



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación - CNO

Documento XM - CND - 182

Jueves, 5 de septiembre de 2013

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

Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

Centro Nacional de Despacho - CND

Documento XM - CND - 182

Jueves, 5 de septiembre de 2013



■ filial de isa

Contenido

- Principales riesgos atención demanda
 - ❑ Situación actual y evolución de restricciones
 - ❑ Riesgos por retraso de entrada de proyectos Transmisión y Generación
 - ❑ Situaciones operativas relevantes
 - ❑ Bolívar
 - ❑ Atlántico
 - ❑ Huila – Tolima
 - ❑ Área Oriental
 - ❑ Pruebas de recursos de generación

- Variables

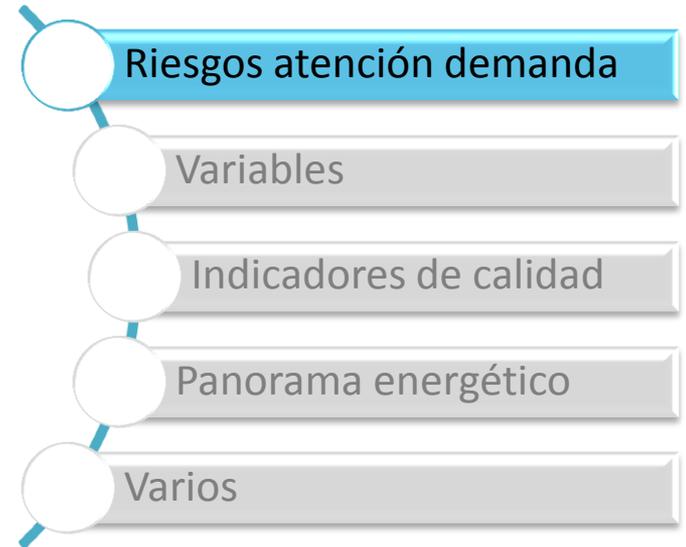
- Indicadores de calidad

- Panorama energético

- Varios

- ❑ Matriz seguimiento de proyectos
- ❑ Estado actual Station Ware
- ❑ Certificación ISO 27001: Seguridad de la Información
- ❑ Nuevas resoluciones





Principales riesgos para la atención confiable de la demanda

Situación actual y evolución de restricciones

Resumen diagnóstico restricciones del SIN, que generan DNA - 43 restricciones -

CONVENCIONES

Rojo: Bajas tensiones y sobrecargas en condición normal de operación y con contingencia sencilla.

Naranja: Contingencia sencilla, para las cuales no se cuenta con generación de seguridad suficiente para su cubrimiento.

Amarillo: Contingencia sencilla y se cuenta con generación de seguridad

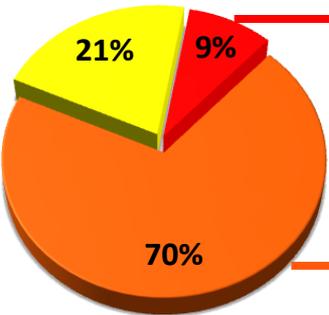
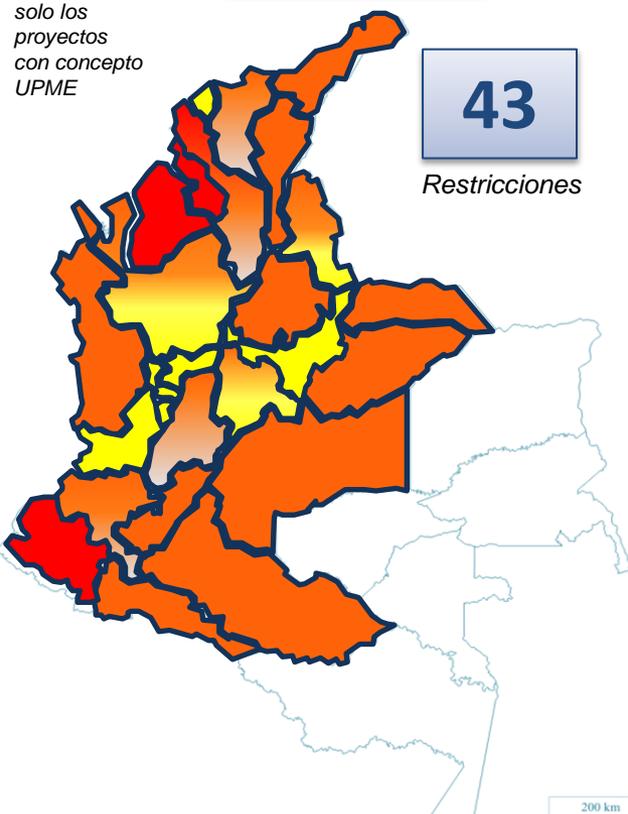
Resumen diagnóstico restricciones del SIN, que generan DNA

- 43 restricciones -

Nota: Se consideran solo los proyectos con concepto UPME

2013

43
Restricciones

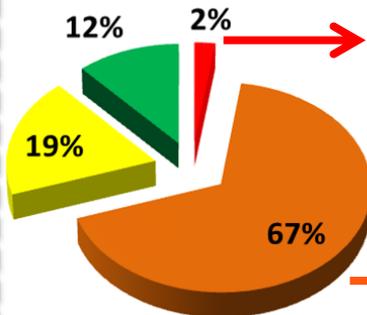
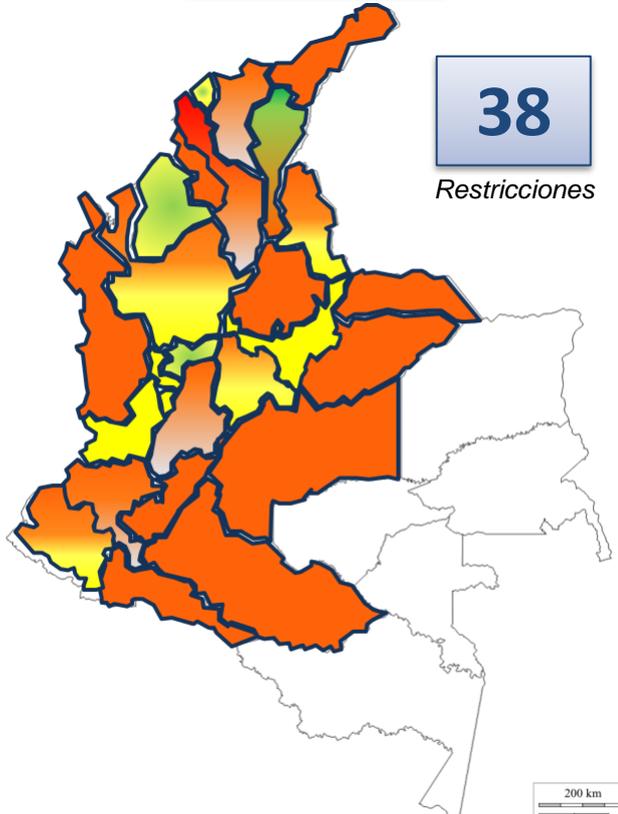


DNA: 0.13% de la demanda total del SIN

DNA: 31% de la demanda total del SIN

2015

38
Restricciones

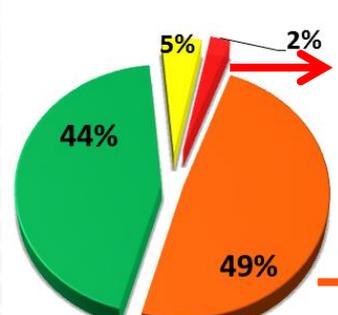
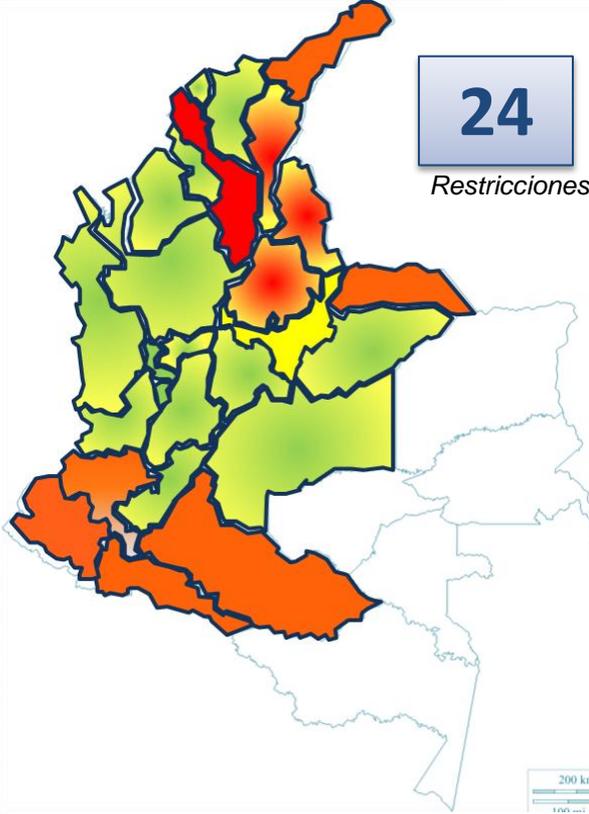


DNA: 0.05% de la demanda total del SIN

DNA: 25% de la demanda total del SIN

2018

24
Restricciones



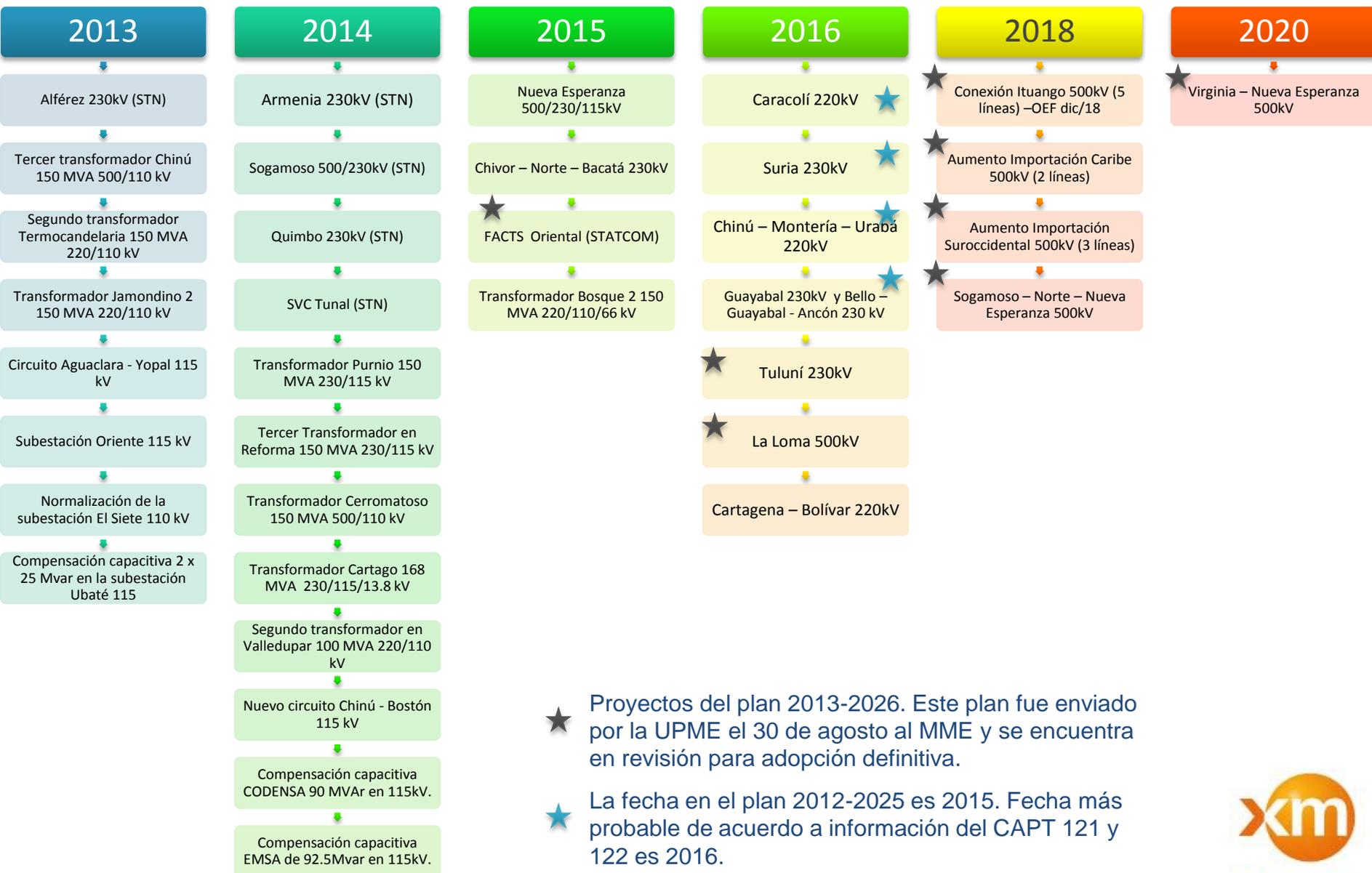
DNA: 0.05% de la demanda total del SIN

DNA: 15% de la demanda total del SIN

Principales Obras del SIN

Mediano Plazo

Largo Plazo



★ Proyectos del plan 2013-2026. Este plan fue enviado por la UPME el 30 de agosto al MME y se encuentra en revisión para adopción definitiva.

★ La fecha en el plan 2012-2025 es 2015. Fecha más probable de acuerdo a información del CAPT 121 y 122 es 2016.



Conclusiones

1. Existen algunas restricciones que actualmente se materializan, y las obras definidas para reducir o mitigar las mismas tienen fecha de entrada en operación en 2 años o más, aún sin considerar retrasos en su ejecución.

2. Hasta que no se tengan en operación los proyectos definidos e identificados en los diferentes planes de expansión, se tiene una mayor vulnerabilidad y riesgo para la atención de la demanda.

3. Las obras necesarias en el STN están identificadas en el borrador del plan de expansión (2013-2026) el cual fue enviado por la UPME el 30 de Agosto al MME y se encuentra en revisión para su adopción.

4. Todavía existen restricciones en el STR que no tienen soluciones estructurales definidas y sobre las cuales se debe hacer gestión ante el OR y la UPME para su definición e inclusión en el plan de expansión de lo OR a presentarse en Octubre de 2013 (CREG 024 de 2013).



Riesgos por retraso de entrada de proyectos Transmisión y Generación

Proyectos de expansión que a la fecha deberían estar en operación

Seguridad

Subestación Bosque 220/66 kV – 150 MVA y obras asociadas

Definición: Diciembre 2007 Plan de Expansión 2008 – 2022.

Fecha de entrada en operación según Resolución MME 182149 de 2007: **Noviembre 2009.**

Primera fecha de entrada en operación según Documentos de Selección de la UPME: **Octubre 2010.**

Proyecto Armenia 230/115 kV y obras asociadas

Definición del proyecto: Junio 2009 Plan de Expansión 2009 – 2023.

Fecha de entrada en operación según Resolución MME 180946 de 2011: **Noviembre 2011.**

Primera fecha de entrada en operación según Documentos de Selección de la UPME: **Noviembre 2013.**

Tercer transformador Chinú 500/115 kV -150 MVA

Fecha de entrada en operación Concepto UPME: **Diciembre 2012.**

Proyecto Nueva Esperanza 500/230/115 kV y obras asociadas

Definición del proyecto: Diciembre 2007 Plan de Expansión 2008 – 2022.

Fecha de entrada en operación según Resolución MME 182149 de 2007: **Noviembre 2010.**

Primera fecha de entrada en operación según Documentos de Selección de la UPME: **Octubre 2011.**

Proyecto Sogamoso 500/230 kV y obras asociadas

Definición del proyecto: Junio 2009 Plan de Expansión 2009 – 2023.

Fecha de entrada en operación según Resolución MME 180946 de 2011: **Septiembre 2013.**

Primera fecha de entrada en operación según Documentos de Selección de la UPME: **Junio 2013.**

Segundo transformador Jamondino 230/115 kV – 150 MVA

Fecha de entrada en operación Concepto UPME: **Diciembre 2012.**

 Reduce restricciones

 Elimina restricción

 Impone nueva restricción



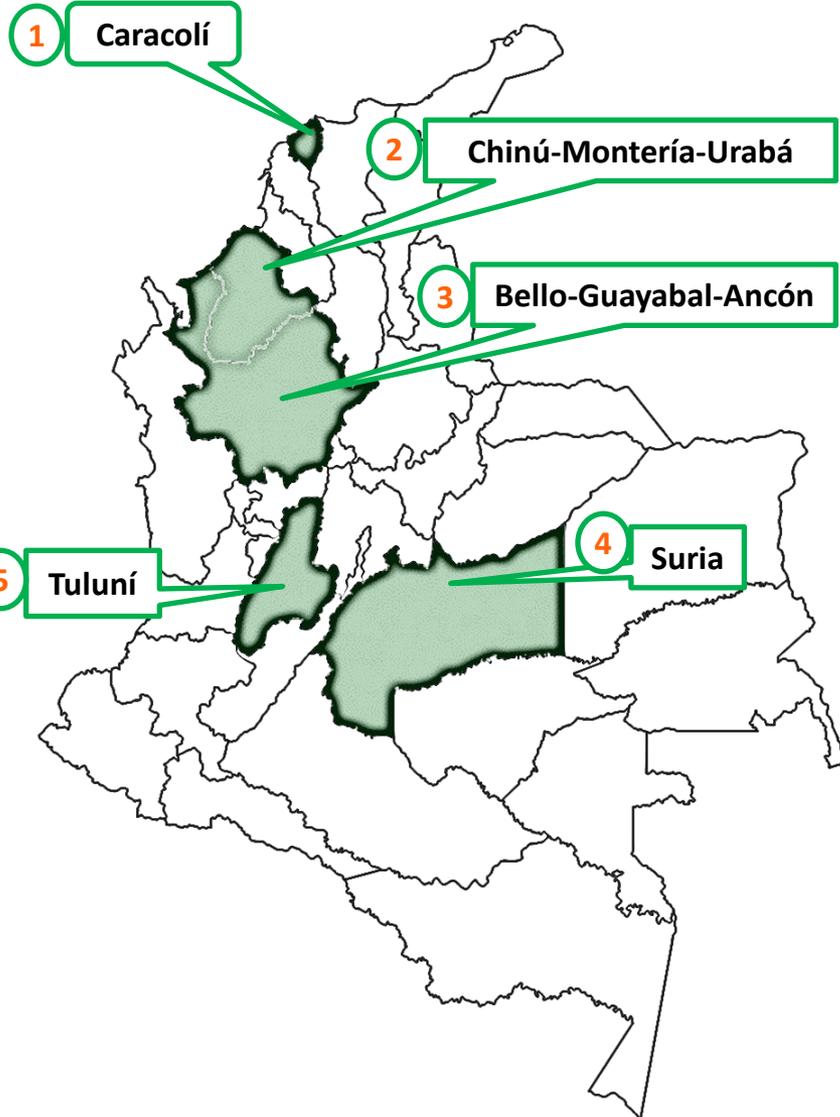
filial de isa

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

Proyectos transmisión definidos para 2015

Seguridad

Proyectos definidos para 2015



En los Planes de Expansión de la UPME 2012 – 2025 y 2013-2026, se definieron los proyectos a entrar en operación en 2015

En la reunión CAPT 121 la UPME en conjunto con el CAPT, decidió solicitar al MME el cambio de fecha de entrada del **2015 al 2016**, con el fin de lograr cumplir con los tiempos actuales de licenciamiento y construcción de los proyectos en el STN.

En la reunión CAPT 122 la UPME informó que espera adjudicar estos proyectos a más tardar en diciembre de 2013.

Todos los derechos reservados para XCM OSA E.S.P.

Proyectos transmisión propuestos 2016-2018

Seguridad

Proyecto	Año de entrada
Circuito Bolívar – Cartagena 220 kV *	2016
SE La Loma 500 kV	2016
Refuerzo a 500 kV Oriental Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza	2018
Conexión Hidroituango 500 kV	2018
Refuerzo a 500 kV Caribe Cerromatoso– Chinú – Copey	2018
Refuerzo a 500 kV Suroccidental Medellín – Virginia Alférez – San Marcos	2018

En la reunión CAPT 122 la UPME informó que espera adjudicar estos proyectos a más tardar en junio de 2014.

* Definido en el plan 2012-2025



filial de isa

Proyectos de generación que a la fecha deberían estar en operación

Suficiencia

Asignación de plantas nuevas, subasta de mayo 6 de 2008

Amoyá*

Capacidad Efectiva Neta: 80 MW
 Tecnología: Hidráulica
 Conexión: S/E Tuluní 115 kV
 Fecha OEF inicial: Diciembre 2012
 (reconfiguración diciembre 2013)

Gecelca 3

Capacidad Efectiva Neta: 150 MW
 Tecnología: Carbón
 Conexión: S/E Cerromatoso 110 kV
 Fecha OEF inicial: Diciembre 2012
 (reconfiguración diciembre 2013)

Termocol

Capacidad Efectiva Neta: 201 MW
 Tecnología: Gas Natural / Diesel (Fuel Oil 2)
 Conexión: S/E Termocol 220 kV
 Fecha OEF inicial: Diciembre 2012
 (reconfiguración diciembre 2013)

*Se encuentra en operación desde mayo de 2013

Total MW Asignados 2013: 429 MW
 Total MW disponibles a la fecha: 80 MW

Proyectos de generación futuros - GPPS

Asignación de plantas nuevas, subastas de junio 2008, diciembre 2011 y enero de 2012.

Suficiencia

Año de entrada inicial 2014

Quimbo

Capacidad Efectiva Neta: 396 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Nueva S/E Quimbo 230 kV

Sogamoso

Capacidad Efectiva Neta: 800MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Nueva S/E Sogamoso 230 kV

Miel II

Capacidad Efectiva Neta: 135 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: -

Cucuana

Capacidad Efectiva Neta: 60 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Mirolindo 115 kV

2014

Total MW Asignados	1,391
Total MW Esperados	860 Sogam+Cucua

 De acuerdo a cronograma

 Presenta retrasos

 No serán ejecutados

 Depende de la entrada del proyecto de expansión

Proyectos de generación futuros - GPPS

Suficiencia

Año de entrada inicial 2015

Porce IV

Capacidad Efectiva Neta: 400 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: -

Ambeima

Capacidad Efectiva Neta: 45 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: S/E Tuluni 115 kV

Carlos Lleras Restrepo

Capacidad Efectiva Neta: 78 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Por definir

San Miguel

Capacidad Efectiva Neta: 42 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: S/E San Lorenzo 115 kV

Gecelca 32

Capacidad Efectiva Neta: 250 MW
Tecnología: Térmica
Conexión: Cerromatoso 500 kV

Tasajero II

Capacidad Efectiva Neta: 160 MW
Tecnología: Térmica
Conexión: S/E Tasajero

	2015
Total MW Asignados	975
Total MW Esperados	971 (incluye Quimbo)

 De acuerdo a cronograma

 No serán ejecutados

Proyectos de generación futuros - GPPS

Suficiencia

Año de entrada inicial 2016

Termonorte

Capacidad Efectiva Neta: 88MW
Tecnología: Térmica
Conexión: Por definir

Año de entrada inicial 2018

Porvenir II

Capacidad Efectiva Neta: 352 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Por definir

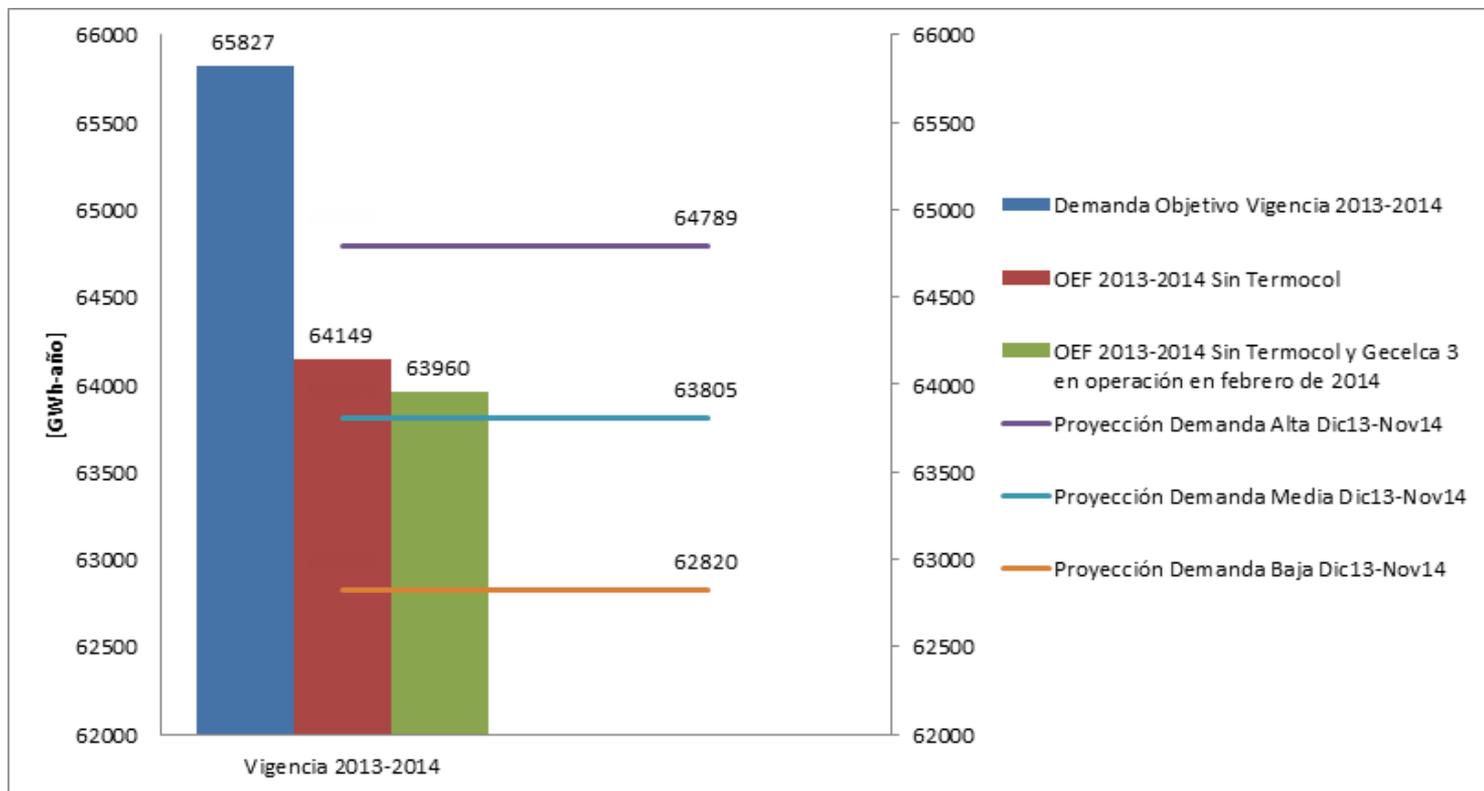
Pescadero - Ituango

Capacidad Efectiva Neta: 1200 MW
Tecnología: Hidráulica
Conexión: Hidroituango 500 kV

	2016	2018
Total MW Asignados	88	1555
Total MW Esperados	88	1555



OEF VS proyección de demanda



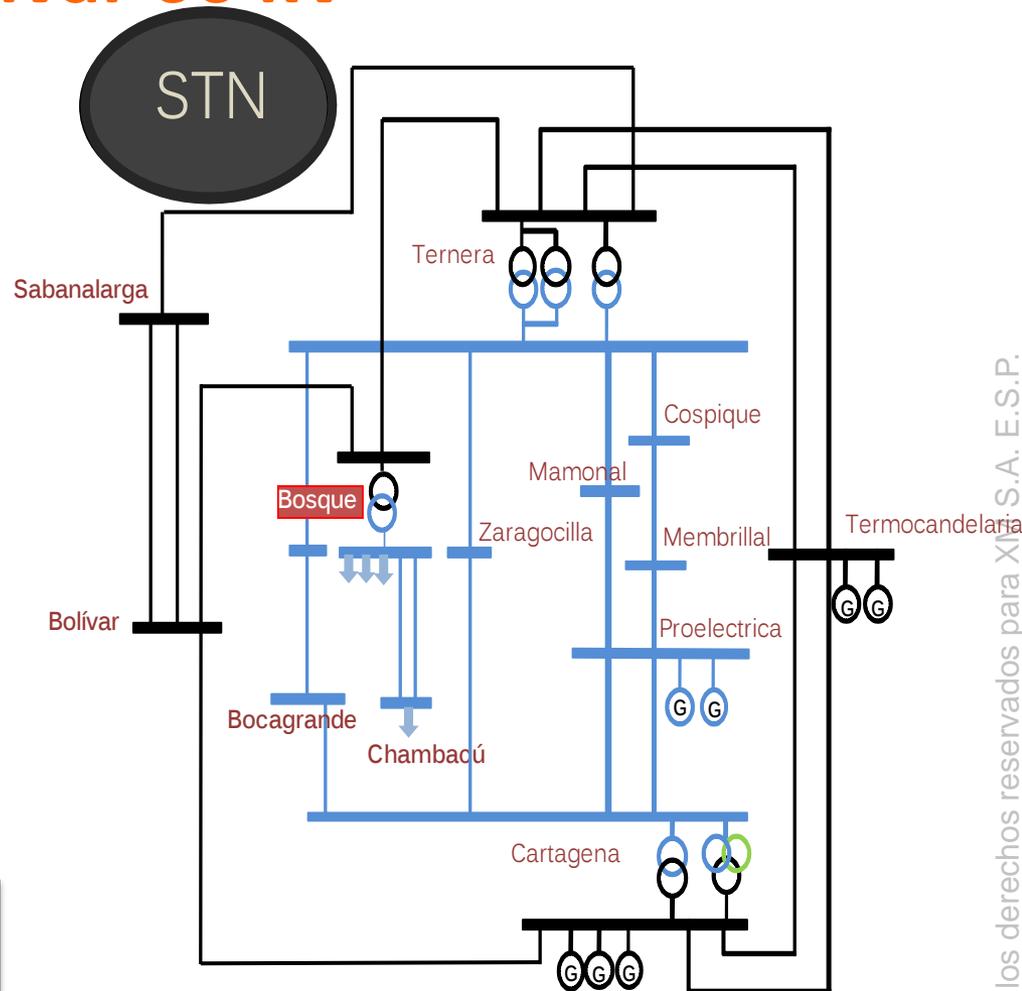
- ✓ Las obligaciones totales de energía firme anuales para la vigencia 2013-2014, frente a la expectativa de demanda del SIN de la UPME para su escenario alto, presentan un margen negativo, indicando que no habría suficiente energía firme comprometida en estas obligaciones para cubrir la demanda.
- ✓ El comportamiento real anual de la demanda total de los últimos doce meses con respecto a las proyecciones de la UPME, es cercana al valor del escenario medio.

Materialización de riesgos operativos por retraso de proyectos

Situación operativa Bolívar 66 kV

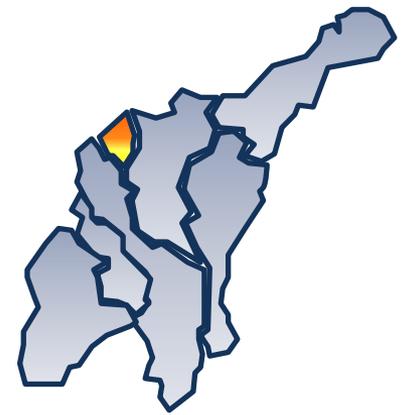
- El 31 de mayo de 2013 Electricaribe declaró el transformador en operación y planteó dos alternativas para operar la subestación El Bosque con la referencia del sistema. Indicando que cambiar la secuencia en Bosque tardaría aproximadamente dos meses.
- El 1 de julio Electricaribe finalizó las reconfiguraciones en la red de 66 kV asociadas con el proyecto.
- El transformador El Bosque 220/66 kV se encuentra alimentando la totalidad de la carga de Bosque y Chambacú 66 kV.

La conexión actual de la carga de Bosque y Chambacú, de manera radial por medio del transformador, reduce de manera significativa la confiabilidad de la demanda. Por lo anterior, es necesario que el Operador de Red normalice lo antes posible la conexión del transformador, sincronizando el sistema de 66 kV de la subárea Bolívar.



Luego que sea posible enmallar la red de 66kV, se observa que ante contingencias N-1 en las líneas de 66kV hay DNA en la subárea, lo que evidencia la necesidad de repotenciar la red de 66kV lo antes posible. Actualmente está en estudio por Electricaribe para el 2018 el cambio de nivel de tensión a 110kV.

Situación operativa Atlántico



Agotamiento de la capacidad de red a nivel de 220 kV y 110 kV y transformación, identificadas desde el 2005.

Atrapamiento de generación.

Las plantas del área (Tebesa y Termoflores) cuentan con inflexibilidades importantes.

La indisponibilidad de elementos ante mantenimientos aumentan los riesgos operativos en la subárea.

Crecimiento de demanda en los últimos cinco años ha sido en promedio del 5% anual.

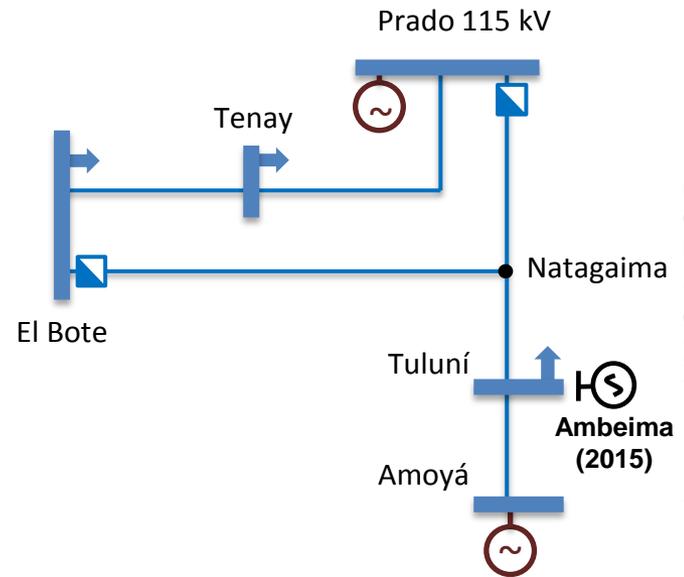
Durante los últimos cinco años sólo se ha ejecutado un proyecto de expansión. Segundo transformador Termoflores 220/110 kV y acople de barras en 110 kV.

En la actualidad se observa que tanto en red completa como red degradada por mantenimientos, se presentan en la operación riesgos para la atención confiable y segura de la demanda. Estas situaciones solo serán mitigadas hasta la entrada de la expansión definida por la UPME (Caracolí) en el 2016, sin embargo no se eliminan las restricciones de la subárea. Actualmente se está evaluando entre Electricaribe-UPME y XM, complementos en el STR y STN para eliminar las restricciones de la subárea.

Situación Operativa Huila - Tolima

La operación del circuito en “T” Prado – Natagaima – El Bote 115 kV pone en riesgo la atención de la demanda y esta limitando la generación de la Central Hidroeléctrica Amoyá por dificultades con la operación de los enlaces, ya que no es posible el cierre total del enlace.

Se han materializado disparos N-1 que han ocasionado DNA y salida de la generación.

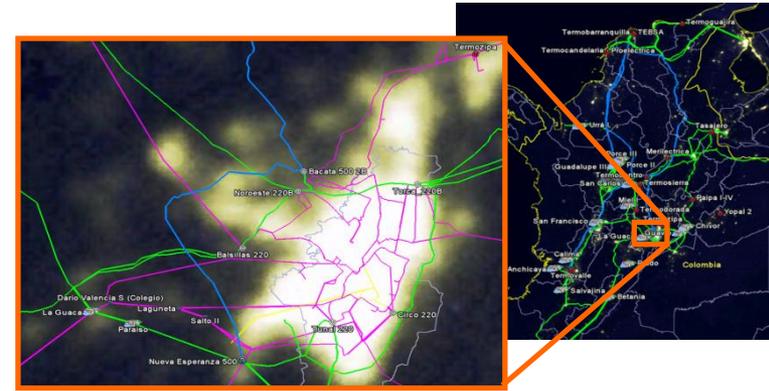


Como alternativa de expansión se tiene la normalización de la subestación Natagaima para 2014 y el proyecto Tuluni 230 kV para 2016, este último definido inicialmente para 2015 junto con la entrada de Ambeima (45 MW) la cual se conectará en Tuluni 115 kV.

En la reunión 122 de CAPT de agosto, XM informó sobre el riesgo de conectar Ambeima 45 MW a Tuluni 115 kV, sin la entrada del proyecto de expansión del STN definido.

Tanto Amoyá como Ambeima son plantas despachadas centralmente con OEF.

Situación operativa área Oriental



Oriental es un área crítica en el SIN por:

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

Beneficios del proyecto Nueva Esperanza 500/230/115 kV y su red asociada :

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

De acuerdo con la última información suministrada por EPM, se espera que **el proyecto Nueva Esperanza esté en operación para el 2016.**

Teniendo en cuenta el atraso de este proyecto de expansión y su impacto en el sistema, se están gestionando medidas operativas que garanticen de una manera confiable y segura la atención de la demanda máxima de los próximos años.

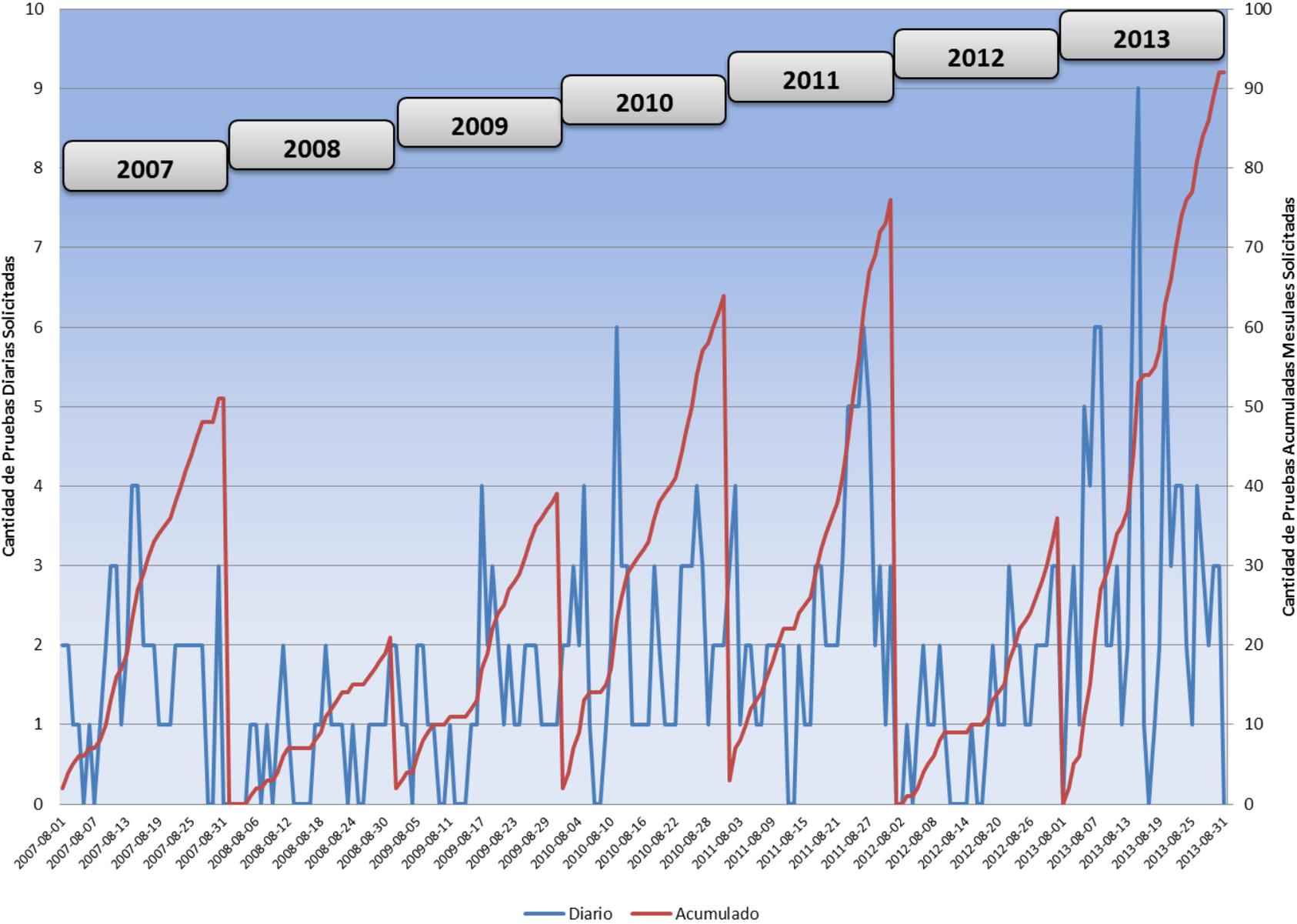
Situación operativa área Oriental – Medidas de mitigación

Está pendiente programar por parte de la UPME una reunión de seguimiento a las acciones y obras para el área en 2014.

N° Proyecto	Escenario	Año	Capacidad de transferencia Enlace Primavera - Bacatá 500 kV (MW)	Número mínimo de unidades (26 disponibles)
Caso base	Demanda máxima	2013	500	21
Caso base	Demanda máxima con indisponibilidad del cto Primavera-Bacatá 500 kV	2013	-	25.33
Caso base	Demanda máxima con indisponibilidad del cto Guavio – La Reforma 230 kV	2013	500	23
1	Entrada en operación compensación en el área	2014	500	20
2	1 + Instalación de un SVC de 240 Mvar en la subestación Tunal 230 kV	2014	500	18
3	2 + Instalación de transformador en la subestación Bacatá 500/115 kV + reconfiguraciones a 115 kV	2014	700	16
		2015	670	18
4	3 + Proyecto Norte 230 kV	2015	700	16

Pruebas de recursos de generación

Cantidad de Pruebas Solicitadas - Agosto 2007-2013



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

Conclusiones

- Durante el mes de agosto se han tenido días hasta con 36 GWh/día en pruebas (20% generación total).
- El 26% de las pruebas programadas en Agosto han sido No Autorizadas.
- Se registraron desviaciones de la generación programada en pruebas Autorizadas y No Autorizadas frente a lo real, hasta de 9 GWh/día, situación que genera sobrecostos a la operación del sistema y riesgos para la operación del sistema:
 - Reducción del margen de operación
 - Distribución de flujos no considerados en los análisis de seguridad
 - Reducción del margen de la regulación secundaria de frecuencia



Variables

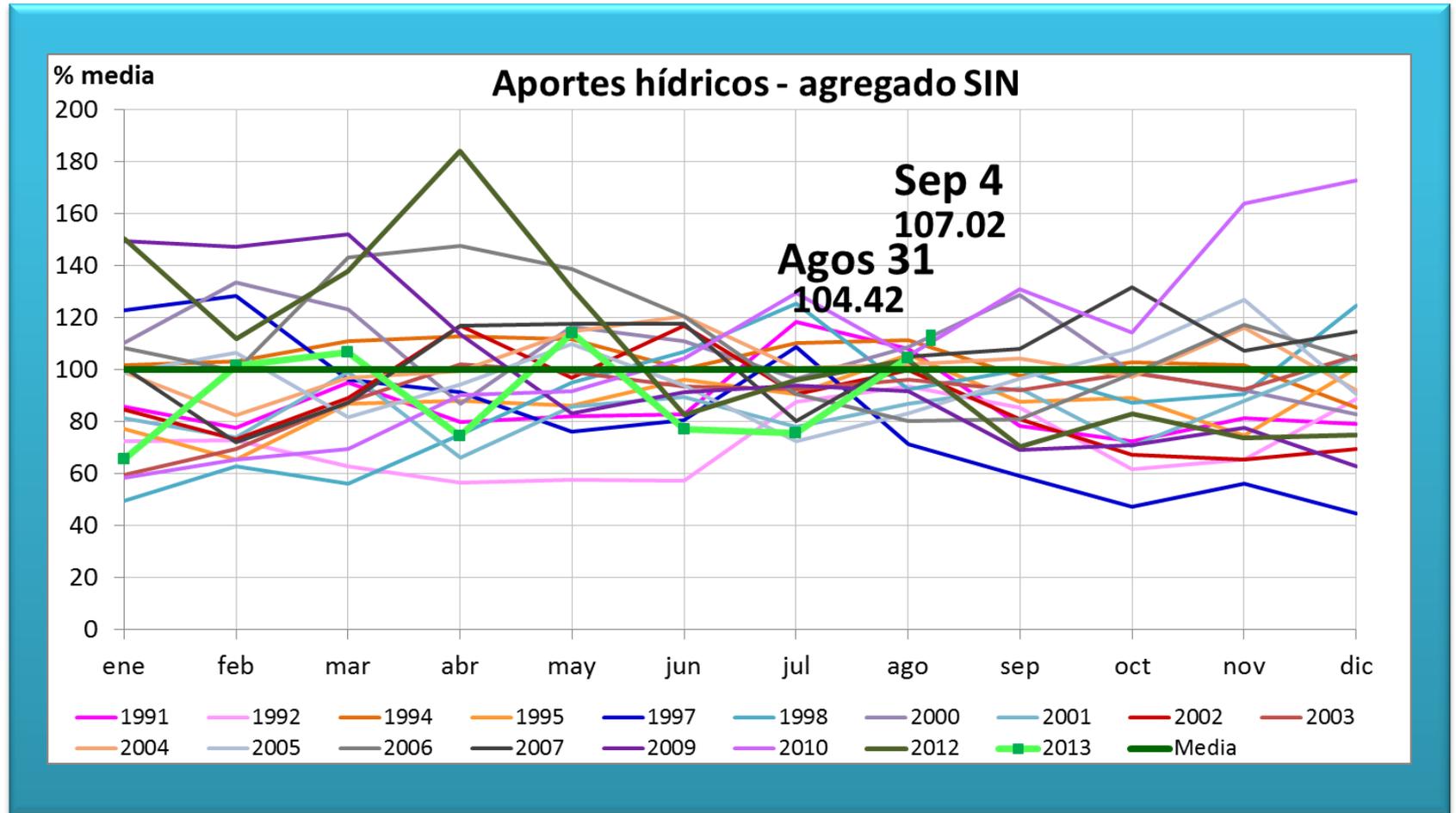
Condición hídrica hasta agosto 31



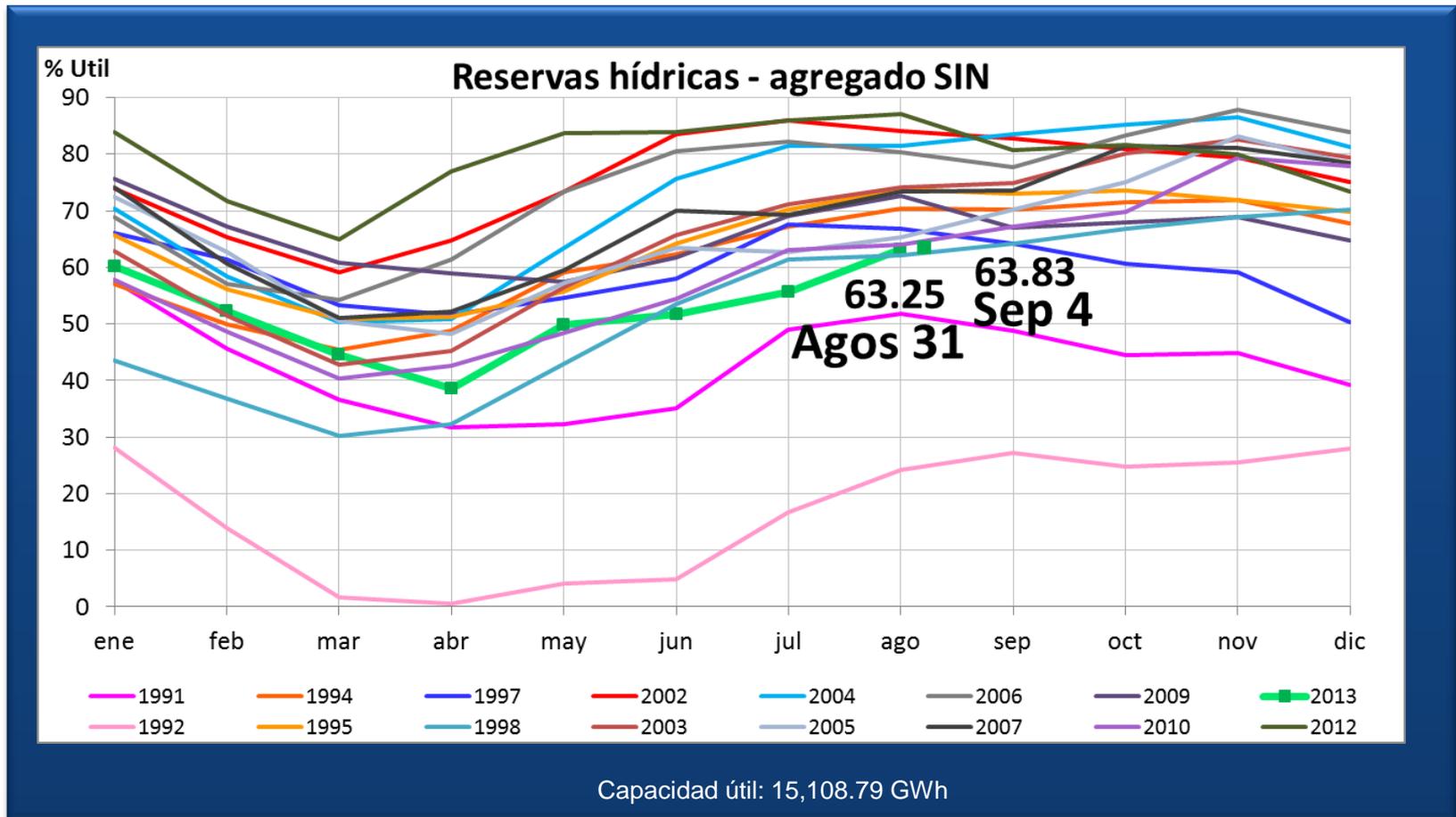
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Aportes SIN (GWh/día)	86.3	80.3	91.1	137.0	189.0	198.1	193.5	171.2	158.8	177.0	177.7	127.7
Real (%media)	65.7	101.6	106.9	75.1	114.4	77.5	76.0	104.4				



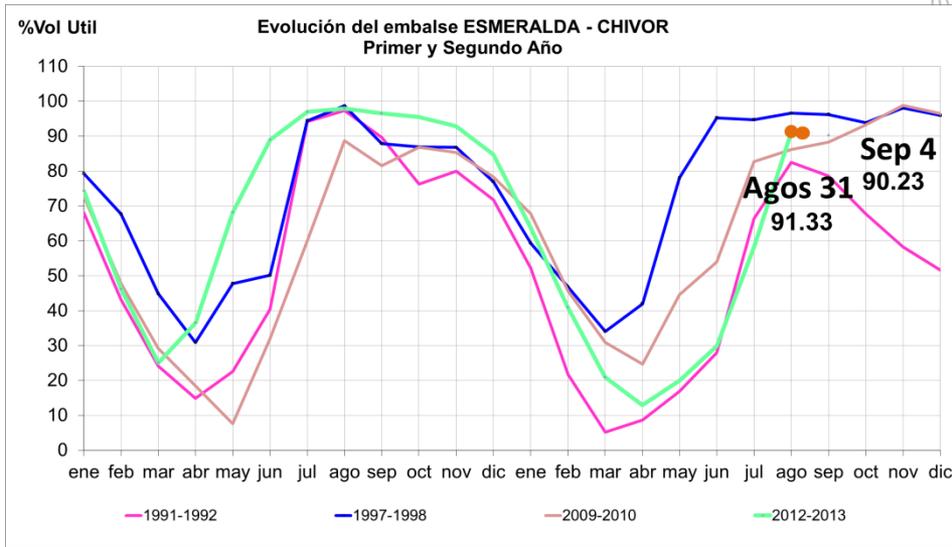
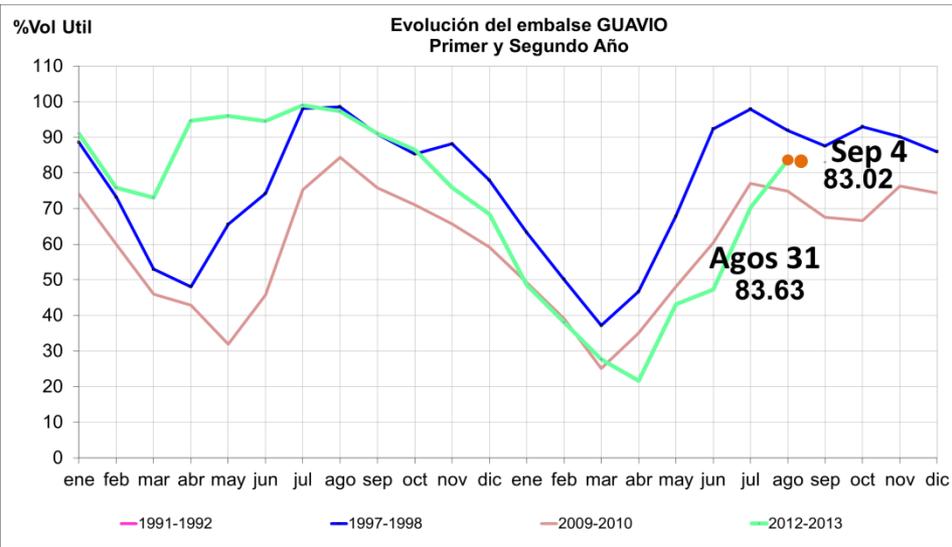
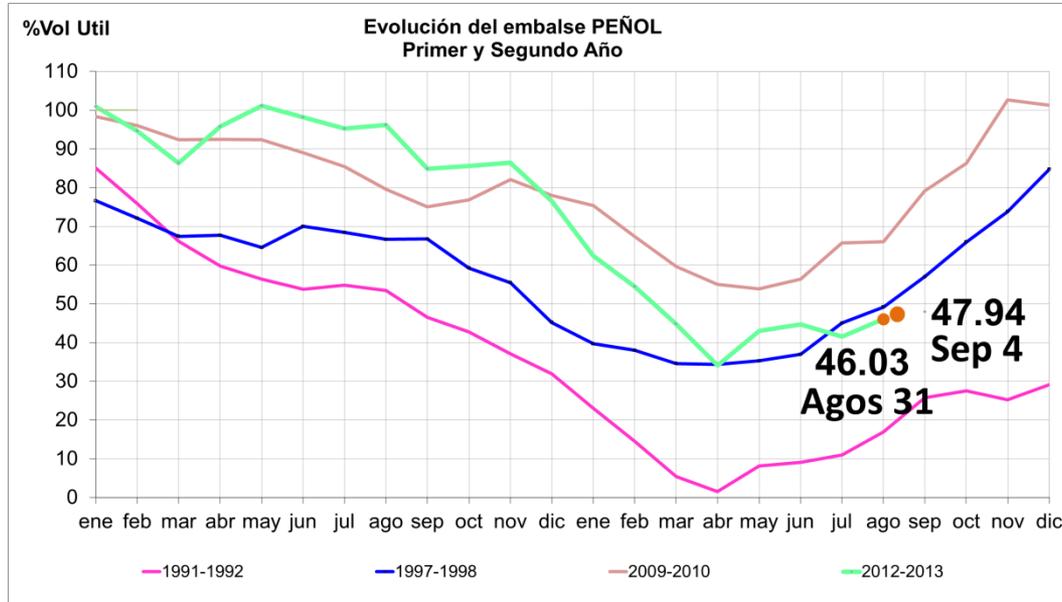
Aportes hídricos



Reservas hídricas

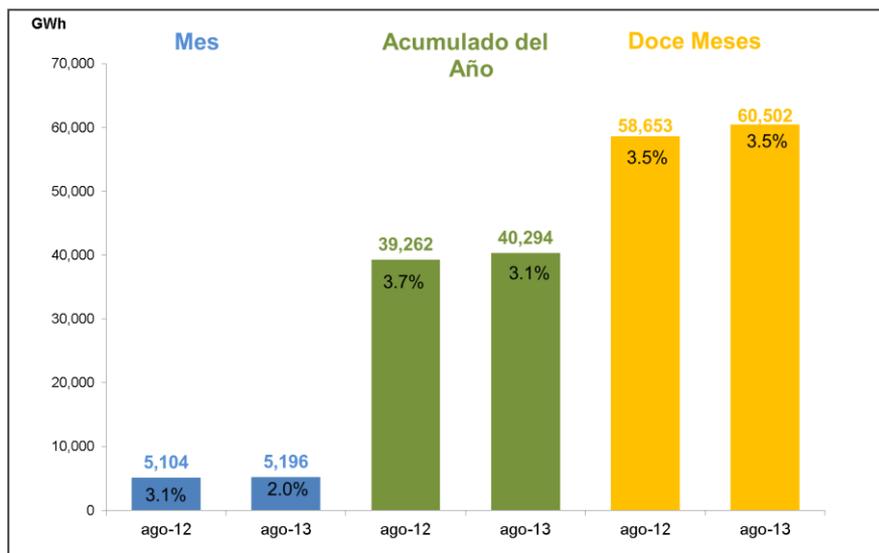
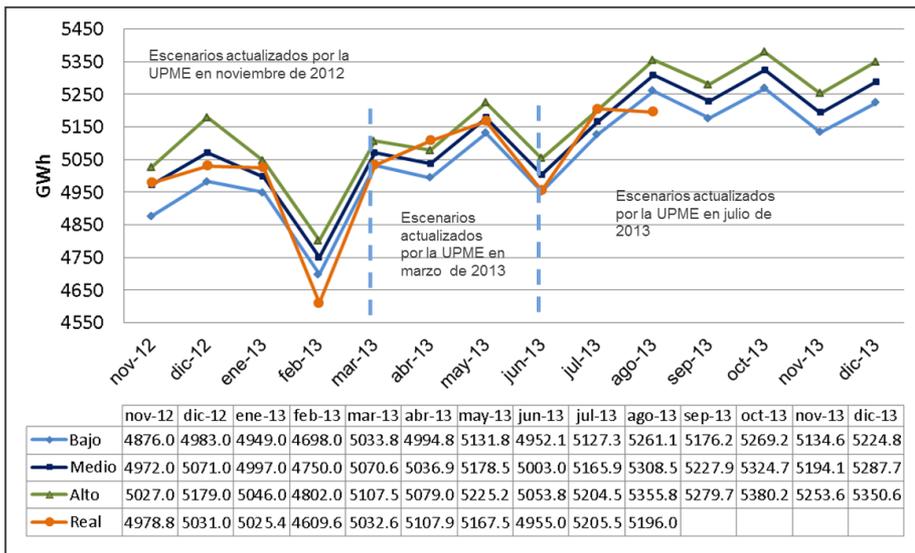


Principales embalses

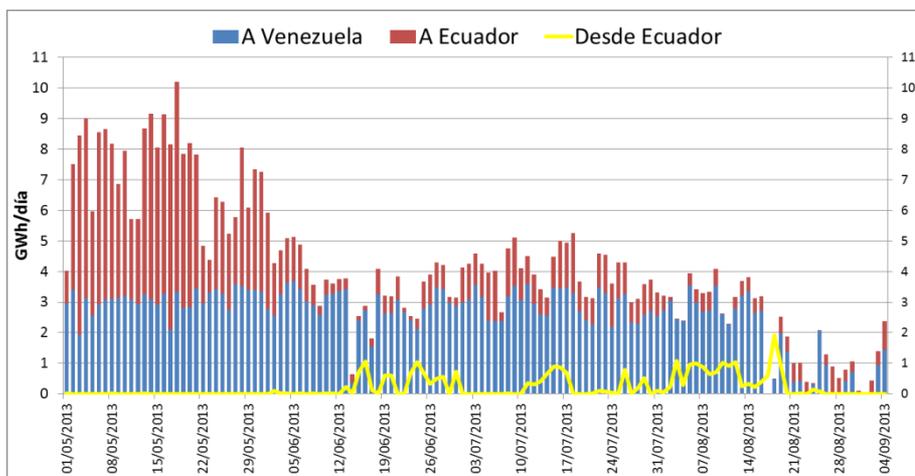


Demanda, exportaciones e importaciones

Demanda (información preliminar)



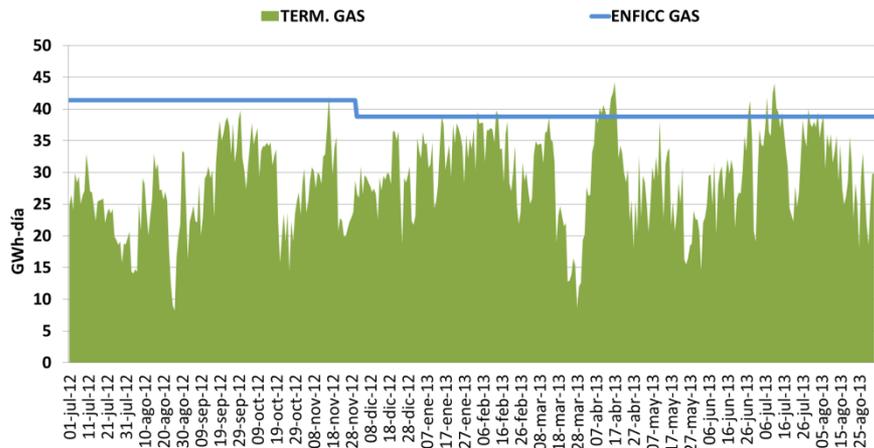
Exportaciones e importaciones



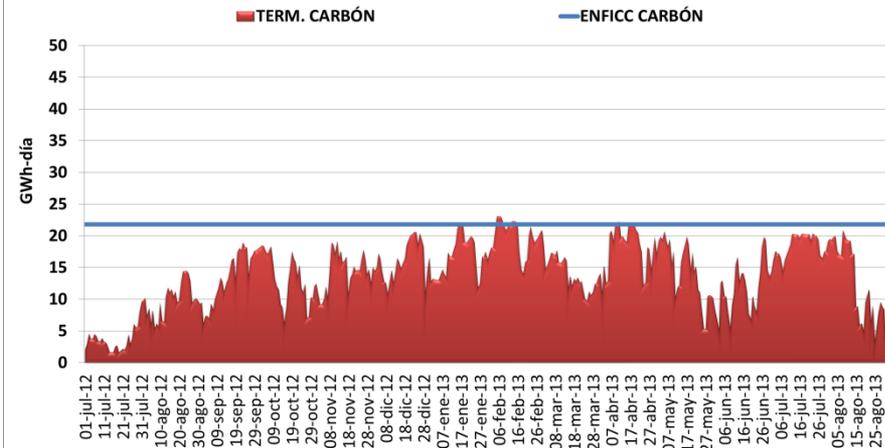
Las posibles causas del bajo crecimiento de la demanda, son las altas precipitaciones en el País y el efecto del paro. Tan pronto se tenga la liquidación se podrá ampliar más la explicación del comportamiento de la demanda.

Generación por tecnología

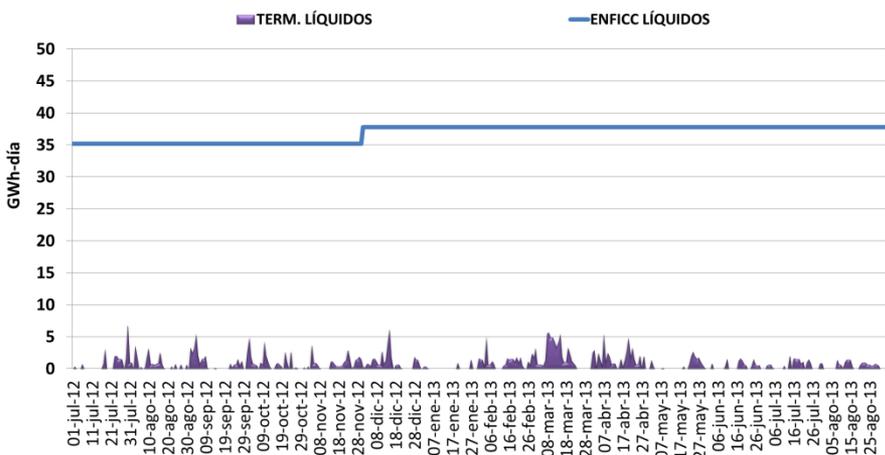
Gas



Carbón



Líquidos



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

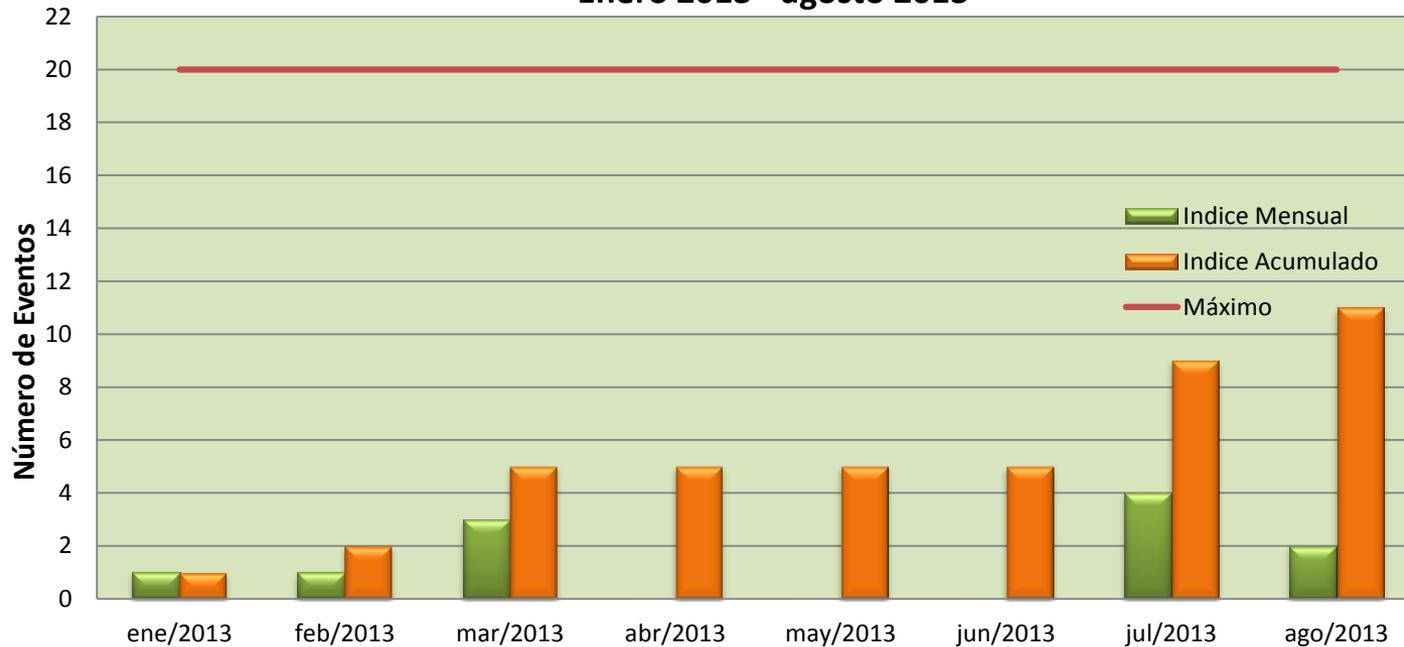




Indicadores de calidad

Tensión Fuera de Rango

Eventos de Tensión Fuera de Rango
Enero 2013 - agosto 2013

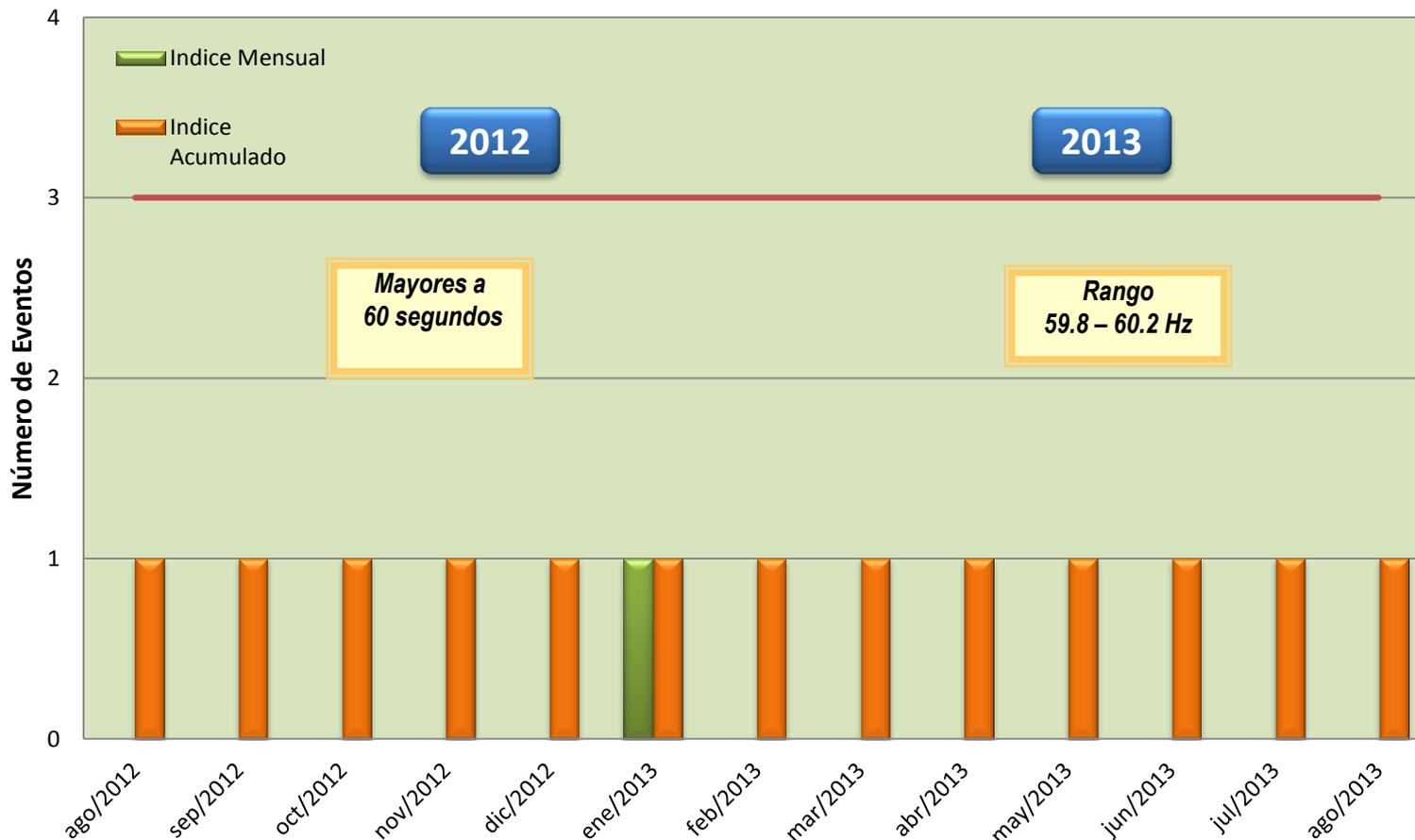


En el mes de agosto se presentaron dos eventos de tensión en el sistema:

- 2013/08/09. Disparo en la Subestación Barbosa 220 kV de las bahías hacia Guatapé, Miraflores, Porce II, Guadalupe IV, El Salto IV, La Tasajera y de la bahía del Autotrafo 1 180 MVA, dejando sin tensión toda la subestación. De manera simultánea se presentó recierre en la Bahía de línea Guatapé - Barbosa. El agente no reporta causa.
- 2013/08/31. Disparo del circuito Urra - Uraba 1 230 kV dejando sin tensión las subestaciones de Urabá 230, Urabá 115 kV y Apartado 115 kV. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.

Variaciones de Frecuencia

Eventos de Frecuencia Fuera de Rango Agosto 2012 - agosto 2013



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

Datos hasta el 31 de agosto

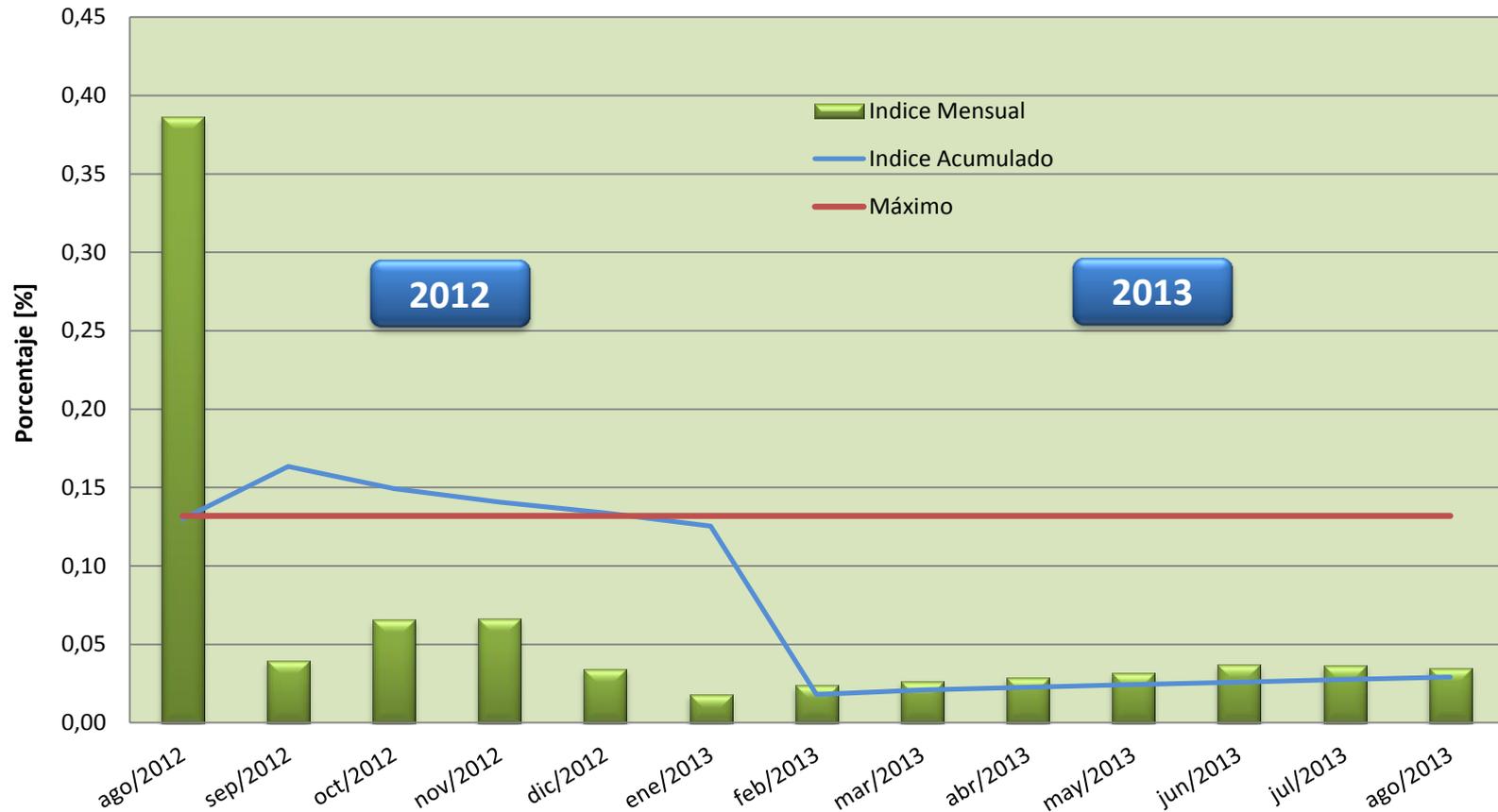
Porcentaje de Demanda No Atendida Programada

Eventos de Demanda No Atendida Programada
Agosto 2012 - agosto 2013



Porcentaje de Demanda NO Atendida NO Programada

Eventos de Demanda No Atendida No Programada
Agosto 2012 - agosto 2013



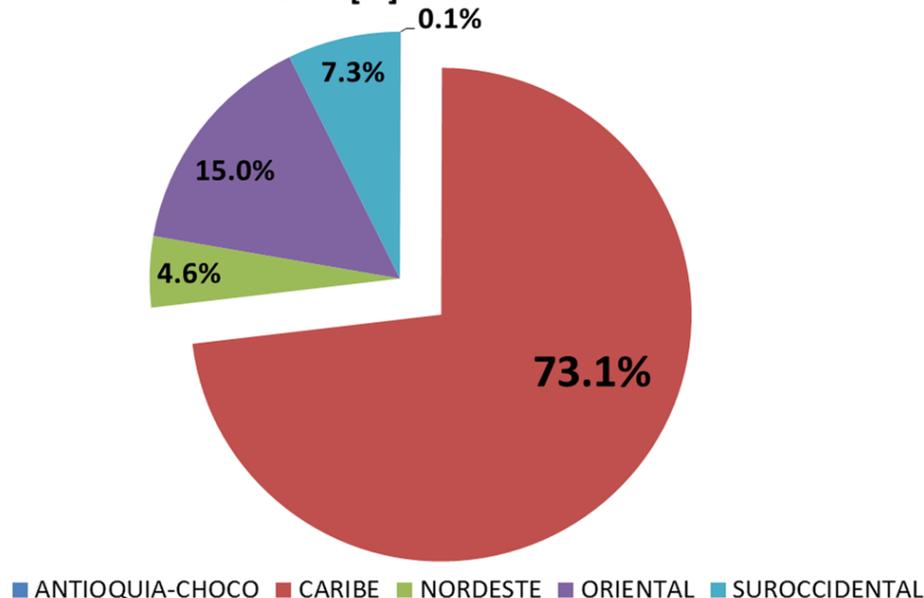
Demanda No Atendida Programada y No Programada

ÁREA OPERATIVA	SUBÁREA OPERATIVA	DNA Programada [GWh]	DNA No Programada [GWh]	TOTAL DNA [GWh]	TOTAL DNA [%]
CARIBE	ATLANTICO	0.281	0.317	0.59819	23.46%
CARIBE	GCM	0.116	0.408	0.5242	20.55%
CARIBE	CORDOBA/SUCRE	0.152	0.297	0.4488	17.60%
CARIBE	BOLIVAR	0.062	0.231	0.29224	11.46%
ORIENTAL	TOLIMA	0.018	0.197	0.21495	8.43%
ORIENTAL	META	0.000	0.163	0.16319	6.40%
NORDESTE	NORDESTE	0.056	0.063	0.11849	4.65%
SUROCCIDENTAL	CAUCA-NARIÑO	0.027	0.074	0.10027	3.93%
SUROCCIDENTAL	HUILA-CAQUET	0.000	0.038	0.03801	1.49%
SUROCCIDENTAL	CALDAS-QUINDIO-RISARALDA	0.001	0.024	0.02571	1.01%
SUROCCIDENTAL	VALLE DEL CAUCA	0.000	0.022	0.0216	0.85%
ORIENTAL	BOGOTA	0.000	0.003	0.00337	0.13%
ANTIOQUIA-CHOCO	ANTIOQUIA-CHOCO	0.000	0.001	0.00128	0.05%
TOTAL SIN		0.712	1.838	2.550	100.00%



Demanda No Atendida Programada y No Programada

TOTAL DNA [%] POR ÁREA OPERATIVAS

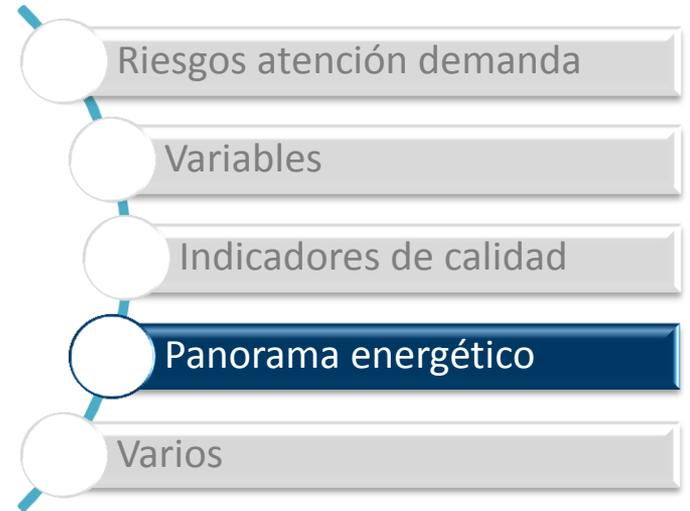


Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender 0.712 GWh: Entre los principales eventos se tienen.

- 31/08. Apertura de los circuitos Silencio - Veinte de Julio, Cordialidad - Tebsa y Tebsa - Veinte de Julio 110 kV bajo consignación nacional C0100636.(0.148 GWh).
- 15/08. Demanda no atendida debido a los trabajos de las consignaciones nacionales C0095583 BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV, C0095584 SABANALARGA CAMPO 8530 220 kV y C0095585 BT SABANALARGA 2 60 MVA 34.5 kV. (0.104 GWh).

Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender 1.838 GWh: Entre los principales eventos se tienen.

- 20/08. Disparo del circuito Cuestecitas - Riohacha 110 kV en ambos extremos, quedando sin tensión la subestación Riohacha 110 kV. El agente reporta puente roto en la línea. (0.263 GWh).
- 17/08. Disparo de las bahías de línea Oasis hacia Centro 110 kV, Oasis hacia Silencio 110 kV, Silencio hacia Veinte de Julio 110 kV, Termoflores 2 hacia Oasis 110 kV, TEBSA hacia Cordialidad 110 kV Las Flores hacia Riomar 1-2 34.5 kV y la bahía por 110 kV del transformador 1 de la subestación Las Flores, dejando sin tensión las subestaciones Silencio 110kV, Centro 110 kV, Veinte de Julio 110 kV, Cordialidad 110 kV y Riomar 34.5kV. El agente reporta fuertes lluvias y descargas atmosféricas. (0.199 GWh).



Panorama energético

Largo plazo

Resumen Información Básica Simulaciones

Variable/ Información	Descripción
Tipo de Estudio	<ul style="list-style-type: none">Estudio con hidrología estocástica (200 series sintéticas). Caso Coordinado Colombia – Ecuador-Panamá.
Horizonte	10 años
Demanda	Escenario media de UPME (Julio/13)
Precios de Combustible	Proyecciones (Escenarios Base) UPME Marzo/2013 para Gas, Fuel Oil y carbón
Plan de Expansión	<ul style="list-style-type: none">Escenario con fechas suministradas por los auditores de los proyectos
Parámetros	<ul style="list-style-type: none">Heat Rate Térmica a Gas: Se consideran los valores reportados incrementadas en 15%.IH e ICP calculados para las plantas hidráulicas y térmicas
Disponibilidad de combustibles	<ul style="list-style-type: none">Sin restricciones de suministro de combustibles

Supuestos

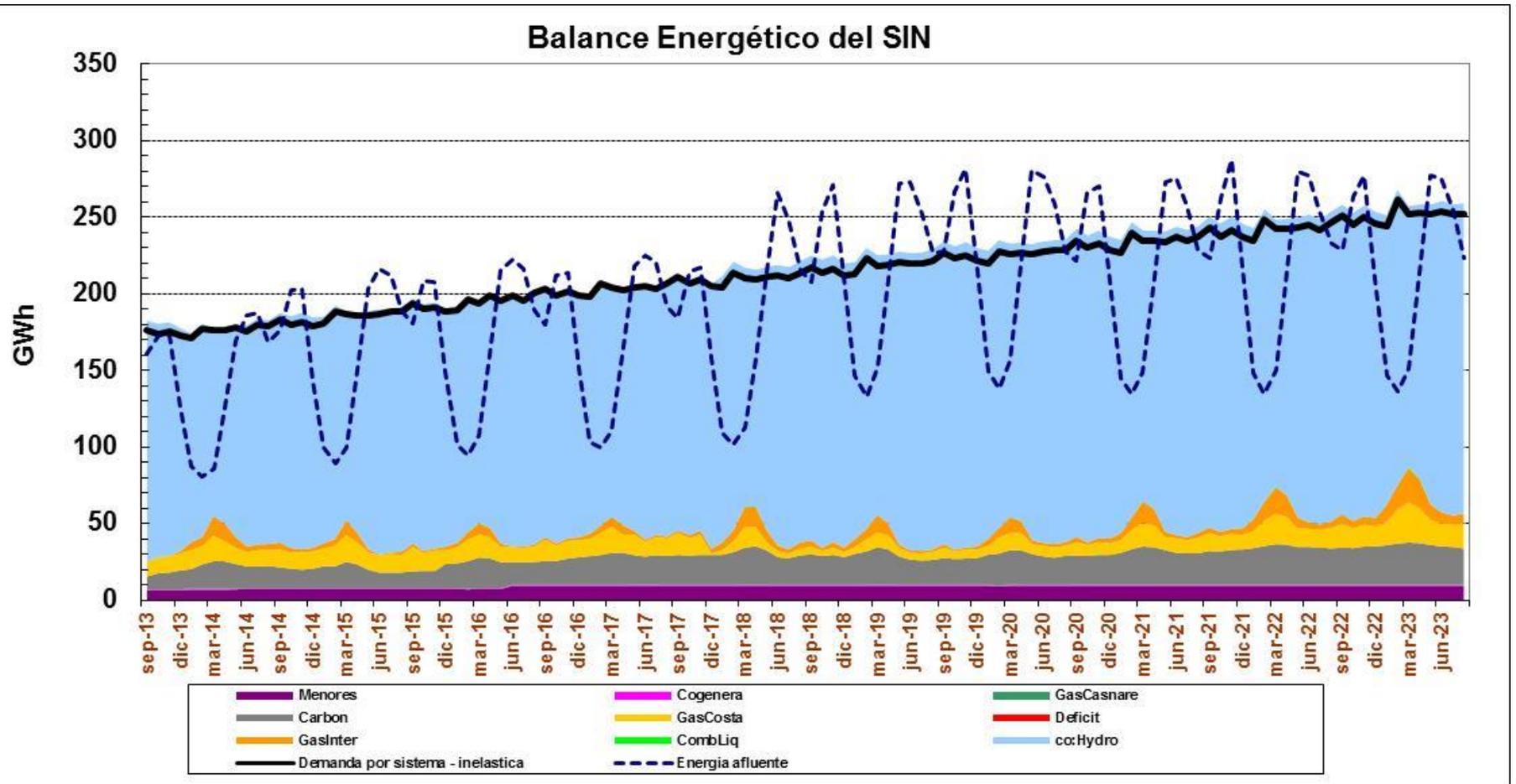
Plan de expansión de generación mediano plazo

Proyecto	Capacidad [MW]	Fecha considerada de entrada en operación
Gecelca 3 (T)	150	29 de Enero 2014
Sogamoso (H)	800	1° Unidad Sept de 2014 2° Unidad Nov de 2014 3° Unidad Nov de 2014
El Quimbo (H)	420	30 de Marzo de 2015
Cucuana (H)	60	1 de diciembre de 2014
Carlos Lleras Restrepo (H)	78	1 de diciembre de 2015
Tasajero II (T)	160	1 de diciembre de 2015
Gecelca 32 (T)	250	1 de diciembre de 2015
Ambeima (H)	45	1 de diciembre de 2015
San Miguel (H)	42	1 de diciembre de 2015
Termonorte (T)	88	1 de diciembre 2017
Hidro-Ituango	1200	600 MW Jun de 2018 900 MW Sept de 2018 1200 MW Dic de 2018
Porvenir II (H)	352	1 de diciembre 2018

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



Balance Energético del SIN

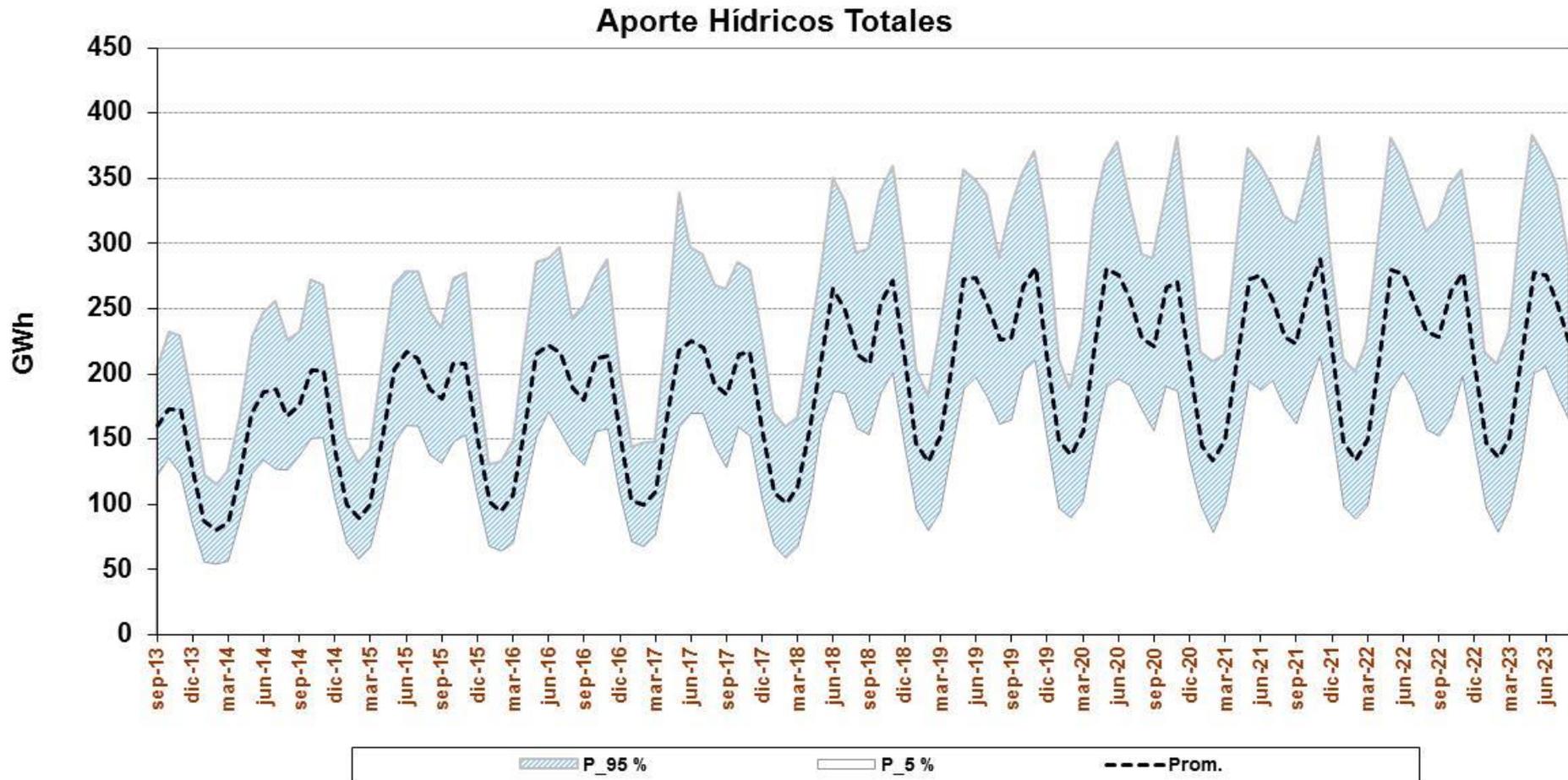


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.



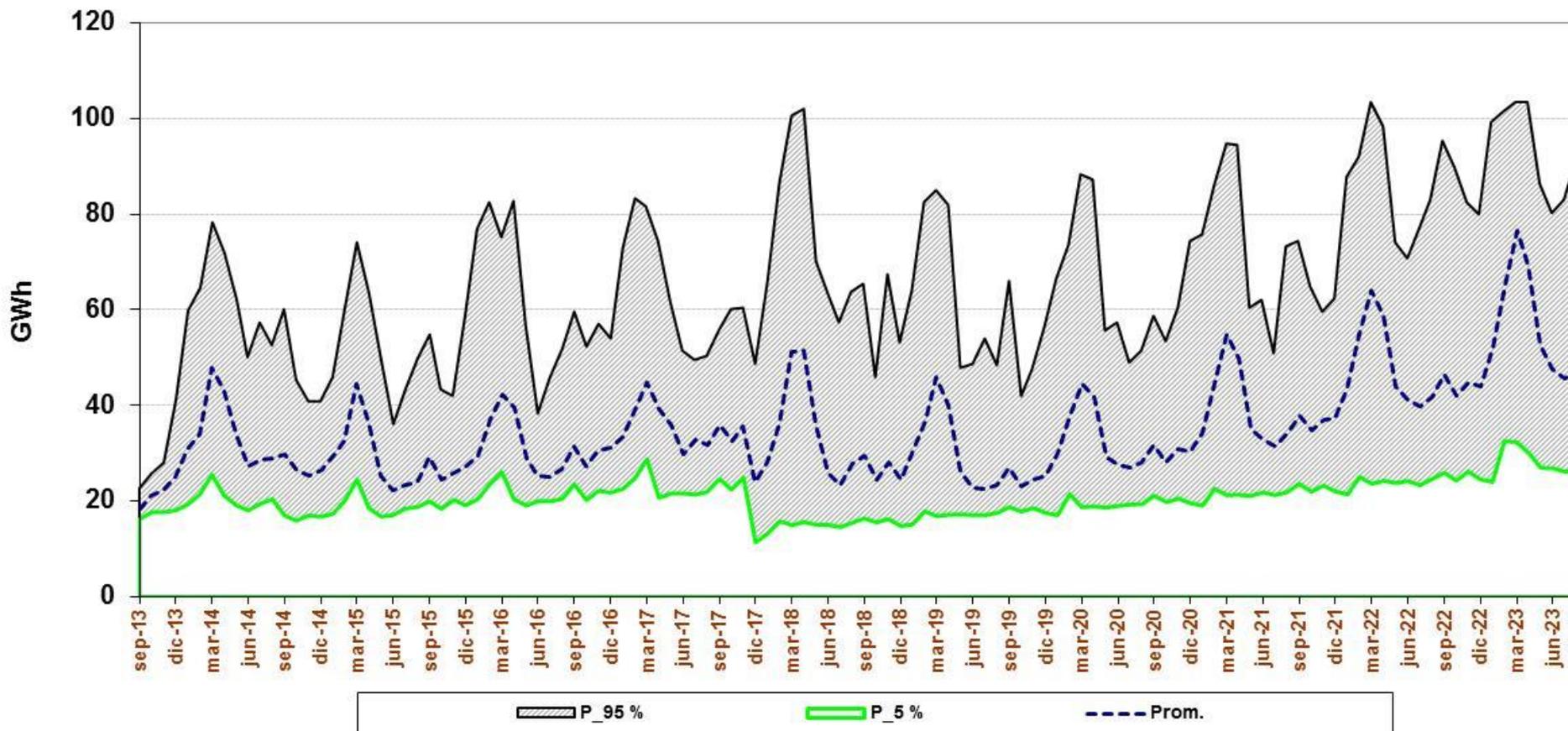
filial de isa

Aportes Hídricos Totales SIN

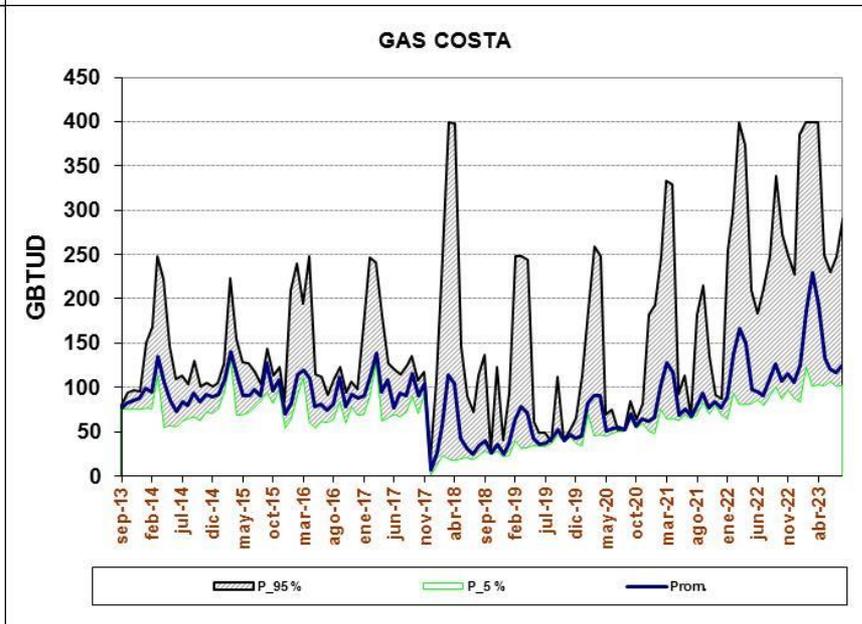
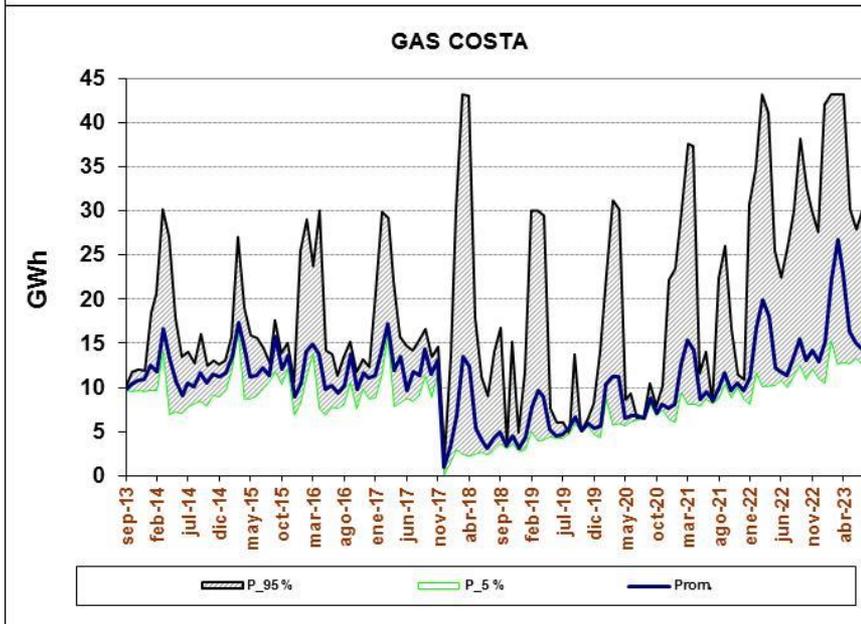
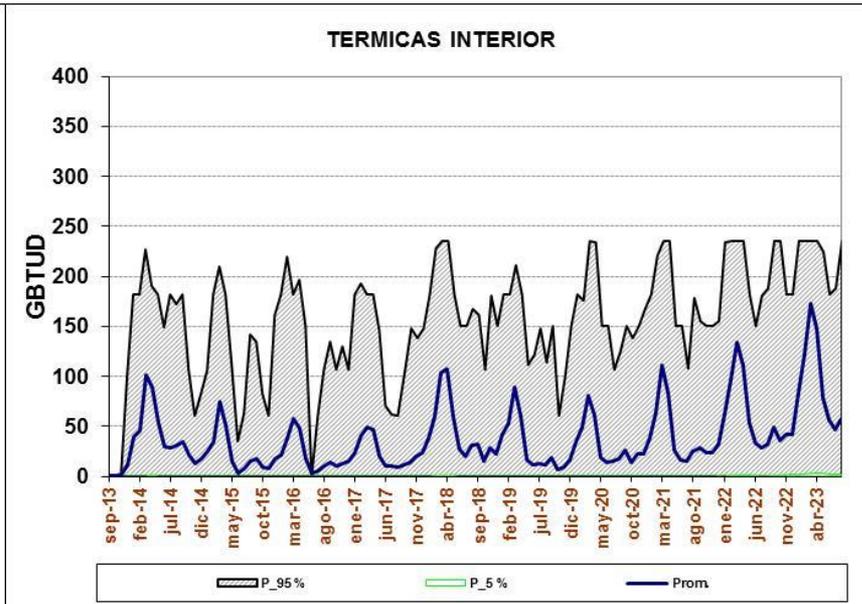
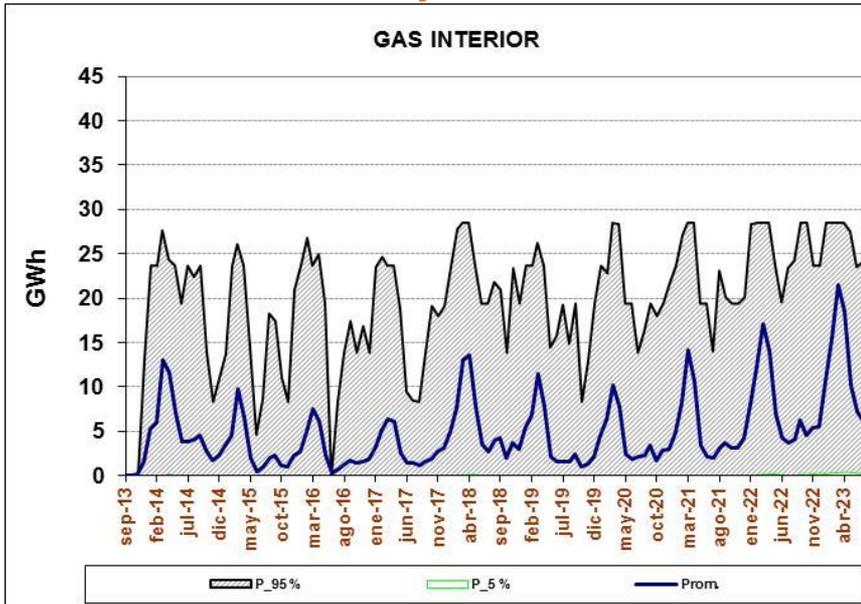


Generación Térmica del SIN

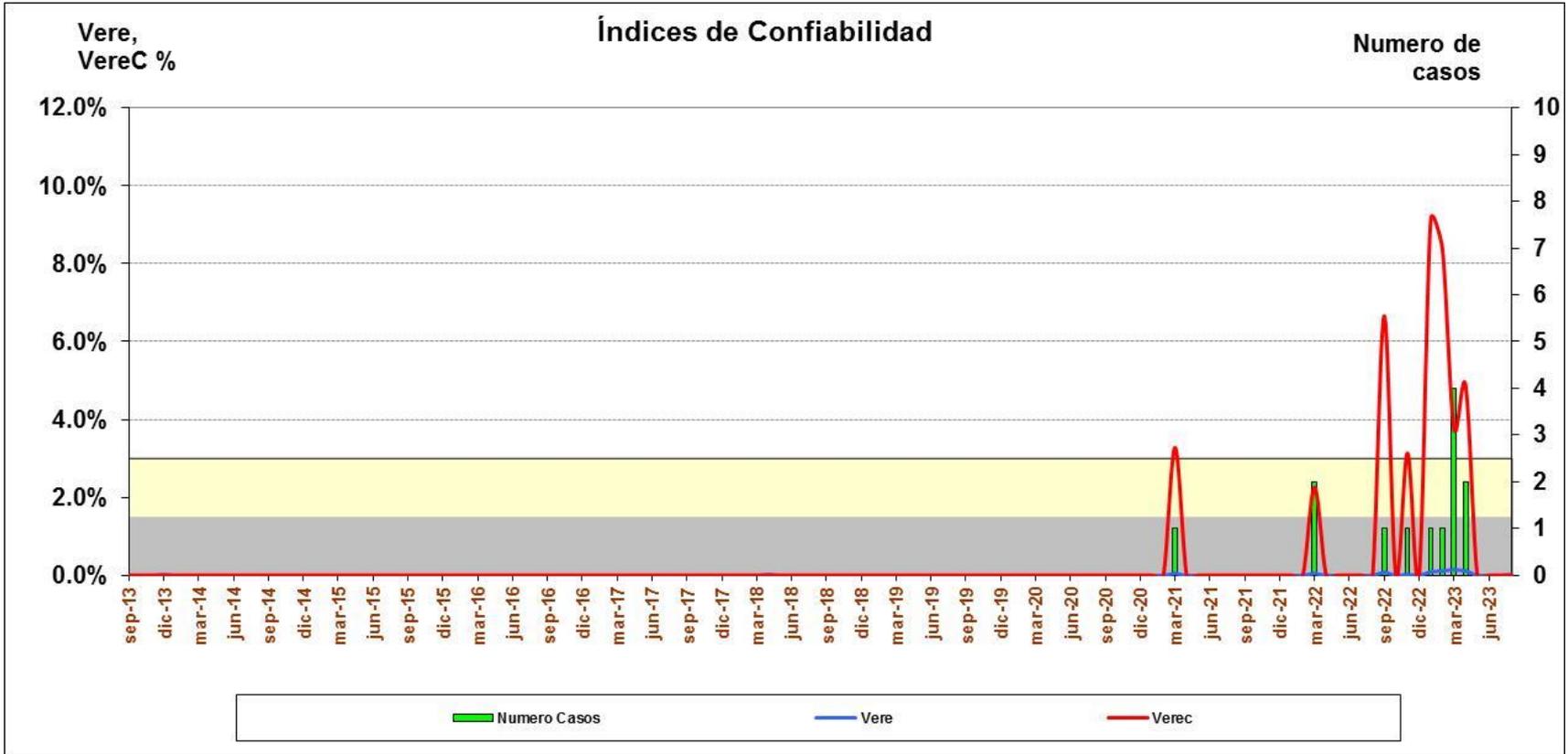
Generación Térmica



Generación Térmica y consumo de combustibles

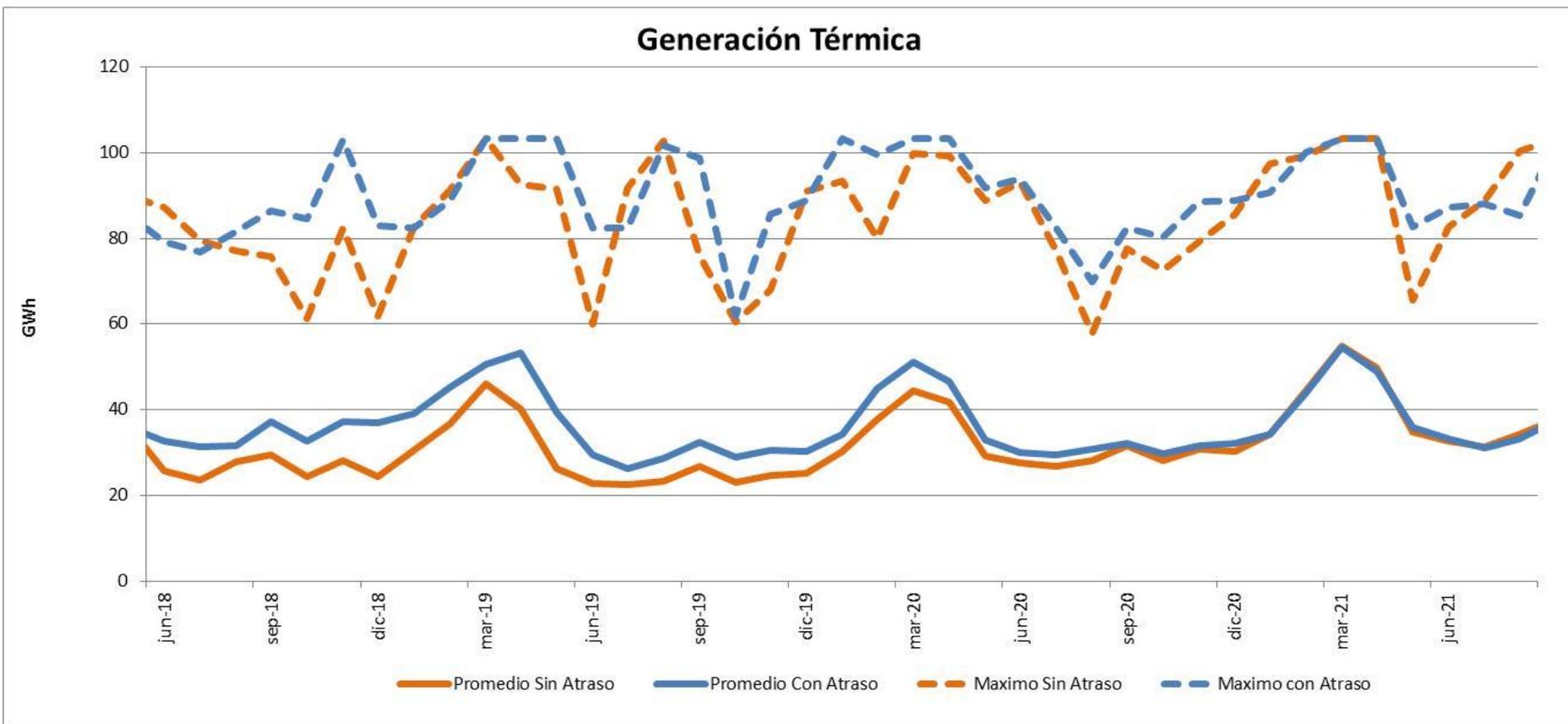


Índices de Confiabilidad



**Largo plazo con atraso Hidro-Ituango 1 año
(entra en operación 2019)**

Comparación Generación Térmica Junio 2018 – Junio 2021

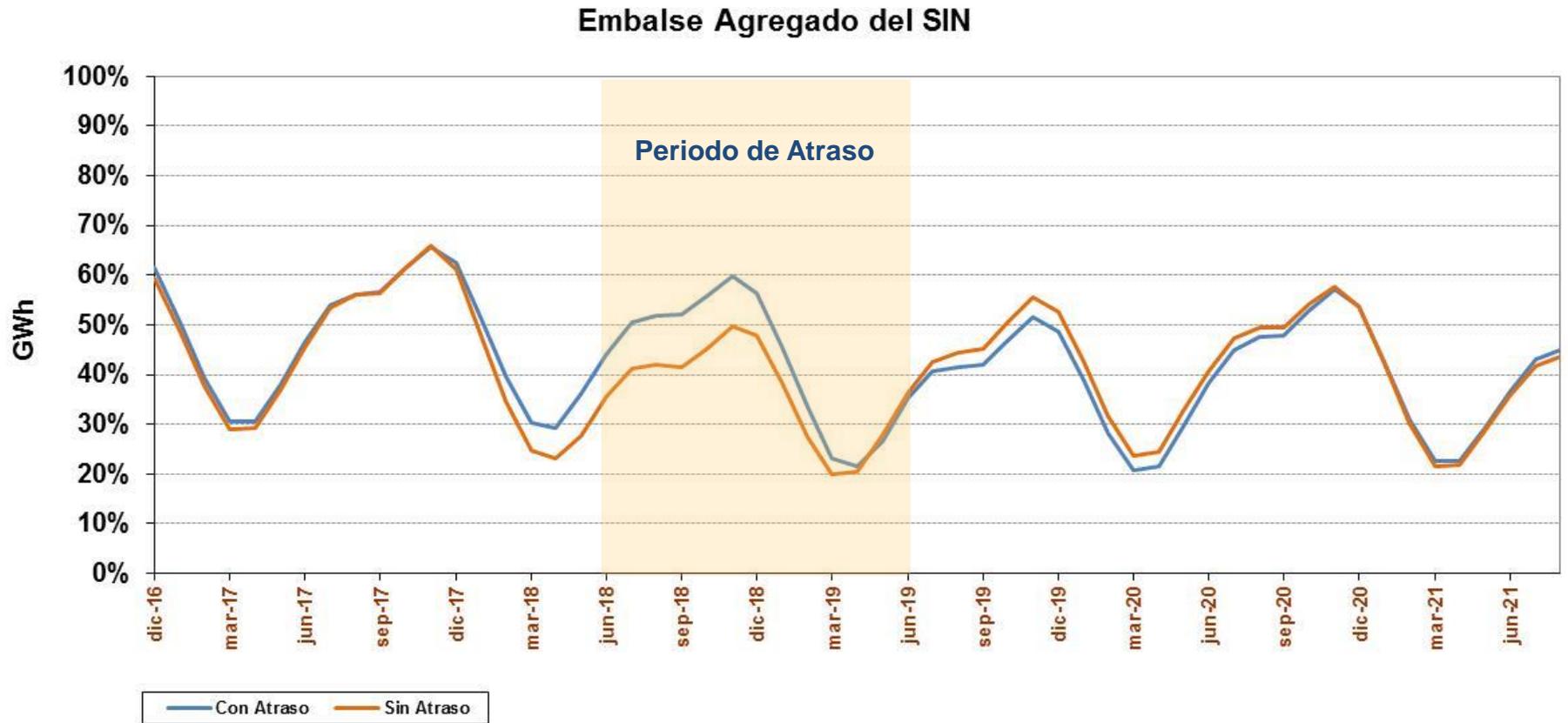


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

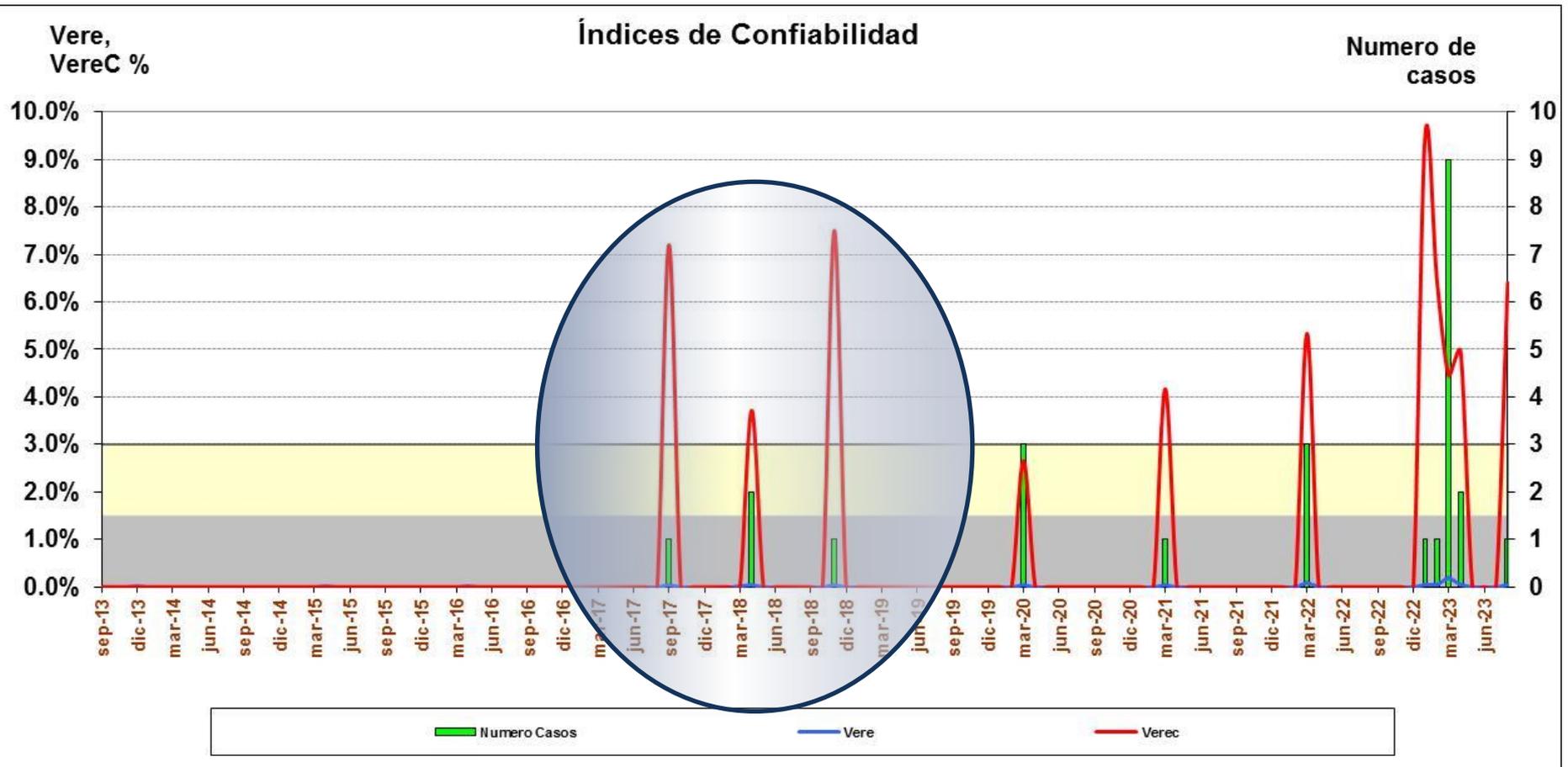


filial de isa

Comparación Embalse agregado del SIN Diciembre 2016 – Junio 2021



Índices de Confiabilidad con atraso Hidro-Ituango



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

Mediano Plazo : 2 años

Resumen Información Básica Simulaciones

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

Supuestos

Plan de expansión de generación mediano plazo		
Proyecto	Capacidad [MW]	Fecha considerada de entrada en operación
Gecelca 3 (T)	150	29 de Enero 2014
Sogamoso (H)	800	1° Unidad Sept de 2014 2° Unidad Nov de 2014 3° Unidad Nov de 2014
El Quimbo (H)	420	30 de Marzo de 2015
Cucuana (H)	60	1 de diciembre de 2014
Carlos Lleras Restrepo (H)	78	1 de diciembre de 2015
Tasajero II (T)	160	1 de diciembre de 2015
Gecelca 32 (T)	250	1 de diciembre de 2015
Ambeima (H)	45	1 de diciembre de 2015
San Miguel (H)	42	1 de diciembre de 2015

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



Supuesto de disponibilidad de gas para el verano 14/15

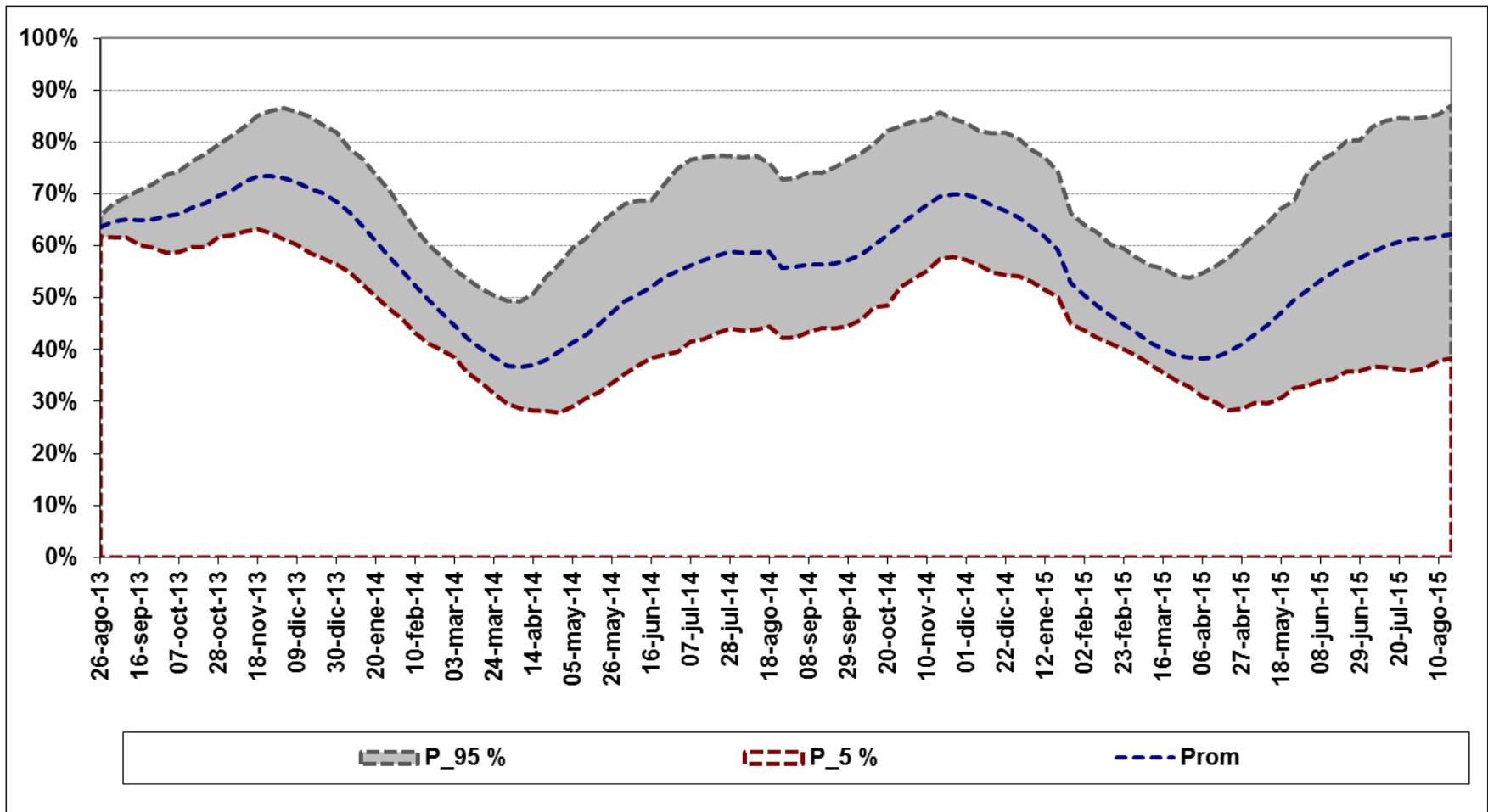
Combustibles Líquidos - GBTUD

	Costa Atlantica	Mag. Medio	Suroccidente
FO2	185	51	37
FO6	83		
JA1		38	

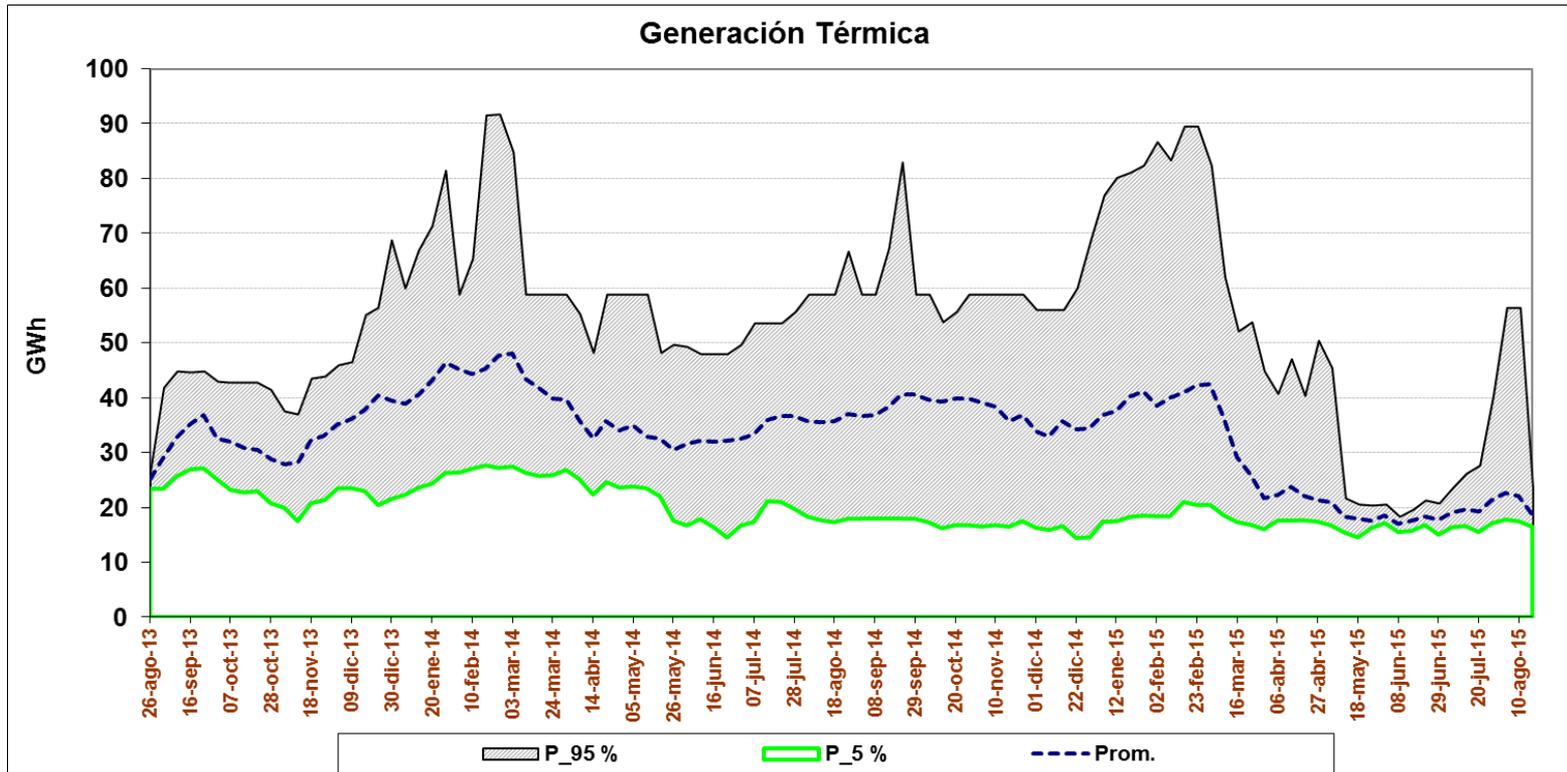
Gas - GBTUD

	GBTUD
Gas Costa Atlantica	195
GAS Interior	106

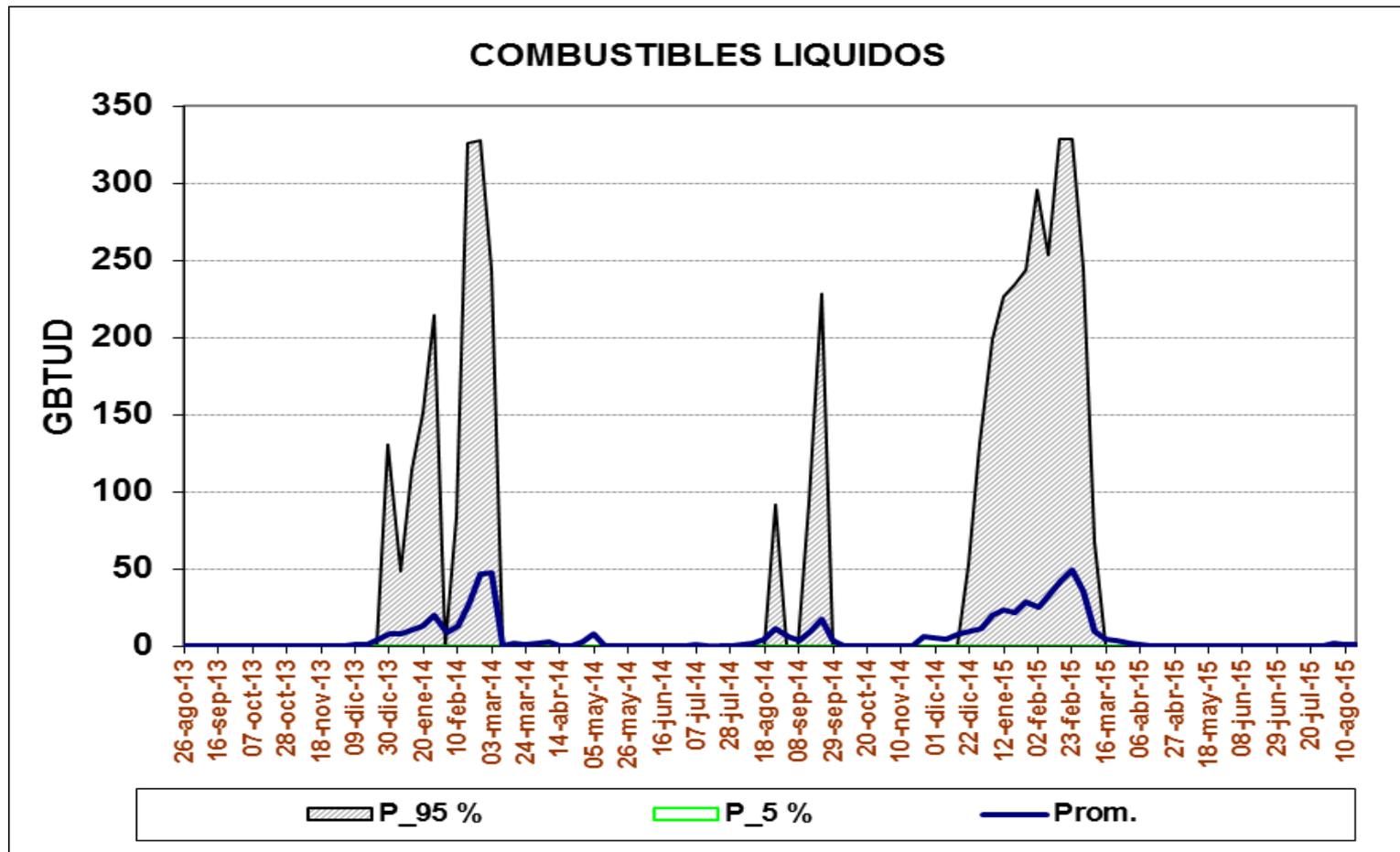
Evolución de embalse agregado estudio de mediano plazo



Generación Térmica estudio de mediano plazo



Consumo de combustibles líquidos estudio de mediano plazo



Conclusiones y observaciones

En el Largo plazo:

- Con los supuestos definidos en este estudio, y considerando que los recursos térmicos no tienen limitaciones en la disponibilidad de combustible, la confiabilidad energética del SIN es atendida hasta el año 2021 para el escenario de demanda media de UPME. A partir de ese año se presentan algunos casos con déficit que superan el criterio del VEREC.
- Los resultados de la sensibilidad al atraso del proyecto Ituango, muestran que existe riesgo de desatención de demanda en casos extremos de hidrología, por lo cual se requeriría de una mayor generación térmica y reservas de embalse para mitigar la vulnerabilidad de dicho atraso.
- Dada la magnitud de las obras del proyecto HidroItuango y de la red asociada, así como su impacto en la confiabilidad, seguridad y economía en la operación del SIN, su seguimiento es esencial para la planeación del SIN en el horizonte de largo plazo.



Conclusiones y observaciones

En el mediano plazo:

- Con los supuestos de disponibilidad de combustibles acorde a la contratación para el respaldo de OEF, los resultados para el verano 2014-2015, muestran que en series deficitarias en aportes, se presenta valores exigentes del consumo de combustible líquidos para generación, que superan los 300 GBTUD, los cuales son necesarios para alcanzar una generación térmica total cercana a los 90 GWh/día.
- Este resultado resalta la importancia del estudio de la revisión de la logística de abastecimiento de combustible líquidos que adelanta el CNO en la actualidad.
- Se requiere conciliar la información de contratos de combustibles a gas, dado que la información de CNO Eléctrico y Gas, entregado por estos al MME no coinciden. Se requiere de un ejercicio intersectorial que concilie dicha información.



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



Varios

Matriz seguimiento de proyectos

Metodología

Cada uno de los proyectos definidos se clasificarán por etapas y posteriormente de acuerdo con la información que entreguen a la UPME, se construirá un plano de seguimiento. Este plano permitirá hacer monitoreo a cada uno de los proyectos que se adelantan en el sistema e identificar tempranamente los posibles atrasos e impactos de los mismos. Lo anterior con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el concepto UPME o en el plan de expansión.

Cada proyecto deberá contar con dos variables a monitorear: Avance (nivel de ejecución del proyecto respecto al cronograma establecido) e Impacto (por la entrada del **proyecto/por el atraso del proyecto**).



Etapas

Dependiendo la etapa en que se encuentre el proyecto se ubicará en uno de los cuadrantes del radar de seguimiento.

Etapa 0: Necesidad de una obra de expansión en el STN y/o STR o conexión de un proyecto de generación.

Etapa 1: Alternativas de expansión; pero no se tiene aún definición de un proyecto en particular.

Etapa 2: Proyectos identificados (Recomendados por los agentes, CAPT, XM y/o UPME)

Etapa 3: Proyectos que no han reportado inicio de la totalidad de las obras

Etapa 4: Proyectos que se encuentran en construcción



Niveles

Las circunferencias del radar indica el nivel de ejecución que tiene el proyecto con relación a la fecha de entrada en operación

Nivel 1: El estado actual del proyecto está dentro de los plazos establecidos y no se observa riesgo de atraso en la fecha de puesta en servicio.

Nivel 2: El proyecto presenta a traso frente al cronograma definido, sin embargo es recuperable y no se tiene riesgo de atraso en la puesta en servicio.

Nivel 3: El proyectos presenta atraso frente al cronograma definido y existe riesgo de atraso en la fecha de puesta en servicio.

Etapa 4: El proyectos presenta atraso frente al cronograma inicialmente definido y no es posible cumplir con la fecha de entrada de puesta en servicio



Impacto

El impacto está denotado por las letras A, B, C, D

Impacto C: Proyectos que al momento de entrar en servicio permitirán eliminar o reducir generaciones de seguridad asociadas a restricciones eléctricas.

Impacto D: Proyectos que al momento de entrar en servicio permitirán eliminar o reducir la programación de DNA por sobrecarga en condiciones normales de operación de los equipos existentes.

Impacto A: Proyectos que al momento de entrar en servicio permitirán incrementar la confiabilidad del sistema.

Impacto B: Proyectos que al momento de entrar en servicio permitirán eliminar o reducir generaciones de seguridad asociadas a restricciones operativas

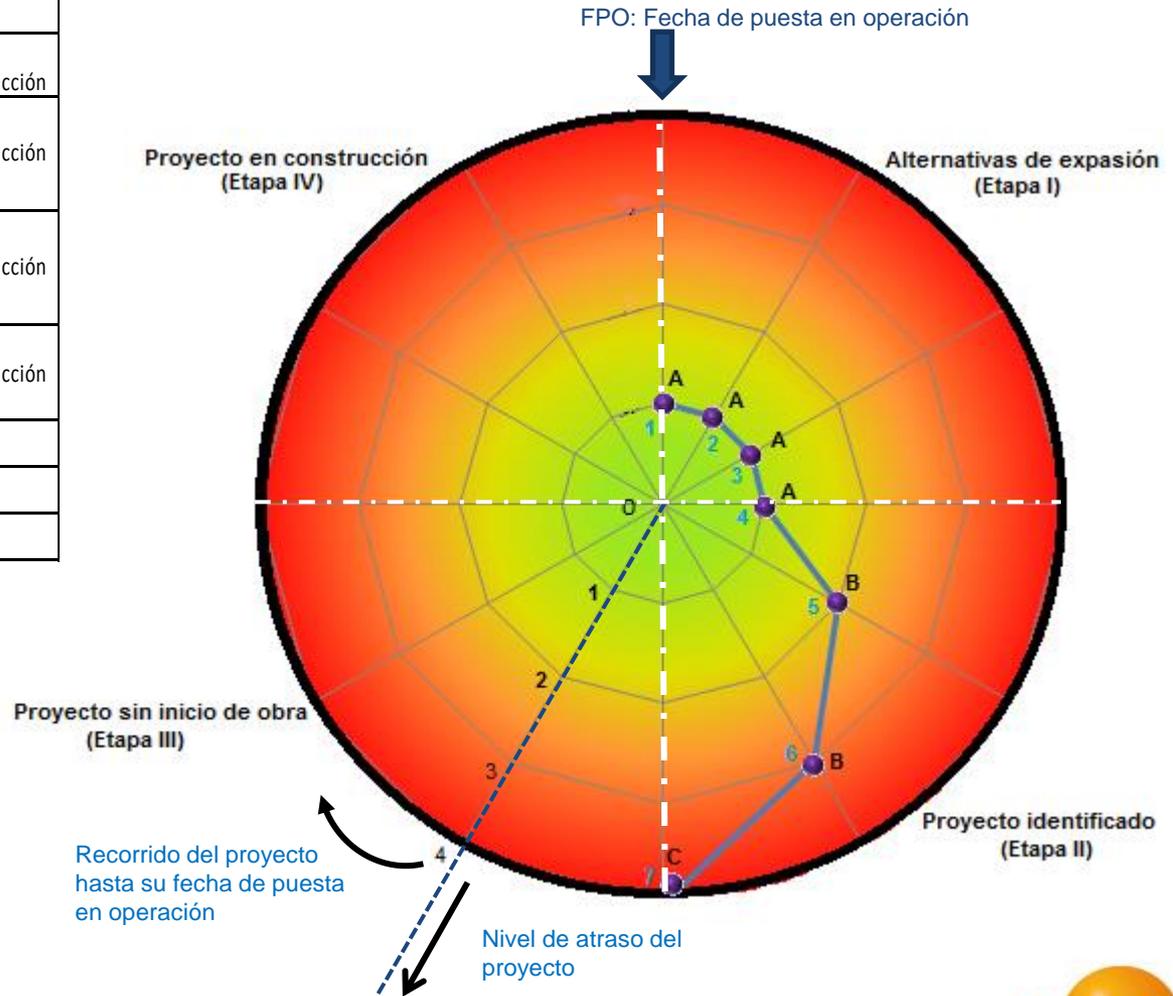


Metodología

Proyecto Caracolí

Etapa 0: Se identificó que se requiere obra de expansión 2005

FPO	Seguimiento	Fechas de seguimiento	Observaciones
2015	1	Dic de 2005	Dado que no se tiene ningún proyecto identificado, no se puede asociar esta restricción
2015	2	Jun de 2006	Dado que no se tiene ningún proyecto identificado, no se puede asociar esta restricción a un nivel.
2015	3	sep de 2006	Dado que no se tiene ningún proyecto identificado, no se puede asociar esta restricción a un nivel.
2015	4	Dic de 2006	Dado que no se tiene ningún proyecto identificado, no se puede asociar esta restricción a un nivel.
2015	5	mar de 2012	Etapa 2.2:3.a. - Nivel 2 - Impacto B
	6	sep de 2012	Etapa 2.2: 3.a. - Nivel 3 - Impacto B
2016	7	jun de 2013	Etapa 2.2:3.a. - Nivel 4 - Impacto C.



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



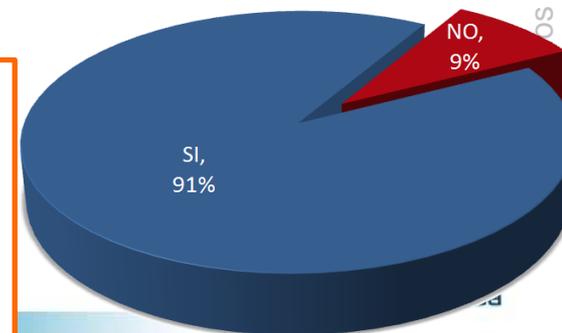
Estado actual StationWare

Agente	Relés	Total general	Porcentaje de Carga
AES CHIVOR	52	52	100.0%
CEDENAR	27	57	47.4%
CELSIA	7	7	100.0%
CENS	69	82	84.1%
CEO	39	39	100.0%
CHEC	173	178	97.2%
CODENSA	402	409	98.3%
DISPAC	12	20	60.0%
DISTASA	6	6	100.0%
EBSA	105	116	90.5%
EDEQ	6	6	100.0%
EEB	198	198	100.0%
EEC	8	12	66.7%
EEP	14	18	77.8%
ELECTRICARIBE	240	329	72.9%
ELECTROCAQUETA	2	6	33.3%
ELECTROHUILA	24	42	57.1%
EMCALI	34	46	73.9%
EMGESA	167	167	100.0%
EMSA	13	78	16.7%

Agente	Relés	Total general	Porcentaje de Carga
ENERCA		21	0.0%
ENERTOLIMA	59	75	78.7%
EPM	554	570	97.2%
EPM GENERACION	169	169	100.0%
EPSA	438	518	84.6%
ESSA	145	152	95.4%
GECELCA	8	8	100.0%
GENSA	6	13	46.2%
ISA	671	681	98.5%
ISAGEN	139	139	100.0%
PROELECTRICA	17	17	100.0%
TERMOBARRANQUILLA	200	204	98.0%
TERMOCANDELARIA	7	7	100.0%
TERMOEMCALI	24	24	100.0%
TERMOTASAJERO	17	17	100.0%
TERMOYOPAL	20	31	64.5%
TRANSELCA	319	319	100.0%
ZONA FRANCA CELSIA	88	88	100.0%
URRÁ	18	19	94.7%

Total plantillas desarrolladas: 138
 1846 Relés = 36.5% Total dispositivos B.D

Carga de relés disponibles en S.W



Actualización información B.D protecciones:

Julio 09: Carta XM solicitud de actualización de la B.D protecciones en SW
 Plazo: 31 de agosto de 2013

Se hará reporte ante la SSPD de las empresas que a la fecha tienen un porcentaje de carga $\leq 95\%$ y/o que no han establecido con el CND un plan de trabajo para acometer esta tarea.

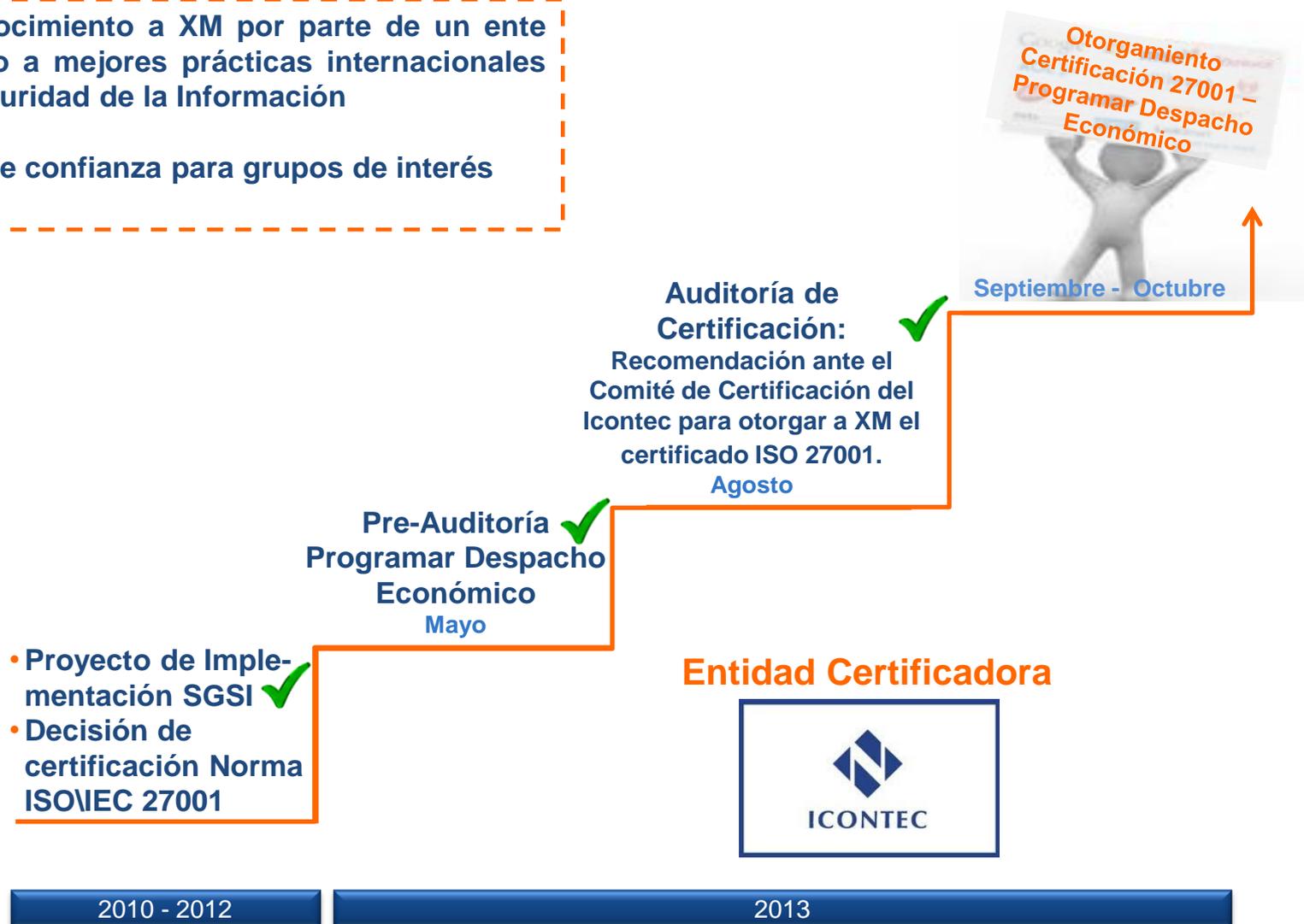
Los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Certificación ISO 27001: Seguridad de la Información

Seguridad de la Información

Un compromiso con nuestros clientes y grupos de interés

- Reconocimiento a XM por parte de un ente externo a mejores prácticas internacionales en Seguridad de la Información
- Sello de confianza para grupos de interés



Nuevas resoluciones

- **Res. CREG 088 de 2013:** por la cual se libera el precio del gas natural puesto en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte.
- **Res. CREG 089 de 2013:** por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.
- **Res. 090 de 2013:** por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general por la cual se modifica la Resolución CREG 025 de 1995 que establece el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Se propone un cambio a lo establecido sobre las pruebas de potencia reactiva a los generadores.
- **Res 110 de 2013:** por la cual se establece el esquema de participación en los mecanismos definidos en las Resoluciones 139 de 2011 y 062 de 2013. Esta resolución define los requisitos para que las plantas térmicas puedan participar de las asignaciones de OEF con Gas Natural Importado.





■ filial de isa

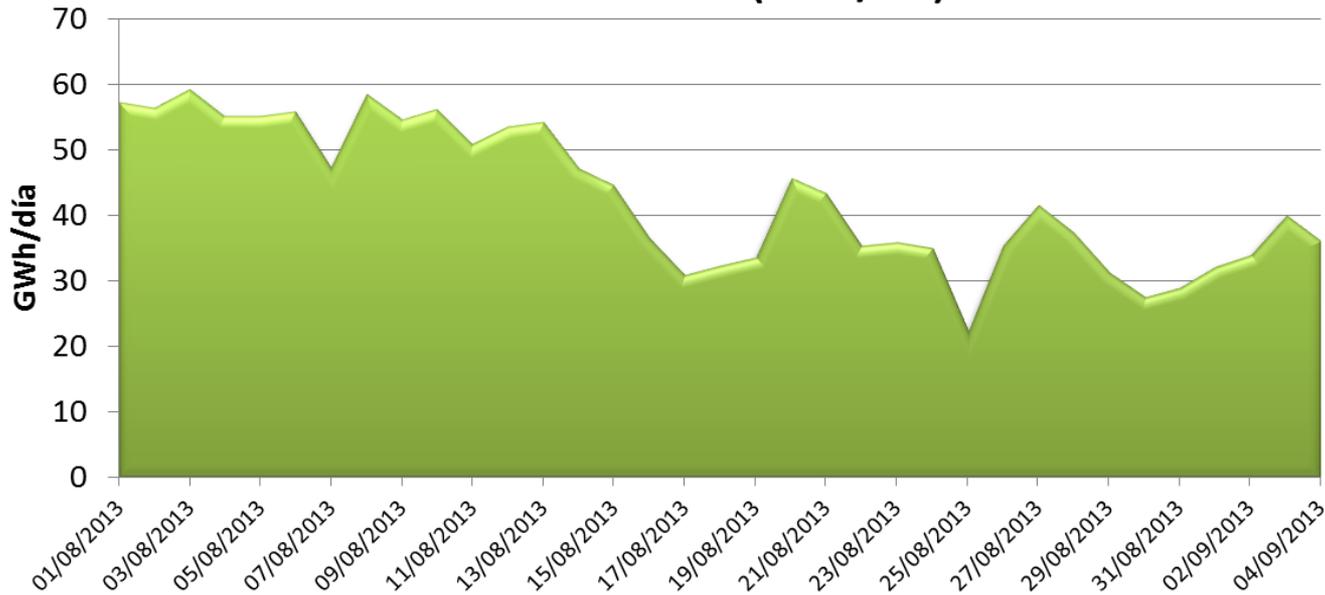
 www.xm.com.co

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

2013

Generación térmica agos-sept

Generación térmica (GWh/día)



Fecha	Generación térmica (GWh/día)
jueves-01-08-2013	57.51
viernes-02-08-2013	56.45
sábado-03-08-2013	59.39
domingo-04-08-2013	55.37
lunes-05-08-2013	55.27
martes-06-08-2013	56.06
miércoles-07-08-2013	47.47
jueves-08-08-2013	58.61
viernes-09-08-2013	54.72
sábado-10-08-2013	56.29
domingo-11-08-2013	50.95
lunes-12-08-2013	53.59
martes-13-08-2013	54.43
miércoles-14-08-2013	47.21
jueves-15-08-2013	44.69
viernes-16-08-2013	36.73
sábado-17-08-2013	30.93
domingo-18-08-2013	32.39
lunes-19-08-2013	33.66
martes-20-08-2013	45.78
miércoles-21-08-2013	43.51
jueves-22-08-2013	35.50
viernes-23-08-2013	35.98
sábado-24-08-2013	35.07
domingo-25-08-2013	22.41
lunes-26-08-2013	35.48
martes-27-08-2013	41.70
miércoles-28-08-2013	37.44
jueves-29-08-2013	31.29
viernes-30-08-2013	27.52
sábado-31-08-2013	29.08
domingo-01-09-2013	32.29
lunes-02-09-2013	34.04
martes-03-09-2013	40.14
miércoles-04-09-2013	36.11

Aportes hídricos acumulados a la fecha

ANTIOQUIA		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	14.9	131.9
CONCEPCION	4.2	155.4
DESV. EEPDM (NEC,PAJ,DOL)	2.8	73.9
DESV. GUARINO	0.0	2.6
DESV. MANSO	0.1	24.1
GRANDE	13.0	112.9
GUADALUPE	12.8	160.8
GUATAPE	13.6	198.0
MIEL I	1.6	51.5
NARE	22.5	106.8
PORCE II	15.3	124.9
PORCE III	1.7	87.1
SAN CARLOS	8.2	199.5
TENCHE	1.8	121.1
TOTAL REGIÓN	112.6	124.88

ORIENTE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	16.9	104.7
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	3.5	68.7
GUAVIO	13.5	77.6
TOTAL REGIÓN	33.9	86.69

CENTRO		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
AMOYA	2.5	150.3
BOGOTA N.R.	8.6	105.3
MAGDALENA BETANIA	4.7	89.7
PRADO	0.2	67.9
TOTAL REGIÓN	16.0	104.2

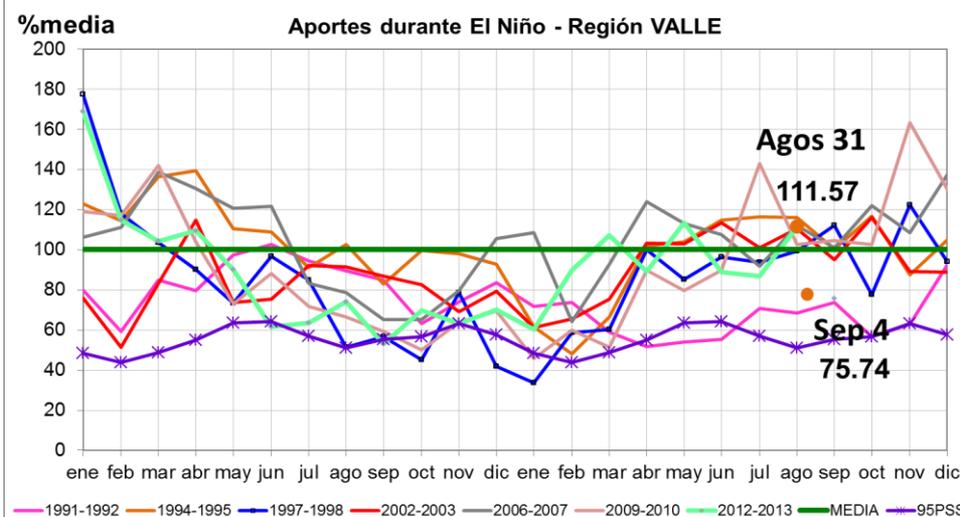
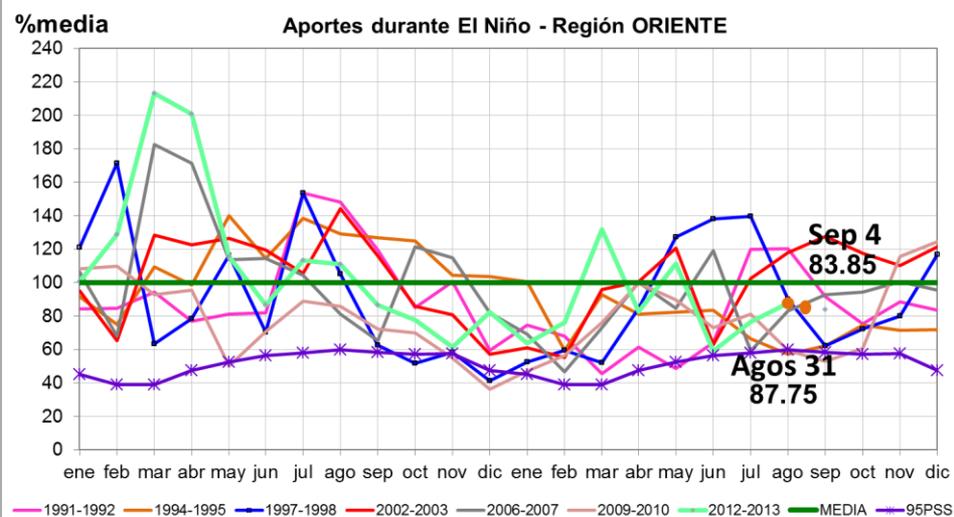
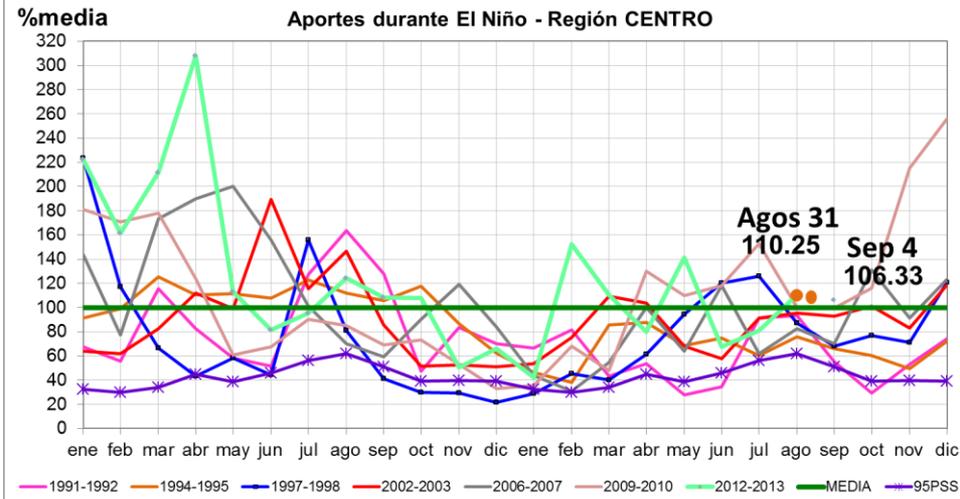
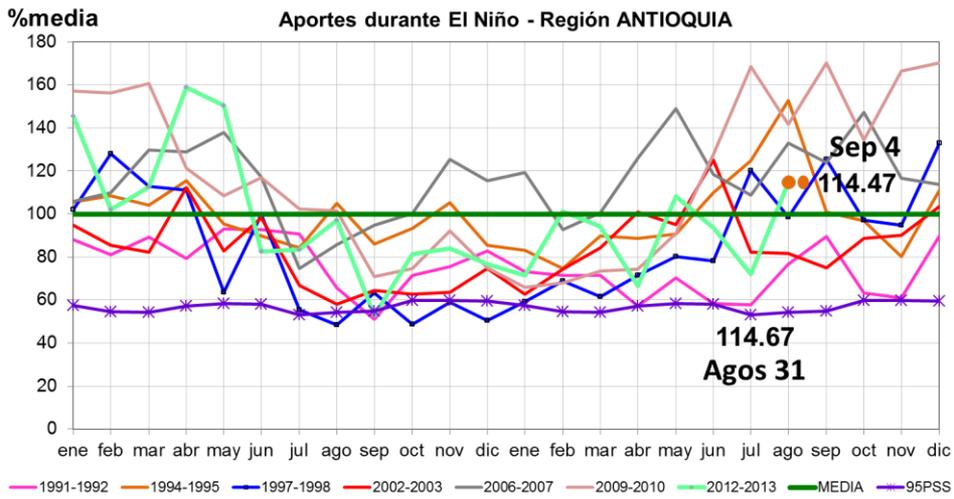
VALLE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
ALTOANCHICAYA	3.2	82.2
CALIMA	0.2	55.6
CAUCA SALVAJINA	1.2	78.4
DIGUA	0.2	45.5
FLORIDA II	0.3	103.6
TOTAL REGIÓN	5.0	78.87

CARIBE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
SINU URRRA	10.7	218.2
TOTAL REGIÓN	10.7	218.20

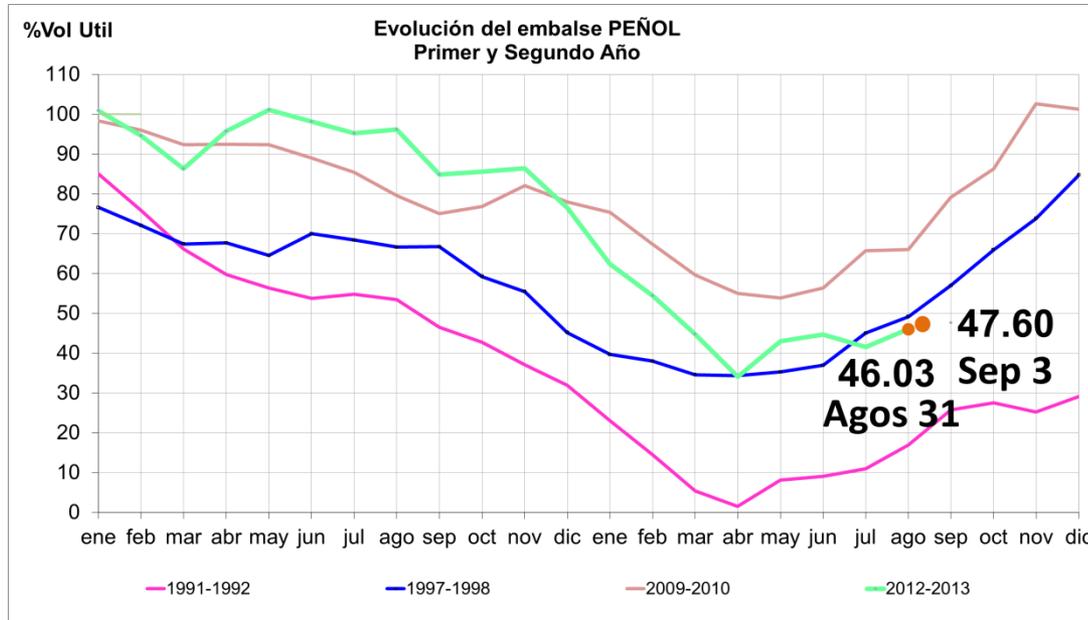
	GWh día	%media
TOTAL ACUMULADO SIN	181.5	114.3



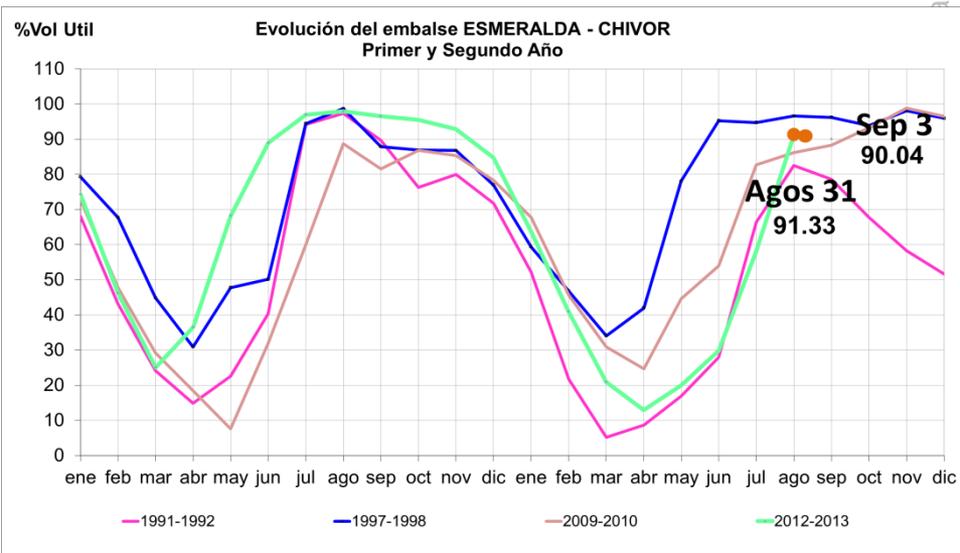
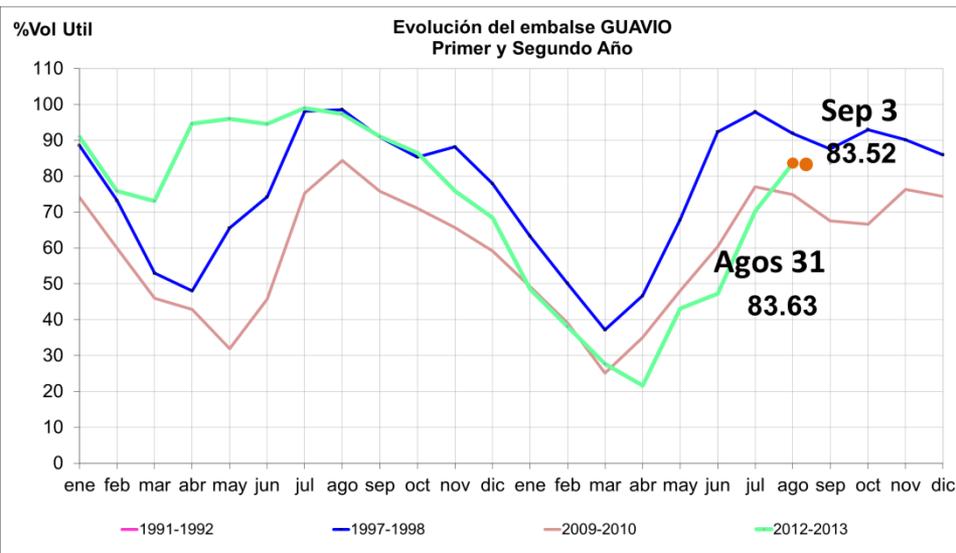
Aportes hídricos



Principales embalses



datos para XM S.A. E.S.P.



Volumen de los embalses a la fecha

Volumen Util Diario Vertimiento Acum

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

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	59.0	0.0
MIRAFLORES	51.7	0.0
PENOL	47.9	0.0
PLAYAS	108.9	8.7
PORCE II	14.1	0.0
PORCE III	40.2	0.0
PUNCHINA	92.3	0.6
RIOGRANDE2	39.3	0.0
SAN LORENZO	52.8	0.0
TRONERAS	81.6	0.1
total Antioquia	49.2	9.3

CARIBE	%	GWh
URRA1	71.2	0.0
total Caribe	71.2	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	66.8	0.0
BETANIA	66.3	0.0
MUNA	95.1	0.0
PRADO	45.1	0.0
total Centro	66.8	0.0

Volumen Util Diario Vertimiento Acum

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

ORIENTE	%	GWh
CHUZA	76.1	0.0
ESMERALDA	90.2	0.0
GUAVIO	83.0	0.0
total Oriente	83.3	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	46.7	0.0
CALIMA1	51.8	0.0
SALVAJINA	53.2	0.0
total Valle	52.0	0.0

Total Acumulado -SIN-	63.83%	9.34
------------------------------	---------------	-------------



Aportes hídricos acumulados a la fecha

ANTIOQUIA		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
A. SAN LORENZO	13.8	122.0
CONCEPCION	3.6	133.7
DESV. EEPDM (NEC,PAJ,DOL)	2.8	74.9
DESV. GUARINO	0.0	2.0
DESV. MANSO	0.1	24.1
GRANDE	12.6	109.3
GUADALUPE	11.1	139.7
GUATAPE	12.5	181.5
MIEL I	1.5	50.2
NARE	20.7	98.0
PORCE II	14.0	113.8
PORCE III	1.4	73.2
SAN CARLOS	7.5	181.6
TENCHE	1.6	106.6
TOTAL REGIÓN	103.2	114.47

ORIENTE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
BATA	16.5	102.0
BLANCO	0.0	0.0
CHUZA	3.2	64.0
GUAUVIO	13.1	75.1
TOTAL REGIÓN	32.8	83.85

	GWh día	%media
TOTAL ACUMULADO SIN	169.9	107.0

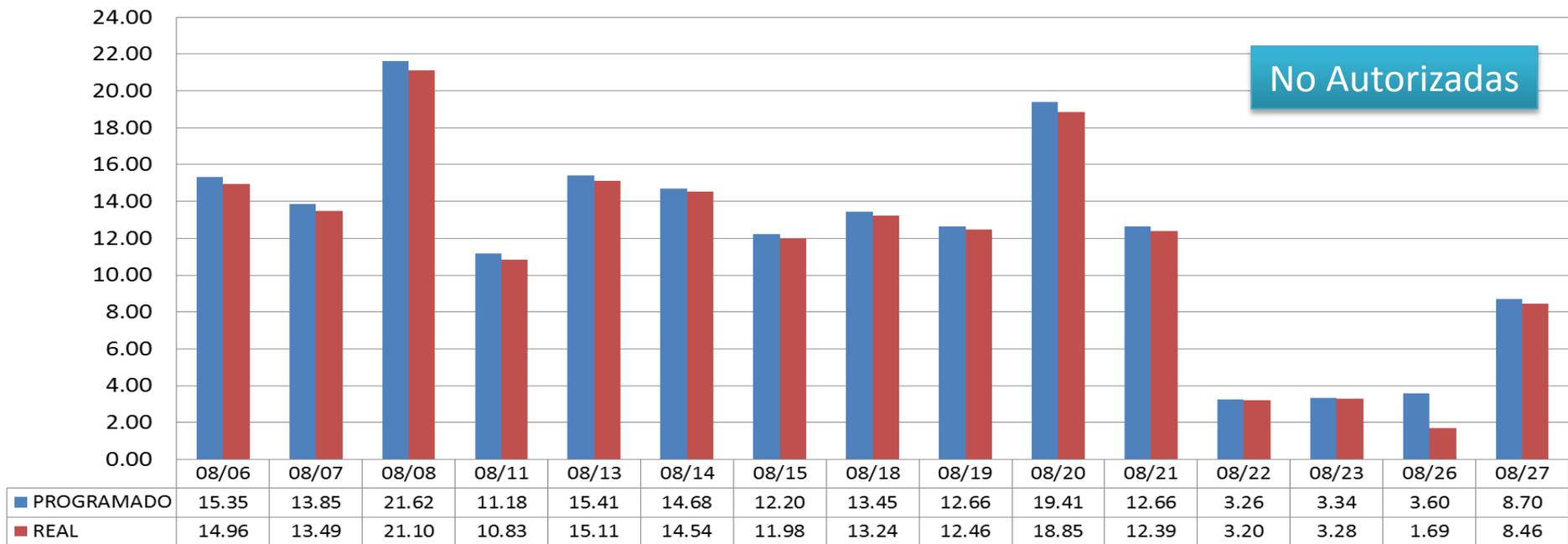
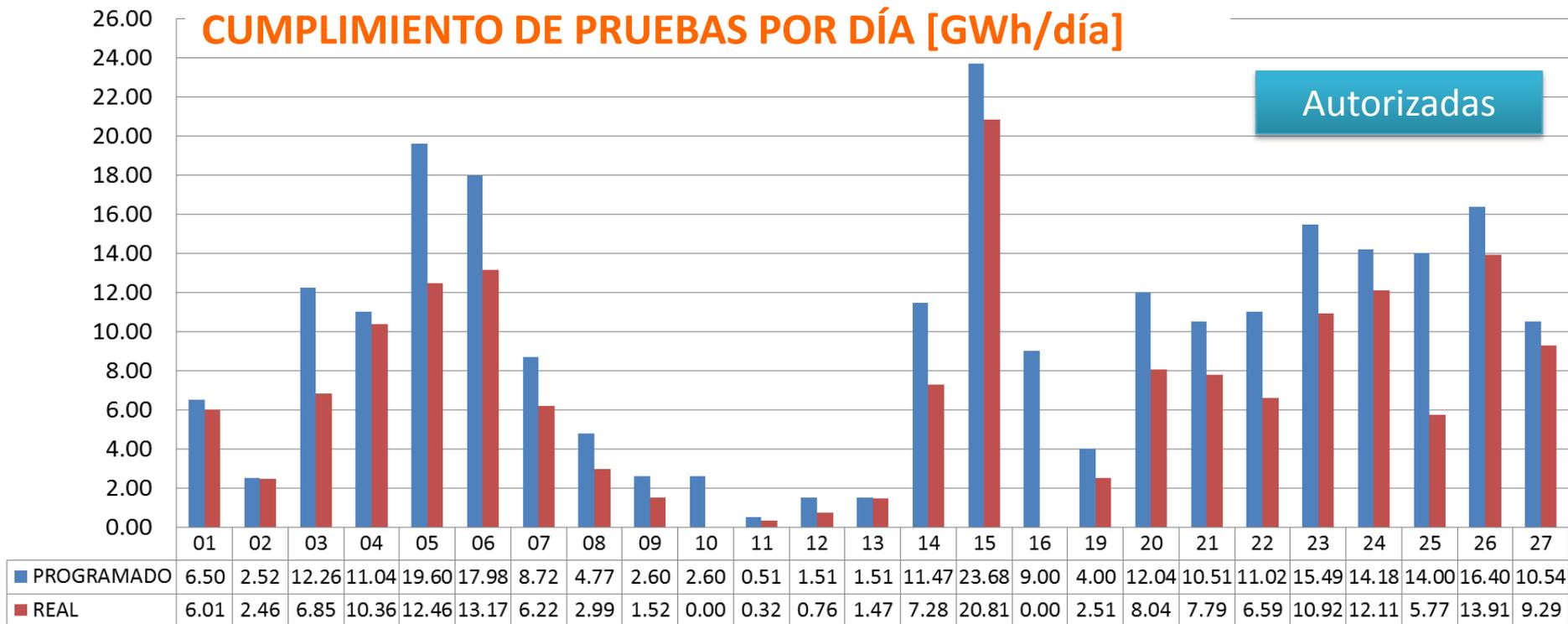
CENTRO		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
AMOYA	3.1	181.1
BOGOTA N.R.	8.5	104.8
MAGDALENA BETANIA	4.5	86.4
PRADO	0.2	71.4
TOTAL REGIÓN	16.3	106.3

VALLE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
ALTOANCHICAYA	3.1	79.2
CALIMA	0.2	52.8
CAUCA SALVAJINA	1.1	75.7
DIGUA	0.1	42.4
FLORIDA II	0.3	96.4
TOTAL REGIÓN	4.8	75.74

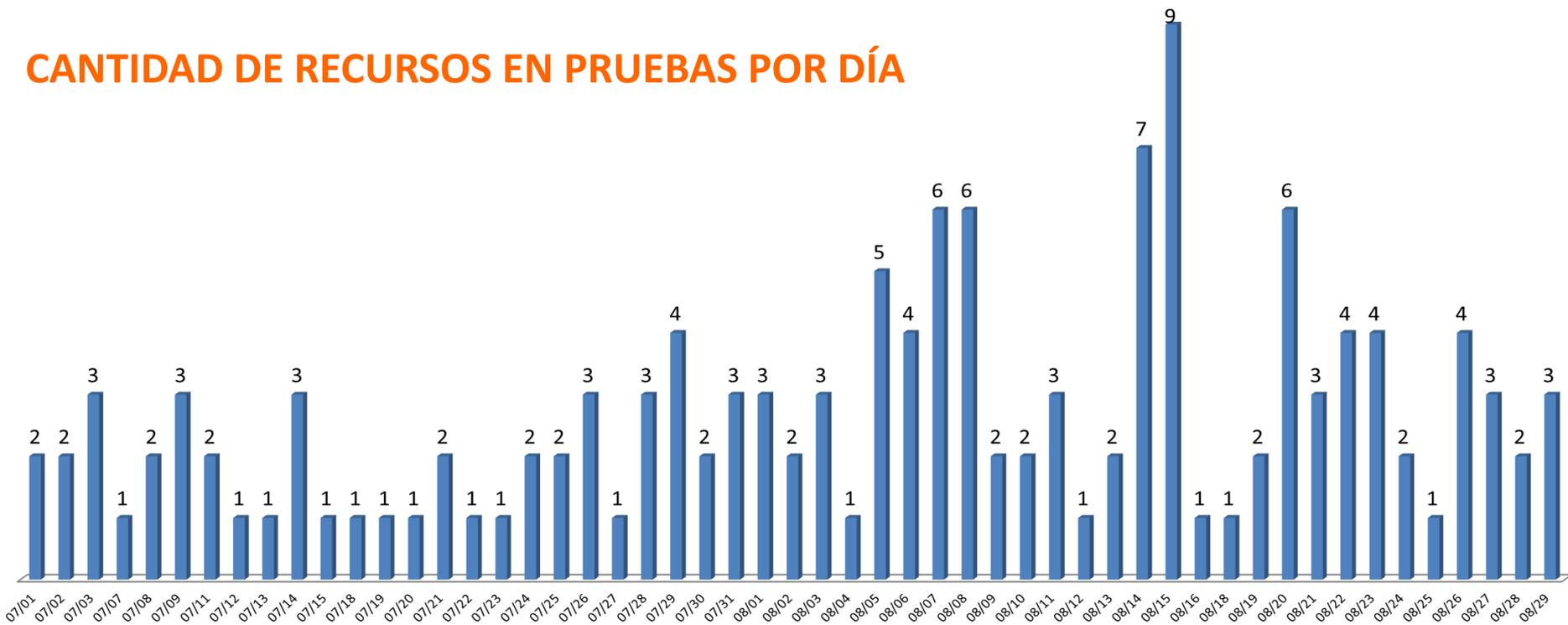
CARIBE		
SERIE	Valores acumulados	
	E, GWh día	Q, %media
SINU URRRA	9.7	198.2
TOTAL REGIÓN	9.7	198.16



CUMPLIMIENTO DE PRUEBAS POR DÍA [GWh/día]



CANTIDAD DE RECURSOS EN PRUEBAS POR DÍA



CLASE DE PRUEBAS POR DÍA

