



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación – CNO

Documento XM - CND – 079

Jueves, 2 de octubre 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 – 079

Jueves, 2 de octubre de 2014



■ filial de isa

Contenido

Situación Operativa

- Estado de la red
- Entrada de proyectos
- Impacto operativo del Plan de Expansión Transmisión UPME 2014-2028

Variables

- Reservas y aportes
- Demanda
- Generación

Panorama energético

- Análisis energético de mediano plazo

Destacados

- Actualización Centro de Control
- Modelo de despacho económico agentes
- Informe CIGRE
- Modelo de planeamiento energético

Radar

- Informe detallado del seguimiento de Proyectos

Anexos

- Indicadores de calidad

Situaciones operativas



Atentados en el SIN

Estado Actual



- **26/09** Evento no programado del circuito Cerromatoso – Porce III 500 kV. Intercolombia reporta torre 326 derribada por AMI en Tarazá (Antioquia)



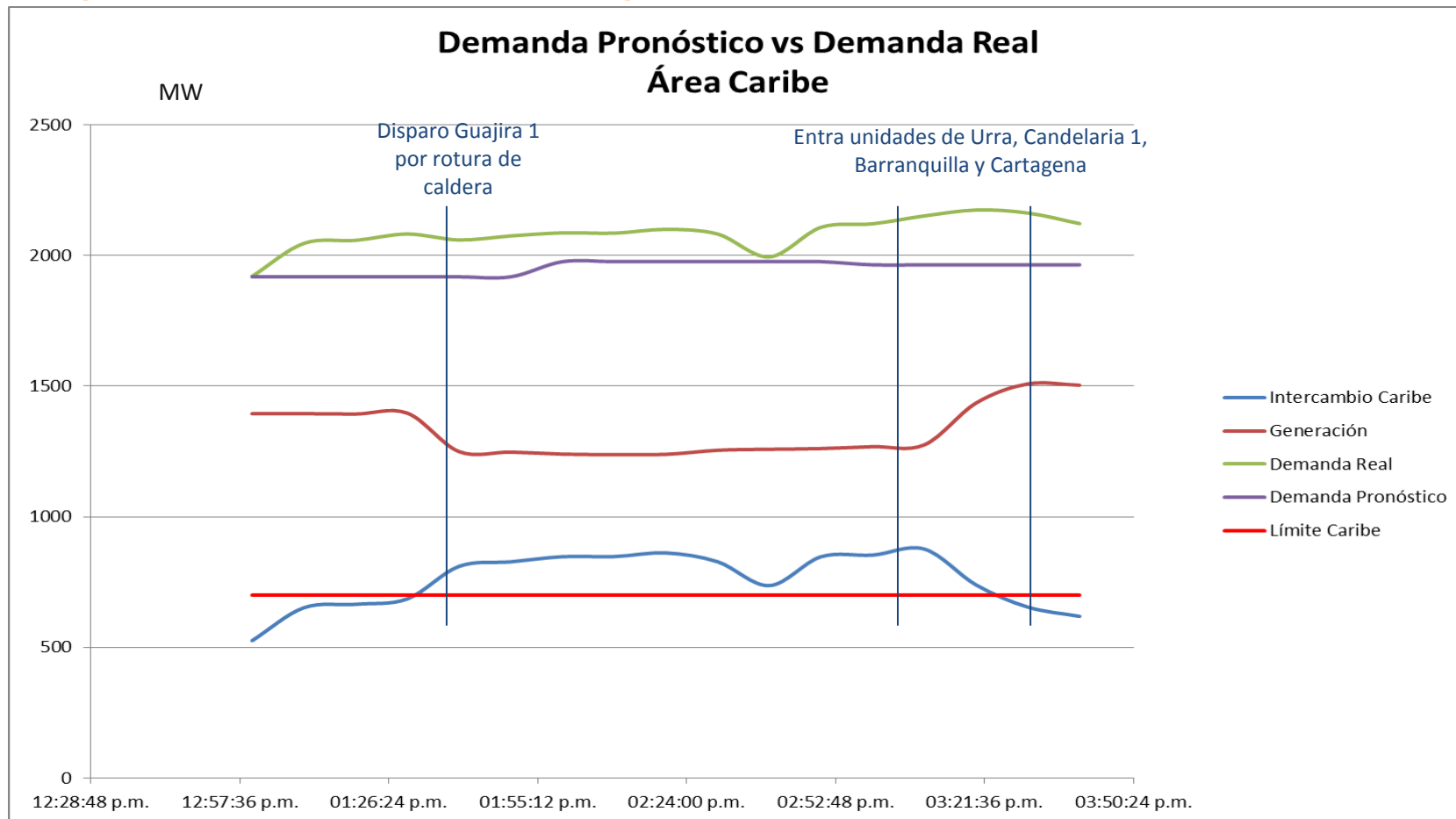
■ filial de isa

Informe Atentados STR y STN septiembre 2014

- **04/09- 10/09** Bajo Consignación Nacional de Emergencia C0113056, Intercolombia realiza reparaciones sobre la torre 214, averiada por AMI, del circuito Cerromatoso – Porce III 500 kV en el municipio de Campamento (Antioquia).
- **26/09** Evento no programado del circuito Cerromatoso – Porce III 500 kV. Intercolombia reporta torre 326 derribada por AMI en Tarazá (Antioquia). El circuito se encuentra indisponible.



Operación 30 de septiembre



- Gracias a la entrada anticipada de la unidad 1 de Candelaria, las unidades de Urrá, Barranquilla y Cartagena se evitó el racionamiento en el área.
- A pesar de las instrucciones del CND a Electricaribe de desconectar demanda para evitar el colapso ante falla del circuito a 500 kV Cerro-Primavera, este no ejecutó la orden, colocando en riesgo el área.
- La desviación de la demanda real frente al pronóstico deterioró aún más las condiciones operativas incrementando el riesgo para la atención confiable de la demanda.



Entrada de proyectos

Proyectos que entraron en operación: septiembre de 2014



Transformador provisional Valledupar 100 MVA 220/110 kV en paralelo con el actual compartiendo bahías de 220 kV y 110 kV TRANSELCA S.A E.S.P.

Entró en operación el 16 de septiembre de 2014

Beneficio: Mitiga el riesgo de demanda no atendida en estado estacionario por sobrecarga del transformador 220/110kV en paralelo.



Normalización Subestación Malena 230 kV EPM S.A E.S.P.

Entró en operación el 29 de septiembre de 2014

Beneficio: Confiabilidad a la demanda.

Proyectos próximos a entrar en operación: octubre de 2014



Transformador 3 Cerromatoso 150 MVA 500/110 kV INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

Fecha esperada de puesta en operación: Octubre 12 de 2014



Planta menor Laguneta 18 MW. Conectada a la subestación Laguneta 115 kV EMGESA S.A E.S.P.

Pruebas de sincronización al sistema el 28 de octubre

Fecha esperada de puesta en operación: Octubre 31 de 2014



Gecelca 3 GECELCA S.A. E.S.P. (*)

Fecha esperada de puesta en operación: Octubre 31 de 2014



SE Tunjita EBSA S.A E.S.P.

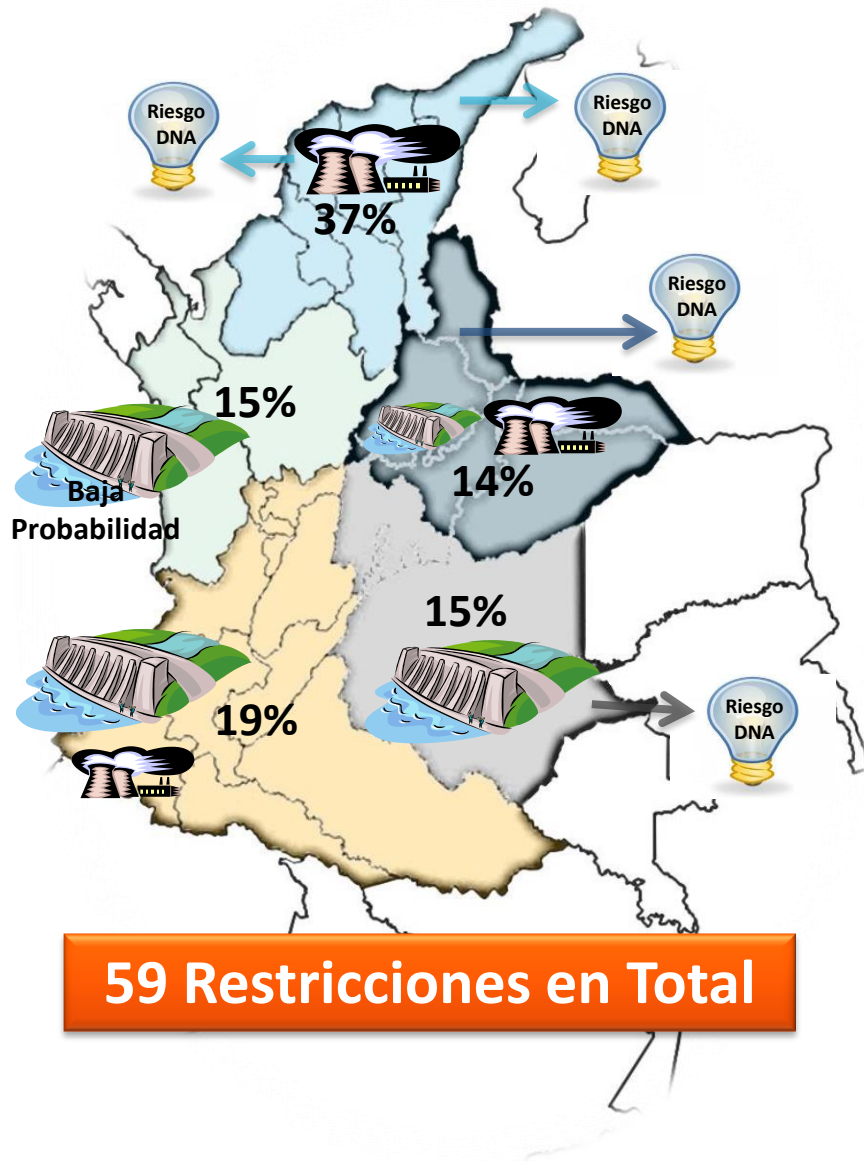
Fecha esperada de puesta en operación: Octubre de 2014

() Fecha oficial reportada al CND*



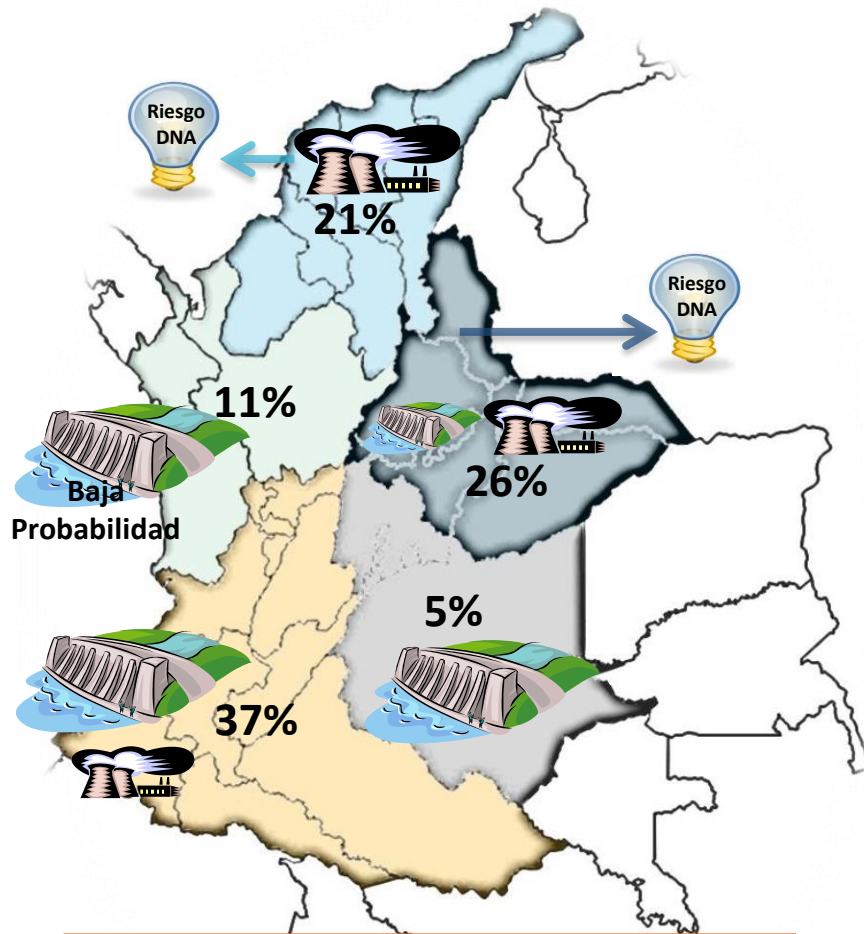
Impacto operativo del Plan de Expansión Transmisión UPME 2014- 2028

Diagnóstico Restricciones del SIN - Actual



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

Diagnóstico Restricciones del SIN – Con obras Plan Expansión UPME 2013-2027 y concepto UPME



	Restricciones	%
ANTIOQUIA	2	11%
CARIBE	4	21%
ORIENTAL	1	5%
NORDESTE	5	26%
SUROCCIDENTAL	7	37%
TOTAL	19	100%

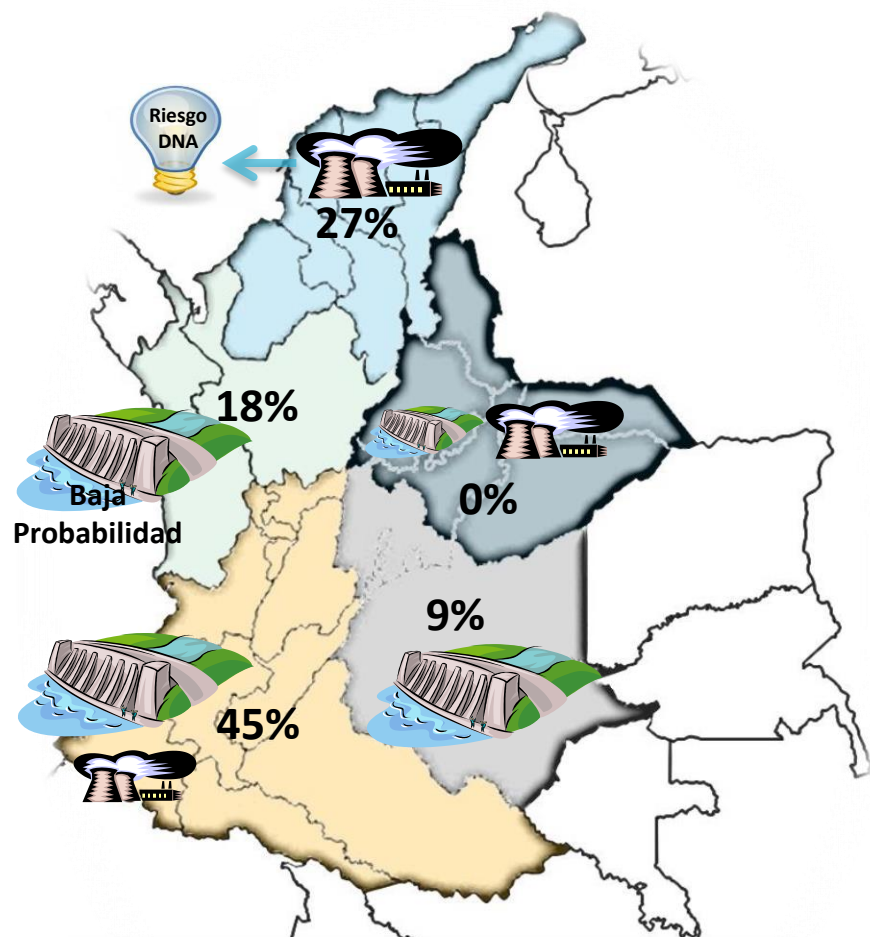


Con las obras definidas en el Plan de Expansión 2013-2027 y obras con concepto UPME a la fecha, se eliminan 40 restricciones de las 59 actuales.

19 Restricciones en Total

Las restricciones más críticas se encuentran en el STR de Nordeste, Bolívar, Cauca-Nariño y Huila-Tolima.

Diagnóstico Restricciones del SIN – Con obras Plan Expansión UPME 2013-2027, 2014-2028 y con concepto UPME



	Restricciones	%
ANTIOQUIA	2	18%
CARIBE	3	27%
ORIENTAL	1	9%
NORDESTE	0	0%
SUROCCIDENTAL	5	45%
TOTAL	11	100%

Con las obras definidas en los Planes de Expansión 2013-2027, 2014-2028 y obras con concepto UPME a la fecha, se eliminan 48 restricciones de las 59 actuales.

Las restricciones más críticas se encuentran en el STR de Bolívar (Red de 66kV), Cauca-Nariño y Huila-Tolima

Análisis Evolución de Restricciones en el Mediano y Largo Plazo

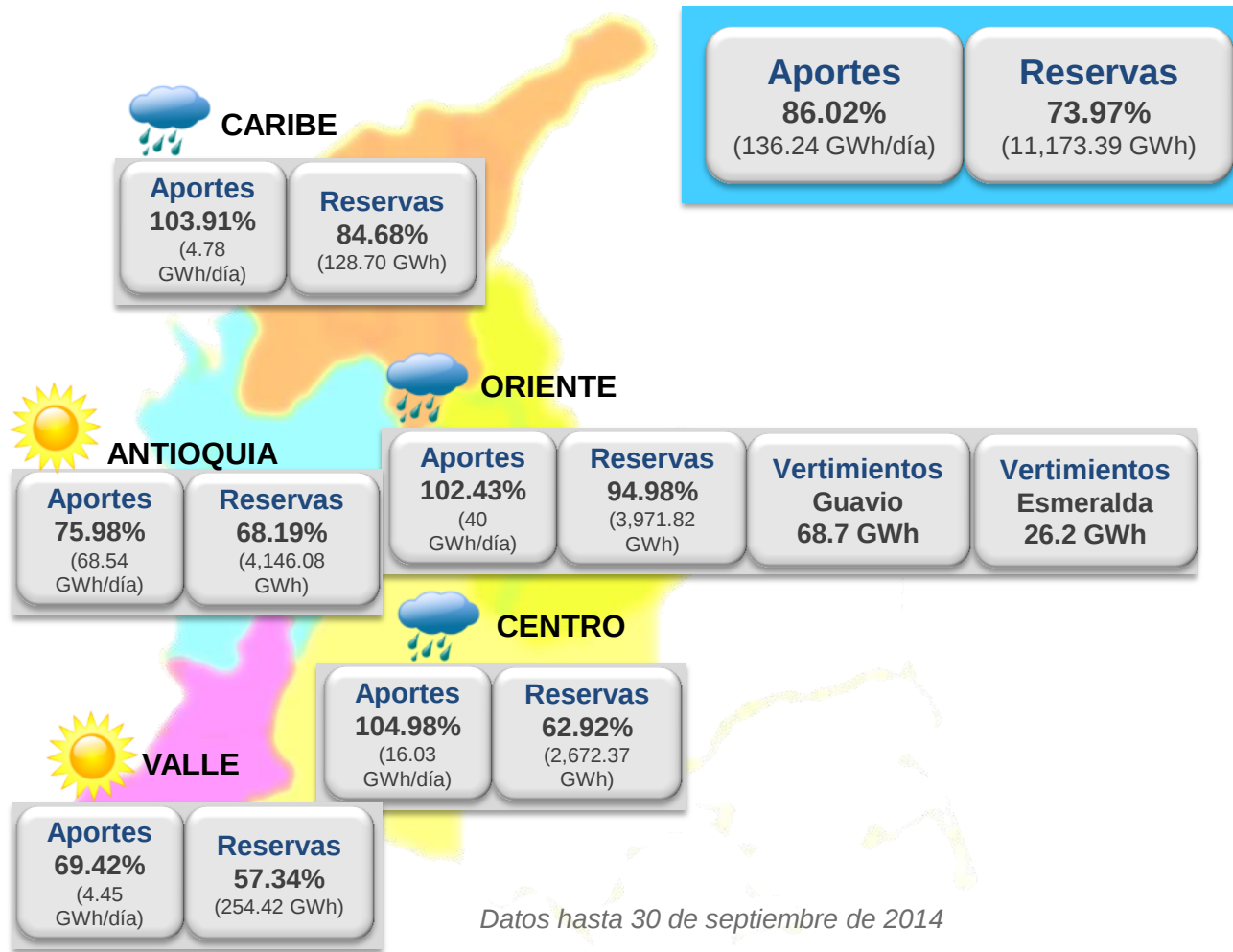
Área/Subárea	Análisis
Bolívar	Agotamiento en la capacidad de la red a 66kV. Conexión de nueva carga de Ecopetrol. Análisis de obras incluyendo las propuestas en el Plan de Expansión Electricaribe.
Valle	Sobrecargas en estado normal de operación del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115kV ante alta generación térmica. Análisis de la subárea con estudio de expansión propuesta por EPSA para la restricción asociada a los enlaces Yumbo – La Campiña – Chipichape 115kV.
Atlántico	A pesar de las obras definidas en la subárea Atlántico, se observan necesidades de definir nuevas obras complementarias en el largo plazo que permitan atender el crecimiento de demanda de esta subárea y que las mismas puedan entrar en operación oportunamente. Análisis de alternativas como cerrar el anillo en 220kV entre Tebsa y Flores, y nueva red a nivel de 500kV hasta Atlántico.
Cauca-Nariño	Agotamiento en la red de 115 kV de Cauca y Nariño. Análisis de la subárea con alta exportación a Ecuador e indisponibilidades críticas a nivel de STN. Estudiar alternativas de expansión teniendo en cuenta las propuestas del plan de expansión de los OR's.
Huila-Tolima-Caquetá	Agotamiento en transformación 230/115kV en Betania y Mirolindo. Bajas tensiones en red de 115 kV de Caquetá ante contingencias sencillas. Estudiar alternativas de expansión incluyendo las propuestas en los planes de expansión de los OR's.
Nordeste STN	Análisis del área Nordeste en el largo plazo. Identificar necesidades de expansión para evitar la necesidad de generación de seguridad al interior del área para cubrir contingencias a nivel de STN (SVC, refuerzos en transformación).
Caribe STN	Anteriormente se han realizado análisis de los beneficios de cerrar el anillo a nivel de 500kV Sabana – Bolívar y la instalación de un SVC. Actualmente, con el crecimiento de demanda esperado en Caribe y las nuevas obras de expansión definidas, se deben analizar las potencialidades de contar con el circuito Sabana – Bolívar 500kV y la instalación de un SVC.

Variables



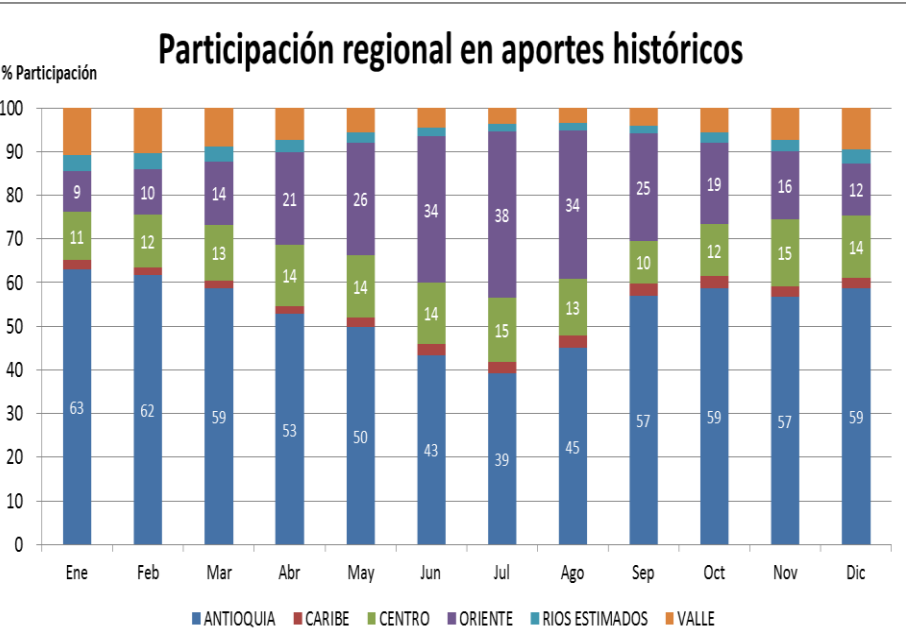
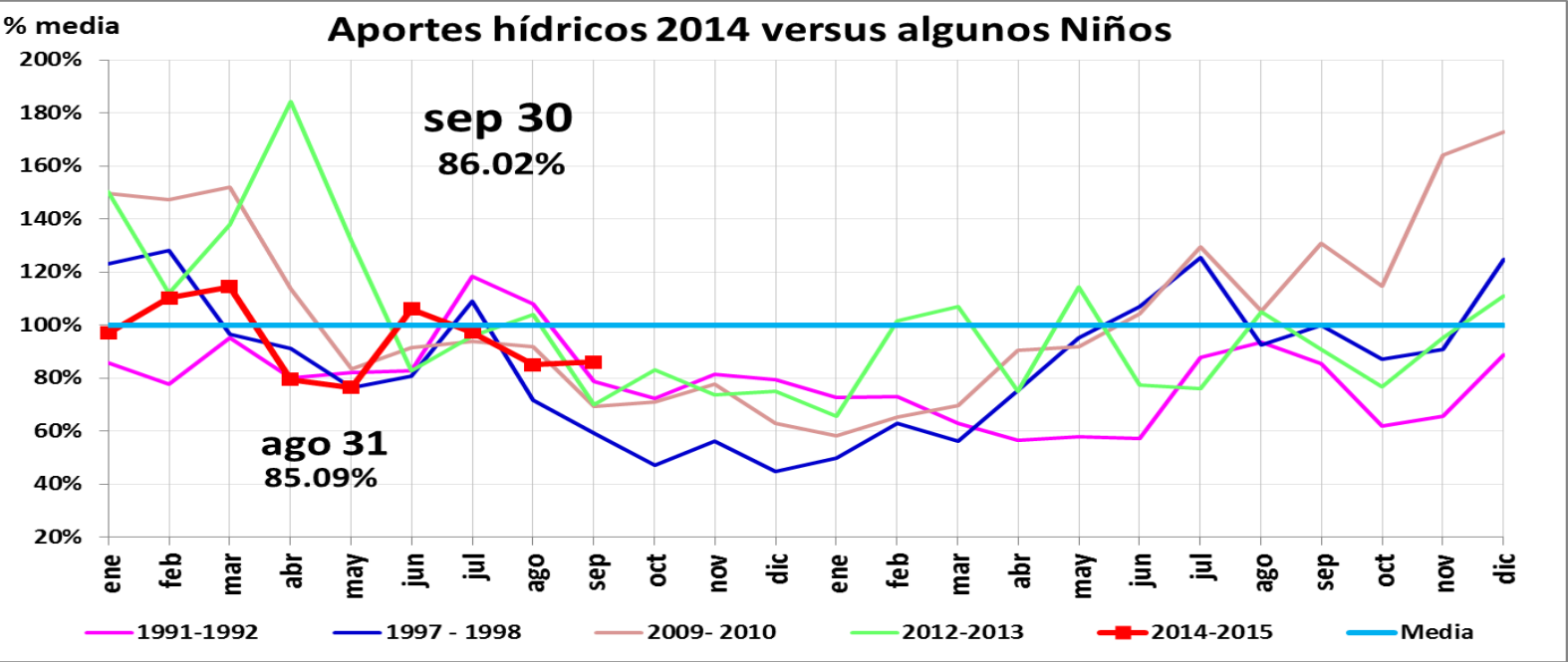
Variables hídricas

SIN



Septiembre terminó con HSIN < 90%

Seguimiento aportes hídricos históricos SIN



Media histórica de aportes

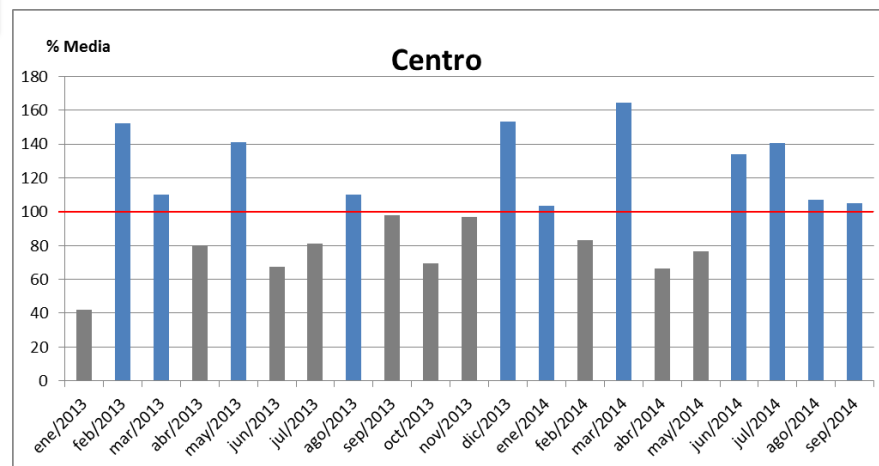
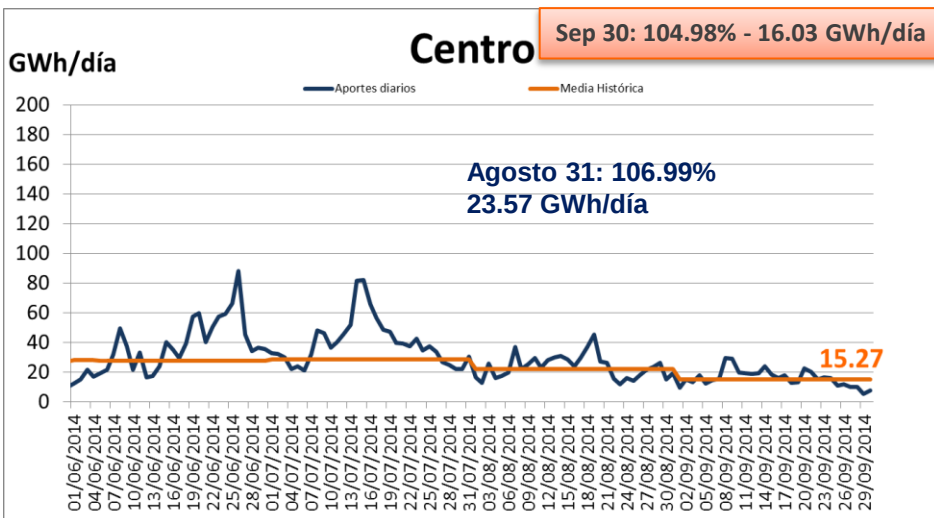
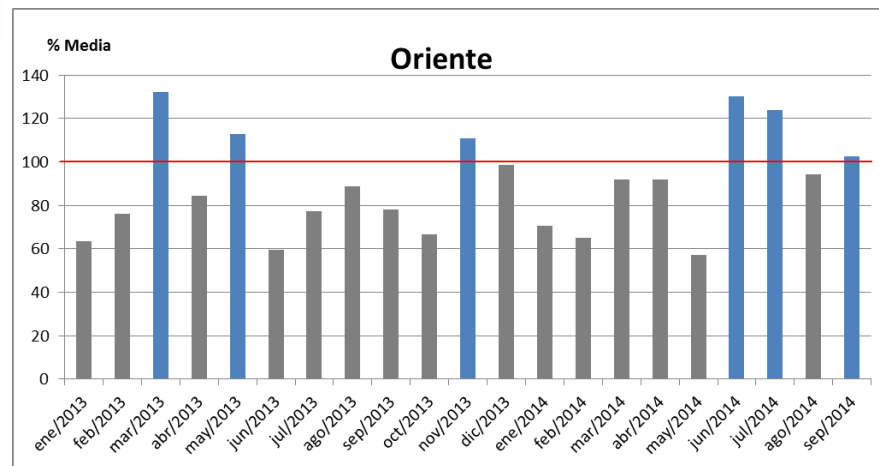
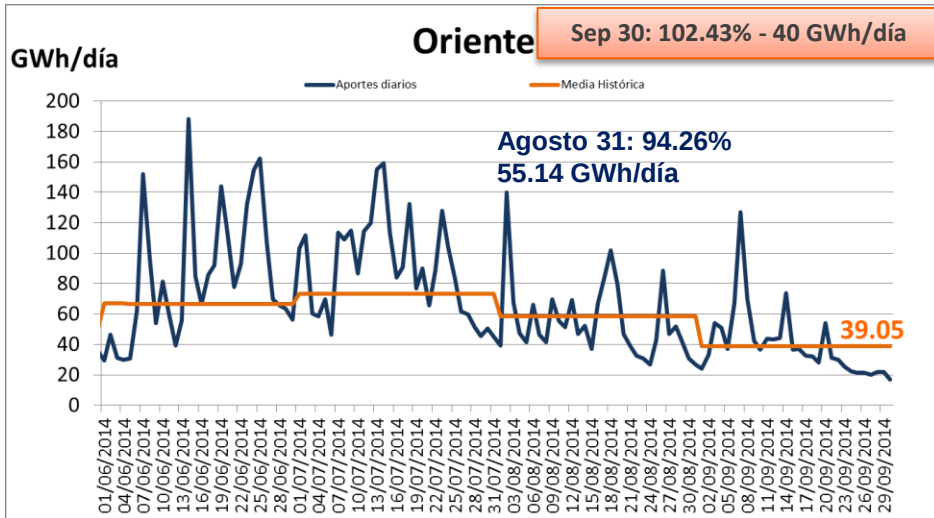
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GW/día	88.2	81.7	92.8	141.9	190.5	198.0	192.4	171.1	158.4	176.2	177.8	128.1

Aportes reales durante 2014

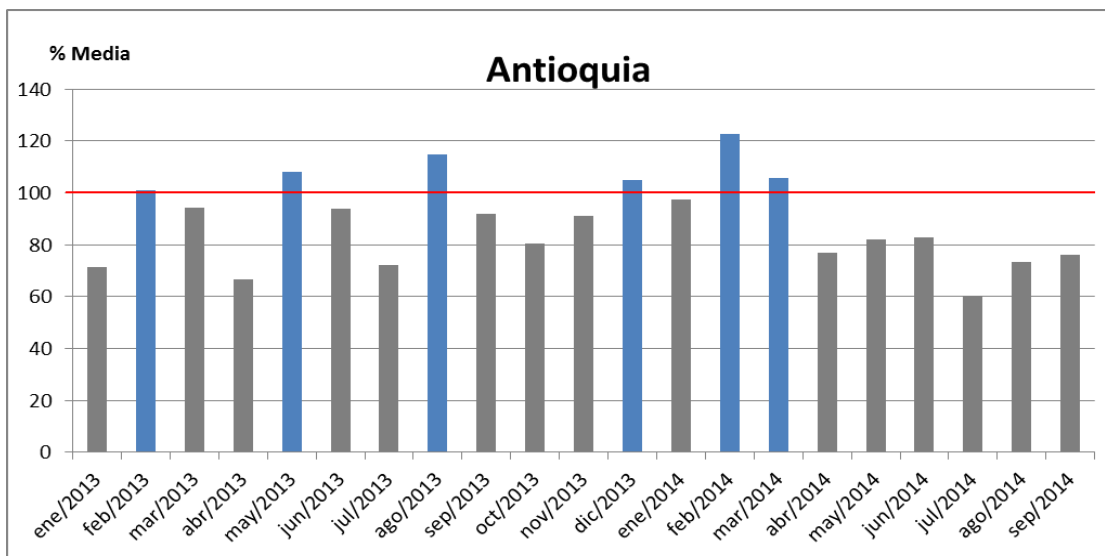
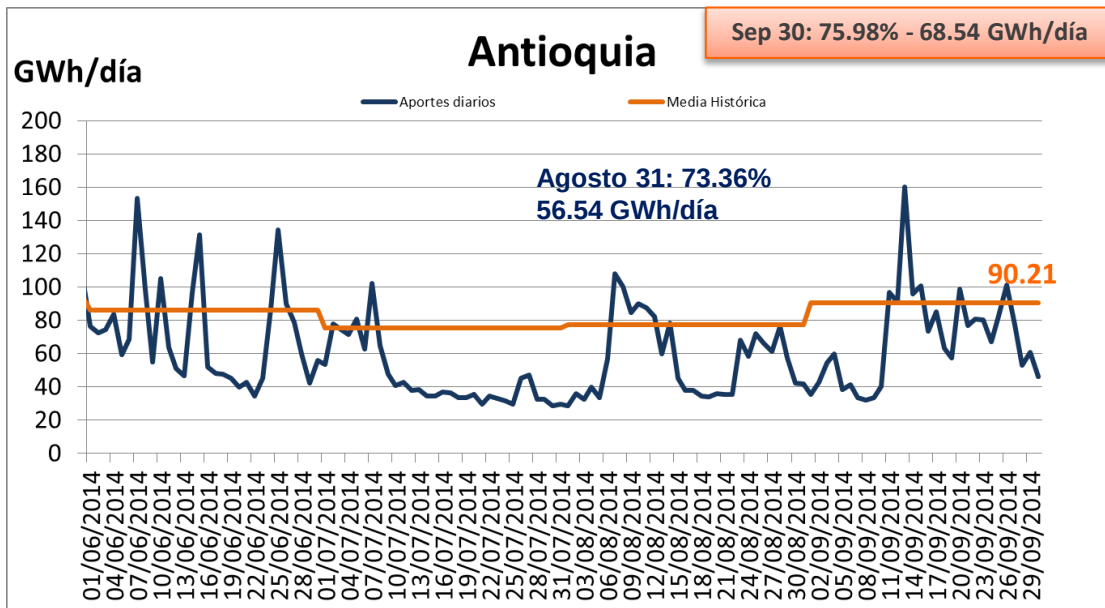
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GW/día	85.5	90.2	105.8	112.7	145.6	211.5	187.3	145.6	136.2			

Datos hasta 30 de septiembre de 2014

Aportes regionales



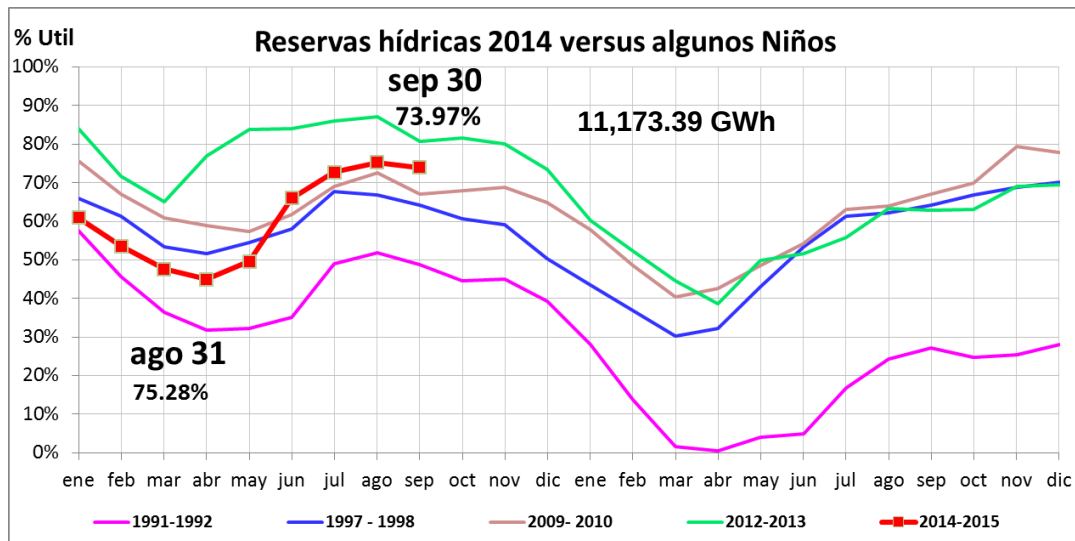
Aportes regionales



De los últimos 21 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 30 de septiembre de 2014

Evolución del embalse agregado SIN y Principales embalses

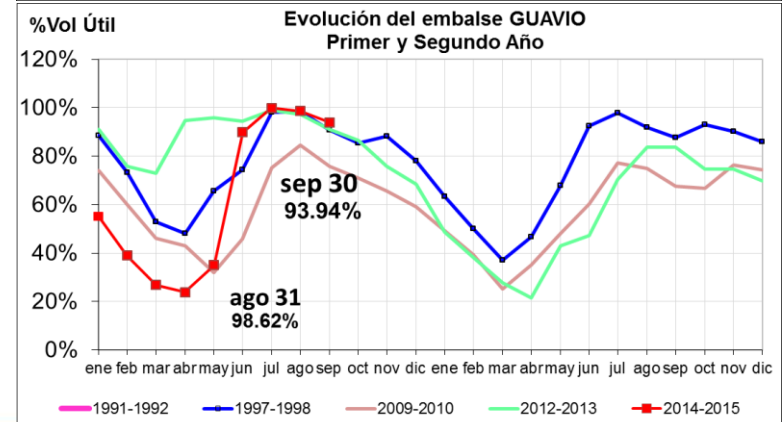
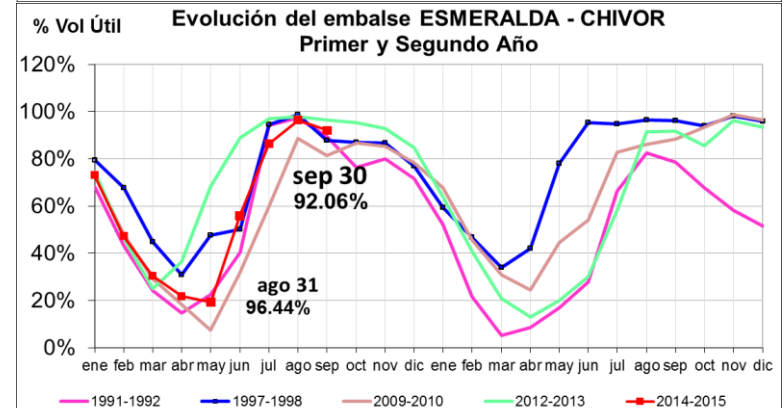
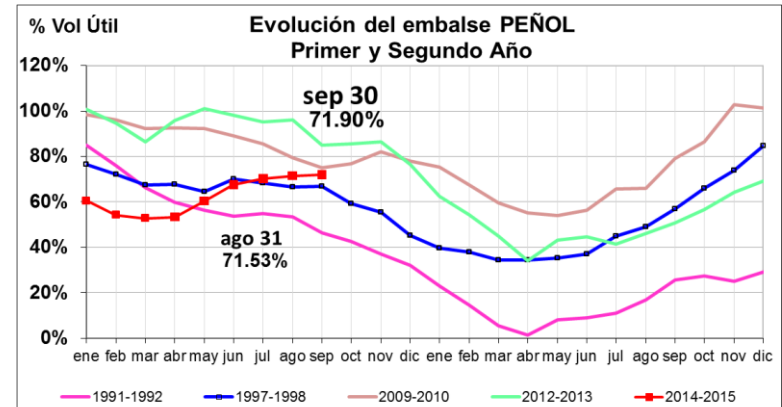


Desde el 30 de abril de 2014 hasta septiembre 30, el embalse agregado del SIN ha crecido en 29 puntos porcentuales (4,384.02 GWh). Por su parte, los principales embalses para este mismo periodo han aumentado así:

Peñol: 18.54 puntos porcentuales (755.18 GWh).

Esmeralda-Chivor: 70.25 puntos porcentuales (751.69 GWh).

Guavio: 70.08 puntos porcentuales (1,471.19 GWh).



Datos hasta el 30 de septiembre de 2014

Generación y demanda

Generación - promedio mes (GWh-día)							
	Promedio Ene. a Mar.	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep
Hidráulica	116.73	107.61	103.11	102.76	118.67	118.26	125.24
Térmica Total	48.39	56.96	61.34	59.80	48.96	47.16	45.70
Carbón	16.31	19.15	19.81	16.41	13.70	12.74	13.25
Gas	31.44	36.40	40.28	43.14	34.76	34.14	31.54
Líquidos	0.63	1.41	1.25	0.25	0.50	0.28	0.91
Menores	8.41	8.58	9.53	10.20	8.85	7.94	8.13
Cogeneradores	1.12	1.09	1.04	1.52	1.46	1.41	1.42
Total	174.65	174.23	175.02	174.29	177.94	174.77	180.49
Exportaciones - promedio mes (GWh-día)							
A Ecuador	3.20	0.94	0.70	0.74	0.74	0.53	2.82
A Venezuela	0.09	0.52	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
Importaciones - promedio mes (GWh-día)							
Desde Ecuador	0.00	0.01	0.00	0.27	0.45	0.67	0.00

Aplicación Resolución 081

Generación promedio a gas obtenida con la aplicación de la Resolución:

Julio: 0.93 GWh-día

(2.7% del total a gas)

Agosto: 5.55 GWh-día

(16.3% del total a gas)

Septiembre 28: 1.38 GWh-día

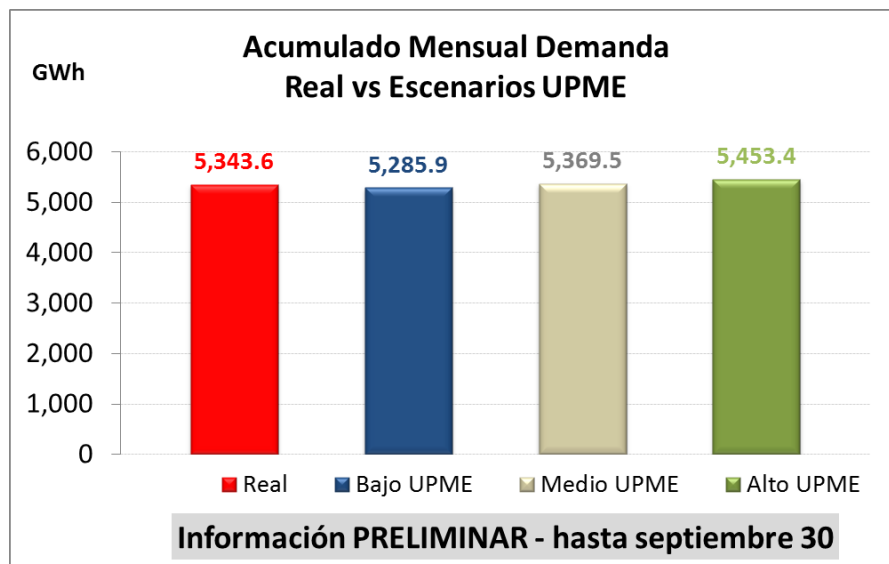
(4.4% del total a gas)

Demanda real a agosto 31: 5,419 GWh.

Se ubicó cerca al escenario medio de la UPME (actualizado en julio de 2014).

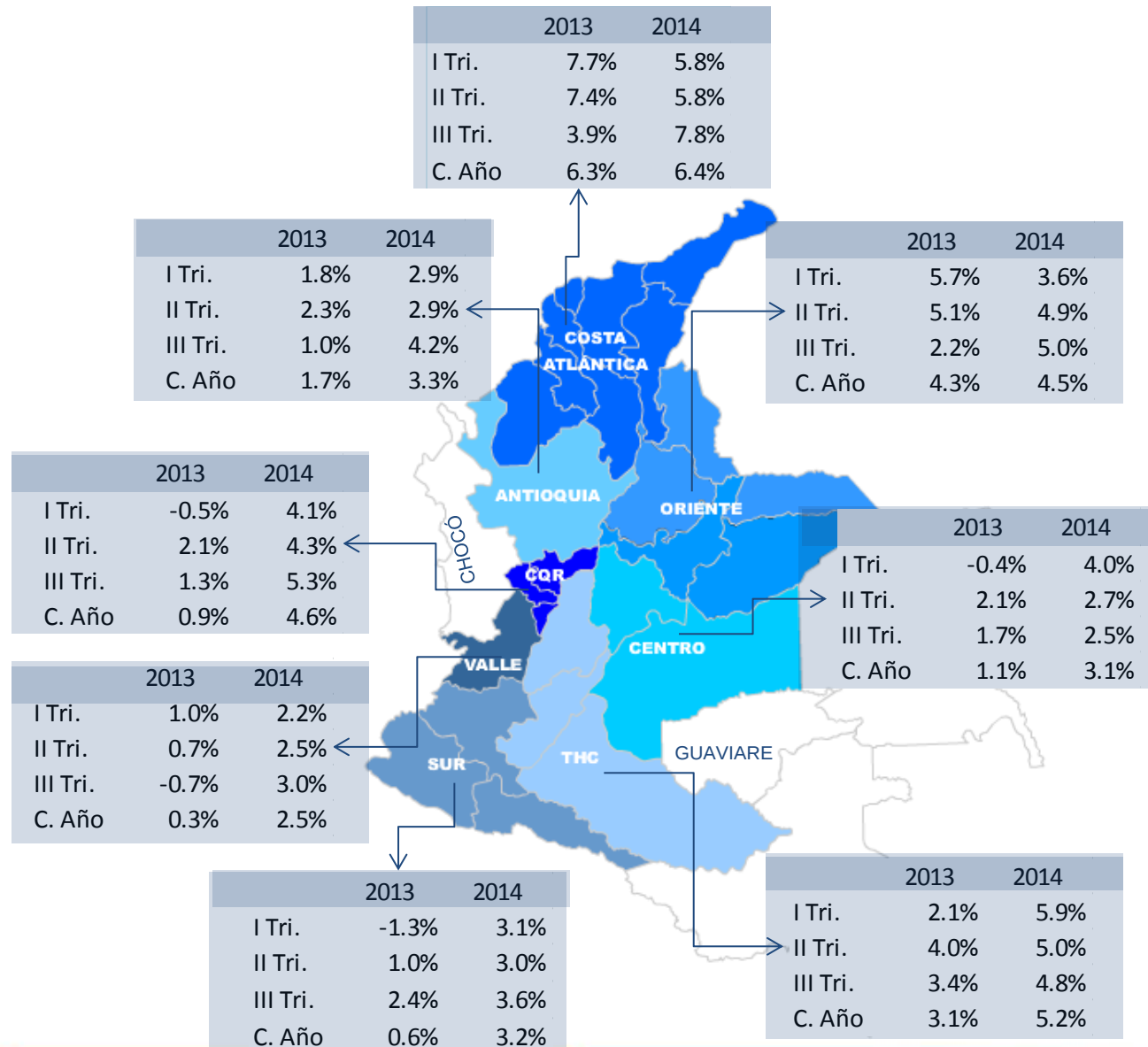
Crecimiento: 4.7% respecto a agosto de 2013.

En lo corrido de septiembre, la demanda de energía del SIN se ubica entre el escenario bajo y medio de la UPME



Comportamiento demanda de energía por regiones

– Enero/Septiembre 20

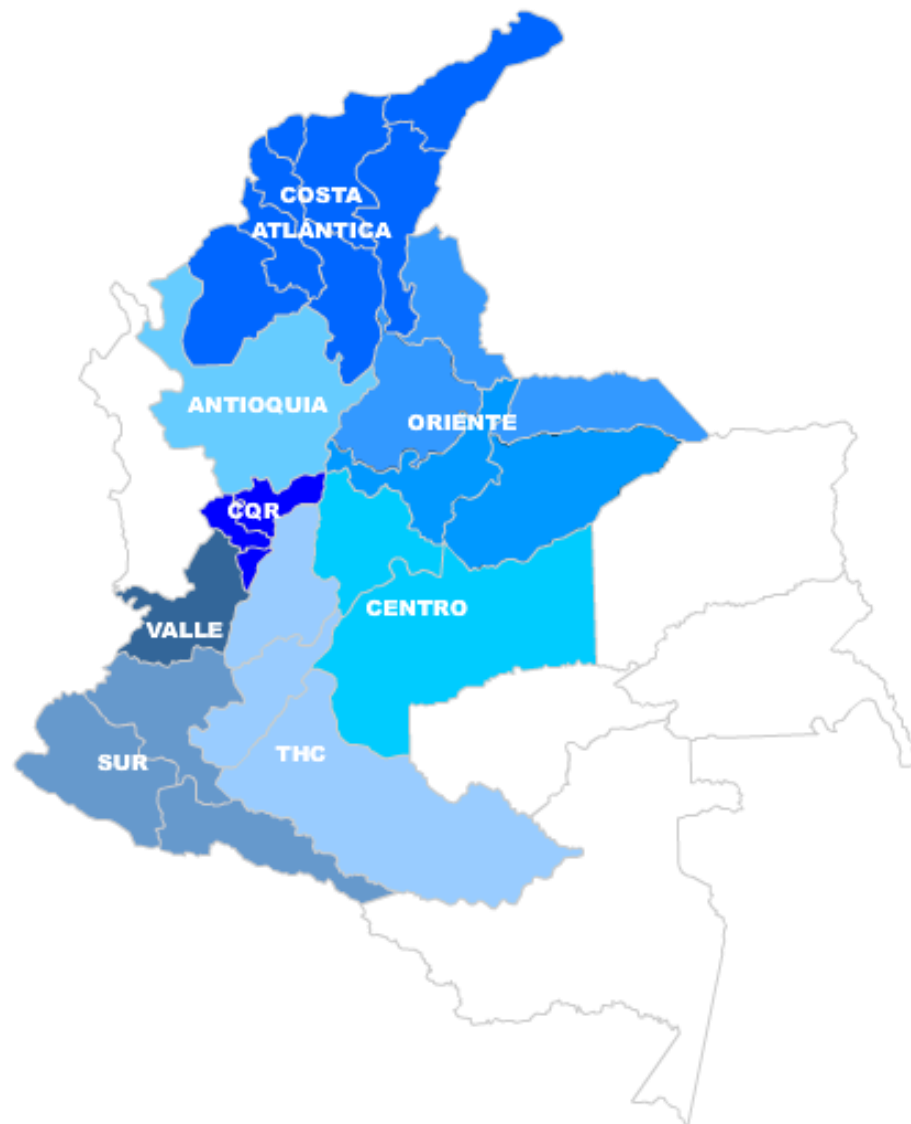


Comportamiento demanda de energía por regiones – Ene/Sep(20) 2014

I Trimestre - 2014 vs. 2013		
	Regulado	No Regulado
Centro	3.5%	7.0%
Antioquia	2.9%	4.9%
Costa	7.6%	1.1%
Valle	0.4%	6.0%
Oriente	5.4%	6.6%

II Trimestre - 2014 vs. 2013		
	Regulado	No Regulado
Centro	2.6%	1.9%
Antioquia	3.7%	0.5%
Costa	9.5%	-6.1%
Valle	2.9%	1.4%
Oriente	6.9%	3.5%

III Trimestre - 2014 vs. 2013		
	Regulado	No Regulado
Centro	3.3%	1.2%
Antioquia	5.0%	2.9%
Costa	10.3%	-2.0%
Valle	4.6%	1.1%
Oriente	7.7%	0.5%

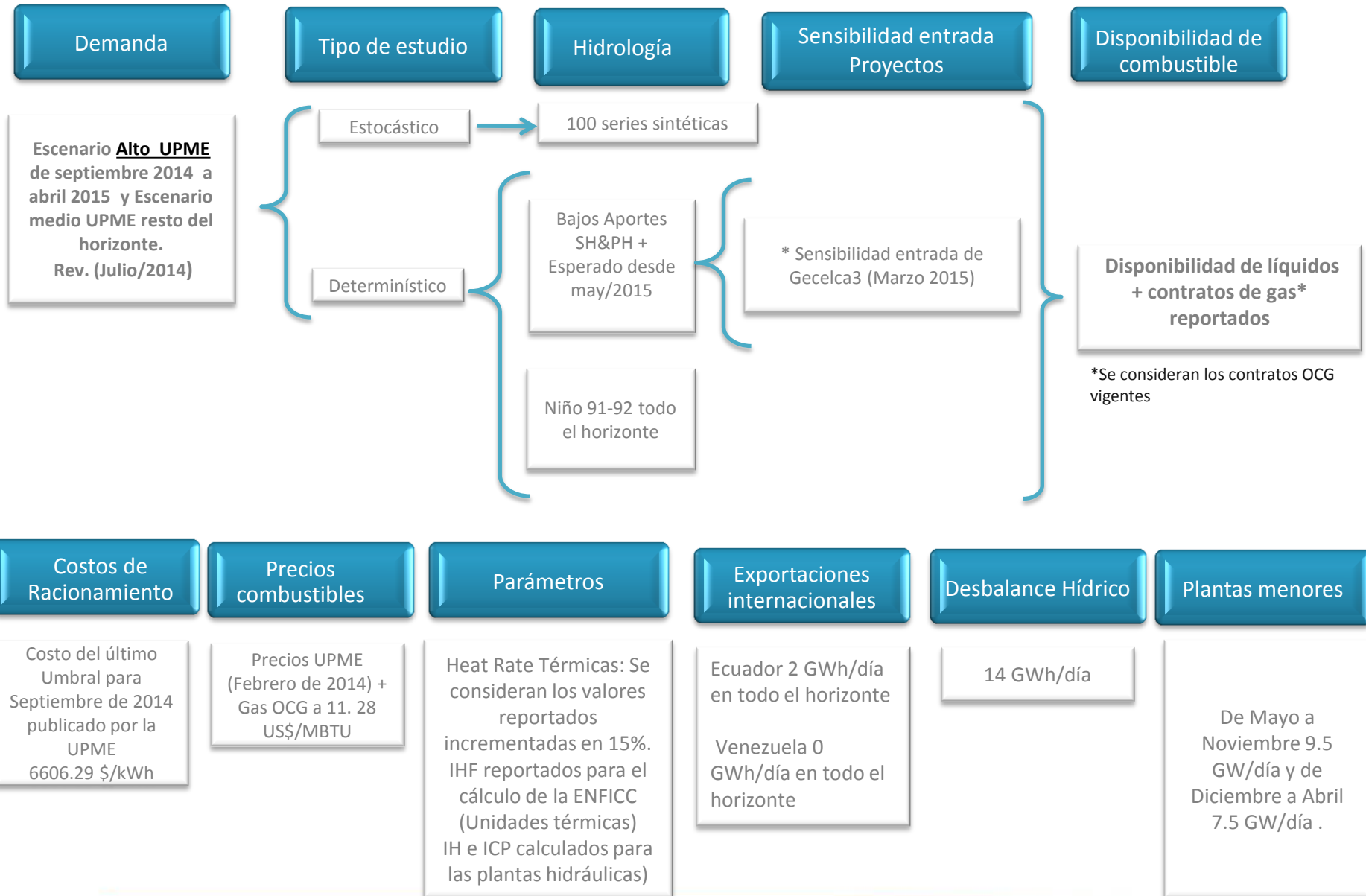


Panorama energético



Información Básica Simulaciones

104 semanas (Sep/14 – Ago/16)



Plan de expansión de generación 2014-2015

Caso sensibilidad
Gecelca 3 (T) 150 MW
Marzo 1 de 2015

Gecelca 3 (T) 150 MW
31 de octubre de 2014*

Gecelca 32 (T) 250 MW
16 de diciembre de 2015

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

Tasajero II (T) 160 MW
30 de noviembre de 2015

Carlos Lleras Restrepo (H) 78.1 MW
1 de diciembre de 2015

San Miguel (H) 42 MW
30 de noviembre de 2015

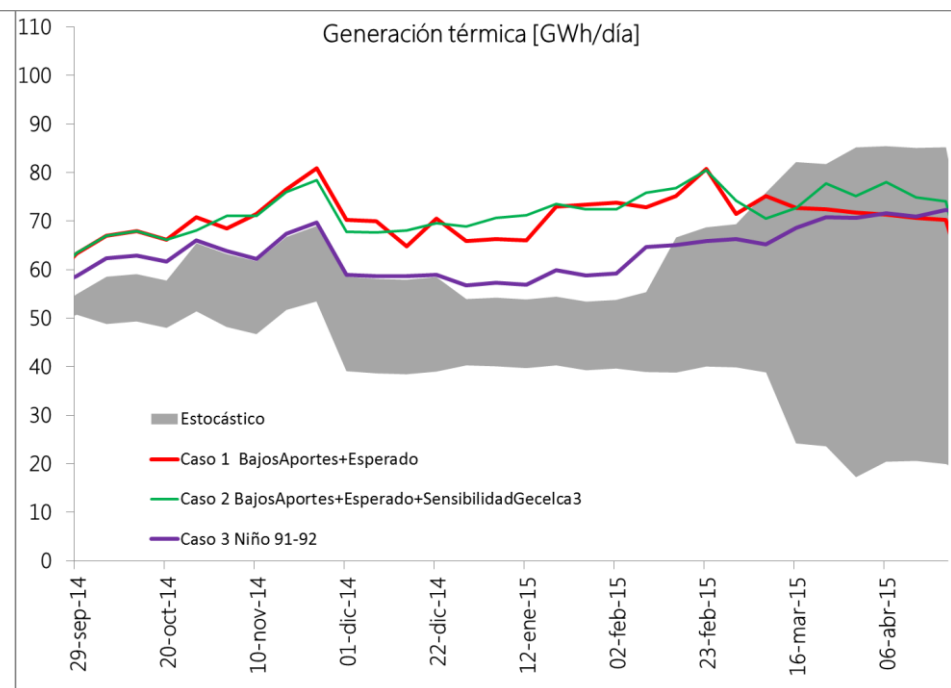
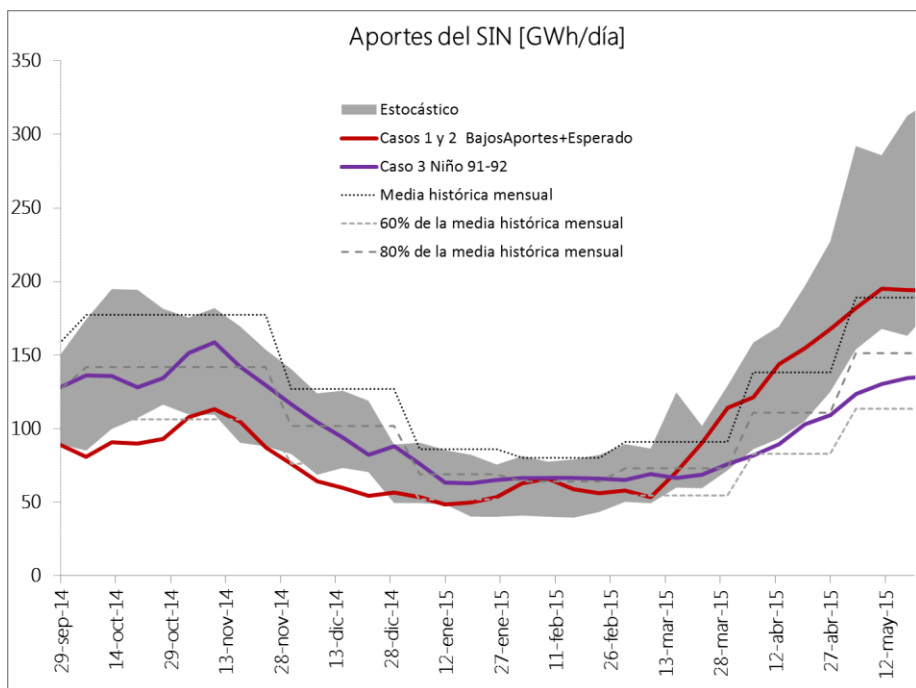
Sogamoso (H) 800 MW
3° unidad 30 diciembre de 2014*
2° unidad 14 enero de 2015*
1° unidad 29 enero de 2015*

Cucuana (H) 55 MW
1 de marzo de 2015

Quimbo (H) 396 MW
30 de abril de 2015*
30 de junio de 2015*

* Información suministrada por el agente.

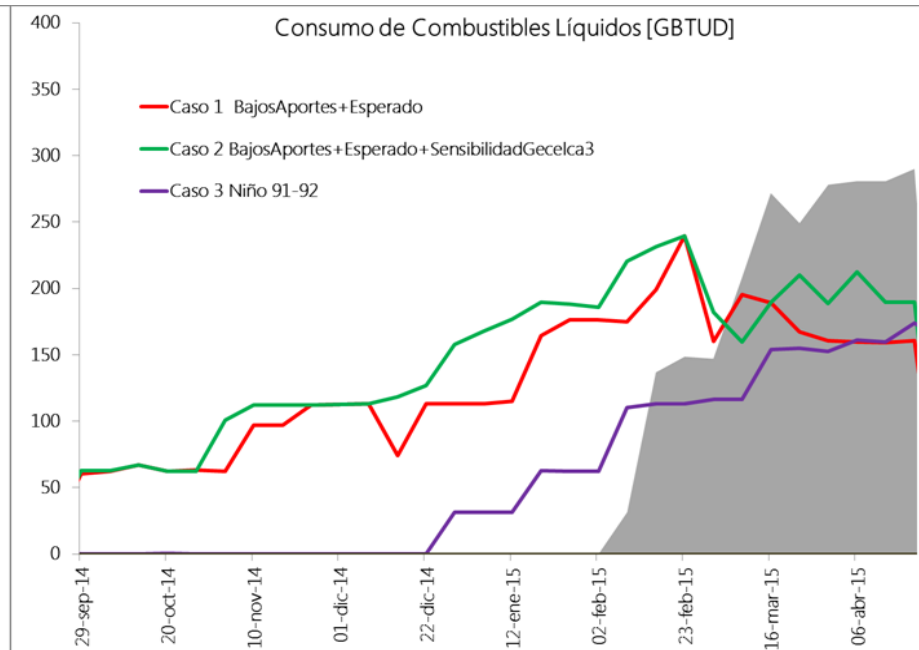
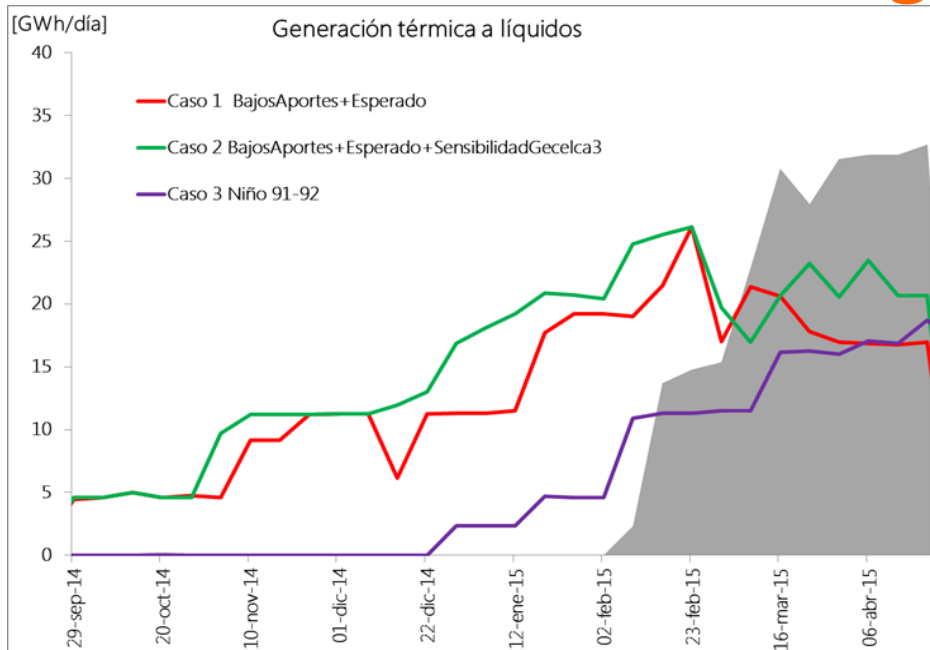
Resultados análisis energéticos



	Evolución del embalse %		Generación térmica requerida [GWh/día]		
	Máx. Sep-Nov /14	Mín. Dic/14-Abr/15	Promedio Dic/14-Abr/15	Máx. Dic/14-Abr/15	Promedio Sep/14-Abr/15
Caso 1	74%	30%	71	81	71
Caso 2	74%	31%	73	80	72
Caso 3	85%	41%	64	72	63

En condiciones de bajos aportes a los embalses se podrían llegar a requerir valores máximos de generación térmica por encima de 50 GWh/día previo al inicio del verano, llegando a superar valores de 80 GWh/día durante el verano (dic 2014 – abril 2015).

Resultados análisis energéticos



Generación en GWh/día

Consumo en GBTUD

Consumo de gas y líquidos [GBTUD]

	Consumo de gas y líquidos [GBTUD]					
	Promedio Dic/14-Abr/15		Máx. Dic/14-Abr/15		Prom. Sep/14-Abr /15	
	Gas	Líquidos	Gas	Líquidos	Gas	Líquidos
Caso 1	270	154	298	240	298	127
Caso 2		179		240		146
Caso 3		86		174		58

Para el caso con atraso de Gecelca3, se observa que dicha generación es reemplazada por generación con combustibles líquidos, desde la fecha en que estaba prevista la entrada de la planta (31 octubre de 2014) y hasta finales del verano 2014 – 2015.

Se requiere tener actualizada la información de entrada de proyectos (Gecelca3, Sogamoso, otros) , dada la alta incidencia que tienen en los análisis energéticos.

Conclusiones

1. Se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas y líquidos para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se pueda garantizar al menos las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme durante todo el horizonte de análisis.
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.



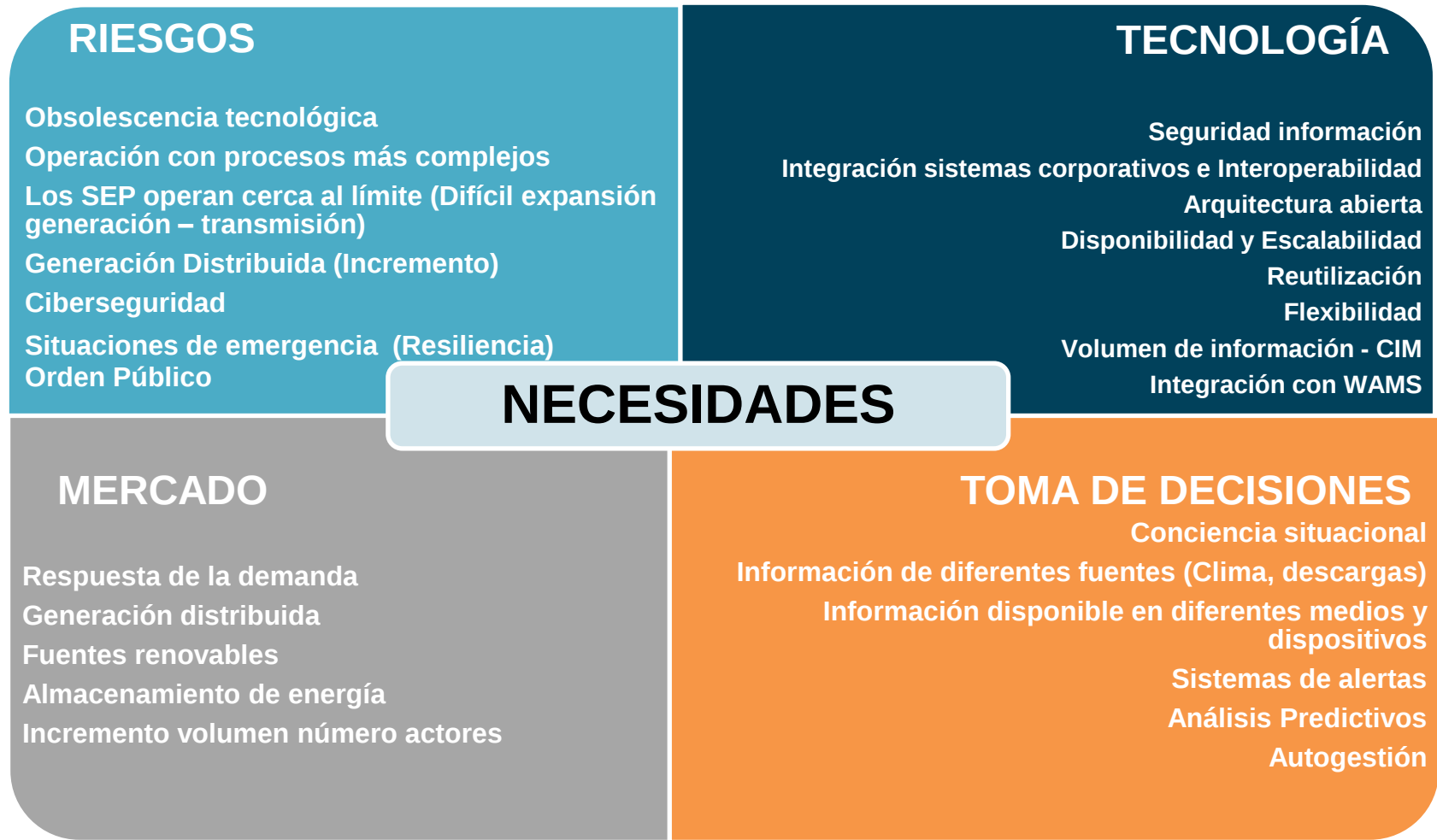
Destacados

- Actualización Centro de Control
- Modelo despacho
- Evento CIGRÉ
- Modelo de planeamiento energético



Actualización Centro de Control

Nuevo entorno operación del SIN



Actualización Centro de Control

Inversiones en Tecnología



- Nuevo Sistema de Tiempo Real SCADA/EMS
- Sistema de Proyección (Videowall)
- Actualización Sistema Telefónico
- Interfaces SCADA/EMS con Plataforma Corporativa

Procesos



- Análisis de procesos actuales.
- Modificación de procesos con nuevas herramientas
- Actualización del Sistema de calidad

Conocimiento y competencias



- Capacitación personas en nuevas aplicaciones y sistemas
- Capacitación equipo de soporte de tecnología y aplicaciones
- Certificación y Habilitación personas XM y Agentes (Centro de Entrenamiento)



Modelo de despacho económico

Agentes

Acuerdo de uso

El uso del aplicativo será bajo exclusivo riesgo y responsabilidad de los usuarios. El servicio depende de la funcionalidad de varios factores, como la interacción de servidores y servicios de telecomunicaciones, la adecuación de los equipos, entre otros.

XM S.A. E.S.P. no garantiza que el aplicativo cumplirá con los requisitos y/o necesidades del usuario, o que el servicio se prestará de manera ininterrumpida, segura o libre de error, virus o códigos que puedan afectar el sistema del remitente. En el evento de que se presenten cambios regulatorios que afecten el aplicativo Modelo de Despacho de Agentes, dichos cambios se implementarán en el mismo a la mayor brevedad, sin que sea obligatorio implementarlos dentro de los plazos regulatorios, los cuales solo aplican respecto del aplicativo oficial utilizado por el Centro Nacional de Despacho para el cálculo del despacho económico.

Es responsabilidad exclusiva de los usuarios ingresar al aplicativo los datos necesarios para correr el modelo de despacho, por consiguiente, XM no asume responsabilidad alguna, con relación al resultado que arroje el mismo, ni a las decisiones que tomen los usuarios con base en dicho resultado.

XM S.A. E.S.P. no garantiza que los resultados del aplicativo Modelo Despacho de Agentes correspondan a los resultados del proceso del despacho económico, toda vez que el aplicativo oficial utilizado por el Centro Nacional de Despacho para el cálculo de este último, es un aplicativo diferente, el cual fue auditado por la firma Price Waterhouse Cooper en el año 2009, de acuerdo a lo establecido en el artículo 25 de la Resolución CREG 051 de 2009. Adicionalmente el proceso del despacho económico realiza un análisis eléctrico de los despachos programados y como resultado de este análisis pueden obtenerse requerimientos de generaciones máximas y mínimas que no son obtenidas directamente por el Modelo de Despacho de Agentes.

El usuario reconoce y acuerda que cualquier material y/o información obtenida o enviada a través del aplicativo o de su utilización, estará sujeta a su entero criterio y riesgo; y que será el único responsable de cualquier daño ocurrido en su computadora o pérdida de datos que pueda resultar del envío de información.

XM S.A. E.S.P. se reserva el derecho de mantener operativo el aplicativo Modelo Despacho de Agentes Disponible y podrá retirar el servicio cuando lo considere.

Modelo de despacho económico agentes

El Modelo de Despacho Económico Agentes es una herramienta computacional donde se podrá simular el Despacho Económico y Despacho de AGC a través de la página web de XM:

<http://www.xm.com.co/Pages/Despachoagentes.aspx>

Modelo de optimización despacho



Modelo de optimización despacho

Para abrir la librería de documentos ingrese en la barra de direcciones del **Windows Explorer** la siguiente dirección
[\\www.xm.com.co\Documentos Agentes\](http://www.xm.com.co/Documentos Agentes/)

Inicio

Modelo de despacho económico agentes

Requerimientos Mínimos para el Uso



Sistema Operativo: Windows 7 o superior



Software: Microsoft Excel 2010 o superior
Windows Internet Explorer 9 o superior



Conexión Internet: 1Mb o superior.



Configuración Regional: Separador de miles coma (,) y
separador de decimales punto (.)



Modelo de despacho económico agentes

Dudas e inquietudes serán resueltas a través del buzón de correo dedicado:



MODELODESPACHOAGENTES@XM.COM.CO

La respuesta a las inquietudes se dará a la mayor brevedad y no se tendrá atención de dudas e inquietudes en línea.

Modelo de despacho económico agentes



XM S.A E.S.P filial de ISA

MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO



Ejecutar Modelo

☐ Asignar AGC

☒ Despacho Económico

Proceso de Oferta

- ☐ Oferta Precio y Configuración
- ☐ Declaración de Disponibilidad
- ☐ Declaración de Pruebas
- ☐ Oferta de AGC

Zonas de Seguridad

- ☐ Configurar Zona de Seguridad
- ☐ Unidades Mínimas
- ☐ Mínima Generación [MW]
- ☐ Máxima Generación [MW]

Límites de Intercambio

- ☐ Límite entre Áreas
- ☐ Límite entre SubÁreas
- ☐ Demanda del Sistema

Reportes

- ☐ Asignación de AGC
- ☐ Despacho Económico

Información General de los Recursos

☐ Perfil de Generación

☐ Modelo de Rampas

☐ Condiciones Iniciales



modelodespachoagentes@XM.com.co

A decorative header image at the top of the slide. It features a blue sky with clouds on the left, a globe in the center, and a person standing on a small island. There are also some yellow and orange geometric shapes and a small tree. The right side of the header is a solid blue triangle.

CIGRÉ - 2014

Pruebas de potencia reactiva – Generadores SIN

Experiencia caso colombiano – Evento CIGRÉ

- *Ajuste de los limitadores de sobre y subexcitación*
- *Carencia de reglas para coordinación entre limitadores y protecciones de generadores*
- *Desconocimiento de ajuste y coordinación de limitadores y protecciones*

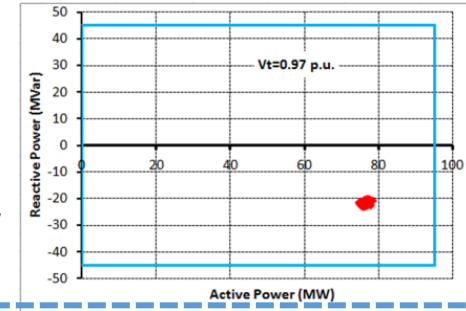


- Incertidumbre en la reserva de potencia reactiva del SIN
- Se puede hacer más eficiente el despacho de recursos para soporte de tensión
- Incremento de probabilidad de colapso de voltaje en algunas áreas



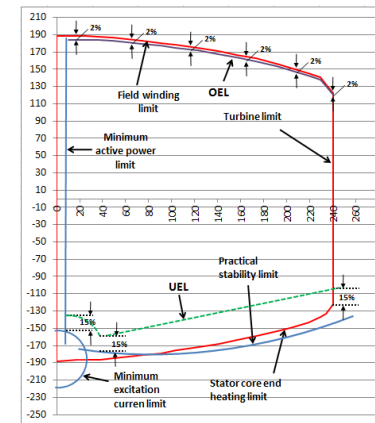
Mejores prácticas se evaluaron para definir un Acuerdo CNO 689:

- Definición ajuste de limitadores en beneficio del sistema preservando seguridad de operación de las unidades.*
- Procedimiento para evaluar potencia reactiva entregada por generadores*



Preparación, planeamiento y desarrollo de la prueba

- Simulación de la prueba y determinación de criterios de seguridad
- Verificación de alarmas y umbrales de disparo para protecciones por sobretemperatura
- Verificación de coordinación de protecciones con curva de carga del generador
- Ajuste de los limitadores considerando márgenes de coordinación
- Definición de puntos de prueba
- Acondiciona el sistema para alcanzar los puntos planeados



Pruebas de potencia reactiva – Generadores SIN

Conclusiones evento CIGRÉ

La comunidad técnica del CIGRÉ resaltó este proyecto dado su impacto e hizo énfasis en los siguientes ítems:

- El rigor del procedimiento de pruebas de potencia reactiva.
- La experiencia de que el ISO y los agentes trabajaran conjuntamente en la definición de un procedimiento de gran impacto para el sistema eléctrico de potencia.
- Se resaltó que la regulación sea pensada considerando las restricciones físicas de los generadores.
- La metodología para evaluar los valores de potencia reactiva con acondicionamiento del sistema eléctrico de potencia y presencia de un agente imparcial (auditor).
- La metodología utilizada para coordinación de los limitadores.

Asistentes al evento hicieron la solicitud de llevar las experiencias de aplicación del Acuerdo en próximas reuniones y realizar más publicaciones en el tema.



Modelo para el análisis energético MP y LP



■ filial de isa

Modelo para el análisis energético MP y LP

El principal objetivo de este proyecto es el de contar con un **nuevo modelo de planeación hidrotérmica estocástica para los análisis energéticos de mediano y largo plazo** que debe llevar a cabo el Operador del Sistema de acuerdo a la reglamentación vigente y que permita dar mejores señales al sistema considerando además cambios previstos del entorno, tales como la **generación distribuida, la incorporación de Energías Renovables No Convencionales y la demanda como actor activo.**



Todos los derechos reservados para XM S.A.

Radar Seguimiento de Proyectos – Acuerdo 696



Radar – Seguimiento a proyectos - Acuerdo 696

Objetivo

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

Metodología

Clasificación proyectos: en etapas

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

Los reportes de fechas tienen corte a julio de 2014.

Antecedentes

Acuerdo 670: Metodología para dar señales adecuadas con el fin de definir acciones y establecer planes de acción para mejorar y disminuir los riesgos identificados ante posibles atrasos en la definición y ejecución de proyectos.

Acuerdo 696: "Por el cual se aprueba la modificación de la metodología para el seguimiento de proyectos de generación, del Sistema de Transmisión Nacional y de los Sistemas de Transmisión Regionales".

Etapa 2: Fecha del plan de expansión

Etapa 3: Fecha de los documentos de selección del inversionista

Etapa 2 y 3 se realizaba la medición a partir de la fecha definida en el plan de expansión y no se consideraba la fecha de los documentos de selección del inversionista



Balance Restricciones en el SIN

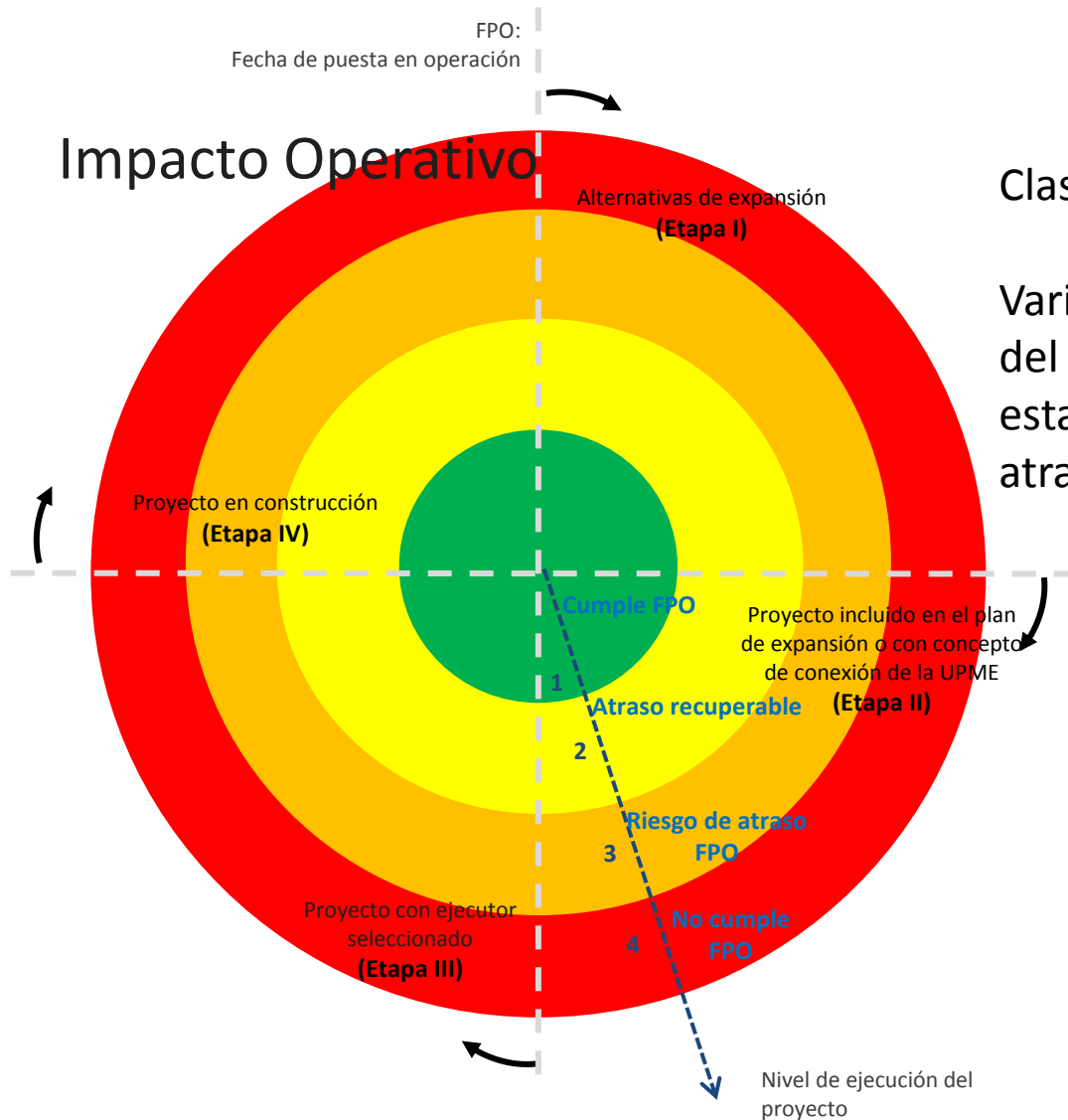
- Se identificaron 59 restricciones que afectan la atención confiable y segura de la demanda.
- De las 59 restricciones que afectan la atención confiable y segura de la demanda, 3 (5%) presentan riesgo de DNA en estado estacionario, 6 (10%) están asociadas a restricciones eléctricas, 45 (76%) están asociadas a restricciones operativas y 5 (9%) afectan la confiabilidad de la demanda.

Área o Subárea	Restricciones	Alternativas en análisis (Etapa 1)	Proyectos (Etapas 2, 3 y 4)
ANTIOQUIA	9	2	3
ATLANTICO	5	1	4
BOLIVAR	5	1	4
CÓRDOBA - SUCRE	5	0	2
CERROMATOSO	1	0	1
GCM	5	2	6
ESSA	2	1	0
CENS	2	0	1
EBSA - ENERCA	3	3	1
BOGOTÁ	6	0	8
META	3	1	4
VALLE	1	1	0
CAUCA - NARIÑO	2	1	0
HUILA - TOLIMA - CAQUETA	4	2	3
CQR	3	2	3
STN - NORDESTE	1	0	1
STN - CARIBE	1	0	1
STN-SUR	1	0	1
TOTAL	59	17	43

Radar de seguimiento proyectos de expansión

FPO:
Fecha de puesta en operación

Impacto Operativo



Metodología

Clasificación proyectos: en etapas

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

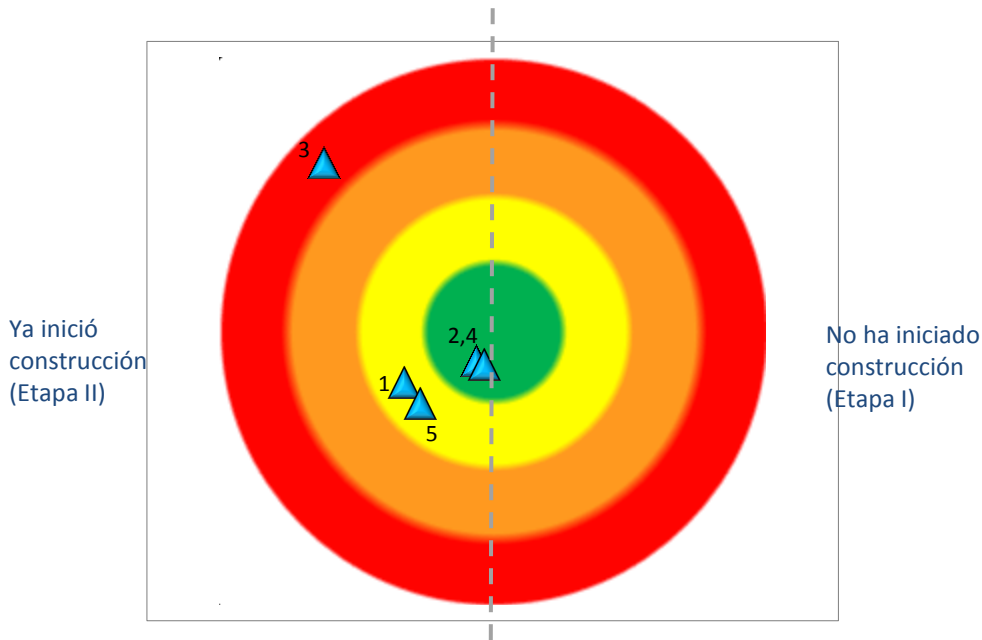
Impacto Operativo

- ▲ Aumento de Confiabilidad - A
- ▲ Disminución o eliminación de Restricciones operativas - B
- ▲ Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas - C
- ▲ Disminución DNA - D



filial de isa

Proyectos de generación

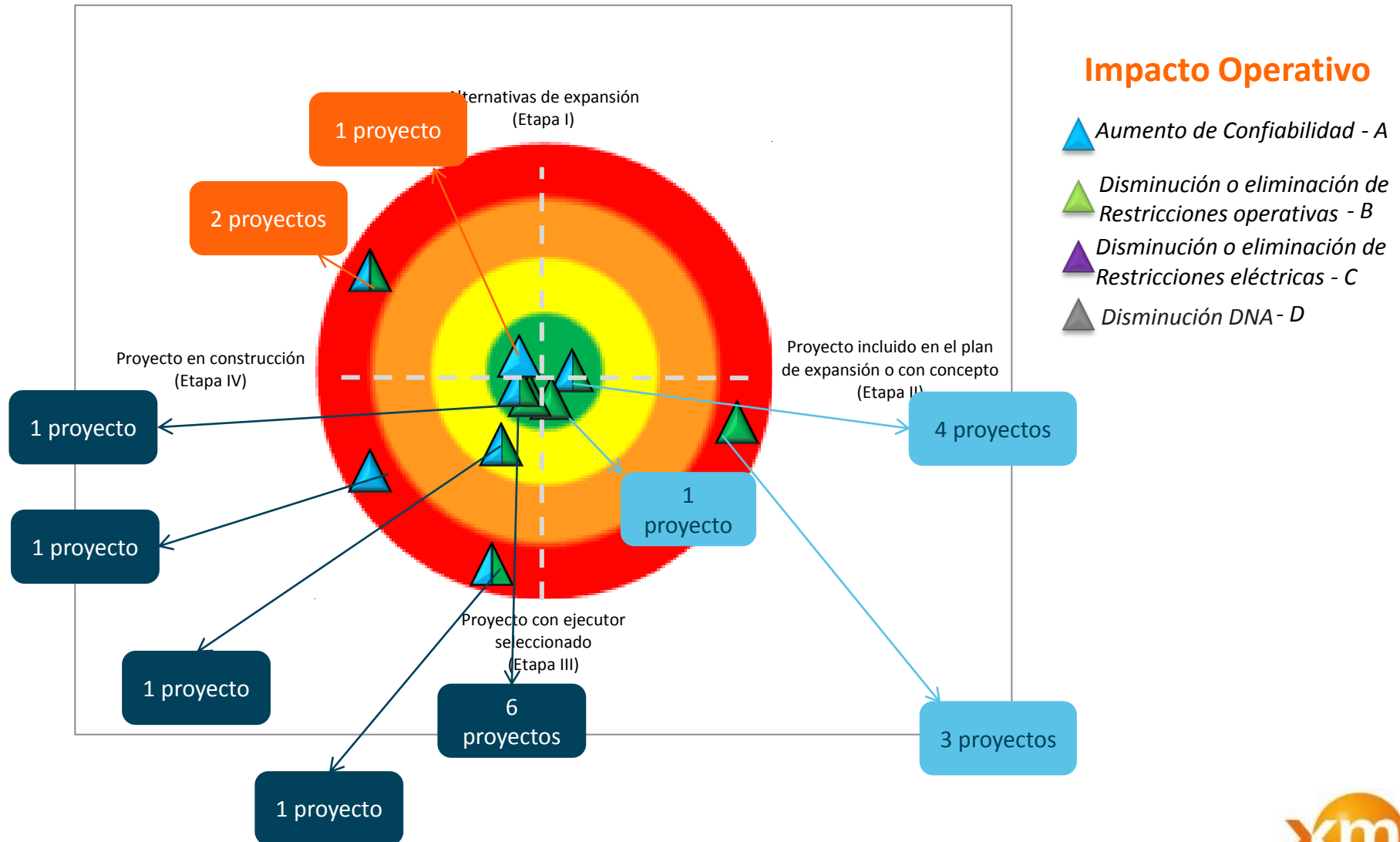


El CNO realiza el seguimiento de los proyectos de generación y se tienen reporte, hasta la fecha, de 5 proyectos

N°	PROYECTO	AGENTE	Fecha posible de puesta en operación (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)
1	* Ituango	EPM S.A. E.S.P.	Noviembre de 2018	28,30%
2	Tasajero II	Termotasajero	2015-11-30	81,80%
3	Quimbo	Emgesa	Unidad 1: 30/04/2015 Unidad 2: 30/06/2015	75,33%
4	San Miguel	La Cascada S.A. E.S.P.	2015-11-30	48,59%
5	Cucuaña	EPSA S.A. E.S.P.	2014-12-01	90,00%

* Información reportada por el agente. Sin embargo, el informe de auditoría (con corte al 31/12/2013) define la fecha de puesta en operación del proyecto es 19/08/2019

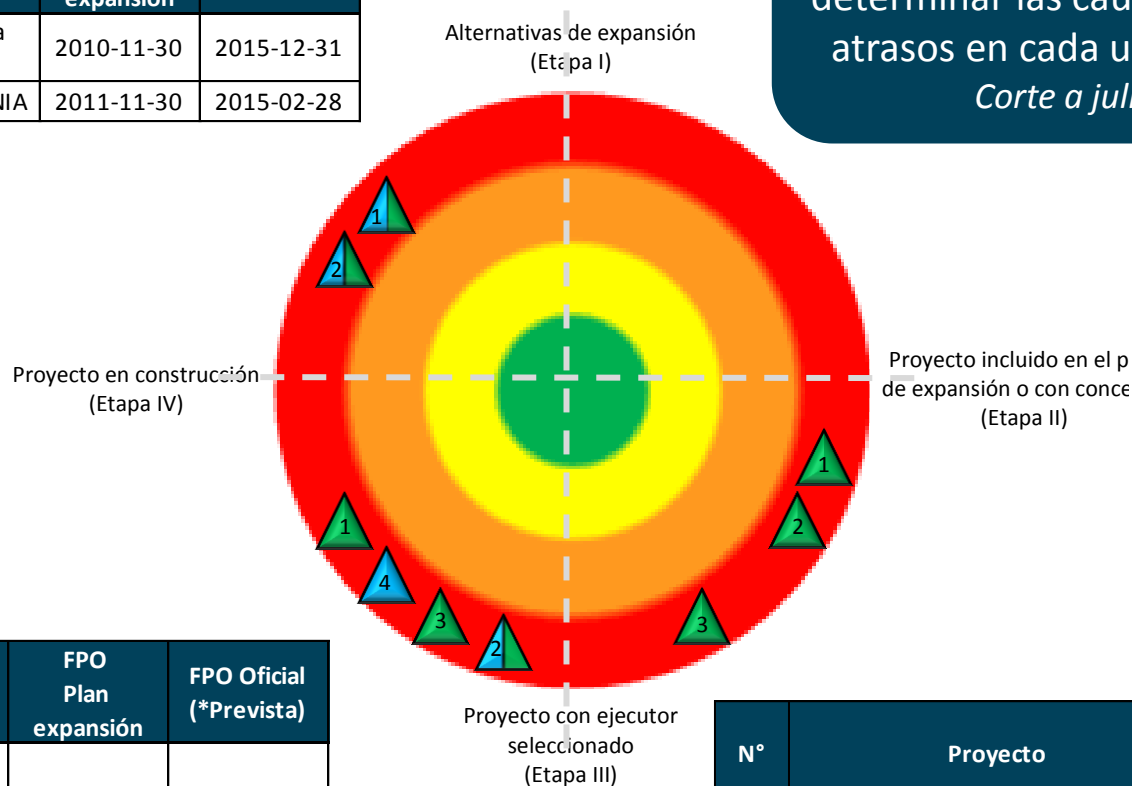
Seguimiento de proyectos: Radar STN



Proyectos retrasados

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO Oficial (*Prevista)
1	UPME 01-2008 Nueva Esperanza 230 kV	2010-11-30	2015-12-31
2	UPME 02-2009 ARMENIA	2011-11-30	2015-02-28

Se presentan los proyectos con los atrasos más críticos.
Se realizará seguimiento para determinar las causas de los posibles atrasos en cada una de las etapas .
Corte a julio de 2014



N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO Oficial (*Prevista)
1	Instalación compensación S/E Termocol 35 MVar	2015-09-30	2015-11-27
2	UPME 01-2008 Nueva Esperanza 500 kV	2010-11-30	31/12/2015*
3	Bahía transformación S/E Reforma (3 ATR)	2013-12-31	2015-05-31
4	UPME 05-2009 Quimbo . Línea Quimbo -Alferez	2013-10-31	31/12/2015*

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO Oficial
1	UPME 06-2013 Caracolí 230 kV	2015-09-30	2016-11-30
2	UPME 01-2014 La Loma 500 kV	2015-11-30	2016-11-30
3	UPME 05-2013 Suria 230 kV	2015-09-30	2016-11-30



Seguimiento de proyectos: Radar STR

PROYECTOS	NIVEL			
	1: Cumple FPO	2: Atraso recuperable	3: Riesgo de atraso FPO	4: No cumple FPO
ETAPA II	5			8
ETAPA III	15			18
ETAPA IV	2			10

2 Impacto B

3 Impacto A
10 Impacto B
1 Impacto C
1 Impacto B/C

4 Impacto A
1 Impacto B/C

5 Impacto A
4 Impacto B
1 Impacto D

12 Impacto A
6 Impacto B

3 Impacto A
3 Impacto B
1 Impacto D
1 Impacto A/B

Impacto Operativo

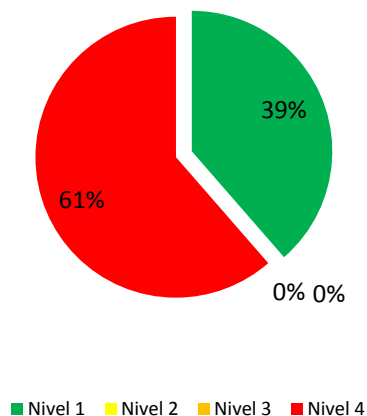
▲ Aumento de Confiabilidad - A

▲ Disminución o eliminación de Restricciones operativas - B

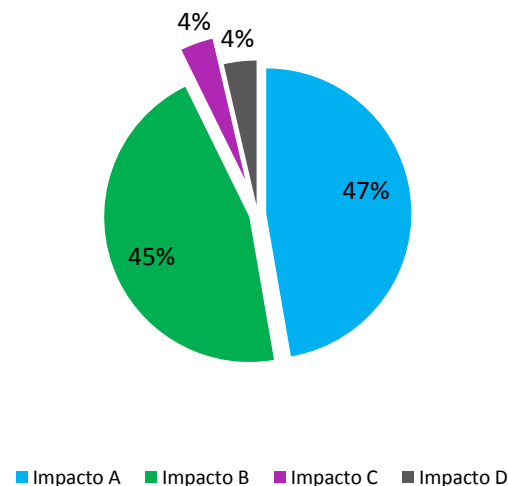
▲ Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas - C

▲ Disminución DNA - D

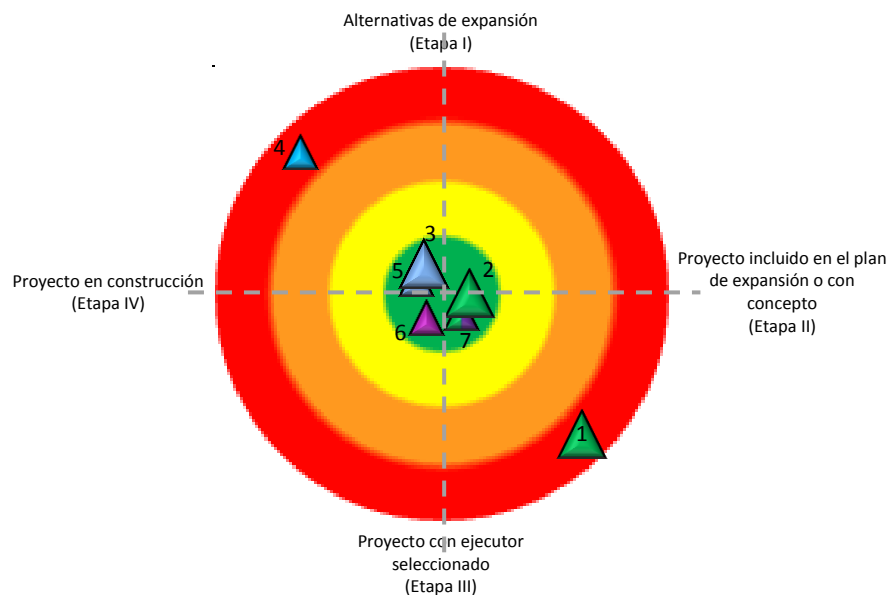
Porcentaje del nivel de atraso de los proyectos del STR



Porcentaje del impacto de los proyectos del STR



Subárea Atlántico



N°	Restricciones identificadas CND
1	Agotamiento en la capacidad de transformación 220/110 kV en Tebsa y Termoflores.
2	Atrapamiento de la generación de Atlántico
3	Agotamiento en la capacidad de transformación en Sabanalarga.
4	Agotamiento en la red de 110 kV de Atlántico.
5	Alcance de los niveles de corto circuito a los valores de diseño en SE Tebsa y Termoflores 110 kV.

STN

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 06-2013 Caracolí 230 kV	2015-09-30	2016-11-30		2016-11-30		1;2
2	UPME 05-2014 Refuerzo 500 kV Costa Atlántica	2018-09-20			2018-09-30		6

STN Ampliación

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
3	Bahía TRF Sabanalarga	2015-04-30		2014-11-30	3

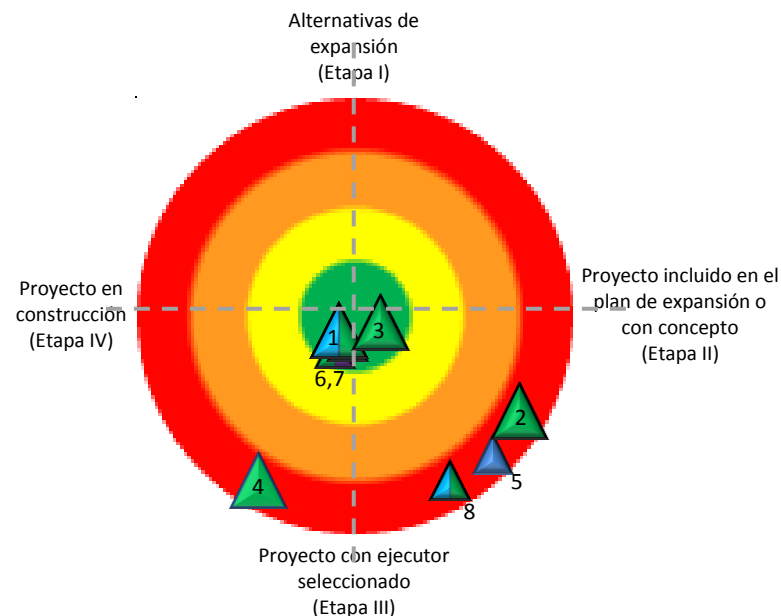
STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
4	Línea Nueva Barranquilla - Juan Mina	2011-09-30		2016-04-30	
5	Ampliación SE Sabanalarga 220/110/13,8 kV (2 ATR)	2015-07-31		2015-07-31	3
6	Línea Termoflores- Centro	2016-11-30		2016-11-30	
7	Obras STR asociadas a Caracolí	2016-11-30		2016-11-30	4;5

Subárea GCM

N°	Restricciones identificadas CND
1	Agotamiento líneas a 110kV y bajas tensiones en SE 110 kV en Magdalena
2	Agotamiento de la capacidad de transformación en Cuestecitas
3	Bajas tensiones ante contingencia en el transformador de Copey 500/220 kV.
4	Riesgo DNA en estado estacionario por sobrecarga del ATR 220/110kV en Valledupar.
5	N-1 ATR Valledupar 220/34.5kV, se presenta sobrecarga del ATR paralelo y DNA.

Restricciones sin proyecto	Fecha esperada preliminar
Atención radial de la demanda subestación Copey 220/110 kV	2017



STN

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 02-2013 COPEY	2015-11-30	2015-11-30		2015-11-30	2015-11-30	3
2	UPME 01-2014 La Loma 500 kV	2015-11-30			2016-11-30		
3	UPME 03-2014 Río Córdoba 230 kV	2016-11-30			2016-11-30		1

STN

Ampliación

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
4	Instalación compensación S/E Termocol 35 MVar	2015-09-30		2015-11-27	3

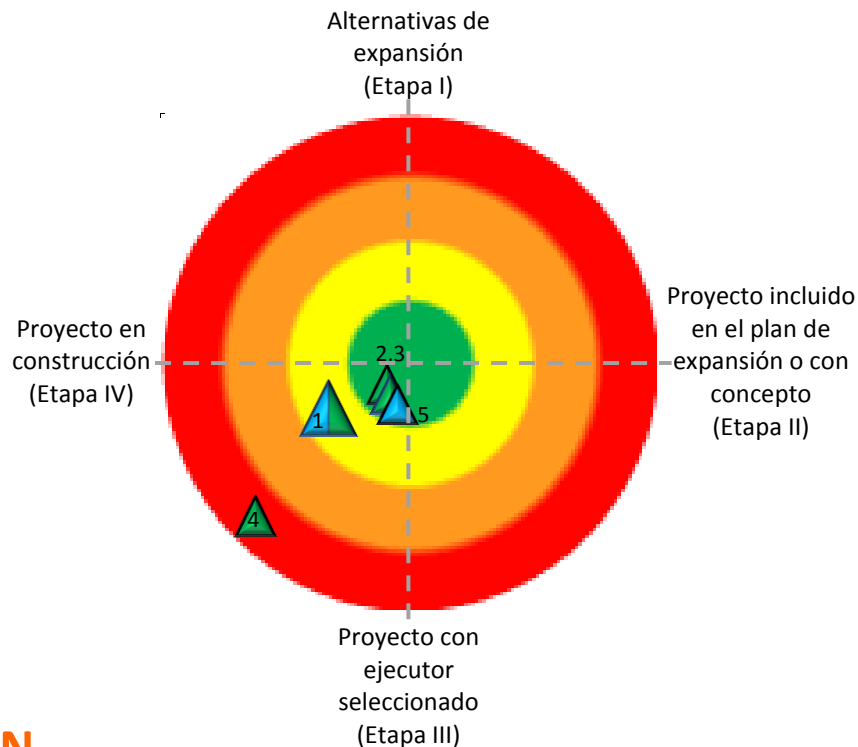
STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
5	Ampliación capacidad transformación S/E Valledupar	2013-12-31		2015-07-31	4
6	Compensación El Banco 110 kV	2015-07-31		2015-07-31	3
7	Subestación Río Córdoba 110 kV	2016-11-30		2016-11-30	1
8	Ampliación transformación S/E Cuestecitas	2015-04-30		2016-01-31	2

Subárea Bolívar

N°	Restricciones identificadas CND
1	Agotamiento en la capacidad de la red a 66 kV.
2	Límite de importación de la subárea Bolívar
3	Bajas tensiones en Gambote y Bayunca 66 kV.
4	Bajas tensiones en El Carmen 110 kV y Zambrano 66 kV.

Restricciones sin proyecto	Fecha esperada preliminar
Agotamiento en la capacidad de transformación 220/66 kV y de la red a 66 kV	2017



STN

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 05-2012 Bolivar - Cartagena	2016-11-30	2016-11-30		2017-03-07	2017-03-07	2

STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
2	Subestación Bolívar 220/66 kV	2016-04-30		2016-04-30	3
3	Compensación EL Carmen 22.6 MVar	2015-07-31		2015-07-31	4
4	Segundo TRF Subestación El Bosque	2014-04-30		2015-09-30	1
5	Subestación Manzanillo	2016-04-30		2016-04-30	

Alivia la condición de Bayunca 66 kV



filial de isa

Subárea Córdoba – Sucre y Cerromatoso



N°	Restricciones identificadas CND
1	Bajas tensiones ante N-1 en las barras del STR
2	Agotamiento en la capacidad de transformación 500/110 kV en Chinú.
3	N-1 de un circuito del corredor Chinú – Montería – Riosinú – Tierralta – Urrá 110 kV ocasiona DNA.
4	Sobrecarga del circuito Chinú – Montería 110 kV y colapso de tensión ante la N-1 del transformador Cerromatoso 500/230 kV.
5	Sobrecarga en ATR Urrá 230/110 kV ante la N-1 de un circuito Urrá – Cerromatoso 230 kV
6	Riesgo de DNA en estado estacionario por sobrecarga del ATR Cerromatoso 500/110 kV

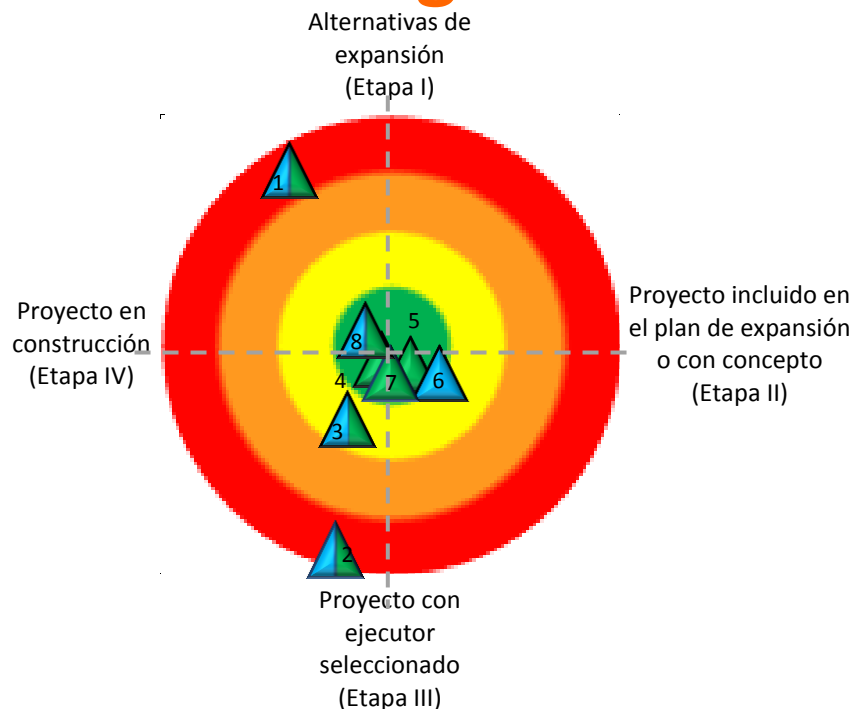
N°	Proyecto	FPO inicial	FPO DSI	Fecha modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 07-2013 Montería 230 kV	2015-09-30	2016-11-30		2016-11-30	2016-11-30	1;2;3;4;5

STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
2	Ampliación SE Cerromatoso (3 ATR)	2014-06-30		2014-10-12	6
3	Subestación Montería 220/110 kV	2016-11-30		2016-11-30	1;2;3;4
4	Compensación Subestaciones Montería 32.4 MVar	2015-07-31		2015-07-31	1
5	Segundo circuito Chinú-Boston	2013-06-30		2014-09-30	
6	Subestación Cereté 110 kV	2016-11-30		2016-11-30	



Subárea Bogotá - STN



N°	Restricciones identificadas CND
1	Sobrecarga del ATR Bacatá 500/115 kV ante la contingencia del ATR 500/230 kV.
2	Sobrecarga ante la contingencia de alguno de los circuitos Guaca – La Mesa 230 kV.
3	Sobrecarga no admisible de Bacatá – El Sol 115kV ante contingencia sencilla de Bacatá – Chía 115kV
4	Sobrecarga ante la contingencia de alguno de los circuitos Guavio – Chivor 230 kV.
5	Sobrecarga en la línea Torca - Aranjuez 115 kV ante contingencias sencillas.
6	Bajas tensiones en el área Oriental ante contingencia de la línea Primavera – Bacatá 500 kV.

STN

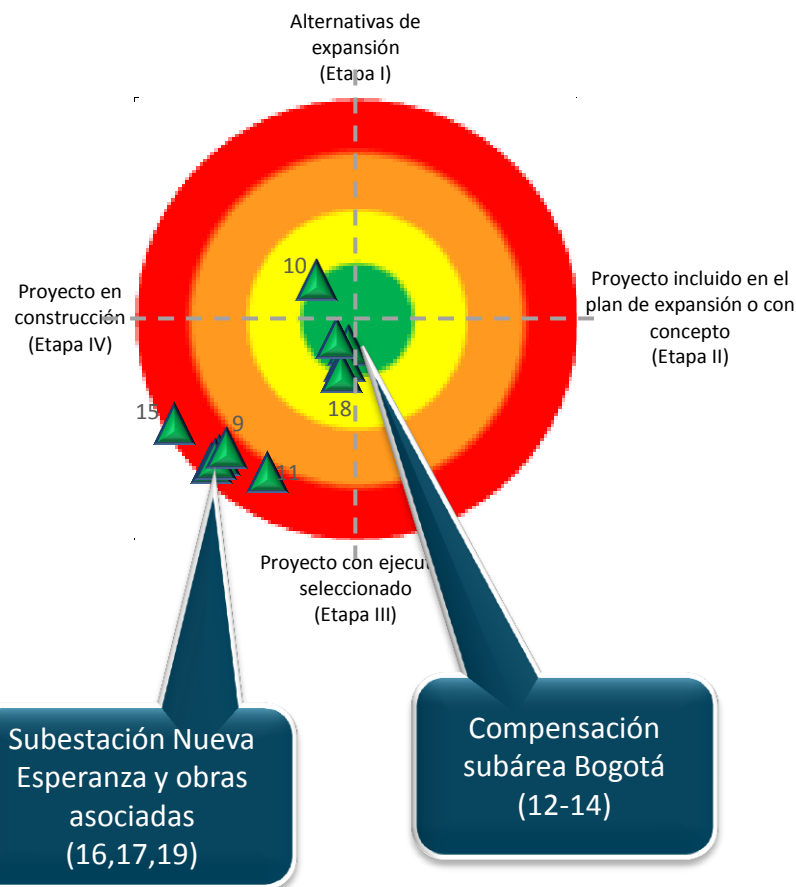
N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 01-2008 Nueva Esperanza 230 kV	2010-11-30	2011-08-31	2012-08-31	2015-05-10	2015-12-31	1,2
2	UPME 01-2008 Nueva Esperanza 500 kV	2010-11-30	2011-08-31	2012-08-31	2015-05-10	2015-12-31	1,2
3	UPME 03-2010 Chivor II	2013-11-30	2015-07-31	2015-10-31	2015-10-31	2015-10-31	4,5
4	UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	2017-09-30		2017-09-30	2017-09-30	2017-09-30	4,6
5	UPME XX-2014 Refuerzo Oriental 500 kV	2020-09-30			2020-09-30		6

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
6	Reconfiguración S/E Bacatá	2015-11-30			
7	STATCOM - Bacatá 500 kV	2015-11-30		2015-11-30	6
8	SVC - TUNAL	2014-12-31		2014-12-31	6

STN
Ampliación

Mitiga la restricción asociada bajas tensiones en el Meta y Guaviare ante N-1 de Guavio – Reforma 230 kV (Meta)

Subárea Bogotá - STR



N°	Restricciones identificadas CND
1	Sobrecarga del ATR Bacatá 500/115 kV ante la contingencia del ATR 500/230 kV.
2	Sobrecarga ante la contingencia de alguno de los circuitos Guaca – La Mesa 230 kV.
3	Sobrecarga no admisible de Bacatá – El Sol 115kV ante contingencia sencilla de Bacatá – Chía 115kV
4	Sobrecarga ante la contingencia de alguno de los circuitos Guavio – Chivor 230 kV.
5	Sobrecarga en la línea Torca - Aranjuez 115 kV ante contingencias sencillas.
6	Bajas tensiones en el área Oriental ante contingencia de la línea Primavera – Bacatá 500 kV.

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
9	S/E Gran Sabana	2013-12-31		2015-12-31	
10	Segundo TRF Bacatá 450 MVA - 500/115 kV	2015-06-30		2015-06-30	1
11	Subestación Norte 115 kV	2015-10-31		2015-10-31	3;4;5
12	Compensación subestación Tibabuyes 115 kV - 30 Mvar	2014-12-31		2014-12-31	6
13	Compensación subestaciones Bacatá 115 kV - 30 Mvar	2014-12-31		2014-12-31	6
14	Compensación subestaciones Usme 115 kV - 30 Mvar	2014-12-31		2014-12-31	6
15	Subestación 500/115 kV Nueva Esperanza	2013-11-30		2015-05-10	5;6
16	Circuito Muña - Nueva Esperanza 115 kV. Se reconfiguran algunos circuitos de 115 kV: Reconfiguración del circuito Techo - Bosa 115 kV en los Circuitos Techo - Nueva Esperanza 115 kV y Bosa - Nueva Esperanza 1 115 kV	2012-08-31	2015-05-10	2015-05-10	5
17	Reconfiguración de la línea Laguneta - La Paz 115 kV en Laguneta - Nueva esperanza 115 kV y Nueva Esperanza - La Paz 115 kV	2012-08-31	2015-05-10	2015-05-10	5
18	Subestación Compartir 115 kV	2016-12-31		2016-12-31	
19	Reconfiguración de la línea Bosa - Laguneta 115 kV en Bosa - Nueva esperanza 115 kV quedando abierta en laguneta	2012-08-31	2015-05-10	2015-05-10	5

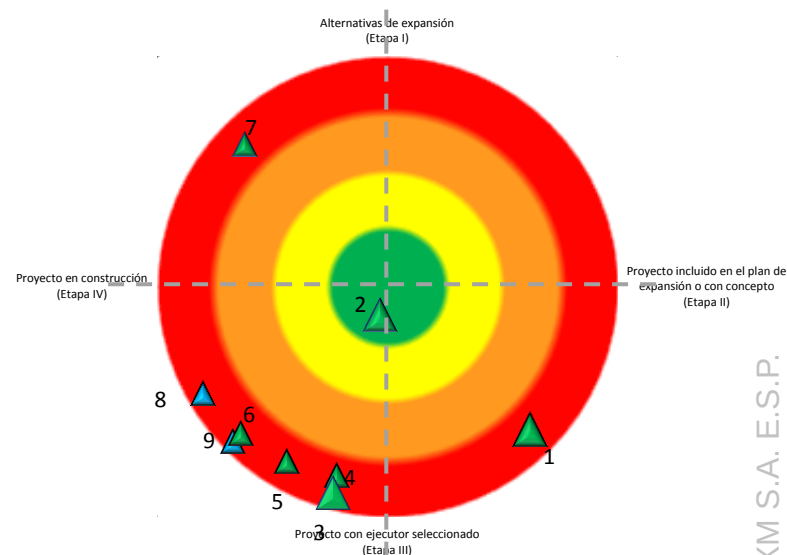
Subárea Meta

N°	Restricciones identificadas CND
1	Sobrecarga del circuito Ocoa - Barzal 115kV ante N-1 del circuito La Reforma - Barzal 115 kV.
2	Agotamiento en la capacidad de transformación en Reforma 230/115 kV.
3	Bajas tensiones en el Meta y Guaviare ante N-1 de Guavio – Reforma 230 kV.

Restricciones sin proyecto	Fecha estimada preliminar
Atención radial de la demanda de Granada y San José del Guaviare.	2017

STN

Ampliación



N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
3	Bahía transformación S/E Reforma (3 ATR)	2013-12-31	2015-05-31	2015-05-18	2

STN

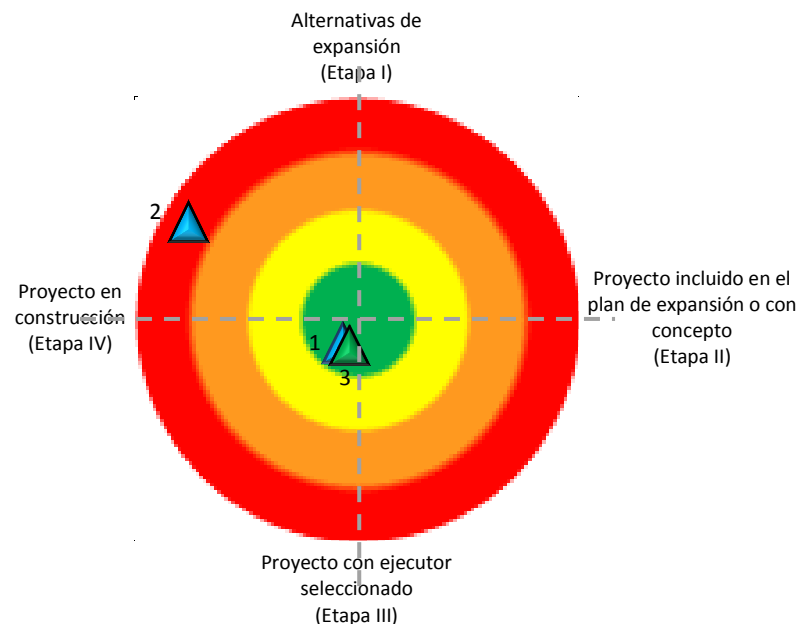
N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 05-2013 Suria 230 kV	2015-09-30	2016-11-30		2016-11-30		1;2;3
2	UPME 02-2014 Reforma 230 kV	2015-11-30	2015-11-30		2015-11-30	2015-11-30	3

STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
4	Segundo circuito Pto Lopez- Pto Gaitán 115 kV	2013-12-31		2015-08-31	
5	Compensación S/E Ocoa 115 kV	2014-11-30		2015-08-31	3
6	Compensación S/E Suria 115 kV	2014-11-30		2015-08-31	3
7	Compensación S/E Pto Gaitán 115 kV	2014-11-30		2015-08-31	3
8	Tercer TRF Reforma 230/115	2013-12-31	2014-07-31	2014-07-31	2
9	Segundo Circuito Suria – Puerto López 115 kV	2013-12-31		2015-08-31	

Área Nordeste

N°	Restricciones identificadas CND
1	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV.
2	Agotamiento en la red de 115kV.
3	N-1 en ATRs de cnx se observan bajas tensiones en las barras del STR y sobrecargas del corredor Ocaña – Convención – Tibú 115 kV
4	Bajas tensiones ante N-1 San Mateo – Ínsula 115 kV y DNA ante contingencias sencillas.
5	Sobrecarga de los ATRs Paipa 230/115kV ante salida del ATR paralelo de 180 MVA.
6	Sobrecarga del circuito Tunja – Chiquinquirá 115kV y bajas tensiones en las subestaciones Barbosa 115 kV y Cimitarra 115 kV.
7	N-1 Paipa – San Antonio 115 kV, sobrecarga la línea Paipa – Duitama 115 kV y ocasiona bajas tensiones en las barras de Casanare,
8	Bajas tensiones en el área ante salida de ATR de Ocaña 500/230kV.



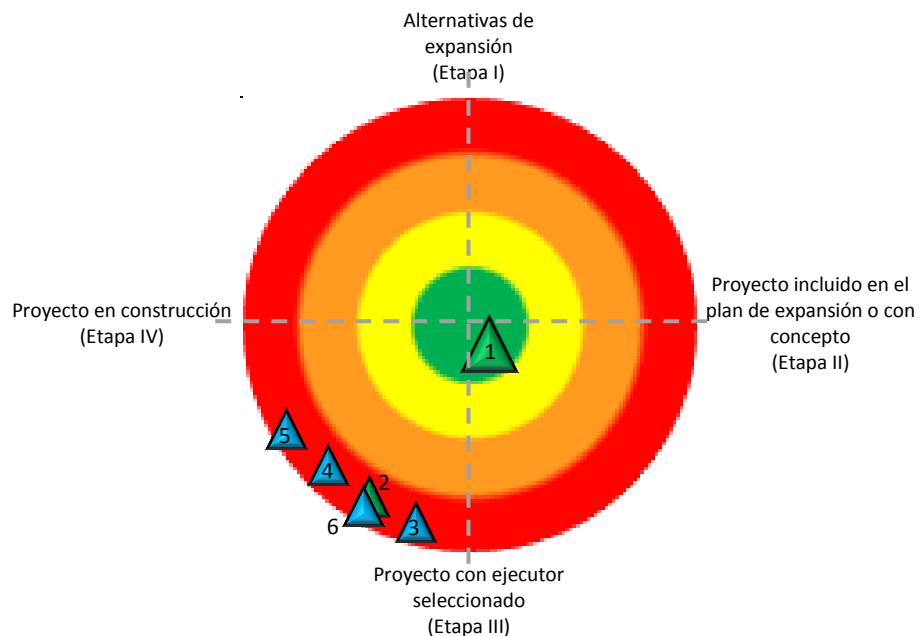
STN: El proyecto UPME 04-2009 Sogamoso 500/230 kV entró en operación el 22 de agosto de 2014

STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
1	Ampliación de la Capacidad de Transformación de 75 MVA a 150 MVA en la S/E Chivor y líneas asociadas.	2015-12-31		2015-12-31	7
2	Subestación Tunjita y líneas asociadas	2013-06-30		2014-08-30	
3	Compensación 40 Mvar subestación Yopal 115 kV	2015-12-31		2015-12-31	

Área Suroccidente

N°	Restricciones identificadas CND
1	Sobrecargas en estado estacionario del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV ante alta generación térmica.
2	Agotamiento en la red de 115 kV de Cauca y Nariño.
3	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV en San Bernardino.
4	El límite de importación obliga generación de seguridad en el área Suroccidental.



STN

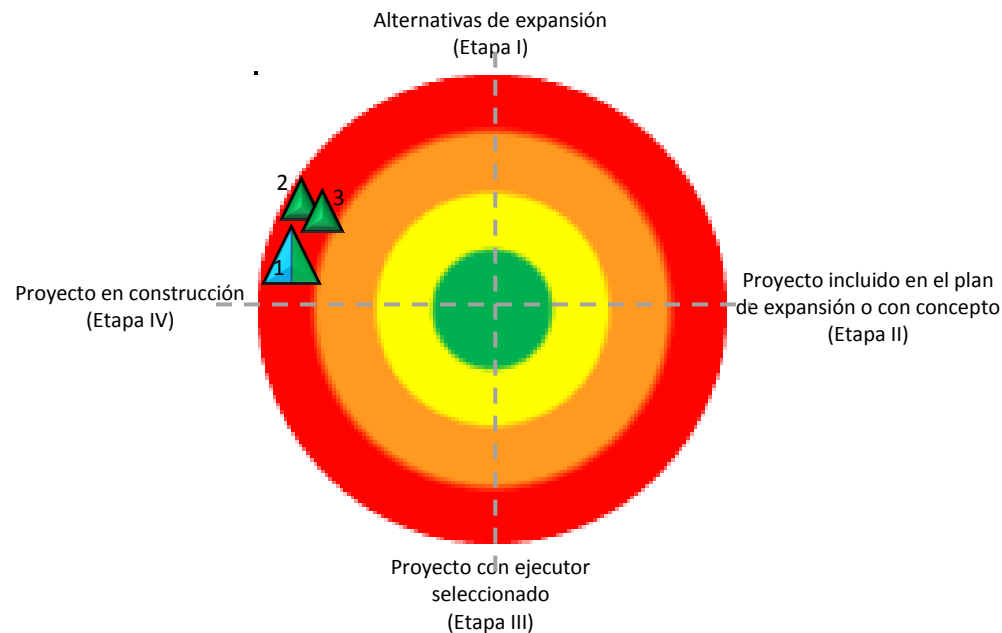
N°	Proyecto	FPO inicial	FPO DSI	Fecha modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 06-2014 Refuerzo 500 kV Suroccidente	2018-09-30			2018-09-30		4

STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
2	Conexión segundo transformador 230/115 kV -168MVA en la S/E Cartago	2014-09-30		2014-11-30	
3	Construcción circuito Juanchito-Candelaria 115kV	2014-11-30		2015-02-28	
4	Subestación Bahía 115 kV	2013-12-31	2014-09-30	2015-06-30	
5	Línea Calima - Bahía 115 kV	2013-12-31	2015-10-31	2016-07-30	
6	Subestación Alferez I y línea Pance - Alferez I - Melendez 115 kV	2013-12-31	2014-07-31	2014-11-30	

Mitiga la restricción asociada a la Sobrecarga de La Rosa - Dosquebradas 115 kV o Papeles - Cartago 115 kV ante N-1 del ATR Cartago 230/115 kV. (CQR)

Subárea CQR



N°	Restricciones identificadas CND
1	Agotamiento de transformación Esmeralda 230/115kV.
2	Sobrecarga de La Rosa - Dosquebradas 115 kV o Papeles - Cartago 115 kV ante N-1 del ATR Cartago 230/115 kV.
3	Bajas tensiones ante N-1 del ATR de San Felipe 230/115 kV.

La restricción 2 es mitigada en la entrada del proyecto: Conexión segundo transformador 230/115 kV - 168MVA en la S/E Cartago (Reflejado en el área Suroccidente)

STN

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 02-2009 ARMENIA	2011-11-30	2012-11-30	2013-11-30	2014-08-31	2015-02-28	1

STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
2	Subestación Purnio 230/115 kV - 150 MVA y línea Purnio-Dorada 115 kV	2014-01-31	2014-12-17	2014-12-17	3
3	Subestación Armenia obras 115 kV	2013-11-30	2013-11-30	2014-12-31	1



filial de isa

Subárea Huila – Tolima - Caquetá

N°	Restricciones identificadas CND
1	Agotamiento en transformación 230/115kV en Betania y Mirolindo
2	Sobrecargas líneas: Betania – Altamira y Altamira – Florencia 115 kV y bajas tensiones en red de 115 kV ante N-1 de Betania – Altamira 230kV y ATR Altamira 230/115 kV
3	Agotamiento de capacidad de transporte de circuitos a nivel de 115 kV en Natagaima
4	Sobrecarga en la red de 115 kV o Bajas tensiones ante N-1 en la red de 115 kV y ATRs de cnx.

STR: El proyecto Línea Betania – Sur 115 kV entró en operación el 11 de agosto de 2014



STN

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 05-2009 Quimbo . Línea Quimbo - Altamira	2013-10-31	2014-08-31	2014-08-31	2014-08-31	2014-09-30	2
2	UPME 05-2009 Quimbo . Línea Quimbo - Alferez	2013-10-31	2014-08-31	2014-08-31	2014-08-31	2015-12-31	
3	UPME 03-2013 Tuluní 230 kV	2015-09-30	2016-11-30	2016-08-31	2016-08-31	2016-08-31	1,3,4

**STN
Ampliación**

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
4	Segundo Circuito Betania Mirolindo 230kV	2016-08-30		2016-08-30	

STR

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
5	Subestación Hobo115/34.5 kV - 25 MVA	2013-08-30		2014-09-30	

Mitiga la restricción asociada al límite de importación obliga que generación de seguridad en el área Suroccidental

Área Antioquia y Chocó - STN

N°	Restricciones identificadas CND
1	Sobrecarga ATRs Bello 220/110kV ante contingencia del otro.
2	Sobrecarga del circuito Envigado - Guayabal y Envigado - Ancón Sur 110 kV en estado estacionario
3	Bajas tensiones en las subestaciones aguas abajo de Calderas 110 kV ante N-1 de Playas – Puerto Nare 110 kV.
4	Sobrecarga en condición normal de operación de Guatapé – Barbosa 1 220 kV.
5	Sobrecarga los ATRs San Carlos 230/500 kV ante N-1 ATR San Carlos 230/500 kV
6	Sobrecarga ATR Primavera 500/230 kV o de la línea Jaguas - Malena 1 220 kV, ante la N-1 San Carlos – Primavera 500 kV
7	Sobrecarga la línea Ancón Sur (EPM) - Ancón Sur (ISA) 2 220 kV, ante N-1 Ancón Sur (EPM) - Ancón Sur (ISA) 1 220 kV.
8	Sobrecarga ATR El Salto 1 220/110 kV en paralelo ante la N-1 ATR El Salto 2 214/110 kV
9	Sobrecarga de la línea La Tasajera - Occidente 1 220 kV ante la N-1 Guadalupe IV - Occidente 1 220 kV

Restricciones sin proyecto	Fecha esperada preliminar
Atención radial de la demanda desde el ATR Urabá 220/110 kV	2017



STN

N°	Proyecto	FPO Plan expansión	FPO DSI inicial	FPO DSI modificada	FPO Oficial	FPO prevista	Restricción que mitiga
1	UPME 04-2013 Guayabal 230 kV	2015-09-30	2016-11-30		2016-11-30	2016-11-30	1,2
2	UPME 04-2014 Ituango 500 kV	2018-06-30			2018-06-30		4;5;6;7

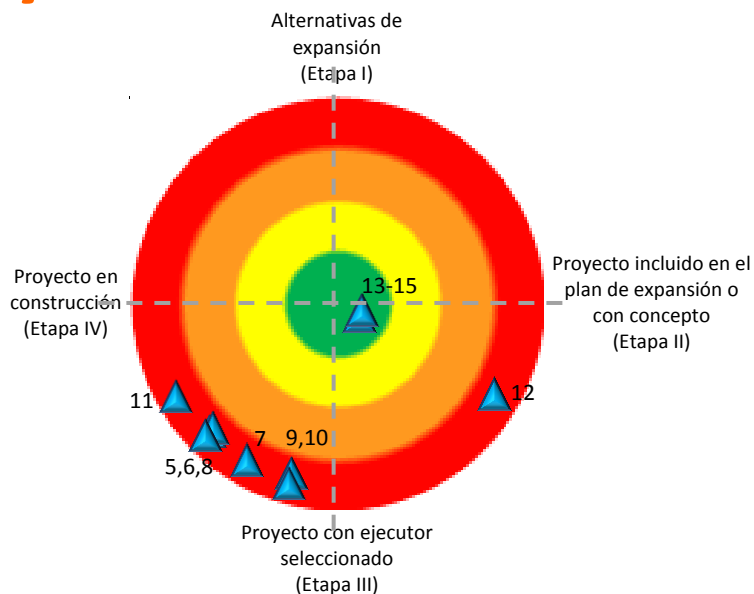
STN

Ampliación

N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
3	Normalización Subestación Malena 230 kV	2014-11-30	2014-11-30	2014-11-30	
4	Bahía transformación S/E La Sierra	2015-12-31	2015-12-31	2015-12-31	

Mitiga la restricción asociada al límite de importación que obliga generación de seguridad en el área Caribe

Área Antioquia y Chocó -STR



N°	Proyecto	FPO concepto UPME	FPO modificada UPME	FPO prevista por ejecutor en julio de 2014	Restricción que mitiga
5	Línea Yarumal II-Riogrande 110 kV	2013-12-31	2015-03-31	2015-03-31	
6	Repotenciación de la línea El salto-Yarumal II a 110 kV	2013-12-31	2015-03-31	2015-03-31	
7	Ampliación S/E Caucasia	2014-12-31		2016-09-30	
8	Subestación Sonsón y Línea La Ceja - Sonsón 110 kV	2015-06-30		2016-12-30	
9	Línea Cerromatoso - Caucasia 110 kV	2014-12-31		2017-03-31	
10	Línea San Lorenzo - Sonsón 110 kV	2016-02-28		2016-12-31	
11	Subestación La Sierra 230/110 kV y línea La sierra - Cocorná 110 kV	2015-12-31	2017-12-31	2017-12-31	
12	Sub. Amalfi 110 kV; Línea El Salto - Amalfi - La Cruzada 110 kV	2017-07-31		2017-12-31	
13	Ampliación subestación Hispania 110 kV	2016-12-31		2016-12-31	
14	Normalización T Bolombolo	2016-12-31		2016-12-31	
15	Línea Hispania - Huapango 115 kV	2016-12-31		2016-12-31	

STR

Conclusiones

- ✓ El 19% de los proyectos del STN, están retrasados con respecto a la fecha inicial de entrada en operación, definida en el plan de expansión de la UPME.
- ✓ El 14% de los proyectos del STN aún se encuentran en etapa II (proyectos que se encuentran definidos en el plan de expansión) y presentan retrasados con respecto a la fecha de entrada en operación definida en el plan de expansión. Sin embargo, se encuentran en proceso de adjudicación.
- ✓ 38 de 79 proyectos (entre el STN y el STR) alivian o mitigan las restricciones identificadas por UPME y el CND.
- ✓ El 61% de los proyectos del STR están atrasados con respecto a la fecha de entrada prevista en el concepto de conexión de la UPME.

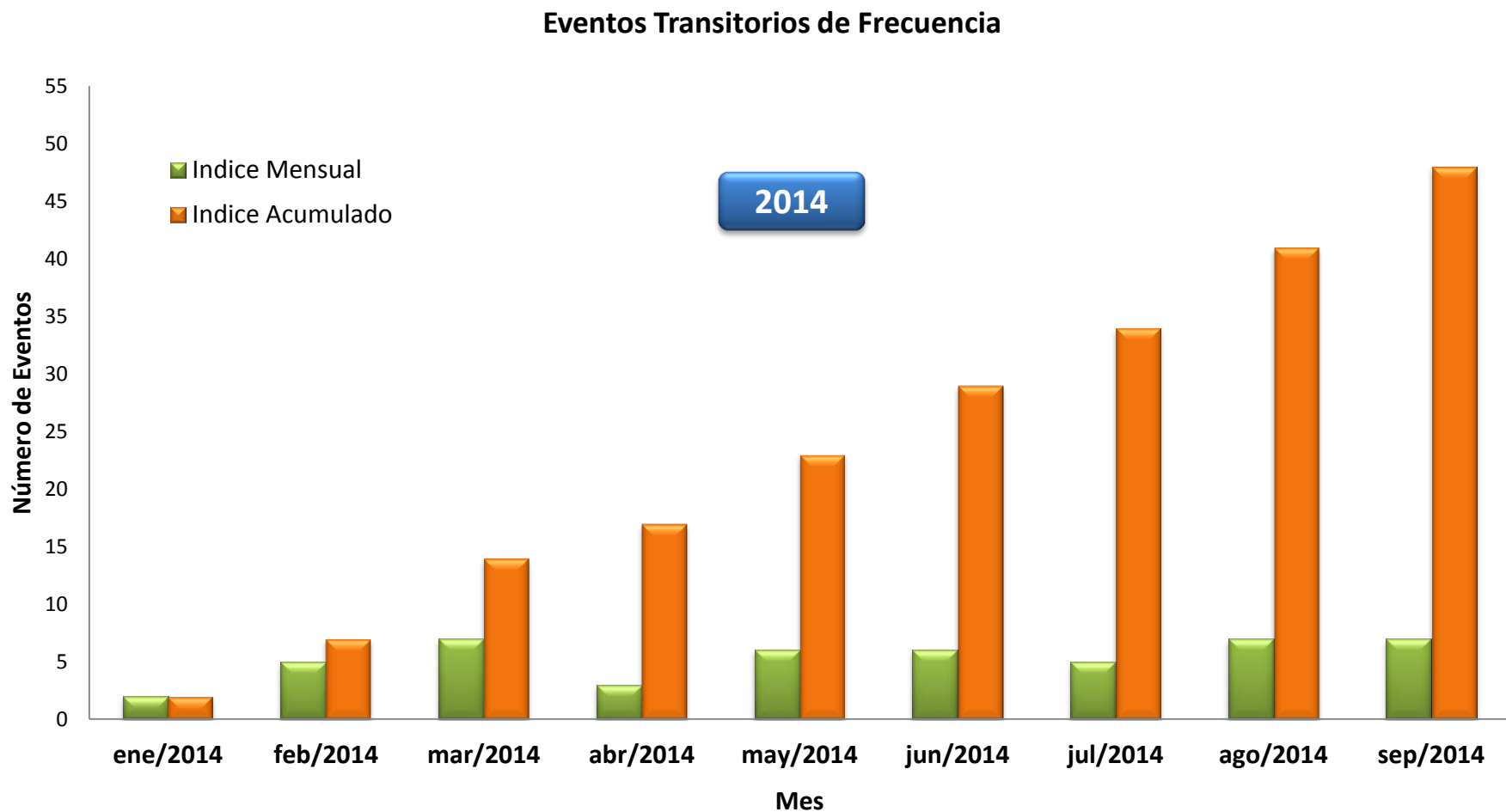
ANEXOS





Indicadores de calidad

Eventos Transitorios de Frecuencia



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



Eventos Transitorios de Frecuencia

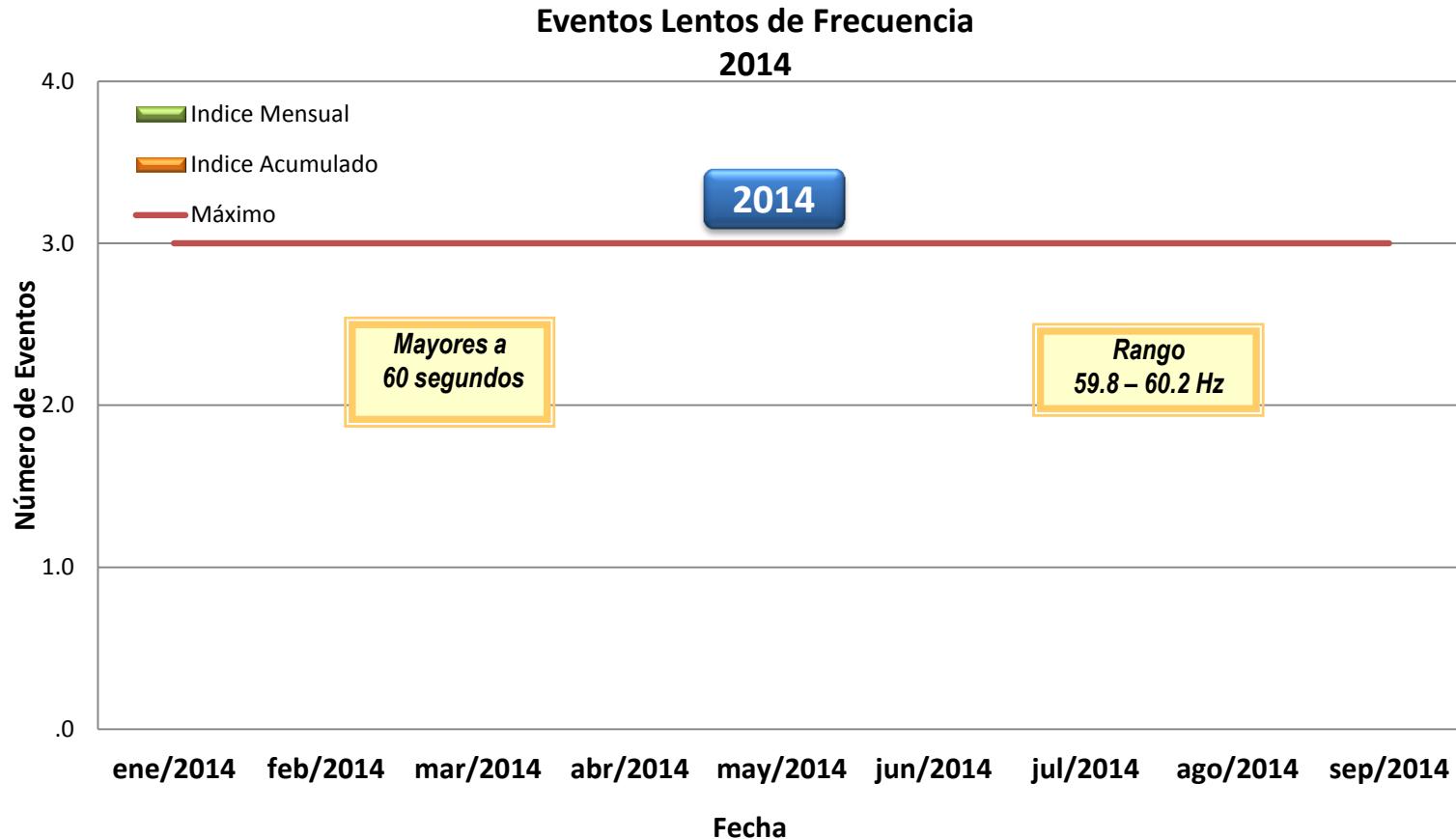
Indicador en prueba

- El evento con el menor valor de frecuencia alcanzó 59.68 Hz debido a la pérdida de 230 MW de generación por disparo de las unidades 5 y 6 de San Carlos el 29 de septiembre.

Fecha ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Tipo	Causa	Origina EDAC
03/09/2014 16:16	3	59,78	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de Guajira con 160 MW llevando la frecuencia a un valor de 59.78 Hz. El agente reporta disparo de bomba de agua condensada.	No
14/09/2014 12:40	2	59,78	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Guajira con 145 MW. El agente reporta disparo durante la actualización de las protecciones del generador.	No
28/09/2014 02:03	2	59,78	Transitorio	Se presenta apertura de unidad de generación 1 de Termo Sierra con 150 MW, el agente reportó falla en válvula de gas primario.	No
28/09/2014 07:25	3	59,78	Transitorio	Disparo de la Unidad 2 de Termocandelaria con P = 115 MW, durante trabajos sobre consignación nacional C0103725. La unidad estaba realizando pruebas autorizadas de Overhaul y el agente reporta causa desconocida del evento.	No
28/09/2014 08:40	6	59,77	Transitorio	Disparo de la unidad 01 de Termosierra. El agente reporta falla en la válvula de gas primario.	No
29/09/2014 00:26	7	59,71	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Betania con 180 MW. El agente reporta falla en los cojinetes de la unidad.	No
29/09/2014 16:50	6	59,68	Transitorio	Disparo de las unidades 5 y 6 de San Carlos con 230 MW. El agente reporta falla en el regulador de voltaje.	No

Variaciones de frecuencia lentas

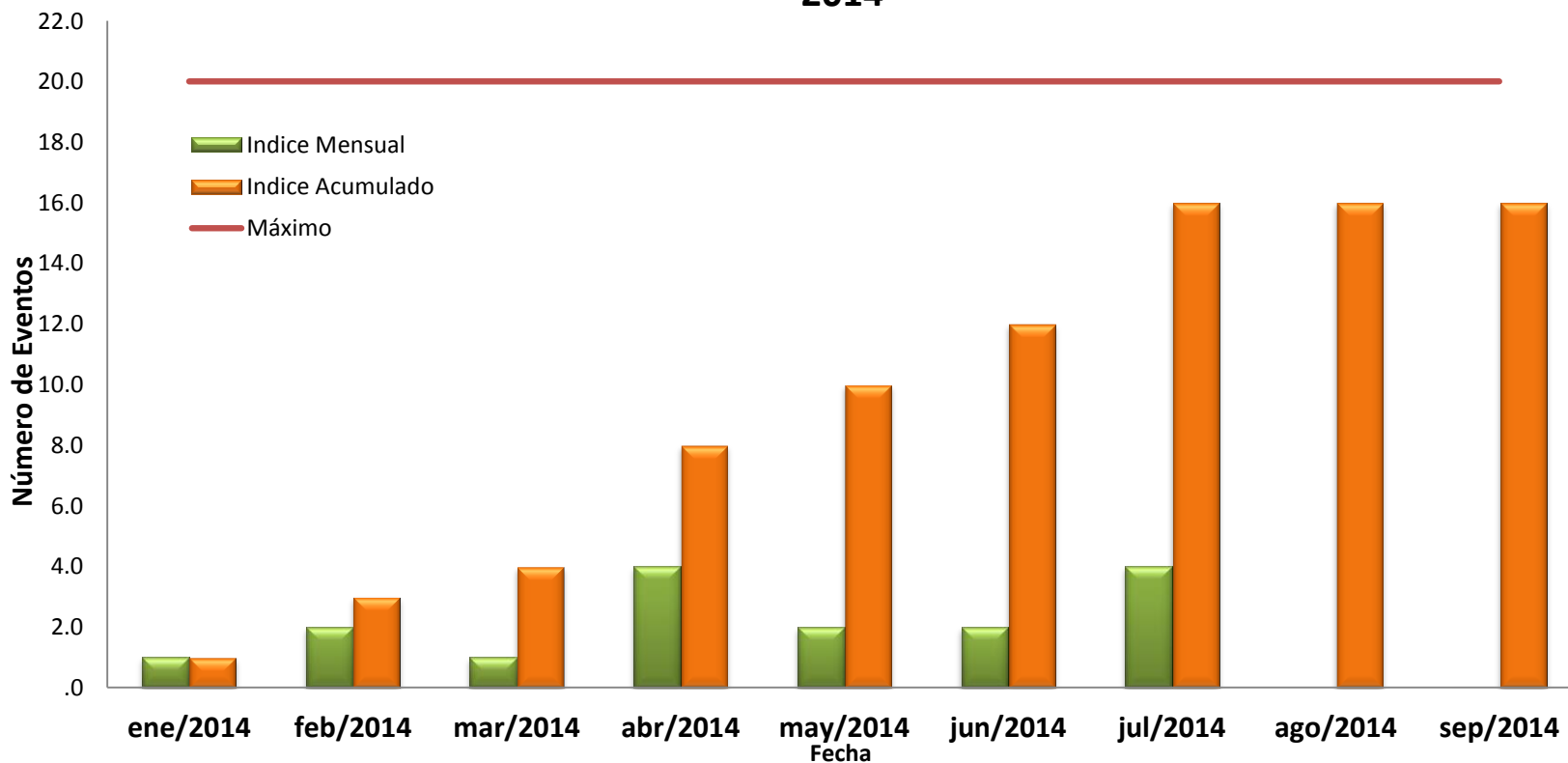
En el mes de septiembre no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema. El indicador se mantiene en CERO (0) para el 2014.



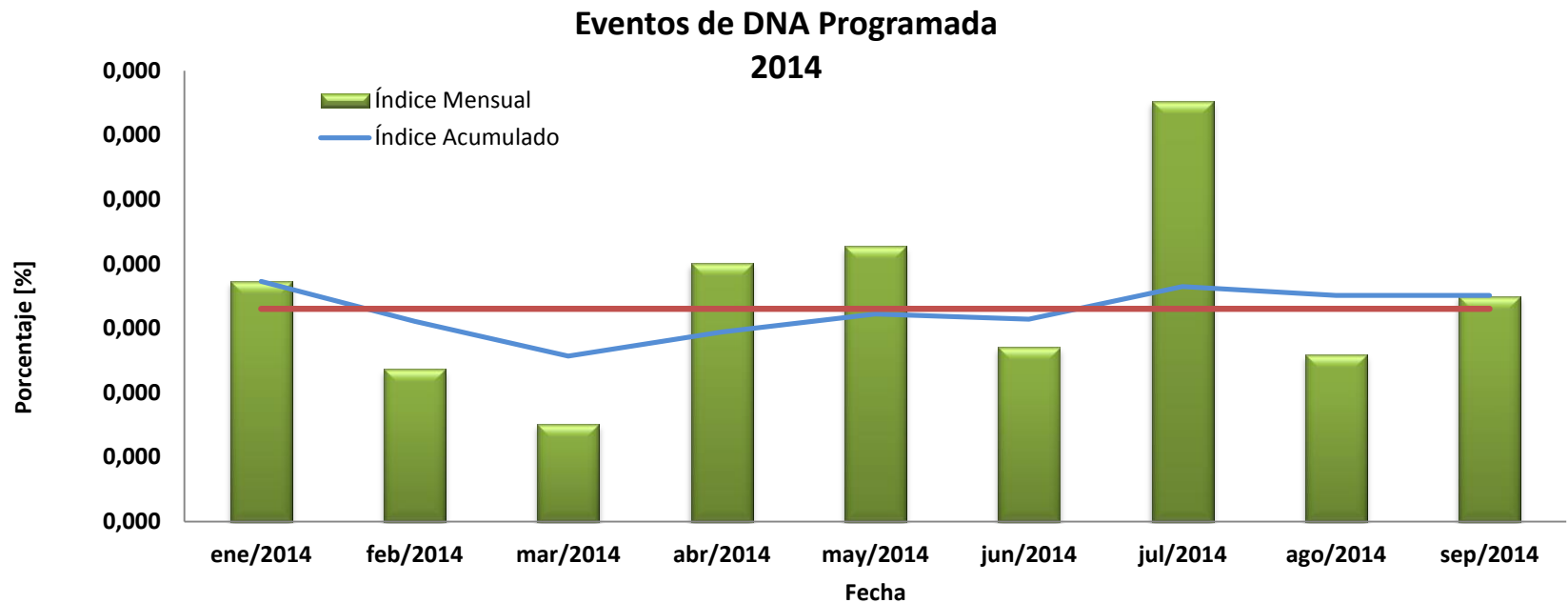
Tensión fuera de rango

En el mes de septiembre no se presentaron eventos de tensión en el sistema.

Eventos de Tensión Fuera de Rango
2014



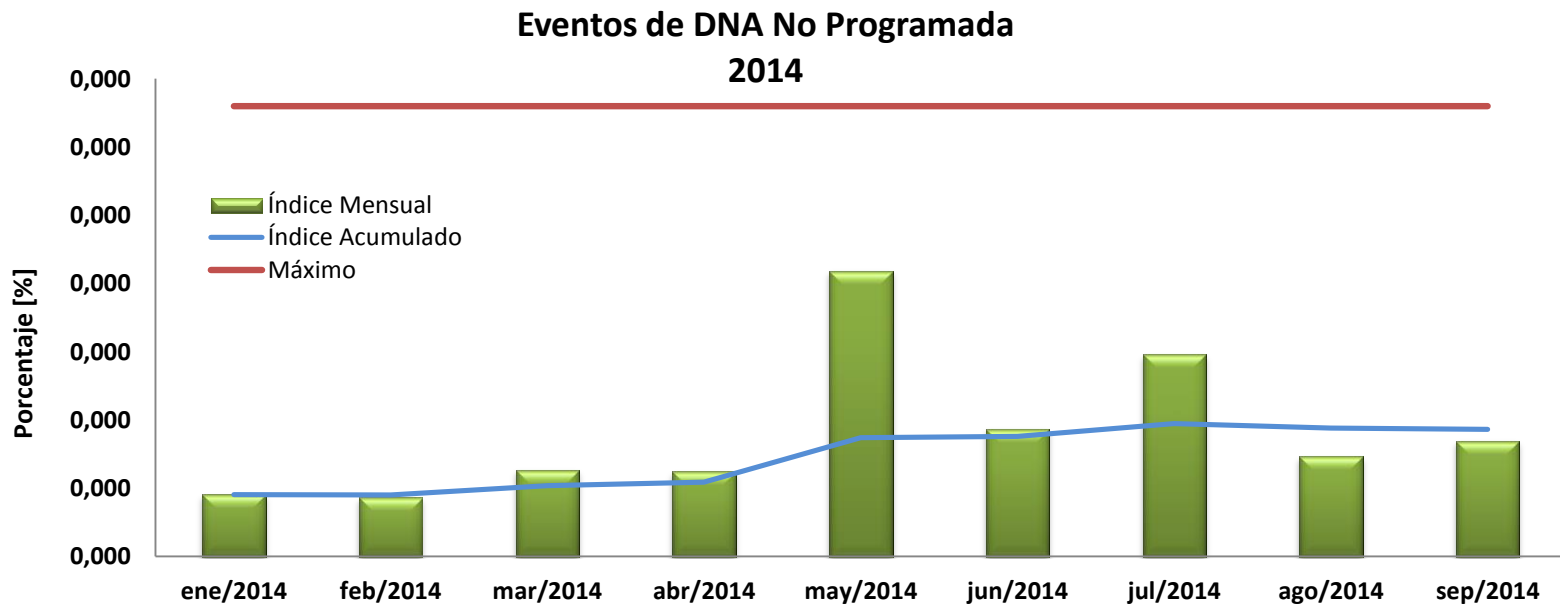
Porcentaje de DNA Programada



Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de septiembre 1.89 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **28/09** Trabajos bajo consignación nacional C011389 sobre BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV por mantenimiento mayor a la subestación.
- **31/08** Trabajos bajo consignaciones nacionales C0113492 y C0111718 sobre los activos BARRA CATAMBUCO 115 kV y TRANSFORMADOR CATAMBUCO 40 MVA 115/34.5/13.8 KV.

Porcentaje DNA No Programada



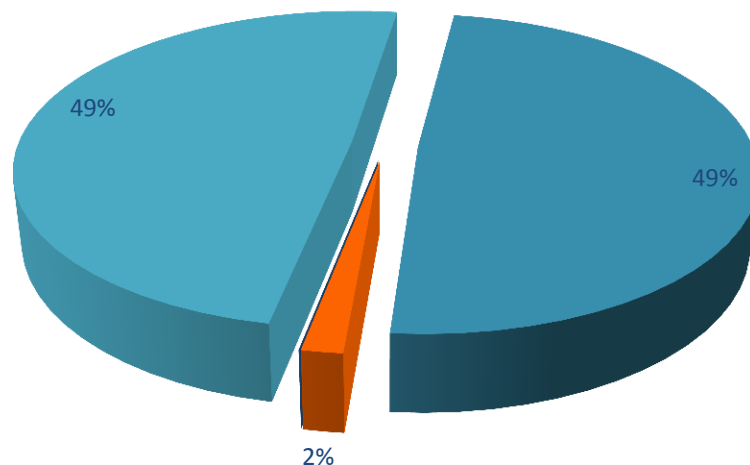
Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de septiembre 1.83 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **07/09 – 08/09** Indisponibilidad del circuito Mocoa – Puerto Caicedo 115 kV. El agente reporta señalización de protección distancia por causa no establecida.
- **22/09 y 23/09** Indisponibilidad del circuito Junin - Buchely 115 kV. El agente reporta árbol sobre el circuito.

Demanda no atendida en el SIN

Demanda No Atendida en el SIN

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



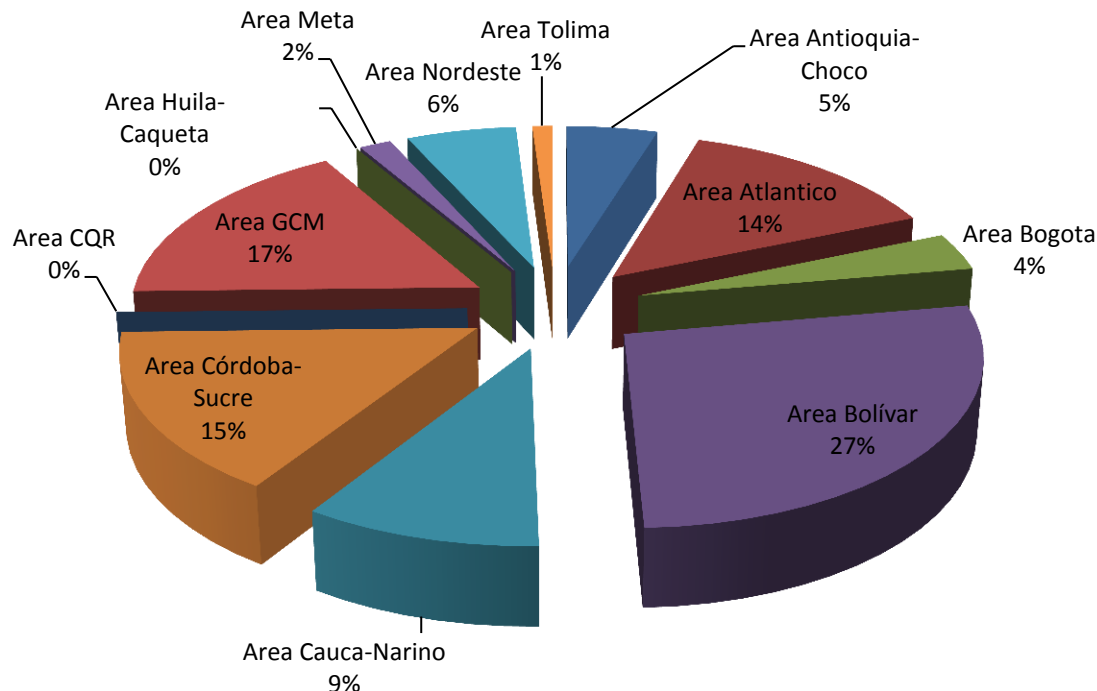
Durante el mes de septiembre se dejaron de atender 3,72 GWh. La DNA Programada del STN corresponde a trabajos de expansión en Barra Malena 230 kV.



filial de isa

DNA programada por áreas operativas

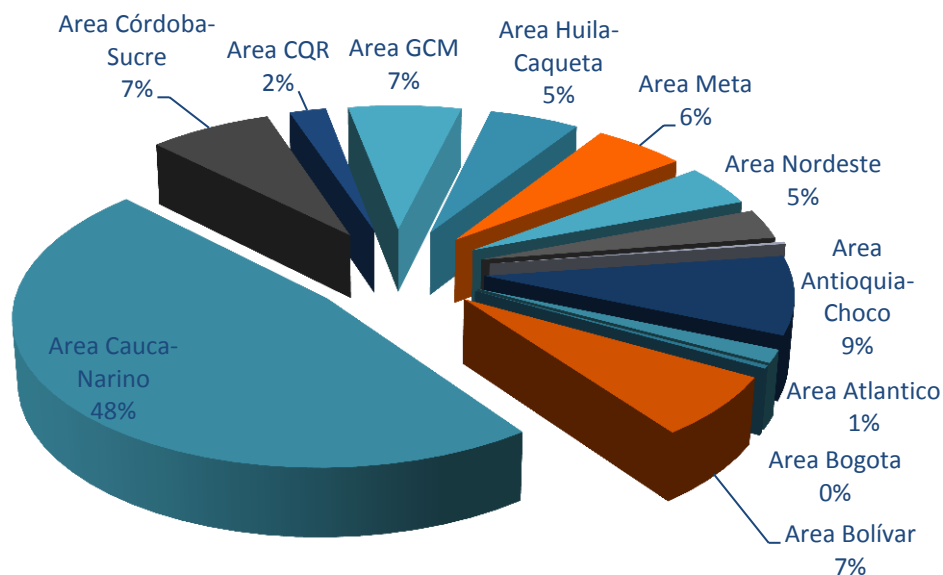
DNA Programada



DNA PROGRAMADA STR		
Área	Suma de [GWh]	TOTAL DNA [%]
Area Antioquia-Choco	0,09	4,8%
Area Atlantico	0,26	13,9%
Area Bogota	0,07	3,6%
Area Bolívar	0,52	27,3%
Area Cauca-Narino	0,18	9,6%
Area Córdoba-Sucre	0,29	15,5%
Area CQR	0,00	0,0%
Area GCM	0,32	16,9%
Area Huila-Caqueta	0,00	0,0%
Area Meta	0,03	1,7%
Area Nordeste	0,11	5,8%
Area Tolima	0,02	1,1%
Area Valle del Cauca	0,00	0,0%
Total general	1,90	100%

DNA No Programada por áreas operativas

DNA NO Programada



DNA NO PROGRAMADA		
Áreas	Suma de [GWh]	TOTAL DNA [%]
Area Antioquia-Choco	0,16	8,63%
Area Atlantico	0,03	1,44%
Area Bogota	0,01	0,35%
Area Bolívar	0,12	6,76%
Area Cauca-Narino	0,87	47,52%
Area Córdoba-Sucre	0,14	7,35%
Area CQR	0,04	2,21%
Area GCM	0,12	6,75%
Area Huila-Caqueta	0,10	5,38%
Area Meta	0,10	5,53%
Area Nordeste	0,08	4,52%
Area Tolima	0,06	3,29%
Area Valle del Cauca	0,00	0,27%
Total general	1,84	100%



■ filial de isa

 www.xm.com.co

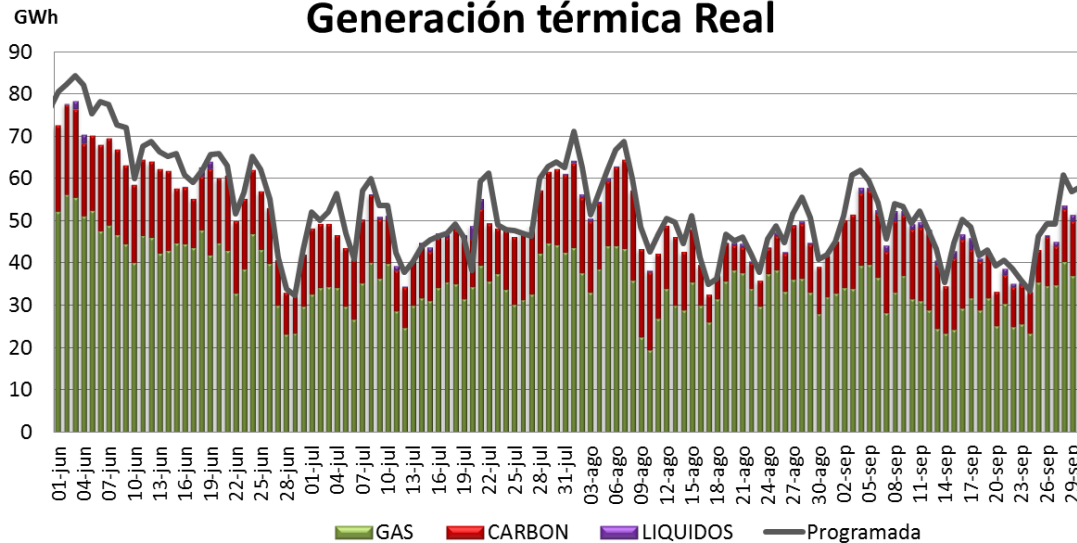
TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS PARA XM S.A. E.S.P.

 XM filial de ISA

 @XM_filial_ISA

Generación térmica

Generación térmica Real



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

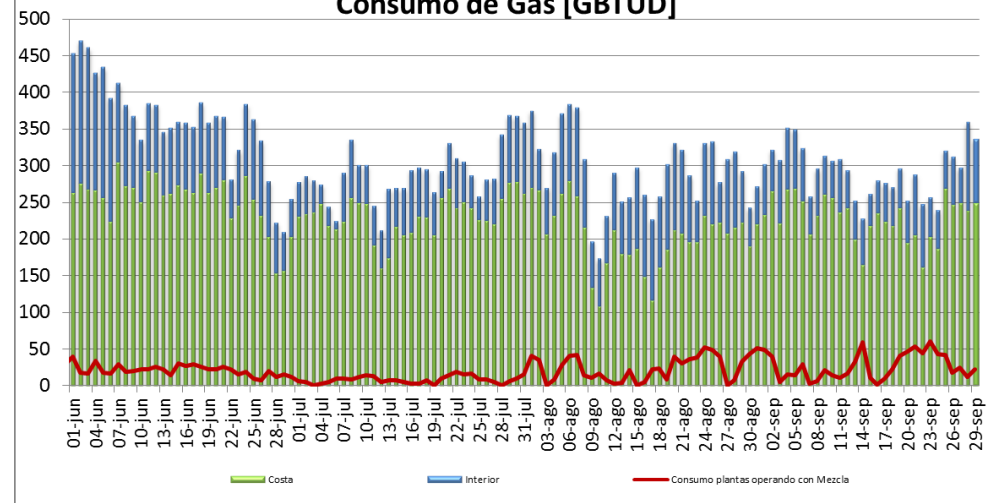
Gas - 58.4 GWh

Carbón - 16.1 GWh

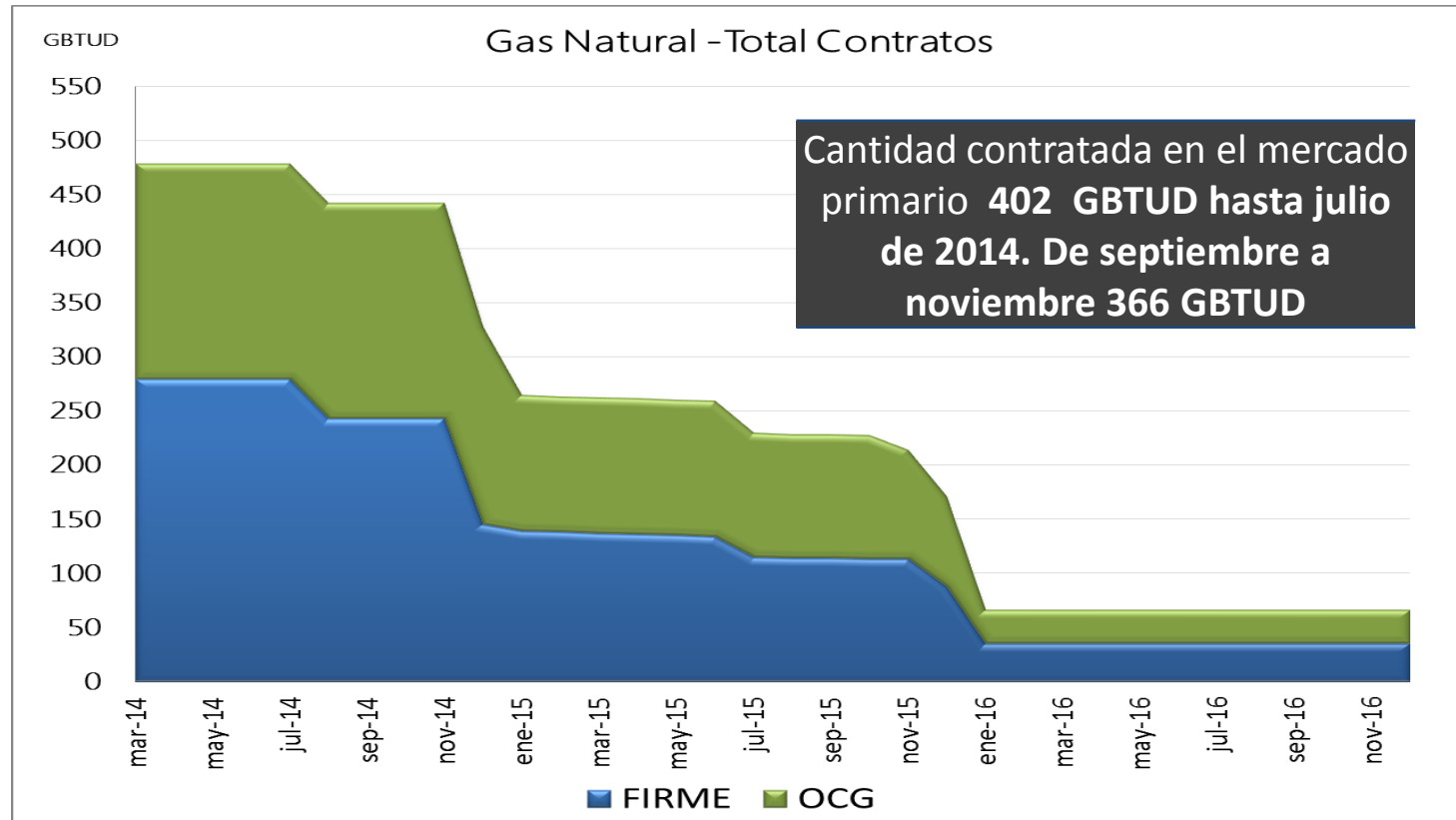
Líquidos - 9.5 GWh

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

Consumo de Gas [GBTUD]



Información de Contratos de gas



Se considera la información de contratos reportada por los generadores al CNO, la cual incluye contratos del mercado primario y secundario.

Información de Contratos de gas

Cantidades contratadas en el mercado primario (septiembre a noviembre)

Costa			Interior				TOTAL PAÍS
Firme	OCG	Total	Firme	Firm. cond.	OCG	Total	
144	123	267	35	29	36	136	366

Cantidades contratadas en el mercado secundario (septiembre a noviembre)

Costa			Interior				TOTAL PAÍS
Firme	OCG	Total	Firme	Firm. cond.	OCG	Total	
36	5	41	0	0	36	36	77

Cantidades contratadas 2015

	Costa			Interior			TOTAL PAÍS
	Firme	OCG	Total	Firme	OCG	Total	
dic-14	111	140	250	35	43	78	328
ene-15	121	83	203	19	43	62	265
feb-15	120	83	202	19	43	62	264
mar-15	119	83	201	19	43	62	263
abr-15	118	83	200	19	43	62	262
may-15	117	83	199	19	43	62	261
jun-15	116	83	198	19	43	62	260
jul-15	116	72	188	0	43	43	231
ago-15	115	72	187	0	43	43	230
sep-15	115	72	187	0	43	43	230
oct-15	114	72	186	0	43	43	229
nov-15	114	58	172	0	43	43	215

Cantidad contratada
total país de
septiembre a
noviembre 443 GBTUD

Cantidades contratadas informadas por
los agentes generadores térmicos al CNO
en febrero de 2014.