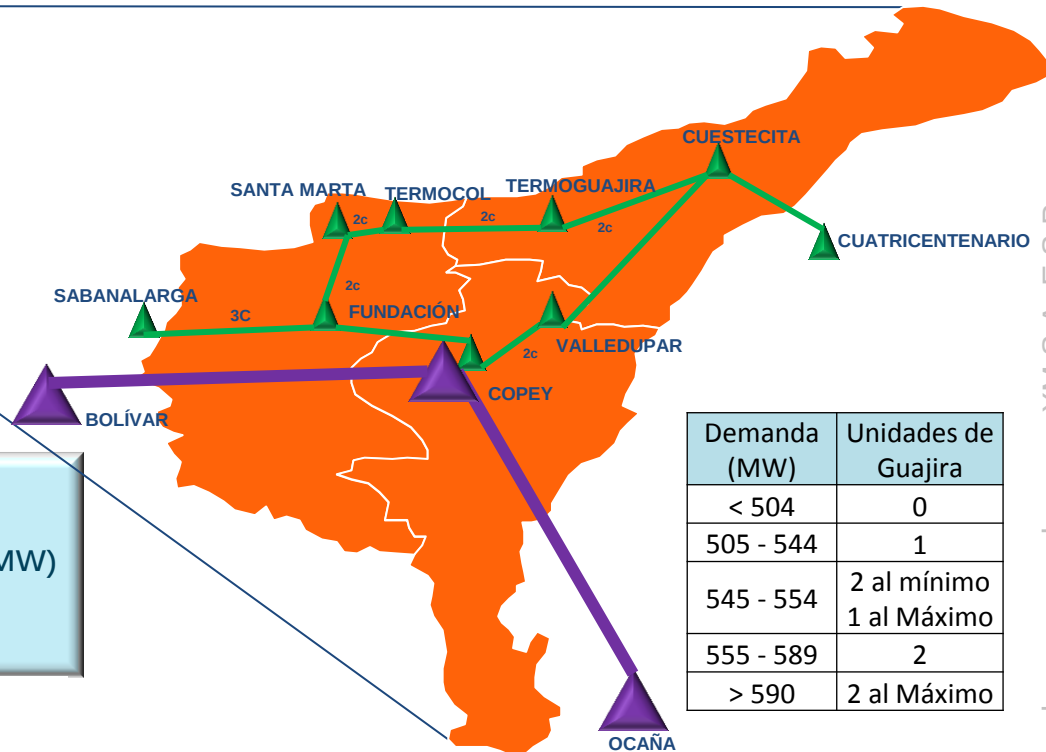
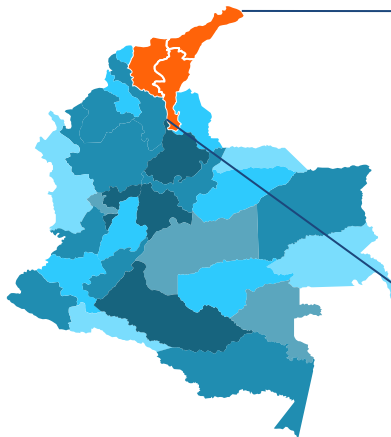
(4) Porcentaje respecto al valor total anual de reconciliación positiva sin AGC del SIN



Subárea GCM



Condición actual

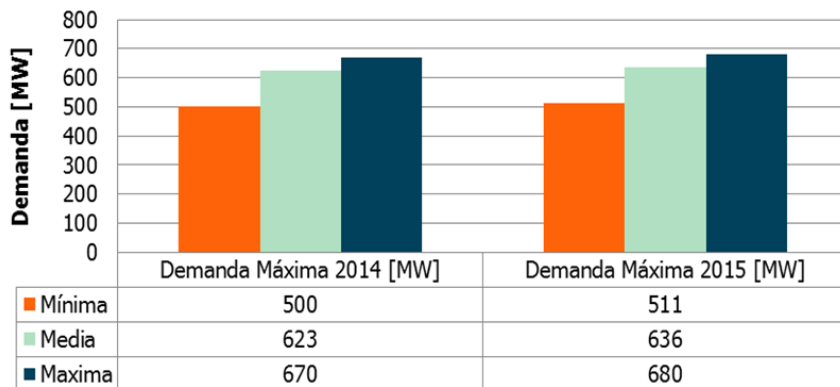


Demanda (MW)	Unidades de Guajira
< 504	0
505 - 544	1
545 - 554	2 al mínimo 1 al Máximo
555 - 589	2
> 590	2 al Máximo

Nuevas Cargas:

- Conexión en T de la carga en Puerto Drummond (40 MW)
- Normalización de la carga en Puerto Nuevo (20 MW)
- 18,68 MW adicionales en la Mina de El Cerrejón.

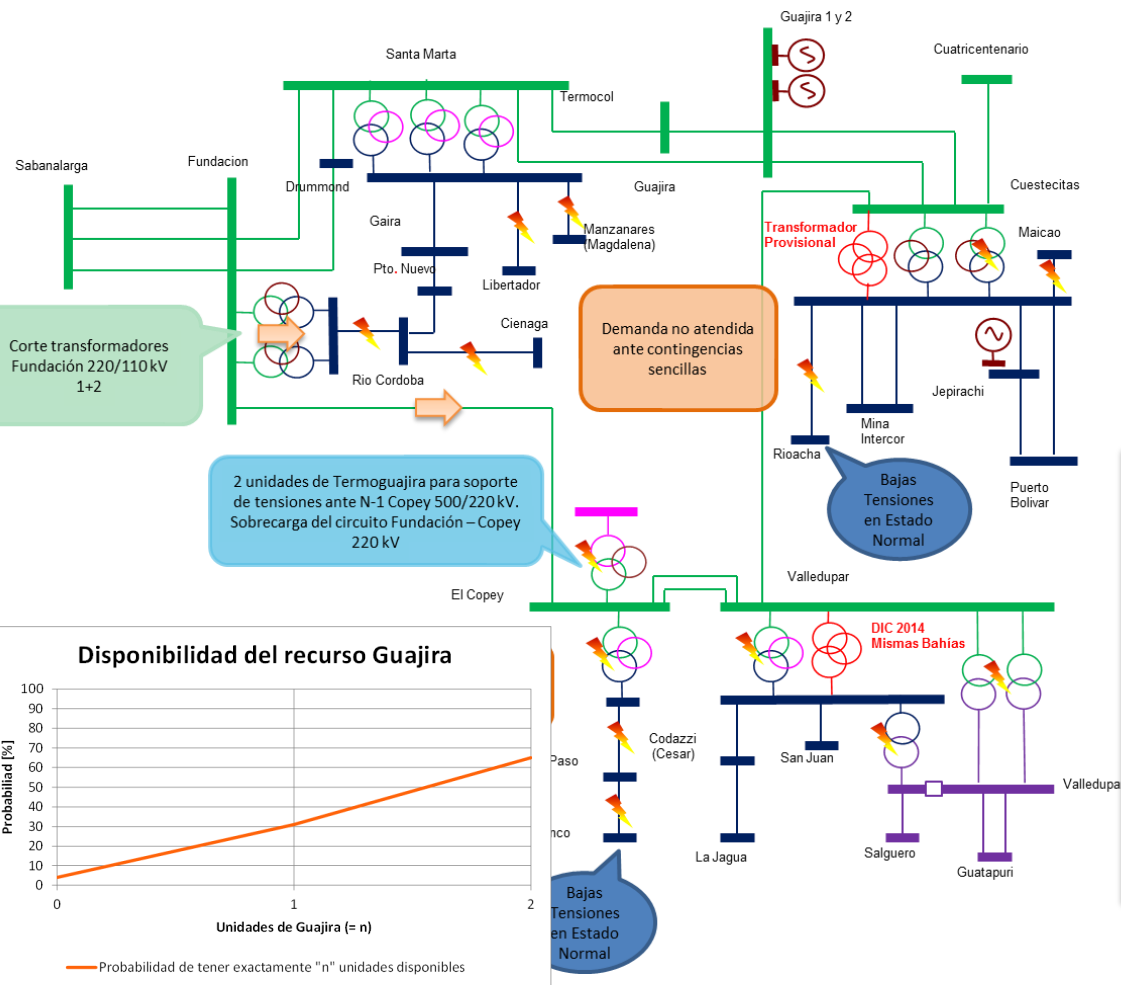
Demanda GCM



La subárea GCM presenta bajo perfil de tensión en las subestaciones alimentadas de manera radial y que se encuentran mas distantes del STN. El transformador Valledupar 220/110 kV presenta carga mayor al 100% en condición normal de operación

Bajo esta topología y con la demanda esperada a final del año 2014 se hace necesario programar dos unidades de Guajira para soporte de tensión (100% de la unidades del área)

Demanda Máxima año 2014



La contingencia más crítica es la salida del Atr Copey 500/220 kV. Se necesitan programar dos unidades en Guajira para el soporte de tensión ante esta contingencia. De igual manera ante este evento se sobrecarga el circuito Fundación – Copey 220 kV por encima del valor límite de emergencia

La probabilidad de que las 2 guajiras no estén en servicio es de 35% , esta situación comprometería seriamente la confiabilidad en la atención de la demanda de la subárea. Ante indisponibilidad de las dos guajiras y la contingencia del Atr Copey 500/220 kV se podría desatender demanda por bajas tensiones. Con una unidad de Guajira aún se tendrían tensiones menores al valor permitido en subestaciones alimentadas radialmente

No.	Corte		MW
1	A	*ATR Copey 500/220 kV / Fundación – Copey 220 kV	260
	B	**ATR Copey 500/220 kV / Fundación – Copey 220 kV	220
2	Atr Fundación 2 220/110 kV 100 MVA/ Atr Fundación 220/110 kV 55 MVA		65

* Parámetros actuales (Bajos aportes Hídricos)

** Parámetros Aportes Hídricos normales

Se recomienda mantener los parámetros actuales



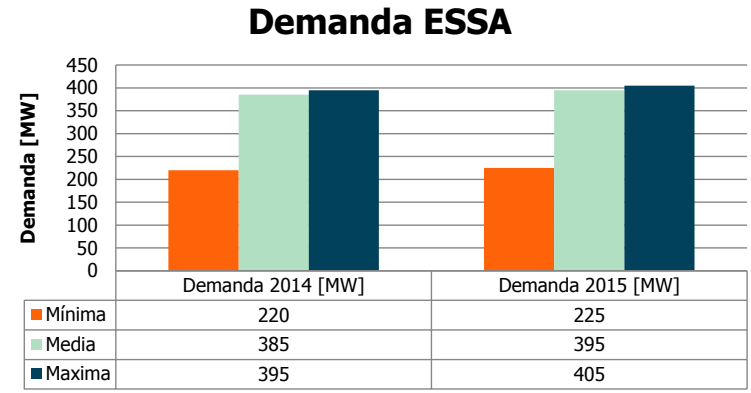
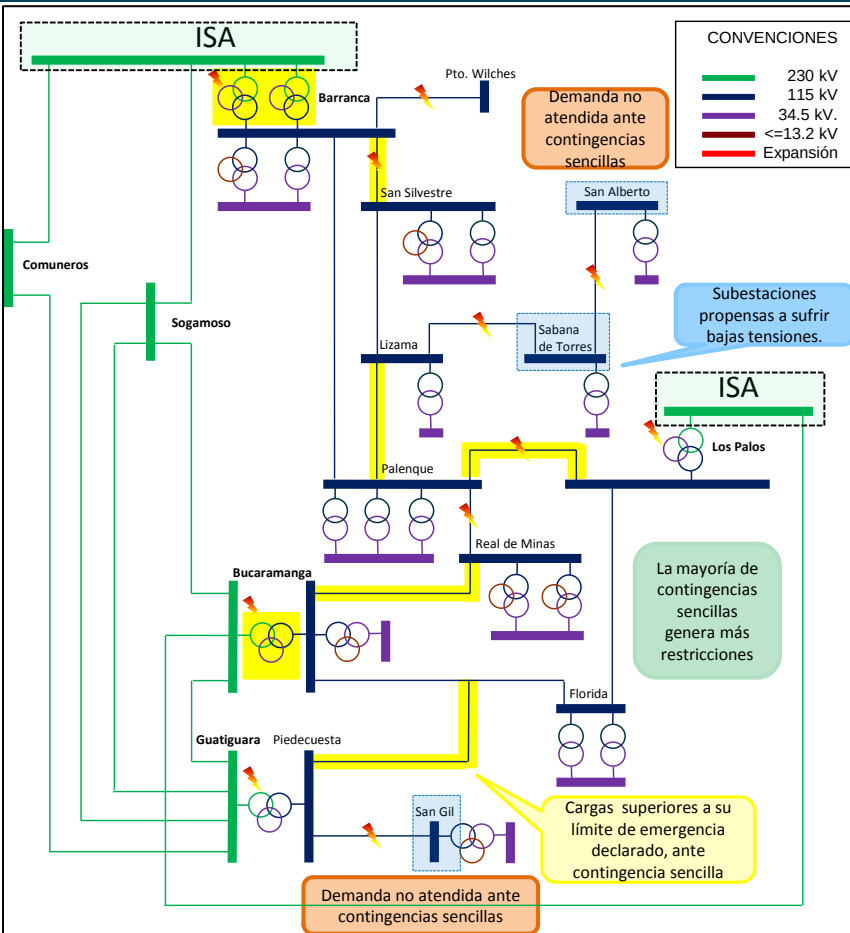
filial de isa



Subárea ESSA



Condición operativa ESSA



La red de Santander presenta agotamiento, tanto en transformación como en transmisión. Esta situación es aún más crítica ya que se espera la entrada de demanda industrial antes de la entrada en operación de las obras definidas para la atención confiable y segura de la demanda de la subárea, lo que hace que se presenten sobrecargas de los elementos en condición normal de operación. Además, que existan al menos 27 contingencias N-1 adicionales que podrían conllevar a desatención de demanda.

Se recomienda que el crecimiento de demanda industrial sea acompañado de alternativas que permitan atender gran parte de esta demanda industrial sin afectar la demanda total de la subárea Santander. De esta forma, se lograría una condición similar a la actual hasta la entrada en operación de las obras de expansión definidas. Además, se recomiendan medidas operativas temporales para mitigar los riesgos antes de la entrada de las obras de expansión estructurales.

Propuesta de tensiones para el control de potencia reactiva en la red de Santander.



■ filial de isa

Barra 115 kV	Rango de tensión [kV]
Barranca 115 kV	119 – 121
Bucaramanga 115 kV	118 – 119
Palos 115 kV	118 – 119
Piedecuesta 115 kV	119 – 121



Área Oriental

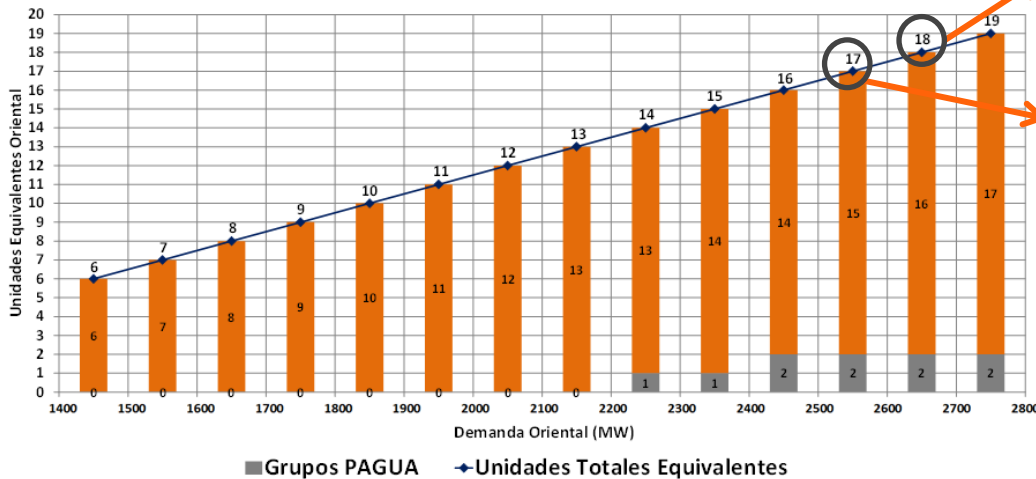


Mínimo número de unidades y límites de transferencia

Área Oriental



Demanda Oriental vs Mínimo Número de Unidades Equivalentes



Mínimo # unidades en el área Oriental

Fuente: 2do Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo del año 2014

Red actual demanda máxima 2014 sin proyectos: 2693 MW
Transferencia Enlace Primavera - Bacatá 500 kV: 520 MW
 Condición limitante: Tensiones

Situación actual demanda máxima: 2581 MW
Transferencia Enlace Primavera - Bacatá 500 kV: 520 MW
 Condición limitante: Tensiones

Planta	N° Unidades	Equivalencia	Total
Guavio	5	2	10
Chivor	8	1	8
La Guaca	3	1	3
Paraíso	3	1	3
Miel	3	0,33	1
Zipa	3	0,33	1
Total área			26

Nota: Para la capacidad de reactiva de las plantas Guavio y Chivor se consideran las curvas de capacidad que surgieron de las pruebas de reactiva realizadas.

Esc	Descripción	Transferencia Enlace Primavera - Bacatá 500 kV (MW)	Número mínimo de unidades	Condición limitante
1	Red actual con la demanda máxima 2014 sin proyectos (2628 MW)	520	18 (1)	Tensiones
2	Escenario 1 + compensación capacitiva en Bogotá (90 MVar)	520	18 (2)	Sobrecargas
3	Escenario 2 + SVC en Tunal 230 kV (2)	520	16 (3)	Tensiones

- (1) De este número de unidades es necesario programar dos grupos de PAGUA para el soporte de tensión en el Meta.
- (2) Con la entrada en operación de la compensación capacitiva en Bogotá se siguen requiriendo el mismo mínimo número de unidades para controlar el corte de los transformadores de Bacatá.
- (3) Con la entrada en operación del SVC en Tunal 230 kV, se elimina la necesidad de programar grupos de PAGUA para el soporte de tensión en el Meta.

Se resalta la importancia de la entrada oportuna del SVC de Tunal.



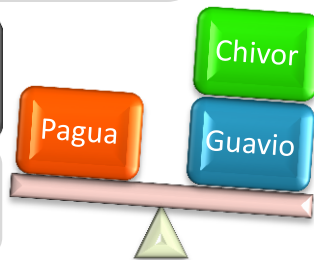
Potencia requerida en el área Oriental para garantizar seguridad del área

Consideraciones

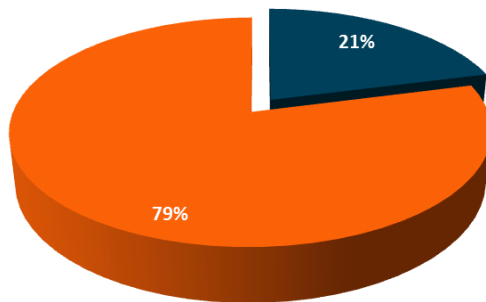
- ✓ Demanda Oriental: 2.536 MW (Incluye pérdidas)
- ✓ No se incluyen las unidades de Miel.

Generación mínima requerida al interior del área

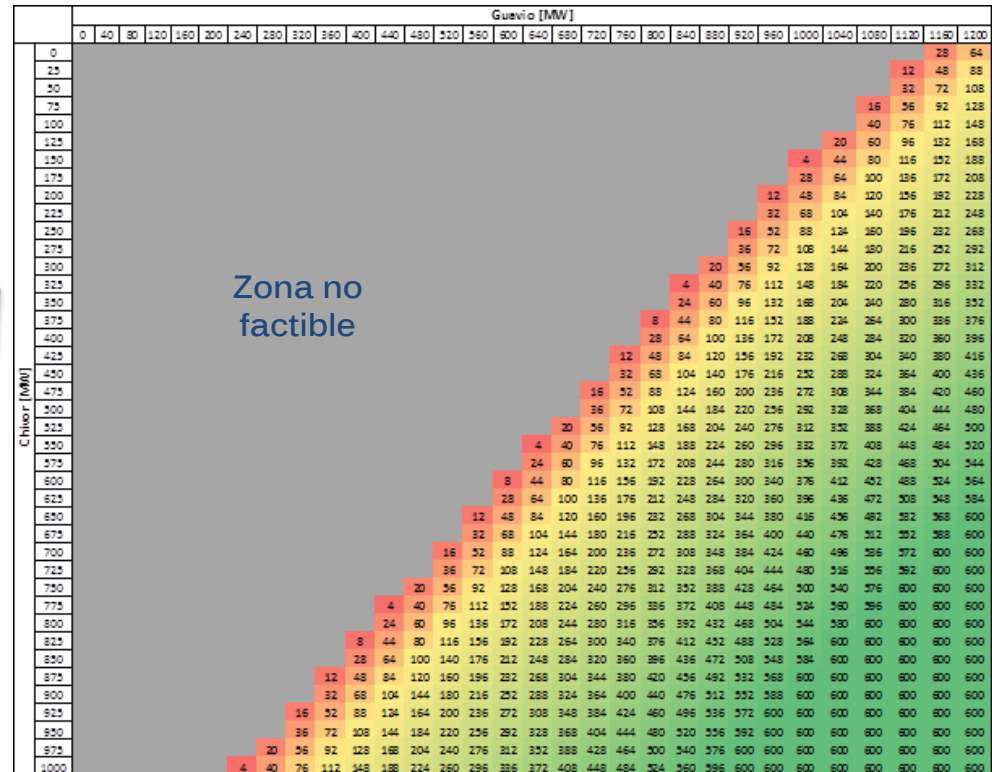
(1780 ± 30) MW(*)



Flexibilidad operación Oriental



■ Escenarios Factibles ■ Escenarios Infactibles



En general, la operación segura del área requiere tener un balance adecuado de generación entre Guavio, Chivor y Pagua. Mínima generación en una planta implica alta generación en las restantes.

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

(*) Con la entrada en operación *del segundo transformador Bacatá 500/115 kV se puede disminuir este valor hasta en 500 MW*. Lo que muestra el alto impacto de no contar con este transformador en operación en noviembre de 2014, tal como estaba previsto para mitigar los efectos del retraso en la entrada en operación del Proyecto Nueva Esperanza 500/230kV.



Resumen Acciones



Resumen Acciones propuestas para las Áreas Críticas

Acción Propuesta	Responsable
Agilizar los trámites del Proceso selección UPME 05 de 2014 (Refuerzo Costa Caribe 500 kV). Apoyar las gestiones para su entrada oportuna en 2018.	
Gestionar la entrada oportuna del proyectos Caracolí 230kV (año 2016)	 
Revisar la posibilidad de aumentar la capacidad de sobrecarga del circuito Bocagrande – Cartagena 66 kV	
Dejar de forma permanente los parámetros de sobrecarga del circuito Fundación – Copey 220kV declarados para las condiciones de bajos aportes	 
Se recomienda que el crecimiento de demanda industrial de la ESSA sea acompañado de alternativas que permitan atender gran parte de esta demanda industrial sin afectar la demanda total de la subárea Santander.	
Gestionar la entrada oportuna de los proyectos para el área Oriental 2014-2015: • Compensación Capacitiva Bacatá, Tibabuyes, Usme 115kV (90 Mvar) • SVC Tunal +60/-240 Mvar. • Segundo Transformador de Bacatá 500/115kV. • Proyecto Nueva Esperanza 500/230/115kV. • Proyecto Norte 230kV • STATCOM 500kV • Tercer transformador de Reforma 230/115kV. • Compensación Meta 115kV	     

Anexos

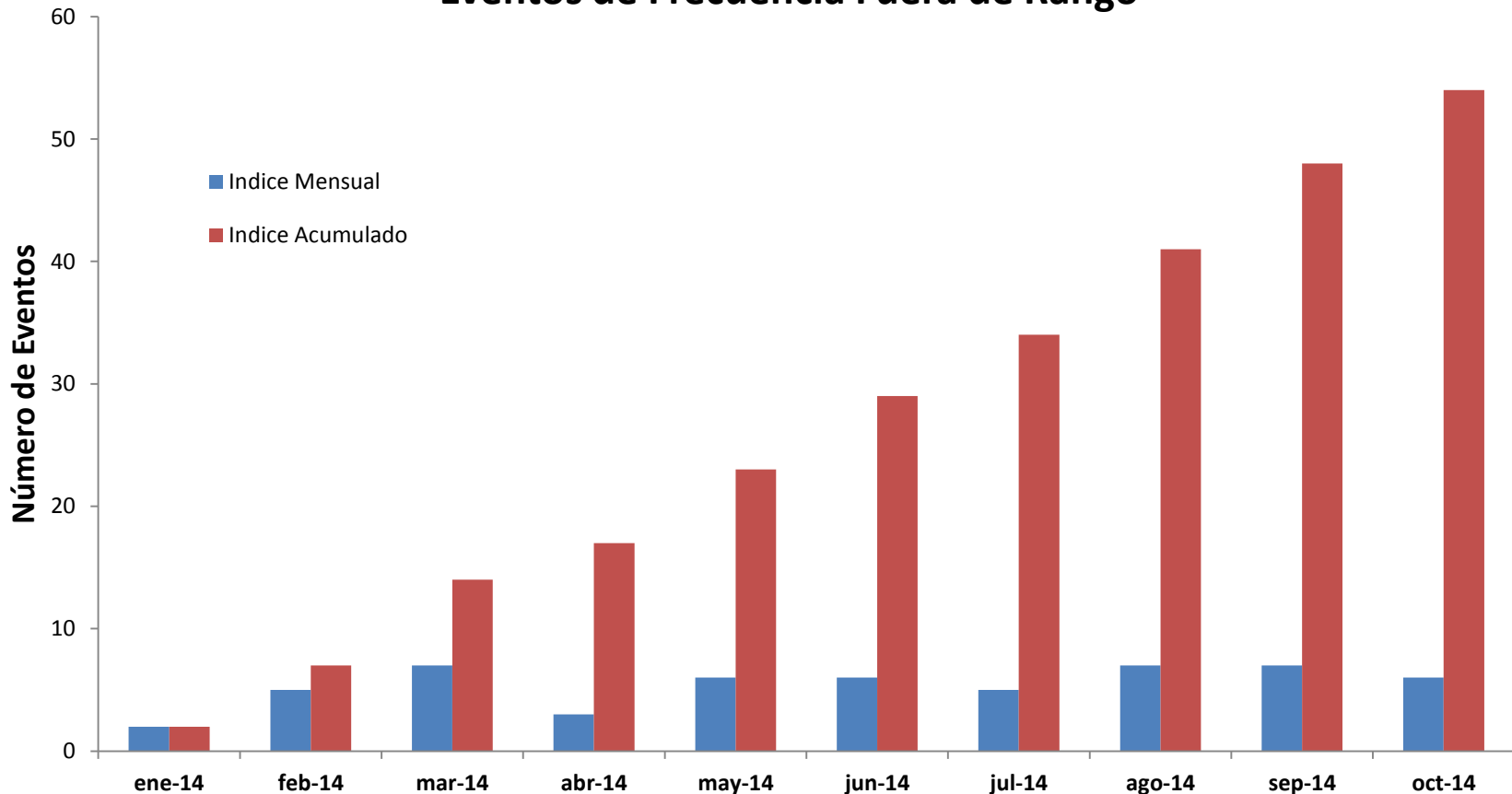




Indicadores de calidad

Eventos Transitorios de Frecuencia

Eventos de Frecuencia Fuera de Rango



- Durante octubre de 2014 se presentaron 6 eventos de frecuencia transitorios, alcanzando un total de 54 eventos en el año.

Eventos Transitorios de Frecuencia

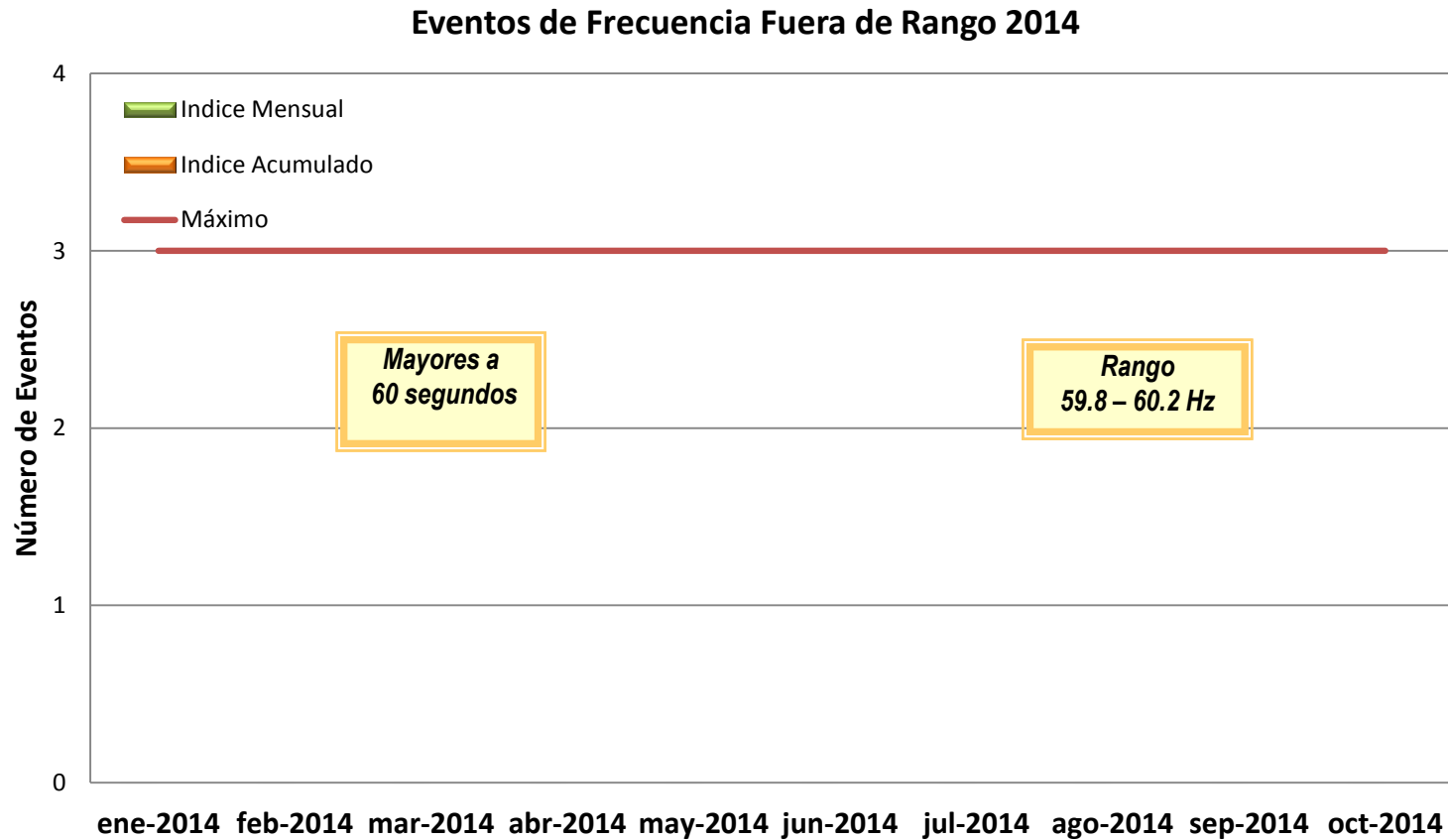
Indicador en prueba

- El evento con el menor valor de frecuencia alcanzó 59.73 Hz debido a la pérdida de 150 MW de generación por disparo de la unidad 4 de Porce 3 el 12 de octubre.

Fecha ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Tipo	Causa	Origina EDAC
05/10/2014	1	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad 1 en Termoguajira con 155 MW. El agente reporta rotura de caldera.	NO
08/10/2014	1	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad 1 en Termoguajira con 155 MW. El agente reporta rotura de caldera.	NO
12/10/2014	5	59.73	Transitorio	Disparo de la Unidad 4 de Porce 3 con 150 MW. El agente reporta disparo de la bomba de sello de la turbina.	NO
13/10/2014	2	59.80	Transitorio	Disminución súbita de generación en las unidades que estaban prestando el servicio de AGC, por posibles fallas en el sistema SCADA. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 57.79 Hz.	NO
16/10/2014	6	59.78	Transitorio	Disparo de la unidad 3 de Porce 3 con 147 MW. El agente reporta falla en la válvula proporcional del regulador de velocidad.	NO
28/10/2014	3	59.78	Transitorio	Disparo de la Unidad Guajira 1 con 155 MW llevando la frecuencia a un valor de 59.78 Hz, medida en la PMU de Chivor. El agente reporta rotura de caldera.	NO

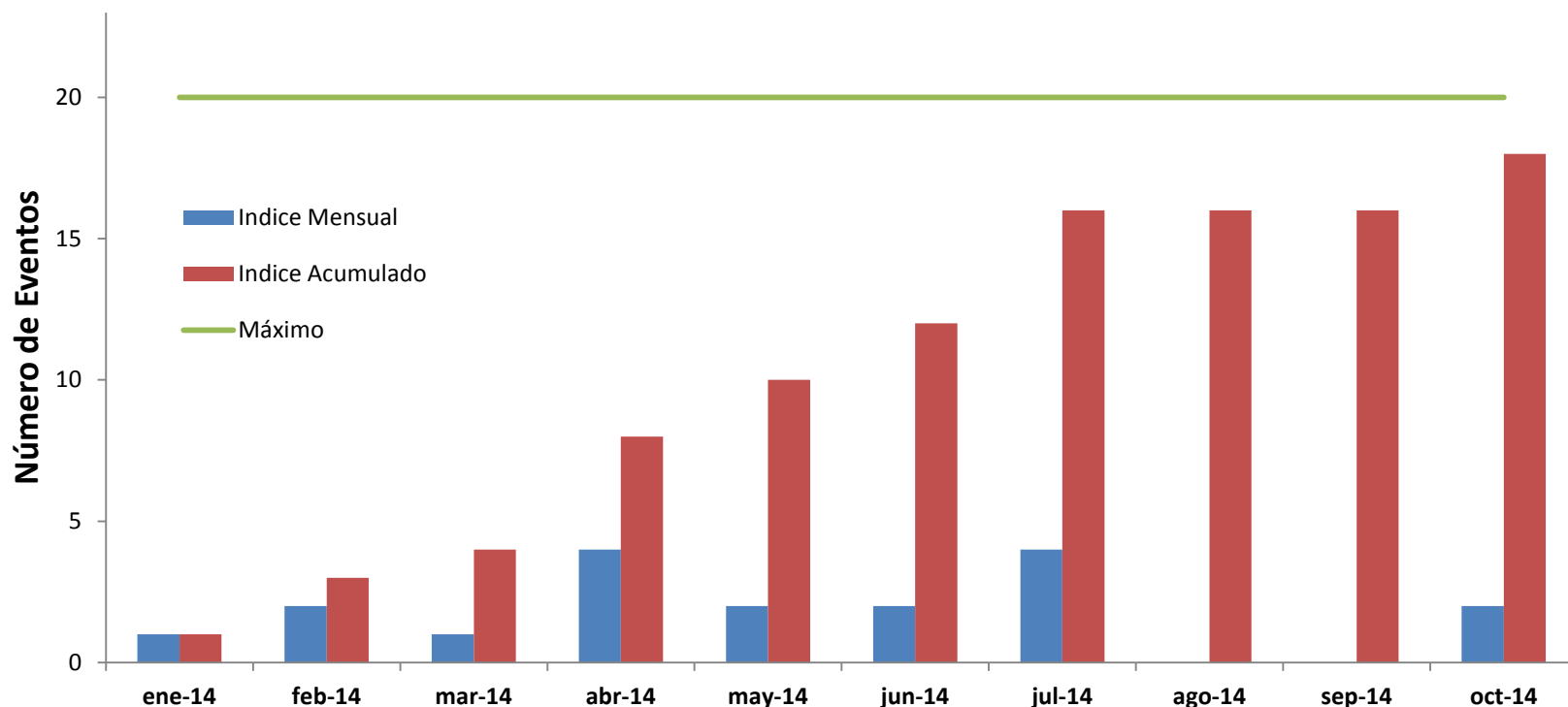
Variaciones de frecuencia lentas

En el mes de octubre no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema.
El indicador se mantiene en CERO (0) para el 2014.



Tensión fuera de rango

En el mes de octubre se presentaron dos eventos de tensión en el Sistema, llevando un acumulado de 18 eventos.

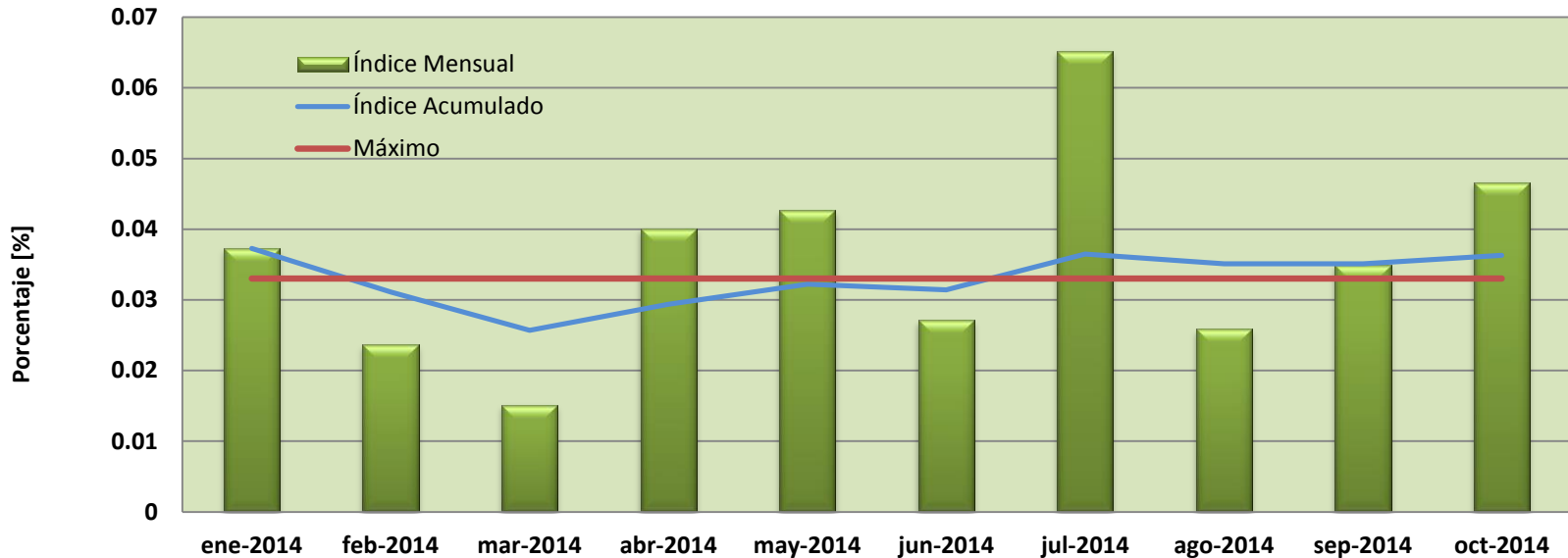


- **30/10** Disparo de todos los interruptores asociados a la subestación Ibagué 230 kV. El agente reporta nido de pájaros sobre la bahía por 230 kV del transformador Ibagué 2 230/115 kV.
- **31/10** Disparo de todos los interruptores asociados a la subestación Yumbo 230 kV. El agente reporta actuación de protección 87B de la Barra 1 - Sección 1. Causa sin identificar.



Porcentaje de DNA Programada

Eventos de Demanda No Atendida Programada 2014

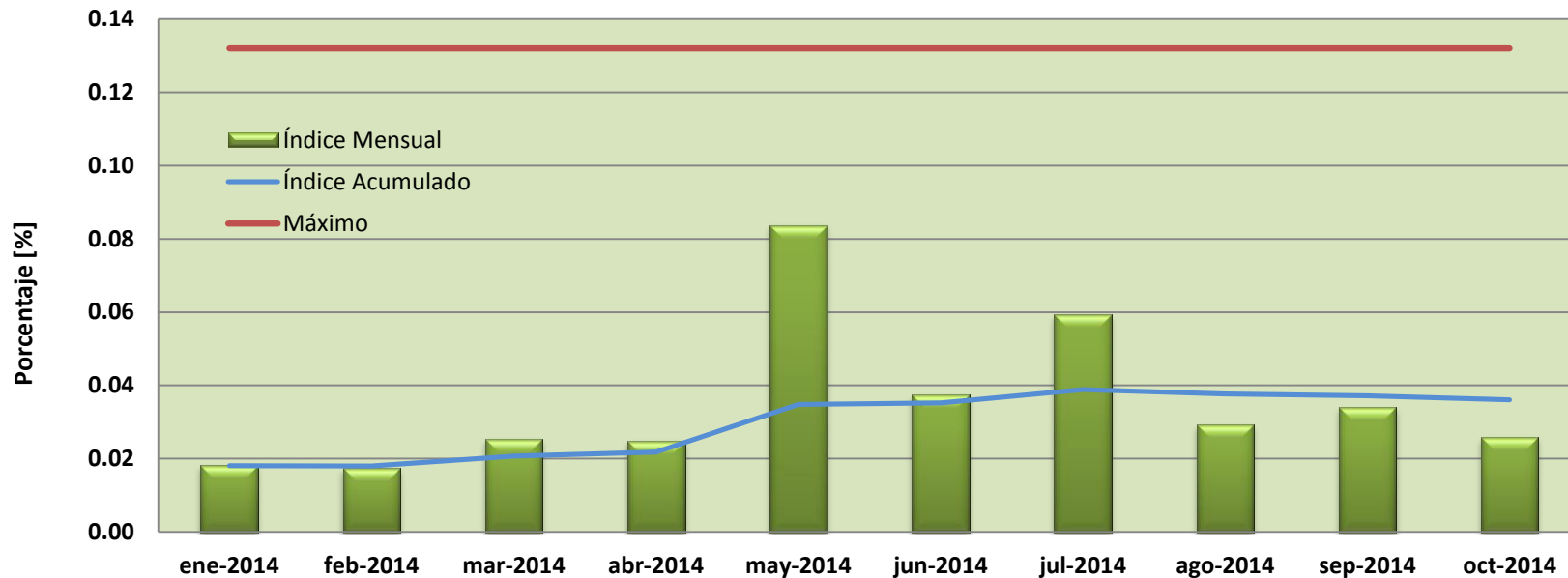


Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de octubre 2.57 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **19/10** (331.89 MWh) Trabajos sobre los activos BL1 Ternera a Gambote 66 kV, BL1 Bayunca a Villa Estrella 66 kV, Bayunca 1 35 MVA 66/13.8 KV, Villa Estrella - Bayunca 1 66 kV, Barra Villa Estrella 66 kV, Ternera - Villa Estrella 1 66 kV y Ternera - Gambote 1 66 kV bajo consignaciones nacionales C0112011, C0113616, C0113617 y C0113619, C0113618 y C0113622, C0113620, C0113621 y C0113623.
- **26/10** (288.9 MWh) Trabajos de la consignación C0111117 sobre el transformador Cordialidad 1 115/13.8 kV.

Porcentaje DNA No Programada

Eventos de DNA No Programada 2014



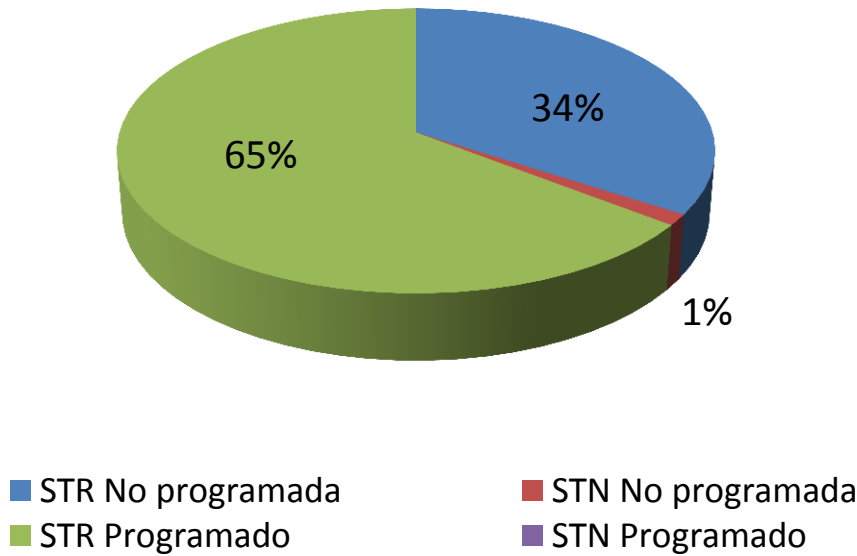
Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de octubre 1.41 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **12/10 – 13/10** (480.22 MWh) indisponibilidad del circuito Sabanalarga - Salamina 1 115 kV. El agente reporta conductor roto sobre el circuito.
- **07/10** (106.5 MWh) Apertura de emergencia de los transformadores TF-03 y TF-05 66/13.2 kV en subestación Ternera por inundación de la subestación debida a fuertes lluvias en la zona.



Demanda no atendida en el SIN

Demanda No Atendida en el SIN

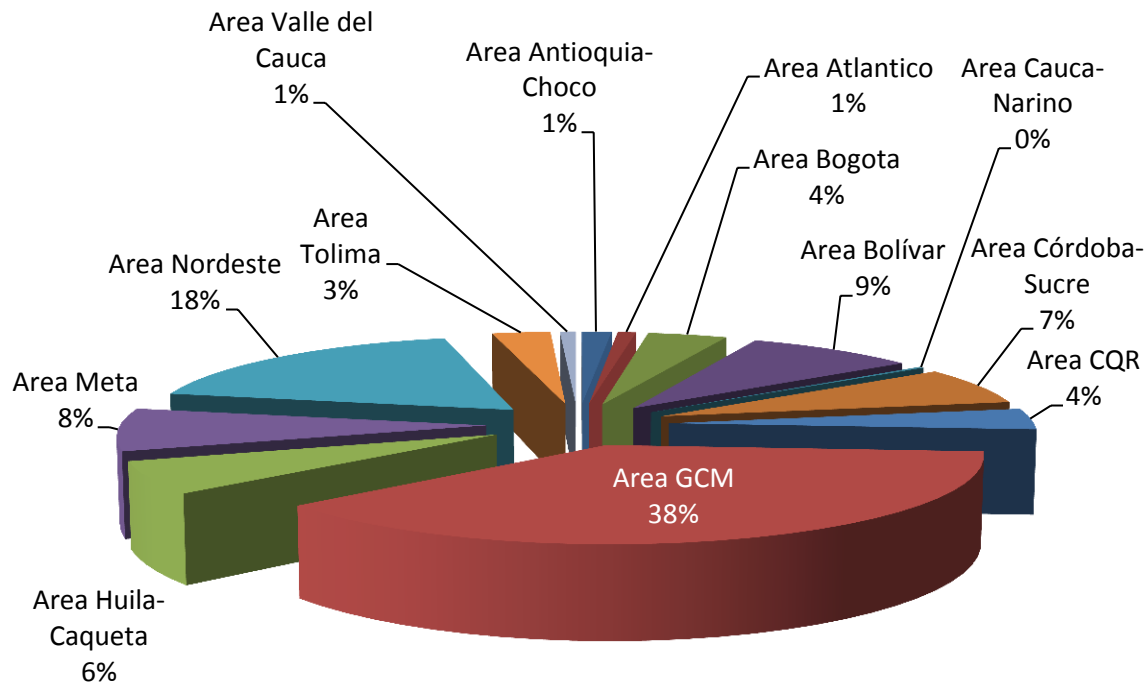


Tipo DNA	DNA [MWh]
STR No programada	1,361.03
STN No programada	50.43
STR Programado	2,572.84
STN Programado	0

Durante el mes de octubre se dejaron de atender 3.98 GWh. Se destaca la desatención programada de 433.33 MWh del área Bolívar, 560.94 del área GCM y 557.54 del área Atlántico.

DNA programada por áreas operativas

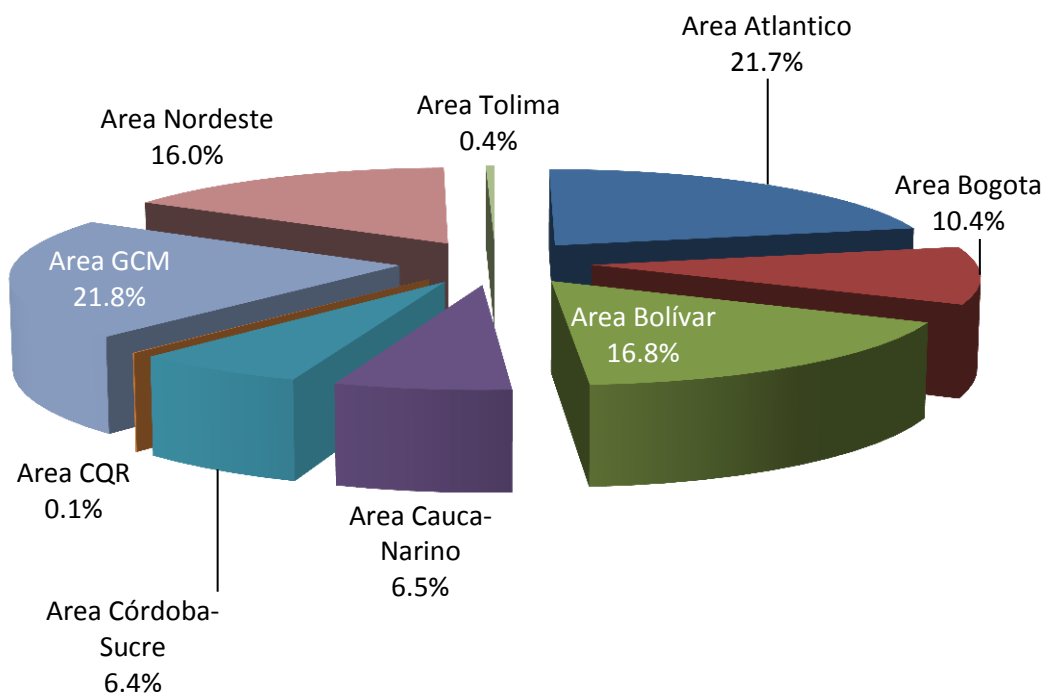
DNA PROGRAMADA STR [MWh]



DNA PROGRAMADA STR		
Área	Suma de [MWh]	TOTAL DNA [%]
Area Antioquia-Choco	20.95	1
Area Atlantico	12.84	1
Area Bogota	55.77	4
Area Bolívar	121.13	9
Area Cauca-Narino	3.71	0
Area Córdoba-Sucre	98.64	7
Area CQR	55.96	4
Area GCM	534.5	38
Area Huila-Caqueta	86.94	6
Area Meta	114.24	8
Area Nordeste	254.7	18
Area Tolima	40.88	3
Area Valle del Cauca	11.2	1
TOTAL DNA PROGRAMADA	1,411.46	100

DNA No Programada por áreas operativas

DNA NO PROGRAMADA STR [MWh]



DNA NO PROGRAMADA		
Áreas	Suma de [MWh]	TOTAL DNA [%]
Area Atlántico	557.54	21.7
Area Bogotá	266.44	10.4
Area Bolívar	433.33	16.8
Area Cauca-Narino	166.67	6.5
Area Córdoba-Sucre	164.76	6.4
Area CQR	1.9	0.1
Area GCM	560.94	21.8
Area Nordeste	410.66	16.0
Area Tolima	10.6	0.4
TOTAL DNA NO PROGRAMADA	2,572.84	100.0

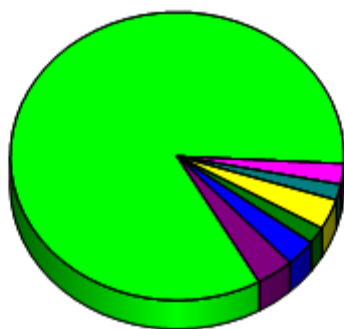


Indicadores del acuerdo CNO 518 de 2011

Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2014 Hasta: 9/30/2014 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%	1,88
Adelanto entre 20% y 30%	3,64
Adelanto entre 30% y 50%	2,98
Ajustado entre el 80% y 120%	83,89
Atrasado > 50%	3,42
Atrasado entre 20% y 30%	2,32
Atrasado entre 30% y 50%	1,77

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.



filial de isa

Indicadores Acuerdo 518

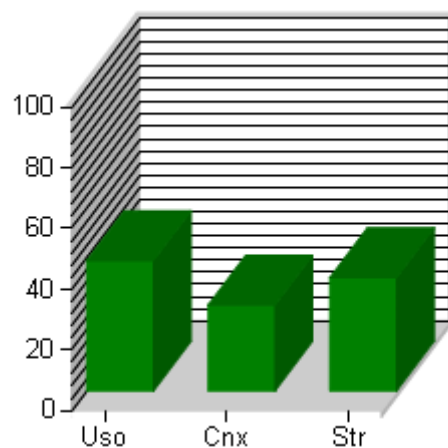
Desde: 4/1/2014

Hasta: 9/30/2014

Resolución:

Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Activo	Porcentaje	Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	28,3	103	364
Str	37,31	719	1927
Uso	42,94	356	829

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

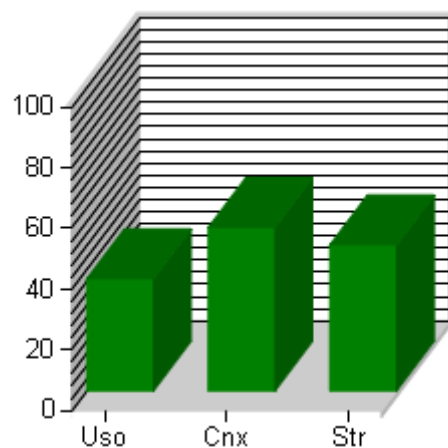


filial de isa

Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2014 Hasta: 9/30/2014 Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	53,85	196	364
Str	48,11	927	1927
Uso	36,91	306	829

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

Indicadores Acuerdo 518

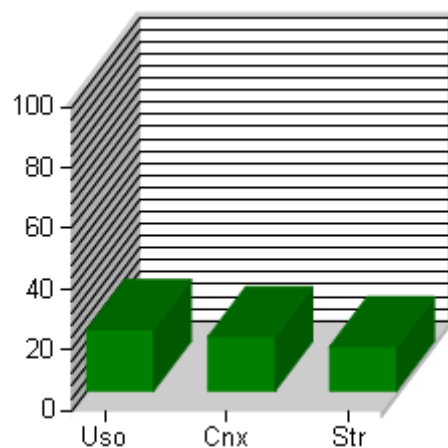
Desde: 4/1/2014

Hasta: 9/30/2014

Resolución:

Semestral

Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia



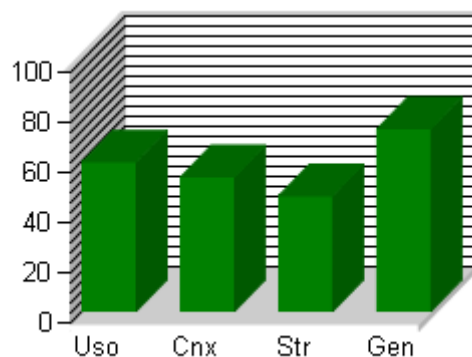
Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	17,86	65	364
Str	14,58	281	1927
Uso	20,14	167	829

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

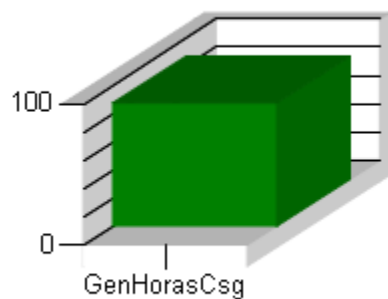
Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2014 Hasta: 9/30/2014 Resolución: Semestral

Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	59,35	346	583
Cnx	53,4	102	191
Str	45,95	715	1556
Gen	72,57	172	237



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	87,31	25074	28719

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

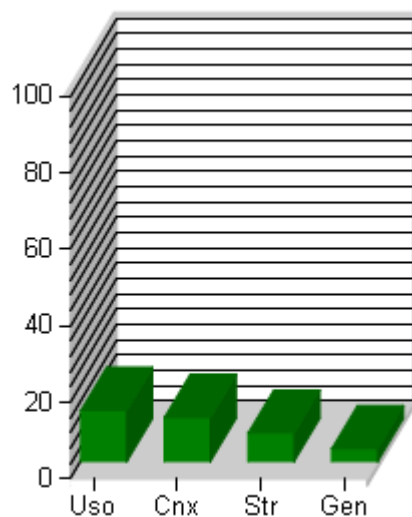


filial de isa

Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2014 Hasta: 9/30/2014 Resolución: Semestral

Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND

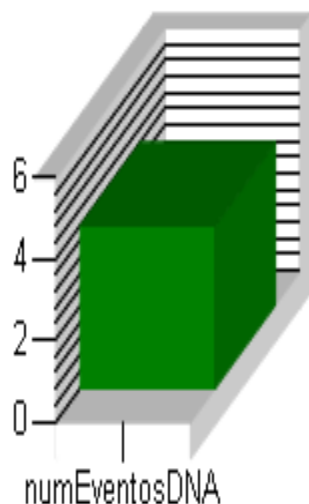


Activo	Indice Modificaciones por CND	Total Consig Plan Modificadas	Total Consig Plan Solicitadas
Uso	13,38	78	583
Cnx	11,52	22	191
Str	7,46	116	1556
Gen	3,38	8	237

Indicadores Acuerdo 518

Desde: 4/1/2014 Hasta: 9/30/2014 Resolución: Semestral

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



Cod CSG	Eventos	Activo Principal	Agente Operador
C0100472	1	BT CERROMATOSO 1 30 MVA 110 kV	TRANSELCA S.A. E.S.P.
C0106333	1	QUIBDO - CERTEGUI 1 115 kV	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.
C0109426	1	EL BOTE - SUR 1 115 kV	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.
C0109865	1	BT TERMOYUMBO 5 25 MVA 115 kV	EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A.
Total:		4	

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.

Indicadores Acuerdo 518

Desde:	4/1/2014	Hasta:	9/30/2014	Resolución:	Semestral
--------	----------	--------	-----------	-------------	-----------

23/Jun/2014 14:57

Disparo del transformador 3 360 MVA 500/230KV en Subestación Cerromatoso y de las bahías de línea de Cerromatoso hacia Urra 1 y 2 230kV, quedando sin tensión las subestaciones Cerromatoso 230kV, Urra 230/115KV, Urabá 230KV, Tierralta 110kV y Río Sinú 110kV. El agente informa actuación de la protección diferencial en subestación Cerromatoso 230kV a causa de mezcla de polaridades durante trabajos asociados a la consignación **C0100472**. DNA = 42.34 MWh.

03/May/2014 07:09

Se produjo la desconexión de la línea de transmisión El Siete – Quibdó a 115 kV, en el extremo de la subestación Quibdó 115 kV, debido a un error humano al realizar maniobras de apertura sobre la línea Quibdó – Cértegui 115 kV, requeridas por los trabajos de la consignación nacional **C0106333**. DNA = 1.01 MWh.

23/Jul/2014 06:07

Disparo de las bahías de línea en El Bote hacia Tenay y en El Bote hacia Betania 1 y 2 115kV, dejando sin tensión a las subestaciones a 115 kV de El Bote, Natagaima, Tuluní, Amoyá, Sur y Oriente. El agente reporta que el disparo se presentó en la ejecución de los trabajos de la consignación **C0109426** por un acercamiento de la fibra óptica a los circuitos afectados. DNA = 18.20 MWh.

03/Ago/2014 13:34

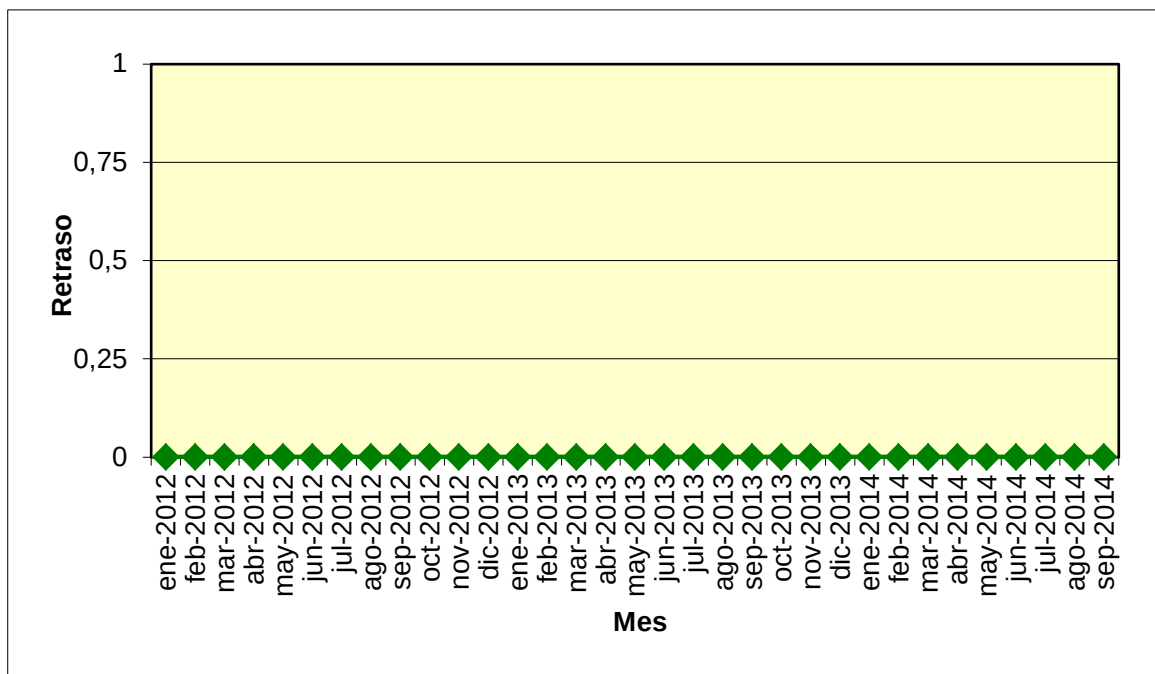
Disparo de todos los interruptores asociados a la subestación Yumbo 115 kV. En el momento del evento se disponían a realizar cierre de la bahía de acople de barras interruptor I180, para realizar cambio de barra bajo consignación nacional de emergencia **C0109865** sobre el activo BT Termoyumbo 5 25 MVA 115 KV, (ATR 115/34.5 kV). Según lo informado por el agente se había quedado una tierra portátil en barra 2, con lo que se presentó actuación de la protección diferencia de barra (ANSI 87). DNA = 4.88 MWh.



■ filial de isa

Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

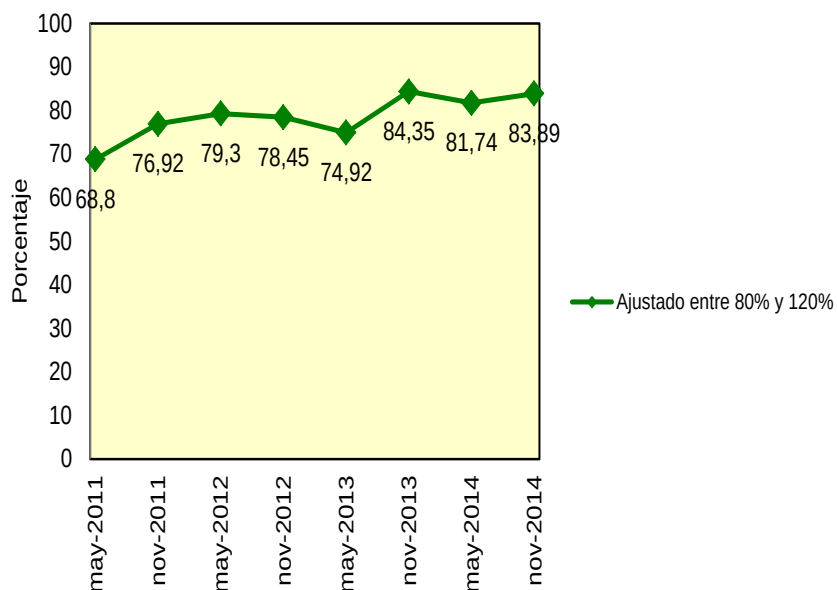
No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.



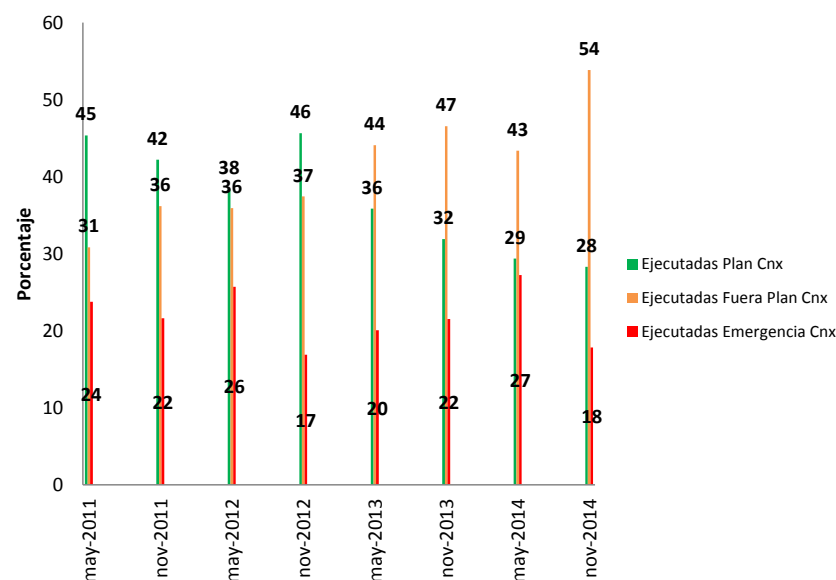
Relación con la CREG 065 de 2000.

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

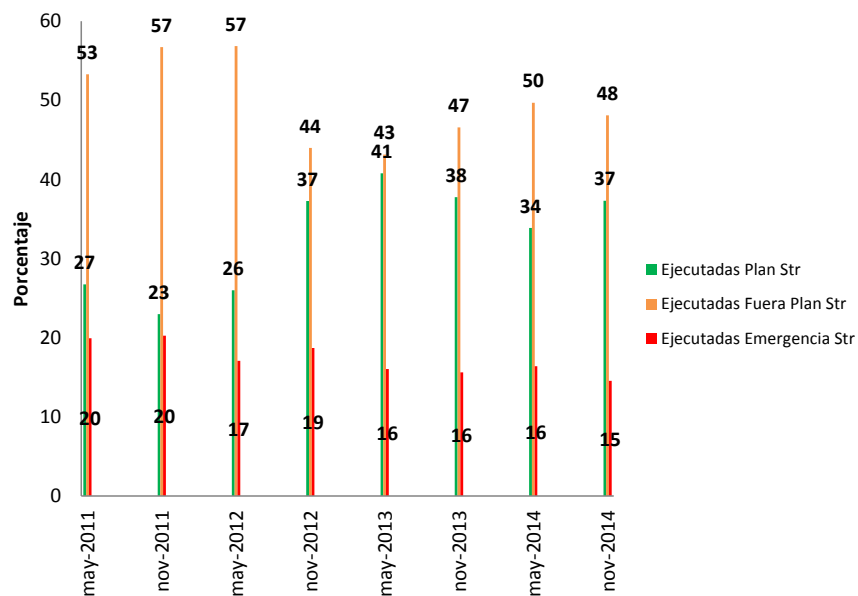


Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión

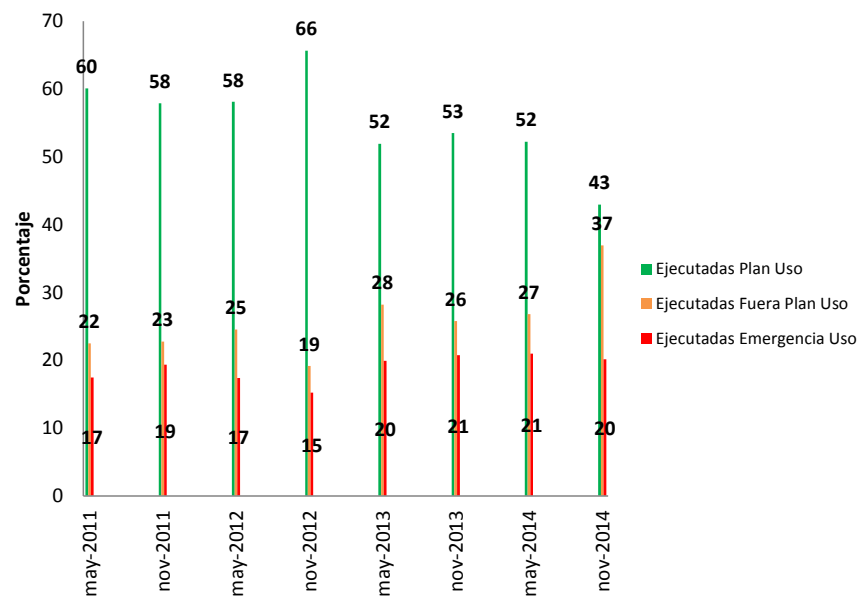


Historia Indicadores Acuerdo 518

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 83.89%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 81.74%, se aprecia leve aumento en el indicador.
- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 28.30%, 37.31% y 42.94% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 29.39%, 33.87% y 52.21%.
- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 3.38% y 13.38% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango 0.91% y 16.96% 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

Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso:

Cronograma de pruebas

Noviembre de 2014						
D	L	M	M	J	V	S
						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						
Diciembre de 2014						
	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	31			

	Pruebas Unidad 3
	Pruebas Unidad 2
	Pruebas Unidad 1

La fecha de primera sincronización de la unidad 3 con la red: **4 de noviembre de 2014**

Se espera que terminen las pruebas de la unidad 3: **18 de noviembre**

La fecha de primera sincronización de la unidad 2 con la red: **26 de noviembre de 2014**

Se espera que terminen las pruebas de la unidad 2: **10 de diciembre**

La fecha de primera sincronización de la unidad 1 con la red: **9 de diciembre de 2014**

Se espera que terminen las pruebas de la unidad 1: **23 de diciembre**



filial de isa

Obras propuestas para mitigar los principales cortes T3 2014

El siguiente cuadro relaciona las restricciones más críticas, así como las obras definidas para mitigar su efecto en el SIN

Corte	Proyecto	Fecha	Estado / Responsable
Guaca - Mesa 1 y 2 220 kV	Nueva Esperanza	31/12/2015	En ejecución 
Termoflores 110 kV	• Caracolí • Obras asociadas STR	30/11/2016 31/12/2017	• Aprobación ingresos  • Concepto UPME 
Salidas de San Carlos	Subestaciones Ituango - Medellín (katíos)	31/08/2018	Proceso selección UPME 03 de 2014 
Salidas de Guavio 220 kV	Chivor – Norte – Bacatá	31/10/2015	En ejecución 
Salidas de Tebsa 110 kV	• Caracolí • Obras asociadas STR	30/11/2016 31/12/2017	• Aprobación ingresos  • Concepto UPME 
Caribe a 500 kV	Refuerzo Costa Caribe 500 kV	30/09/2018	Proceso selección UPME 05 de 2014 
Fundación - Copey 220 kV	Refuerzo Costa Caribe 500 kV	30/09/2018	Proceso selección UPME 05 de 2014 
Salidas Torca 115 kV	• Chivor–Norte–Bacatá • Nueva Esperanza	31/10/2015 31/12/2015	• En ejecución  • En ejecución 
 Betania - Seboruco - El Bote 1 115	Betania – Sur 115 kV	15/08/2014	Operación comercial 
Exportación a Ecuador	Tesalia (Quimbo)	10/09/2015	En ejecución 

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

Volumen de los embalses a la fecha

Volumen Util Vertimiento
Diario Acum

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

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	60.7	0.0
MIRAFLORES	94.3	0.0
PENOL	82.8	0.0
PLAYAS	66.4	0.0
PORCE II	36.1	0.0
PORCE III	47.4	0.0
PUNCHINA	21.3	0.0
RIOGRANDE2	87.4	0.0
SAN LORENZO	84.1	0.0
TRONERAS	65.0	0.0
total Antioquia	80.0	0.0

CARIBE	%	GWh
URRA1	86.9	0.0
total Caribe	86.9	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	61.8	0.0
BETANIA	81.7	0.0
MUNA	64.8	0.0
PRADO	45.2	0.0
total Centro	62.3	0.0

Volumen Util Vertimiento
Diario Acum

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

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	91.2	0.0
ESMERALDA	93.0	0.0
GUAVIO	92.3	0.0
total Oriente	92.2	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	35.2	0.0
CALIMA1	79.6	0.0
SALVAJINA	36.9	0.0
total Valle	57.6	0.0

Total Acumulado -SIN-	77.84%	0.00
------------------------------	---------------	-------------

Principales gestiones del Sector frente a la probabilidad del Niño

Se requiere contar con información oficial de balance **consolidado** físico de gas producción Vs demanda 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 debe tener la información oficial de restricciones de transporte de gas, con el fin de conocer la viabilidad de las entregas de gas requeridas por el parque generador térmico.

Se debe maximizar la disponibilidad de producción y transporte de gas para el Sector Termoeléctrico, como una medida frente a la incertidumbre de las condiciones hidroclimáticas que pueden llevar a escenarios de generación que superarían las OEF de las térmicas del SIN.

Se debe seguir con los esquemas de coordinación operativa entre los sectores gas y electricidad (CNO Eléctrico y CNO Gas), como una de las acciones claves para mejorar la confiabilidad para la atención de la demanda eléctrica.

Es necesario estar atento a las conclusiones y recomendaciones de los estudios y auditorias de diagnóstico de la logística del abastecimiento de combustibles líquidos (CNO y resolución CREG), con el objeto de definir acciones requeridas a partir del mismo. En especial lo relacionado a la viabilidad de logística y almacenamiento de combustibles líquidos para atender de forma simultanea todas las OEF del sector termoeléctrico de forma prolongada (durante toda la temporada de bajos aportes), dado que según los modelos se requerirá de generación que puede superar las OEF del parque térmico.

Principales gestiones del Sector frente a la probabilidad del Niño

Se debe definir esquemas de coordinación y de información entre los sectores líquidos y electricidad.

Los transportadores nacionales y los transportadores regionales, deben efectuar adecuadamente los mantenimientos de activos de transmisión del SIN (STN/STR) de tal forma que se cuente con la disponibilidad de redes necesaria para evacuar la máxima generación térmica ante la ocurrencia de escenarios extremos de bajos aportes.

Realizar un seguimiento permanente a la ocurrencia de fenómenos hidroclimáticos y su incidencia en los aportes hídricos de los principales embalse del SIN.

Se debe hacer seguimiento detallado a la entrada oportuna de proyectos de generación y transmisión, previstos a entrar en operación antes o durante el verano 2014-2015 (generación y transmisión).

Adelantar gestiones para intensificar las campañas y esquemas de uso eficiente de energía a nivel nacional.

Principales gestiones del Sector frente a la probabilidad del Niño

Como medida preventiva, se recomienda adelantar las gestiones para identificar y facilitar a los Autogeneradores entregar sus excedentes al Sistema Interconectado Nacional. Así mismo, se recomienda revisar la pertinencia de activar las medidas especiales previstas en la reglamentación para la exportación de energía eléctrica.

Según lo establecido en la Ley Eléctrica y en la normatividad vigente, las empresas deben enviar en forma oportuna y fiel la información que el CND requiere para el planeamiento y la operación del sistema interconectado nacional. (entre otras, combustibles, pronósticos hidrológicos, series hidrológicas, parámetros de máquinas, factores de conversión, heat rate, capacidad de potencia reactiva.)