



■ filial de isa

GESTIÓN INTELIGENTE
PARA UN MUNDO MEJOR



Dirigido al Consejo Nacional de Operación – CNO

Documento XM - CND - 002

Jueves, 15 de enero de 2015

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 - 002

Jueves, 15 de enero de 2015



filial de isa

Contenido

Balance 2014

- Variables energéticas
- Restricciones
- Entrada de proyectos

Situación Operativa

- Estado de la red y entrada de proyectos
- Indicadores de calidad de la operación
- Riesgos en la atención de la demanda
- Mantenimientos primer semestre 2015

Variables

- Reservas y aportes
- Demanda
- Generación

Panorama energético

- Análisis energético de mediano plazo
- Indicadores Resolución CREG 026/2014

Destacados

- Radar seguimiento proyectos
- Actualización Centro de Control



■ filial de isa

Balance 2014



Resumen de variables de la operación 2014

En 2014 la Capacidad efectiva neta fue **15,484.96 MW**, 6.4% por encima de 2013.

66.6% corresponde a hidráulica (10,315 MW), 28.4% a térmica (4,402 MW) y el resto a recursos no despachados centralmente.

Entraron en operación las plantas Sogamoso, Laguneta, La Naveta, Purificación, La Rebusca, Salto II, Dario Valencia Samper, El Popal



La generación total en 2014 fue **64,327.85 GWh** (176.24 GWh promedio día), 3.4% mayor que la de 2013.

La generación térmica promedio fue 50.42 GWh/día, equivalente a un 28.6% de la generación total. Con respecto al año anterior la generación térmica aumento 9.3%.

La Demanda Nacional del SIN fue un total de **63,571 GWh**, 4.4% por encima de la de 2013. Con un promedio día de 174.16 GWh.

La Demanda No Atendida fue un total de **45.5 GWh**, 7.1% por encima de la de 2013.

Resumen de variables de la operación 2014

A 31 de diciembre de 2014, el embalse agregado del SIN se situó en el 75.39% de la máxima capacidad útil.

La capacidad útil finalizó en 16,091.62 GWh, un 6.5% por encima de la del 2013.

Los Aportes hídricos estuvieron en el 91.15% con respecto a la media del año.



Se exportó a Ecuador un total de 824 GWh, 24.4% por encima de lo exportado en 2013. A su vez, se importó de Ecuador un total de 46.86 GWh, 64.4% por encima de lo importado en 2013.

Se exportó a Venezuela un total de 25 GWh, 96.5% por debajo de lo exportado en 2013.



■ filial de isa

Balance Restricciones en el SIN

El año 2014 finalizó con
58 restricciones

Nuevas restricciones

2



Sobrecarga superior al límite de emergencia del circuito Ocoa - Barzal 115kV ante N-1 del circuito La Reforma - Barzal 115 kV.



Sobrecarga la línea Ancón Sur (EPM) - Ancón Sur (ISA) 2 220 kV, ante N-1 Ancón Sur (EPM) - Ancón Sur (ISA) 1 220 kV.

Restricciones eléctricas

5



Sobrecarga del circuito Envigado - Guayabal y Envigado - Ancón Sur 110 kV en estado normal de operación y ante contingencia sencilla.



Sobrecarga en condición normal de operación de Guatapé – Barbosa 1 220 kV.



Agotamiento en la capacidad de transformación 220/110 kV en Tebsa y Termoflores.



Agotamiento en la red de 110 kV de Atlántico.



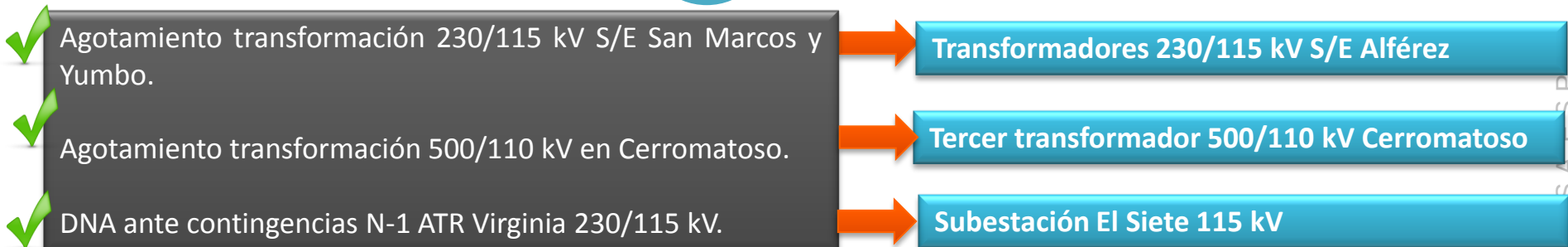
Agotamiento de la capacidad de transporte del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV ante alta generación térmica.

Restricciones año 2014

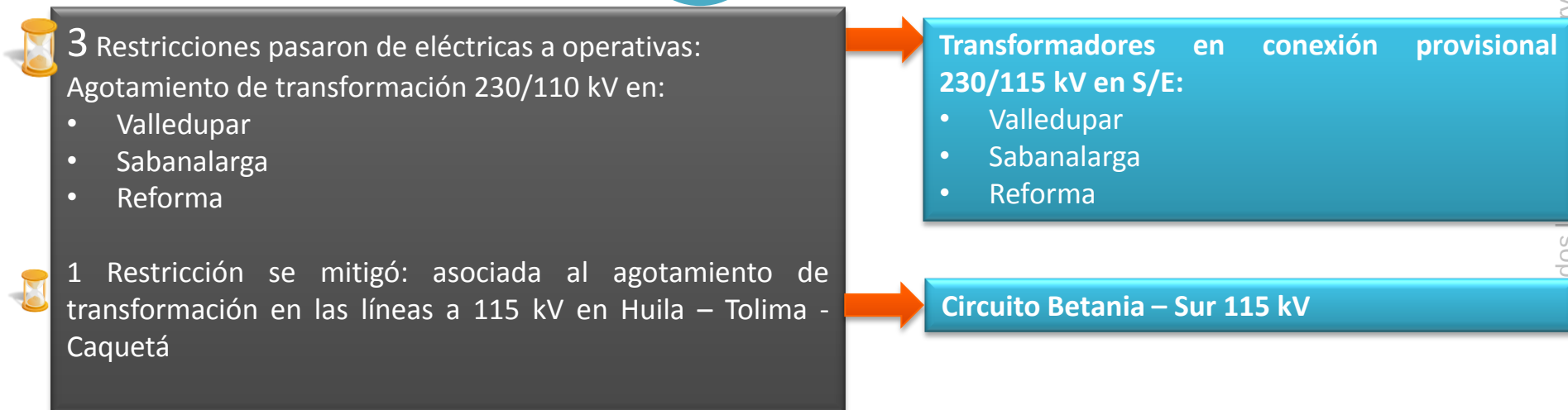


Balance Restricciones en el SIN

Restricciones eliminadas 3



Restricciones Mitigadas 4



Balance de proyectos 2014

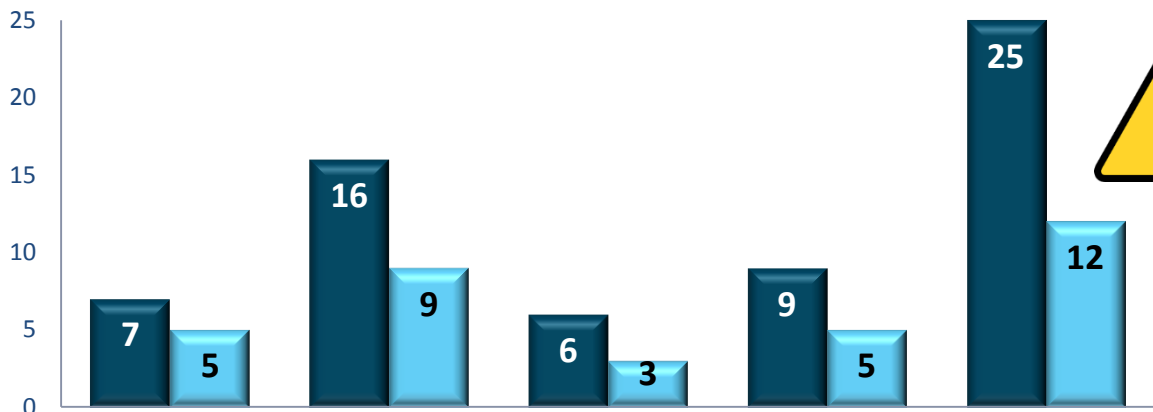
Proyectos que se esperaba que entraran en operación en 2014



Proyectos que entraron en operación en el 2014

7 proyectos entraron en operación cumpliendo con la fecha establecida en el concepto de conexión de la UPME

- ✓ Compensación en Bogotá: Tibabuyes, Usme, Bacatá 30 Mvar cada uno.
- ✓ SVC Tunal.
- ✓ Normalización S/E Malena 220 kV.
- ✓ Transformador provisional de Sabanalarga 220/110 kV.
- ✓ Planta Menor Laguneta



27 proyectos entraron en operación retrasados con respecto a la fecha establecida en el concepto de conexión de la UPME

■ Proyectos que se esperaba que entraran en operación en 2014
■ Proyectos que entraron en operación en 2014

Situación operativa





Estado de la red y entrada de proyectos

Informe Atentados STR y STN

- Continúa por fuera el circuito Brisas – TCajamarca – Regivit 115 kV, se abren puentes en el tramos Brisas – TCajamarca. Este circuito se encuentra por fuera desde el 10/11/2014, debido a que la torre E0103 fue derribada. La indisponibilidad de este circuito ha implicado la reprogramación de trabajos en la red de CHEC dados los riesgos que se generan para la red de Enertolima.
- Los circuitos Jamondino – Junín 115 kV y Junín – Buchely 115 kV continúan por torre de emergencia.

Entrada de nuevos proyectos diciembre 2014



Proyectos que entraron en operación

Planta Sogamoso ISAGEN S.A. E.S.P.

Entró en operación el 20 de diciembre de 2014

Planta Laguneta 18 MW EMGESA S.A. E.S.P.

Entró en operación el 17 de diciembre de 2014

Transformador Cartago 168 MVA 230/115/13.8 kV EPSA S.A. E.S.P.

Entró en operación el 26 de diciembre de 2014

Compensación 30 MVar SE Bacatá 115 kV CODENSA S.A. E.S.P.

Entró en operación el 17 de diciembre de 2014

Activos asociados al Proyecto UPME 05 - 2009
Subestación Tesalia 230 kV (Quimbo 230 kV)
EEB S.A. E.S.P.

Entró en operación el 16 de diciembre de 2014

Tercer Transformador en Reforma 150 MVA 230/115 kV
EMSA S.A. E.S.P.

Entró en operación el 7 de diciembre de 2014

Compensación 30 MVar SE Usme 115 kV
CODENSA S.A. E.S.P.

Entró en operación el 9 de diciembre de 2014



Proyectos próximos a entrar en operación

PCH Tulua Bajo 19.9 MW EPSA S.A. E.S.P.

Fecha esperada de puesta en operación: 31 de enero de 2015

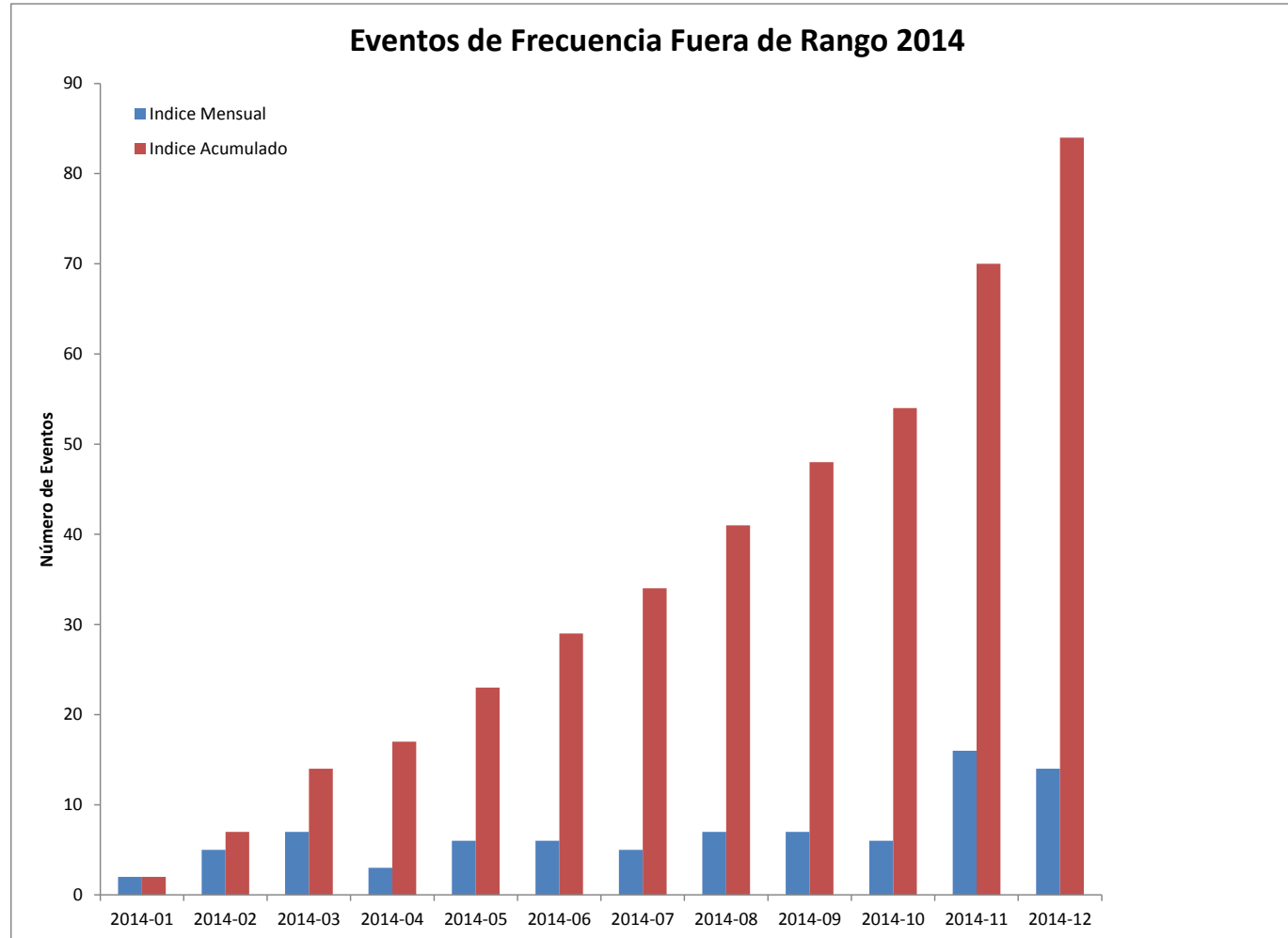


■ filial de isa



Indicadores de calidad

Eventos Transitorios de Frecuencia



- Durante el mes de Diciembre de 2014 se presentaron 13 eventos de frecuencia transitorios, de los cuales 1 fue lento y 10 asociados a la entrada del proyecto Sogamoso.
- En total se presentaron 83 eventos transitorios de frecuencia durante el 2014.

Variaciones de frecuencia lentas

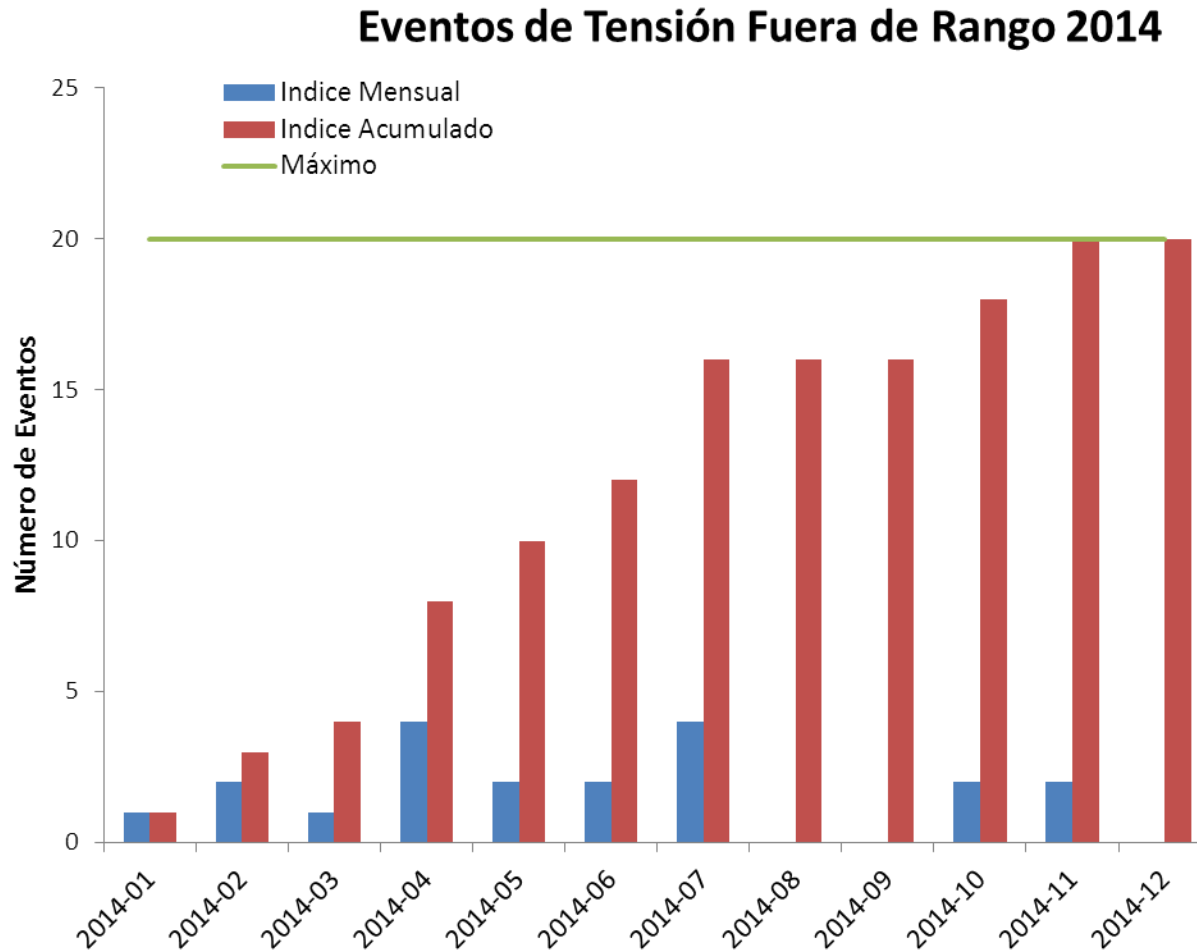
En el mes de Diciembre se presentó un evento de frecuencia lento en el sistema.



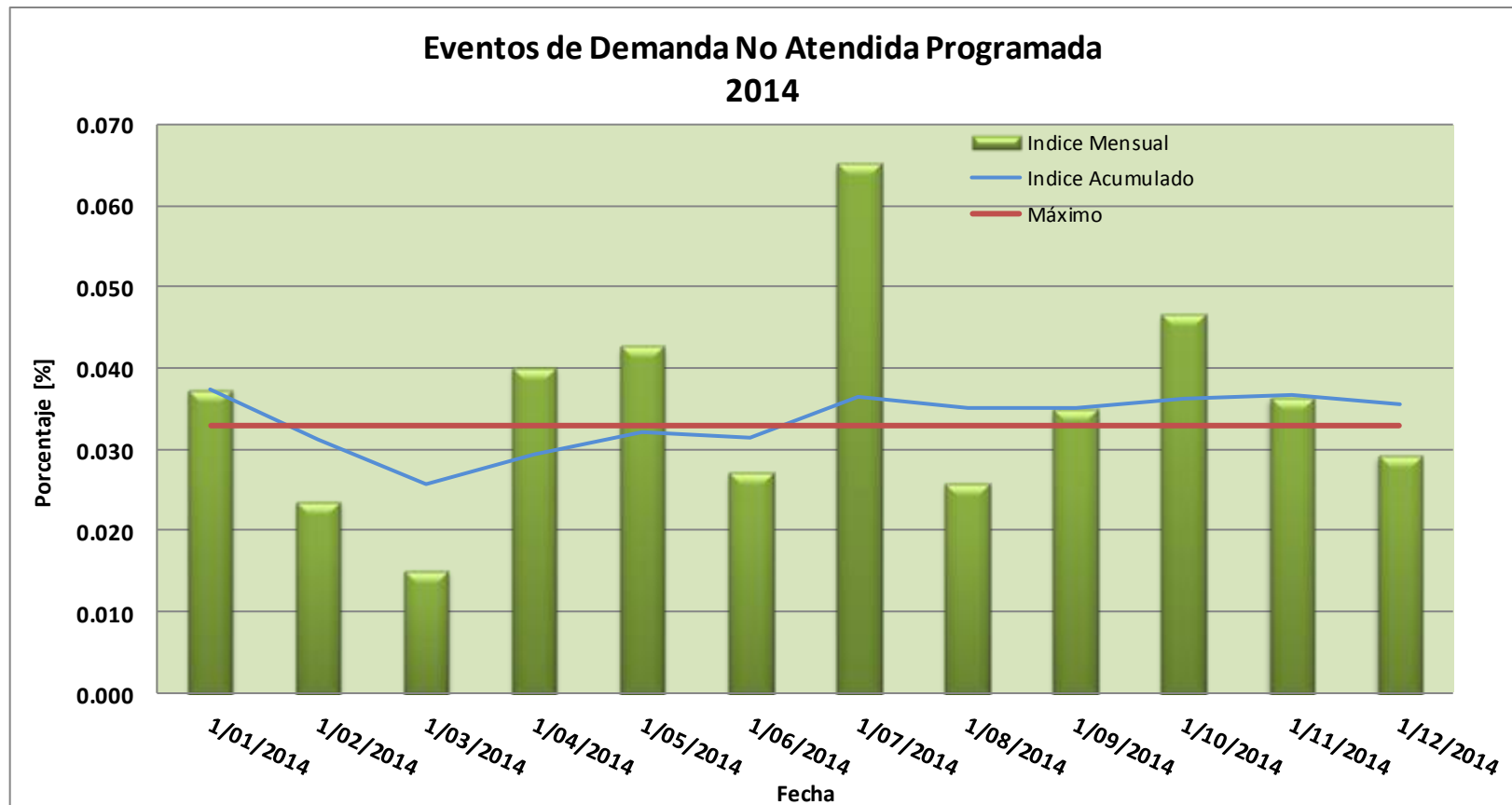
Fecha Ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Descripción	Origina EDAC
06/12/2014 12:20	92	59.71	Debido al disparo del circuito Guavio - Chivor 1 230 kV con P=341 MW, provoca posible actuación de RAG (Rechazo Automático de Generación) en subestación Chivor, se presenta evento de frecuencia lento (mayor a 60 segundos). La frecuencia alcanzó un valor de 59.71 Hz.	No

Tensión fuera de rango

En el mes de Diciembre no se presentaron eventos de tensión en el sistema. El acumulado de eventos para el 2014 fue de 20.



Porcentaje de DNA Programada

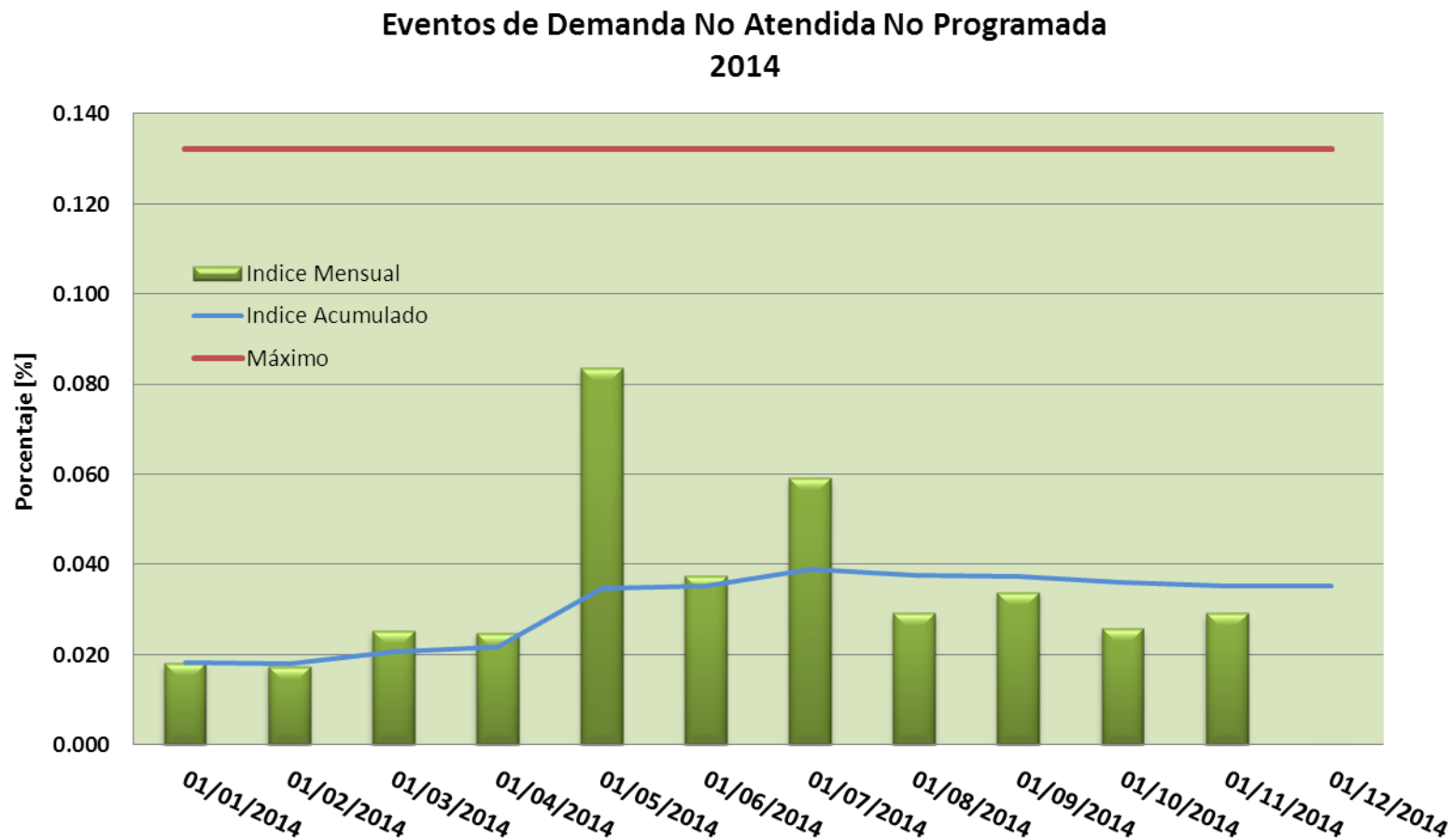


Por CAUSAS PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de Diciembre 1.569 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- **03/12/2014** (135 MWh) DNA programada por trabajos sobre el activo Jamondino - Junín 115 kV bajo consignación nacional C0111690.
- **11/12/2014** (108.31MWh) DNA programada por trabajos sobre el activo Villa Estrella - Bayunca 66 kV bajo consignación nacional C0110709.



Porcentaje DNA No Programada



Por CAUSAS NO PROGRAMADAS se dejaron de atender en el mes de Diciembre 2.044 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

- Se presentó (900.09 MWh) DNA No programada debido a AMI en los circuitos Bajo Anchicayá - Tabor 115 kV y Bajo Anchicayá - Pailón 115 kV ocurrido el día **17/12/2014**

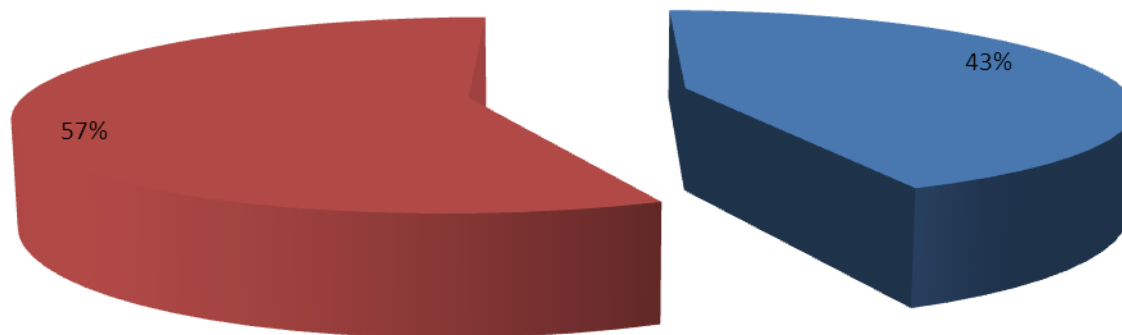


filial de isa

Demanda no atendida en el SIN

Demanda no Atendida

■ DNA PROGRAMADA ■ DNA NO PROGRAMADA

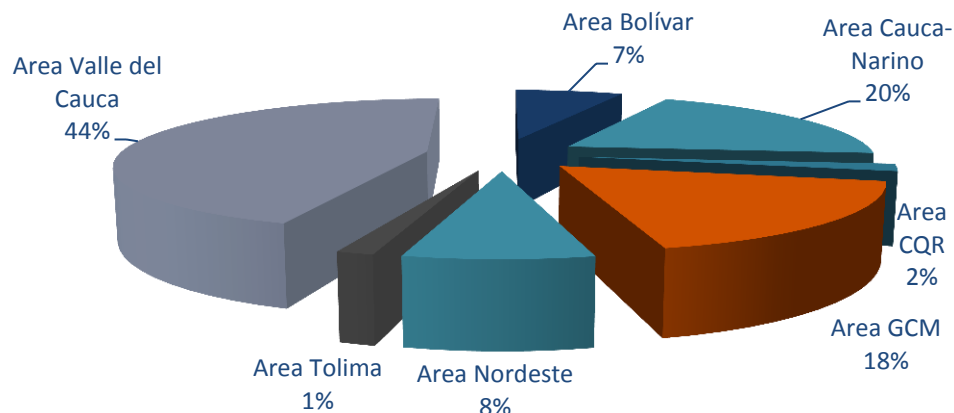


STR	
DNA PROGRAMADA	DNA NO PROGRAMADA
1569.88	2044.72

Durante el mes de Diciembre se dejaron de atender 3.613 GWh.

DNA programada por áreas operativas

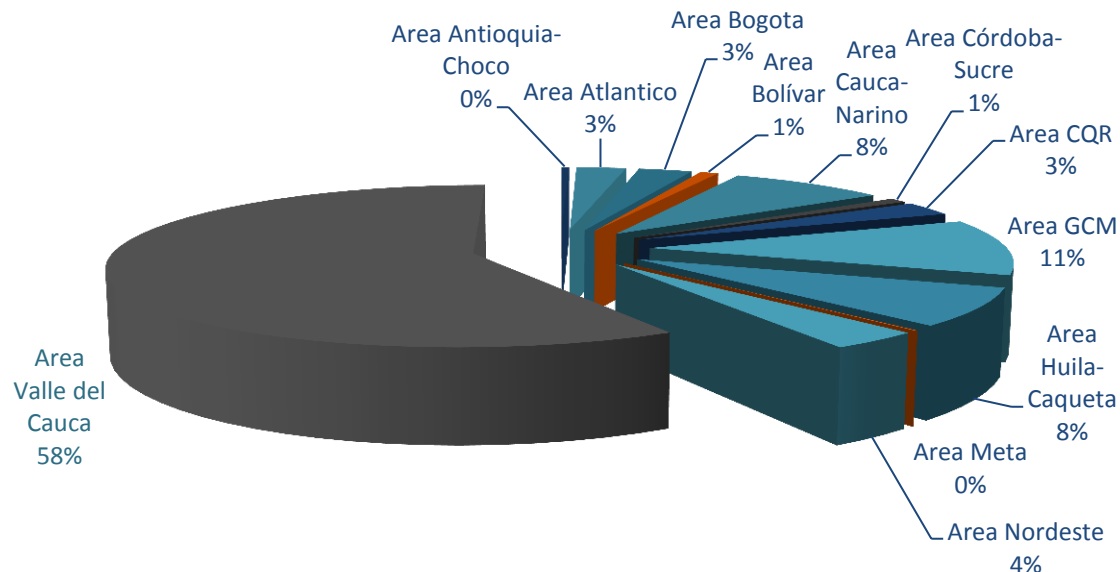
DNA PROGRAMADA STR [MWh]



DNA-PROGRAMADA STR [MWh]		
Áreas PRO	TOTAL DNA PRO	TOTAL DNA [%] PRO
Area Bolívar	108.31	7
Area Cauca-Narino	309.89	20
Area CQR	27.64	2
Area GCM	279.98	18
Area Nordeste	122.16	8
Area Tolima	24.28	2
Area Valle del Cauca	697.62	44
TOTAL DNA PROGRAMADA	1569.88	100

DNA No Programada por áreas operativas

DNA NO PROGRAMADA STR [MWh]



DNA NO-PROGRAMADA STR [MWh]		
Áreas NO PRO	TOTAL DNA NO PRO	TOTAL DNA [%] NO PRO
Area Antioquia-Choco	8.41	0
Area Atlantico	54.39	3
Area Bogota	58.71	3
Area Bolívar	19.84	1
Area Cauca-Narino	171.28	8
Area Córdoba-Sucre	19.47	1
Area CQR	58.27	3
Area GCM	231.6	11
Area Huila-Caqueta	154.32	8
Area Meta	1.62	0
Area Nordeste	72.85	4
Area Valle del Cauca	1193.96	58
TOTAL DNA NO PROGRAMADA	2044.72	100





Riesgos atención de la demanda

- **Situación GCM – Ingreso demanda de Drummond**

Impacto entrada carga Drummond – subárea GCM

Conexión temporal* en T de la carga de Drummond a la línea Fundación - Santa Marta 2 220 kV a 20 km de la subestación Santa Marta 220 kV



Entrada de nueva carga en la subárea GCM en forma escalonada 9 MW aprox en enero, hasta llegar a **40 MW** en el primer semestre de 2015 nuevos



Fecha informada de puesta en operación:
Enero 2015

*Se aprueba la conexión en "T" hasta el 31 de diciembre de 2016

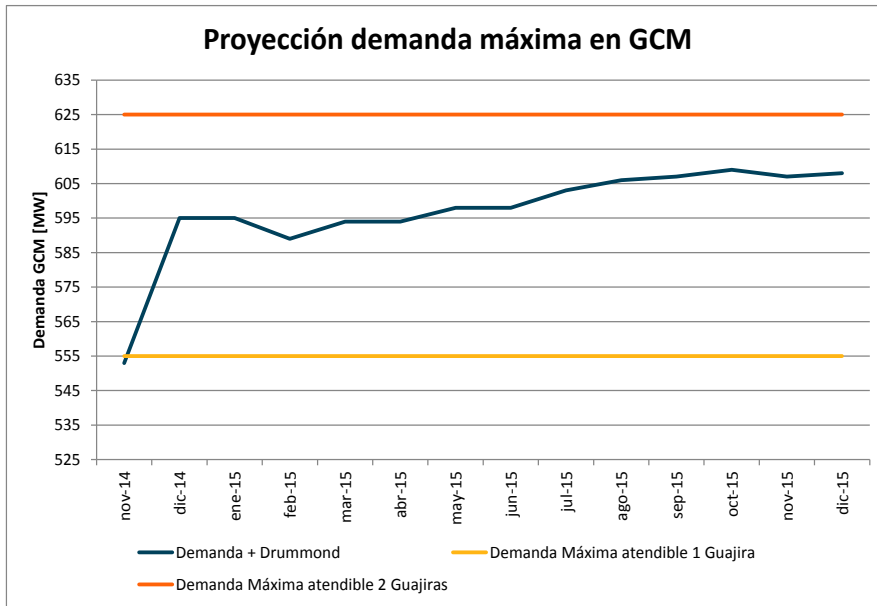


La frontera comercial se encuentra registrada desde el 18 de diciembre de 2014.

Han enviado pronóstico semanal de demanda a partir del 05 de enero.

Riesgos Operativos

Entrada Carga Drummond – subárea GCM



Demanda máxima esperada primer semestre 2015: **600 MW** incluyendo la carga Drummond (40 MW)



De acuerdo con la demanda esperada para el primer semestre de 2015:

- Se refleja la necesidad de programar las dos unidades de generación de Guajira. Sin embargo, de acuerdo con los valores de IH, se identifica que existe un riesgo del 35% de no contar simultáneamente con las dos Guajiras disponibles para la operación.
- Adicionalmente, se tienen los siguientes mantenimientos programados:

Mantenimientos Unidades de Guajira 2015			
	Fecha Inicio	Fecha Fin	Días indisponibles
GUAJIRA 2	20/02/2015	22/02/2015	2
GUAJIRA 1	16/03/2015	23/03/2015	7
GUAJIRA 2	16/05/2015	18/05/2015	2
GUAJIRA 1	21/06/2015	30/06/2015	9
GUAJIRA 2*	07/08/2015	25/09/2015	48
GUAJIRA 1	09/11/2015	16/11/2015	7
GUAJIRA 2	22/11/2015	29/11/2015	7

* Mantenimiento Mayor



Hasta la entrada en operación de proyectos de expansión (noviembre 2015), se observa riesgo para la operación y atención confiable de la demanda en GCM, por tanto se solicita a los agentes acelerar, dentro de lo posible, la entrada en operación de los siguientes proyectos:

Compensación de 17.5 Mvar en la SE El Banco 110 kV

Fecha esperada de entrada en operación: 31 de julio de 2015

Compensación de 35 Mvar en la SE Termocol 220 kV

Fecha esperada de entrada en operación: 27 de noviembre de 2015

ATR 2 Copey 450 MVA 500/220 kV

Fecha esperada de entrada en operación: 30 de noviembre de 2015

Acuerdo CNO 668

PRIMERO: Para garantizar las condiciones actuales de confiabilidad y seguridad de la demanda nacional en la sub-área Guajira Cesar Magdalena (GCM), en los horizontes de planeamiento del Corto Plazo, Despacho Económico, Redespacho y la Operación en tiempo real, el Centro Nacional de Despacho dará prioridad a la atención de la demanda nacional conectada al área GCM y solicitará al Transmisor Nacional que presta el servicio de conexión al STN, la gestión de la desconexión de la carga conectada en “T” a la línea 220 kV Santa Marta – Fundación 01, en caso de requerirse.



El 17 de diciembre se realizó reunión para informar a Drummond el procedimiento de aplicación del Acuerdo, en la cual participaron los agentes indicados.

XM socializó y remitió la consigna operativa que será aplicada en la subárea GCM de acuerdo con lo establecido en el acuerdo CNO 668 a Drummond y Transelca.



Mantenimientos primer semestre 2015

Mantenimientos de impacto sector gas

Enero 2015 - Junio 2015

Del 12 al 14 de febrero y el 17 de marzo Chevron informa trabajos en el sistema de deshidratación de los campos de la Guajira. La máxima capacidad para la costa será 300 MPCD

- Se solicitó a través del COMI desplazar el mantenimiento por fuera de la temporada seca (después de abril) o realizarlos en fin de semana

Promigas informó trabajos en la subestación Palomino del 17 al 28 de marzo generando 300 MPCD de restricción para la costa.

- Se solicitó a través del COMI desplazar estos trabajos para semana santa.

Desde el 26 de marzo y durante 12 días se tendrán trabajos en Cupiagua, con restricción de todo el campo.

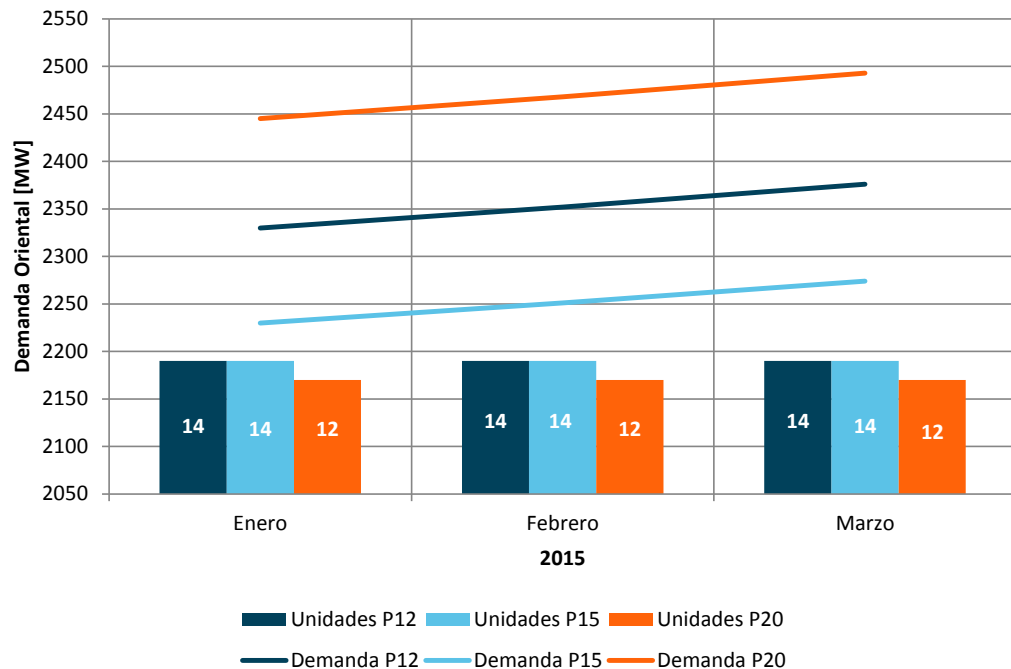
- Se solicita a través del CNO Gas maximizar disponibilidad de gas para el sector térmico del interior

Mantenimientos de generación en Oriental

EMGESA solicitó mantenimiento mayor sobre el grupo 3 de Pagua del 17/02 al 08/03, La Guaca 3, Paraíso 3 (200 MW), de manera simultánea con el mantenimiento de 4 unidades de Chivor

EMGESA ha argumentado que *“debido a problemas de corto circuito entre espiras en ocho bobinas del rotor de la unidad 3 de Guaca, detectados en las pruebas de distribución de voltaje ejecutadas en el equipo el pasado 22-diciembre-2014, lo cual hace que se vuelva prioritario el reemplazo de estos elementos del generador”*. Por lo tanto se presentan los resultados de los análisis realizados.

Demanda esperada Oriental vs. Unidades requeridas

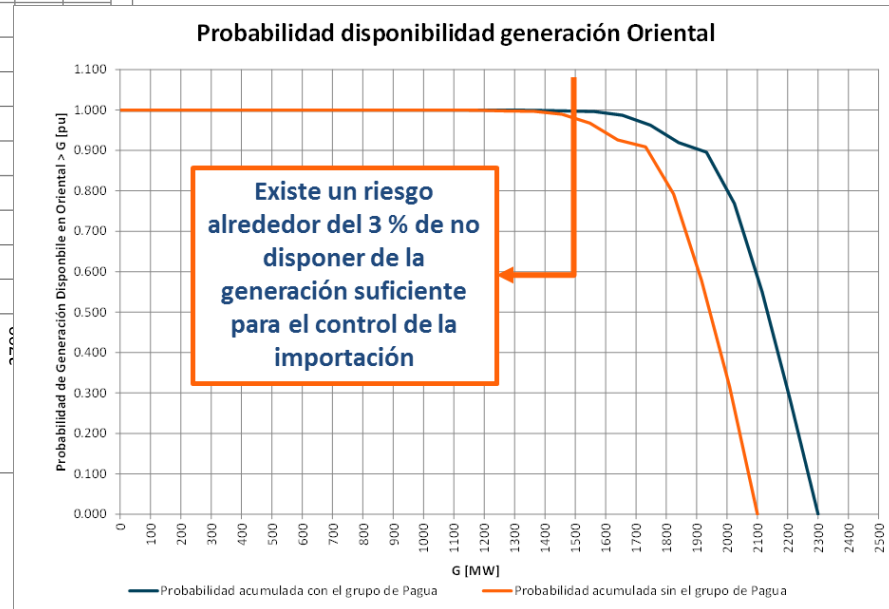
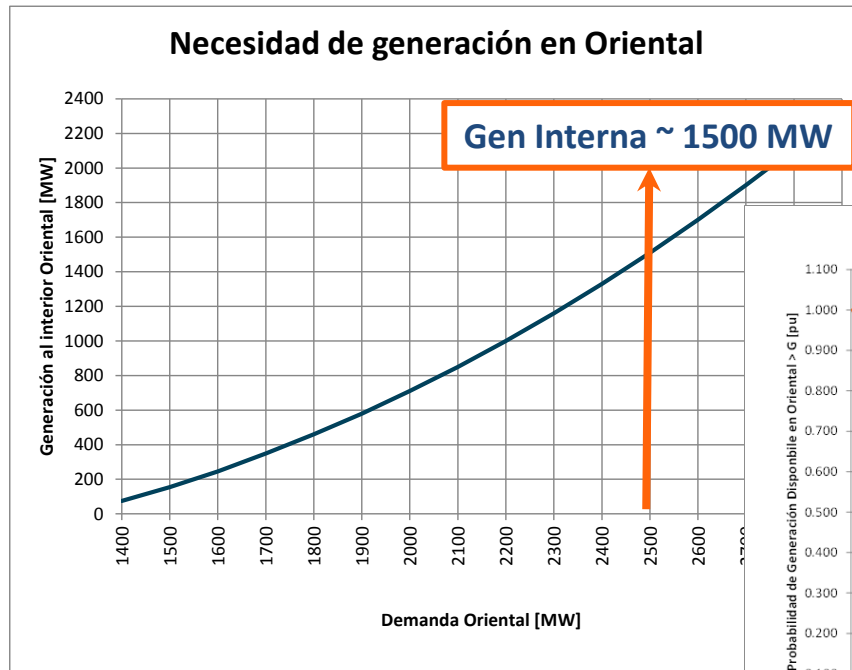


Unidades equivalentes disponibles entre Chivor, Guavio y PAGUA:
18 unidades

Corte eléctrico para control de potencia activa:

Atr Bacatá 500/230 kV / Atr Bacatá 500/115 kV = 520 MW

Mantenimientos de generación en Oriental



Recomendaciones operativas durante los trabajos:

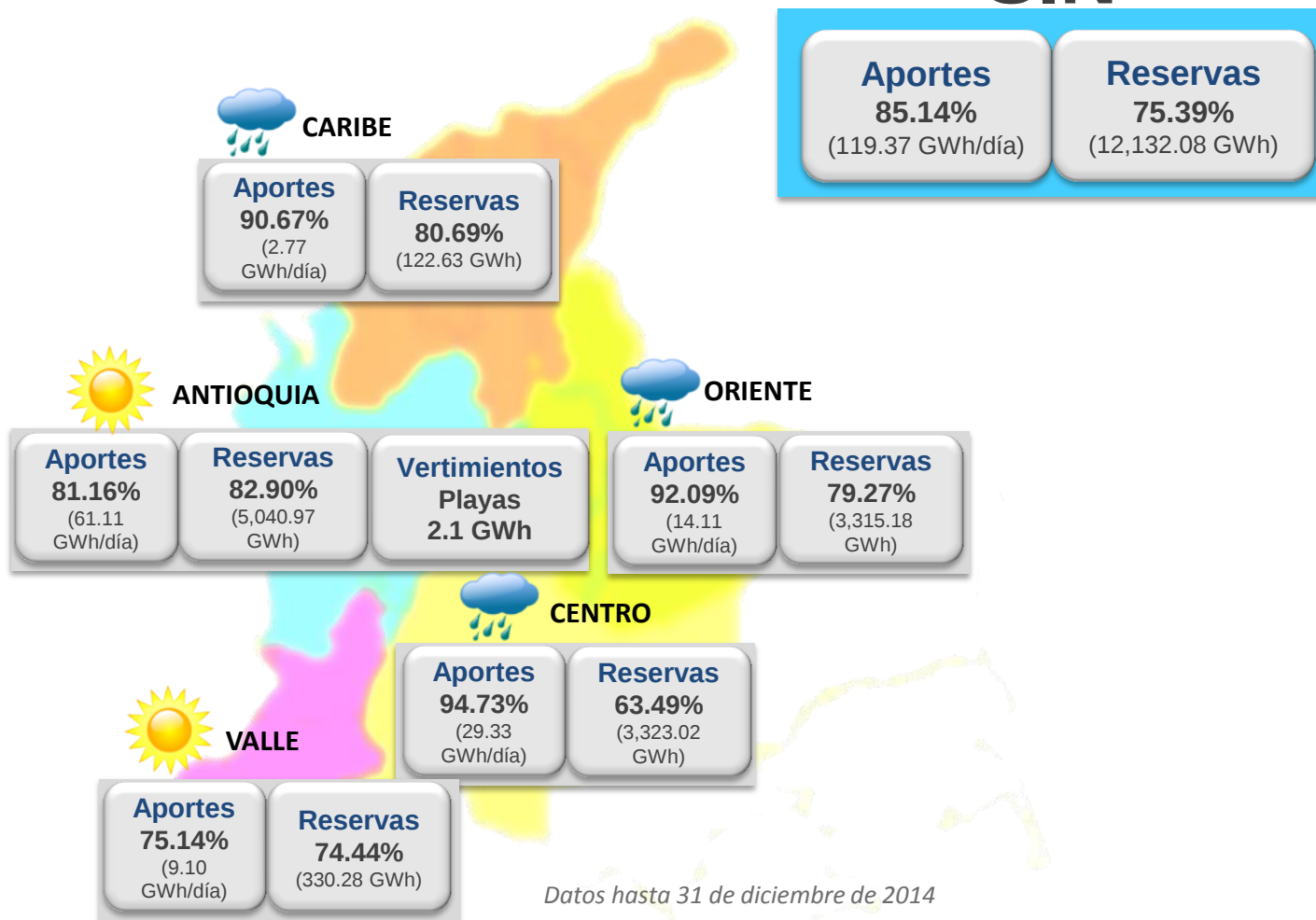
- Incrementar la disponibilidad de las unidades de generación al interior del área Oriental.
 - Incrementar la disponibilidad de la red de transmisión a 230 kV y 500 kV.
 - Incrementar la disponibilidad de los recursos de compensación (condensadores y SVC)
- Incrementar la disponibilidad de la generación de plantas menores , particularmente en las centrales Darío Valencia, El Salto y otras unidades del sur del área.

Evolución variables del SIN



Variables hídricas a diciembre 31 de 2014

SIN

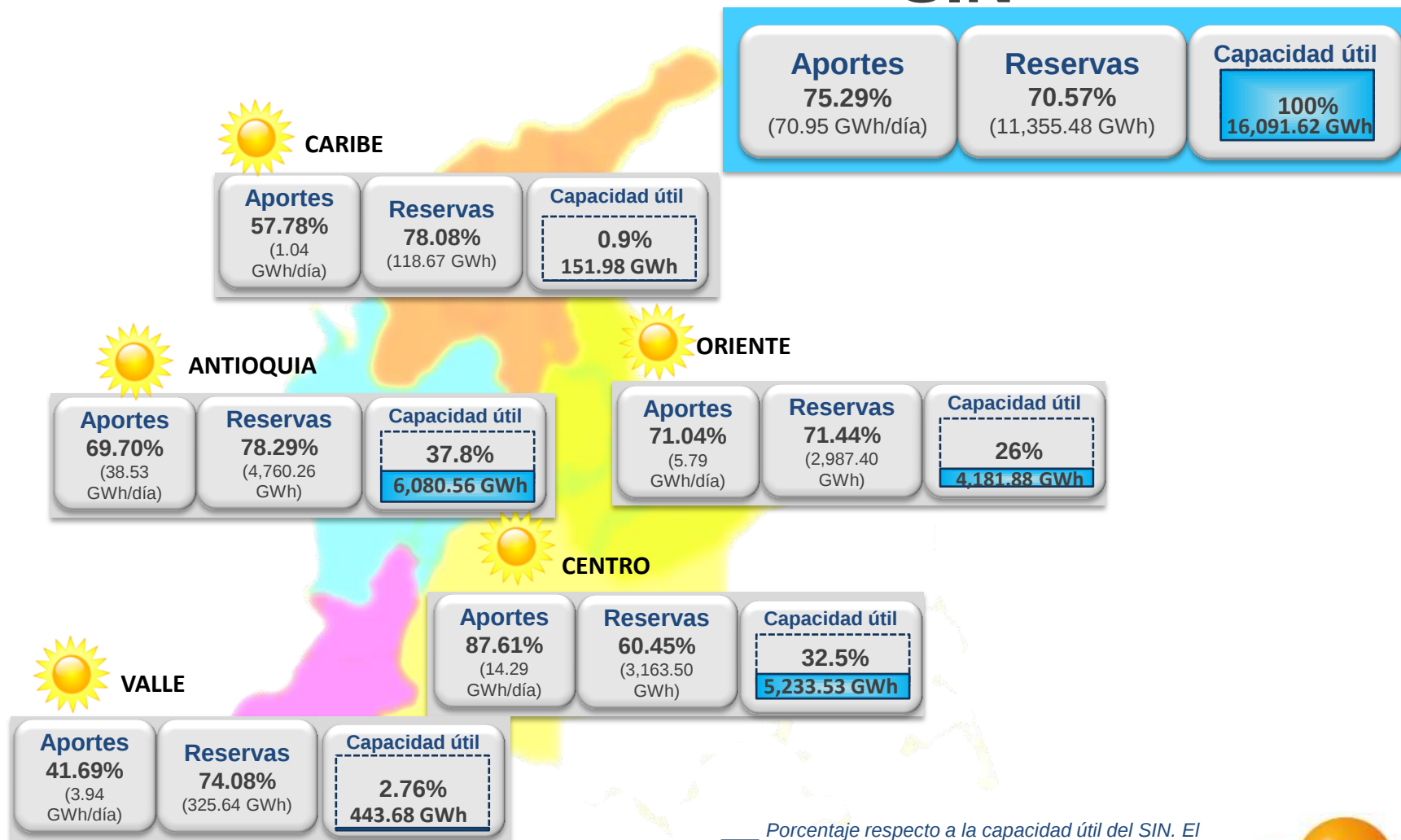


Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Diciembre de 2014 terminó con HSIN < 90% (88.16%)

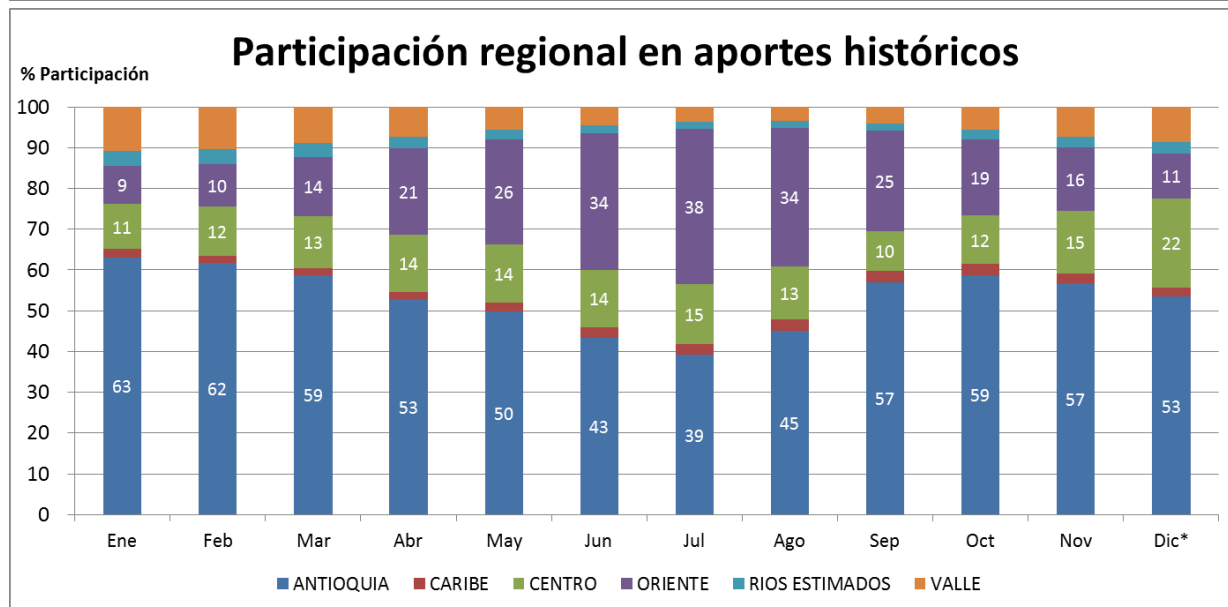
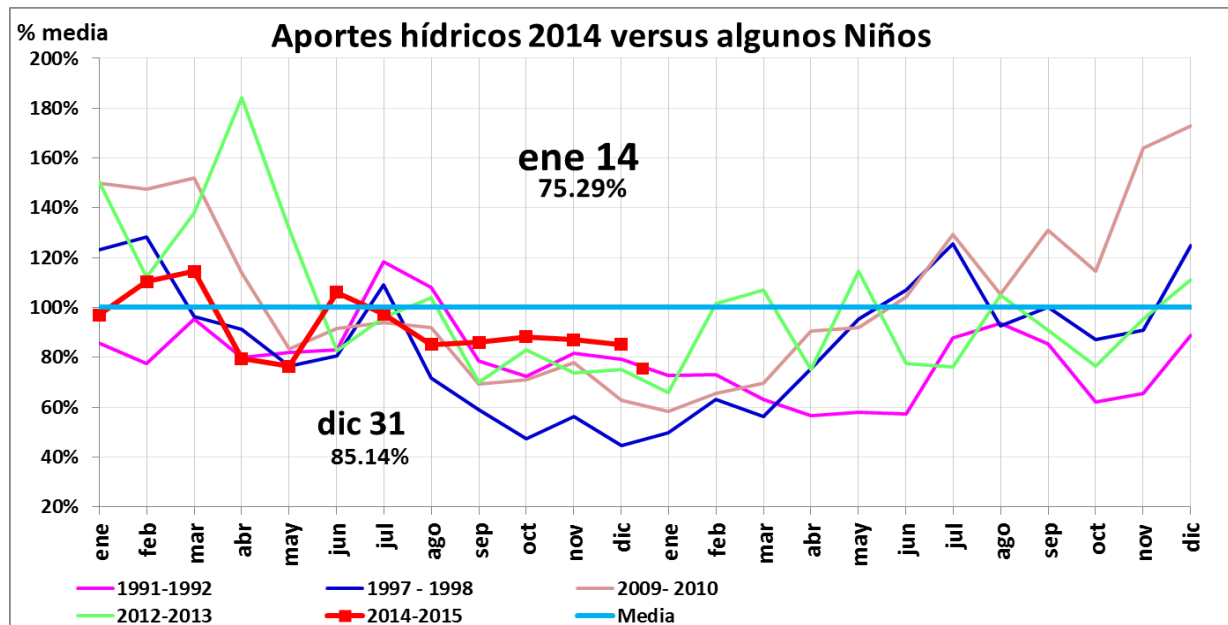
Variables hídricas a enero 14 de 2015

SIN



Porcentaje respecto a la capacidad útil del SIN. El valor mostrado en GWh corresponde a la capacidad útil en energía de la región.

Seguimiento aportes hídricos históricos SIN



Media histórica de aportes

Mes	GWh/día
Ene	88.2
Feb	81.7
Mar	92.8
Abr	141.9
May	190.5
Jun	198.0
Jul	192.4
Ago	171.1
Sep	158.4
Oct	176.2
Nov	177.8
Dic*	141.0

Aportes reales durante 2014

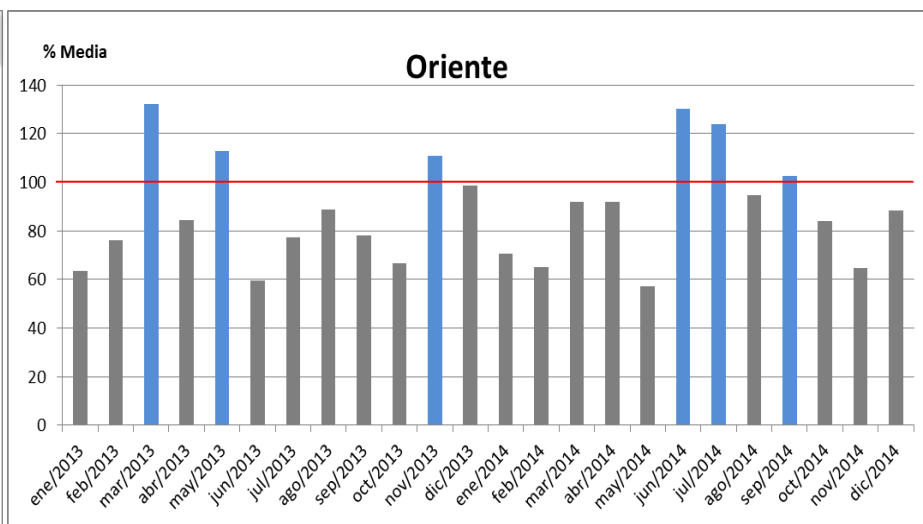
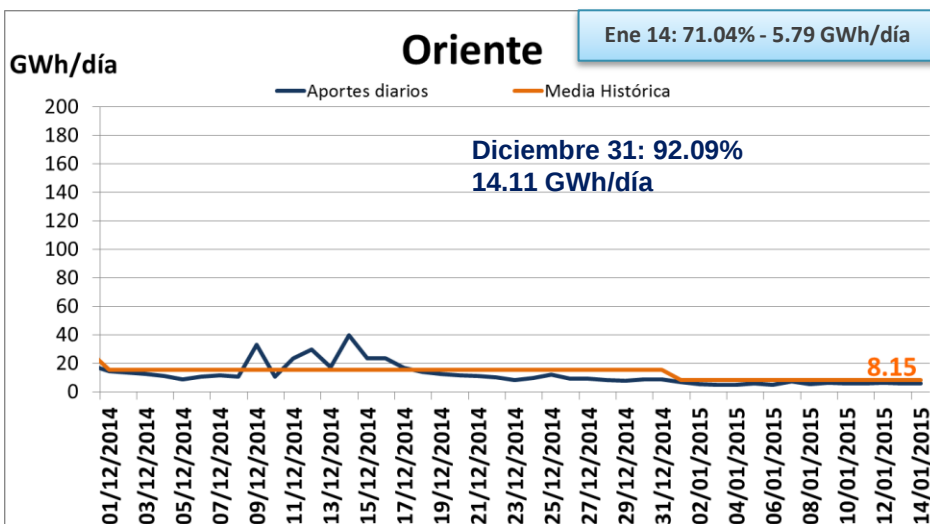
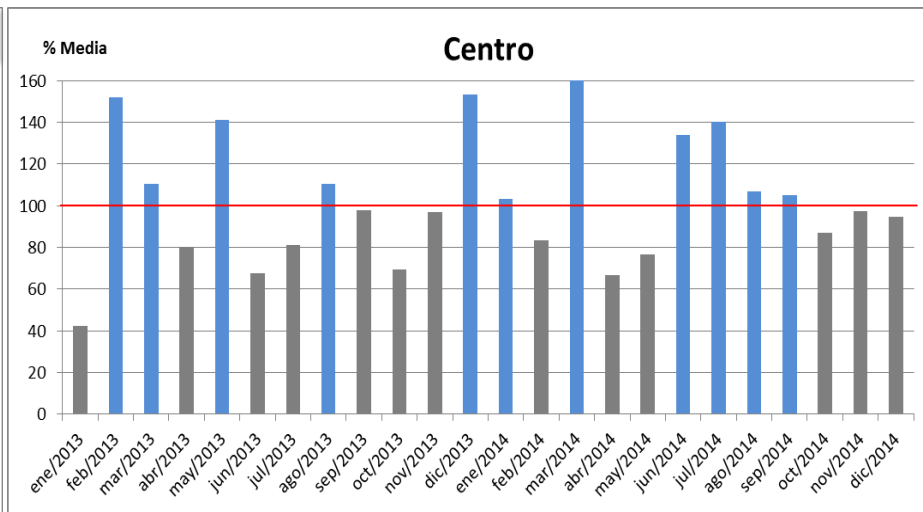
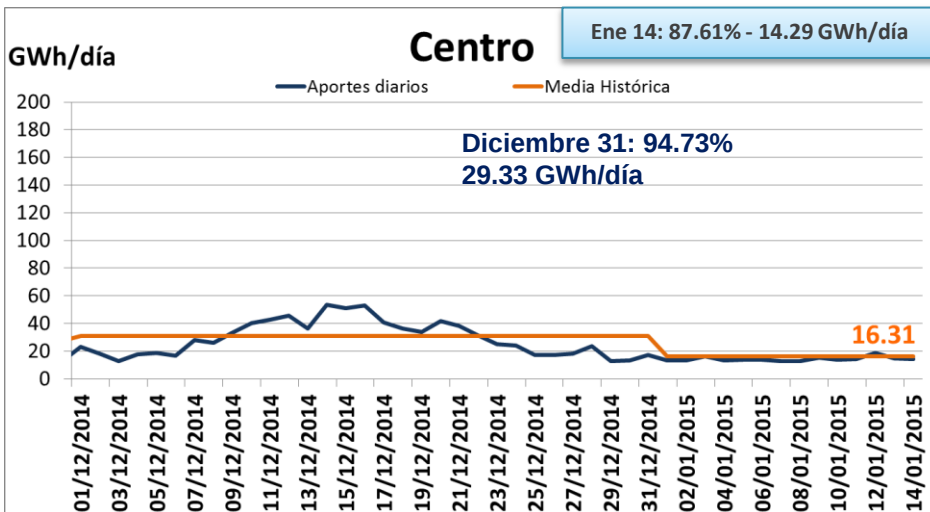
Mes	GWh/día
Ene	85.5
Feb	90.2
Mar	105.8
Abr	112.7
May	145.6
Jun	211.5
Jul	187.3
Ago	145.6
Sep	136.2
Oct	155.4
Nov	154.9
Dic	119.4

* La media histórica de diciembre en GWh y la participación regional incluye a Sogamoso.

Antes de Sogamoso la región Centro participaba en diciembre con el 14% de la media histórica, hoy participa con el 22% de aportes medios históricos del SIN.

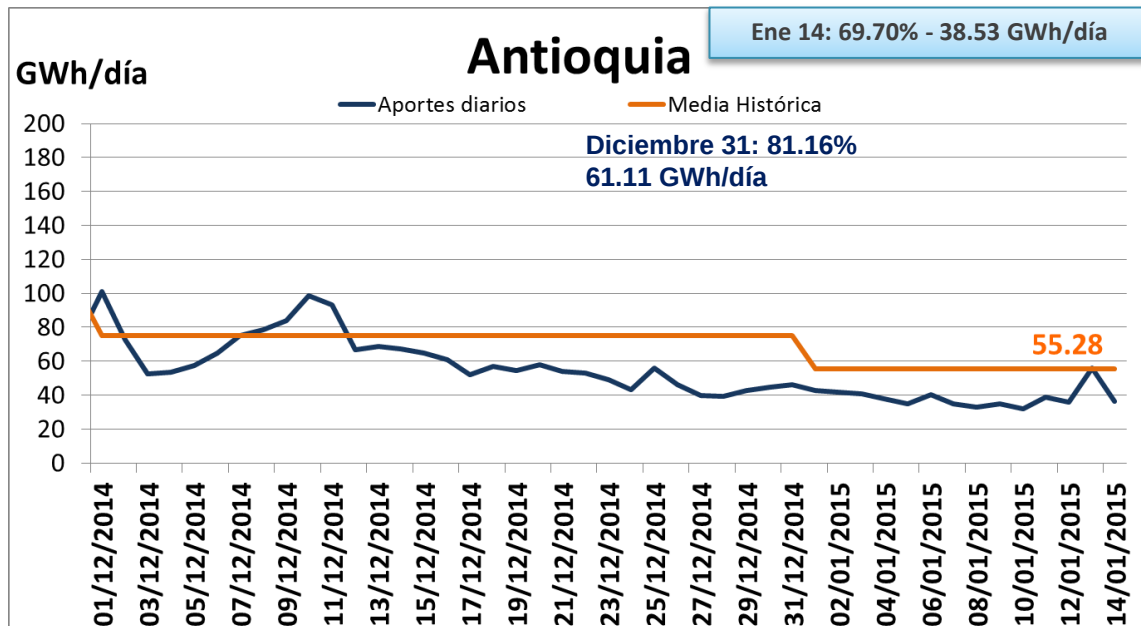
Nota: El embalse agregado del SIN es calculado con la información operativa informada por los agentes

Aportes regionales

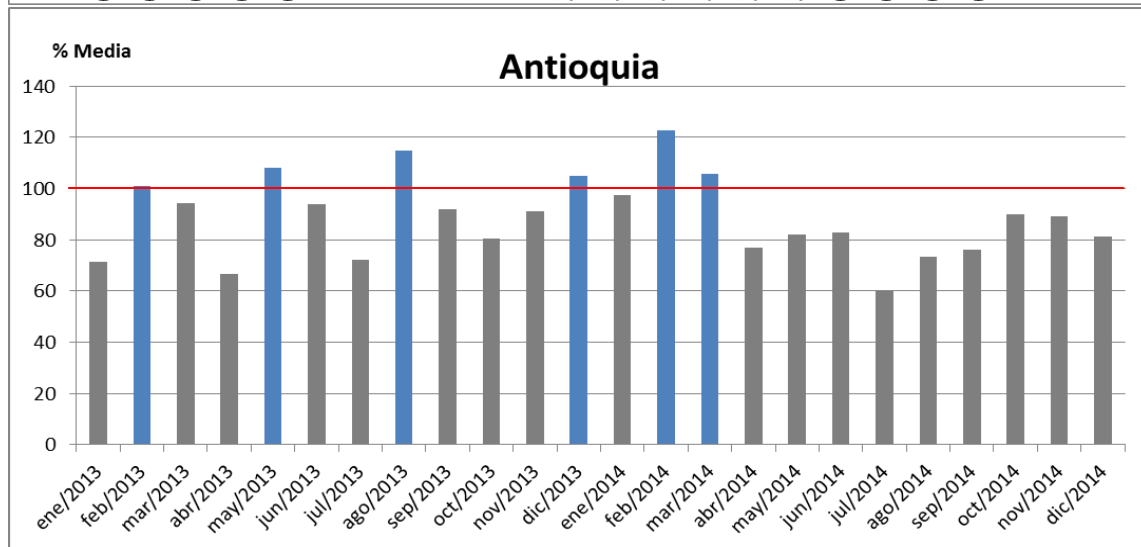


Datos hasta el 14 de enero de 2015

Aportes regionales

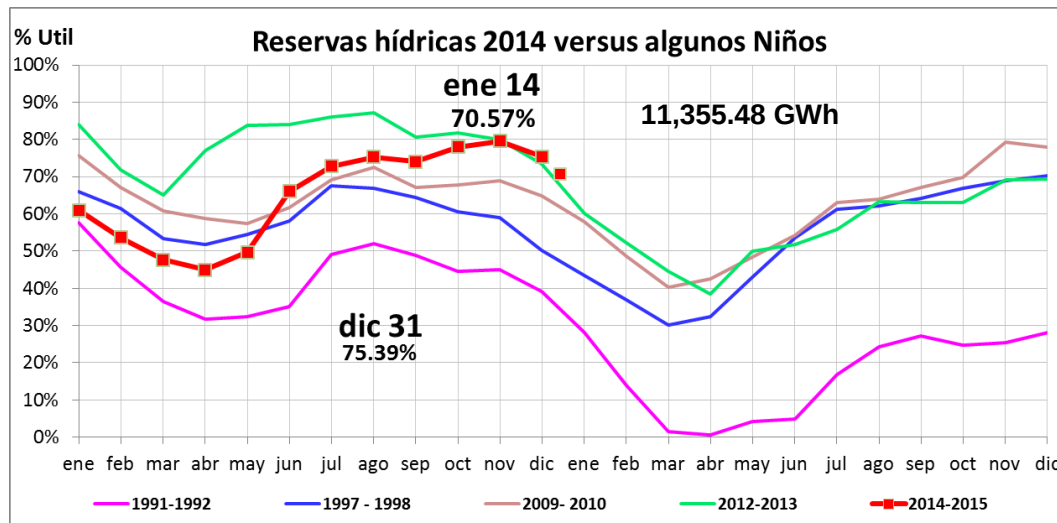


De los últimos 24 meses, sólo 6 estuvieron por encima del 100% de la media en Antioquia.

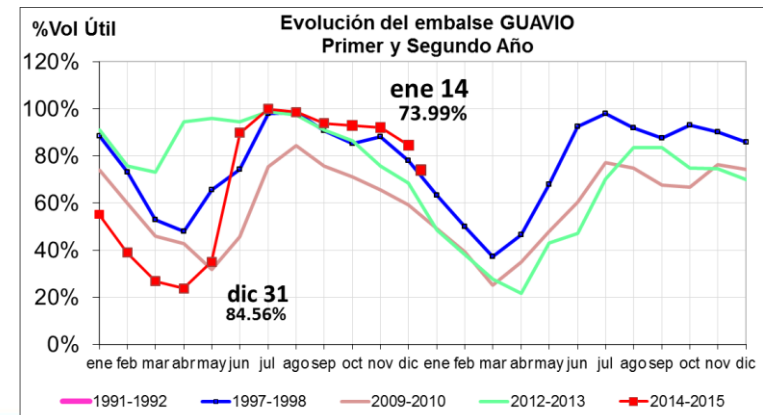
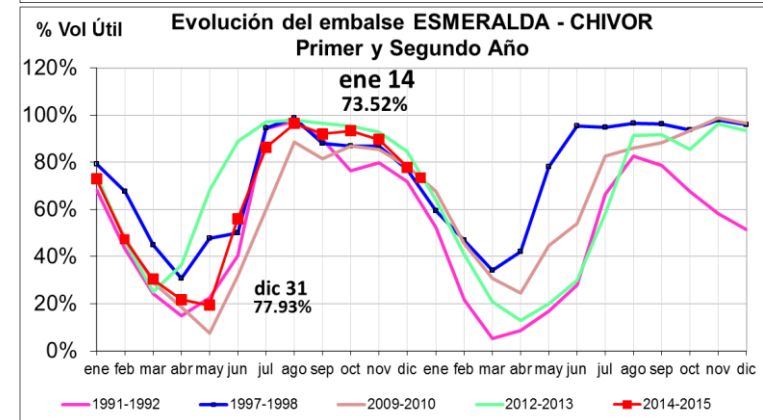
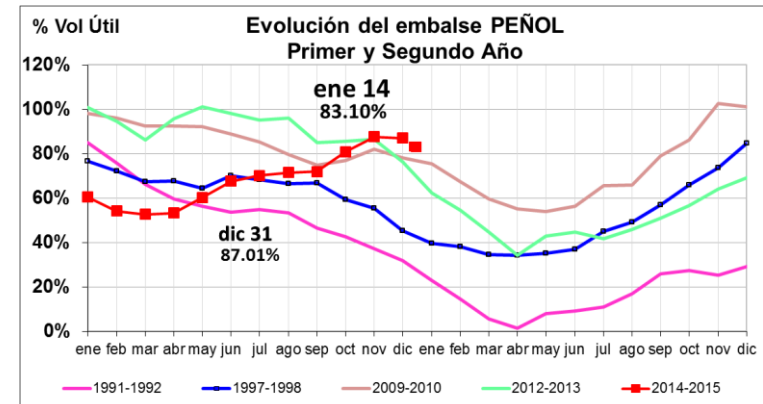


Datos hasta el 14 de enero de 2015

Evolución del embalse agregado SIN y Principales embalses

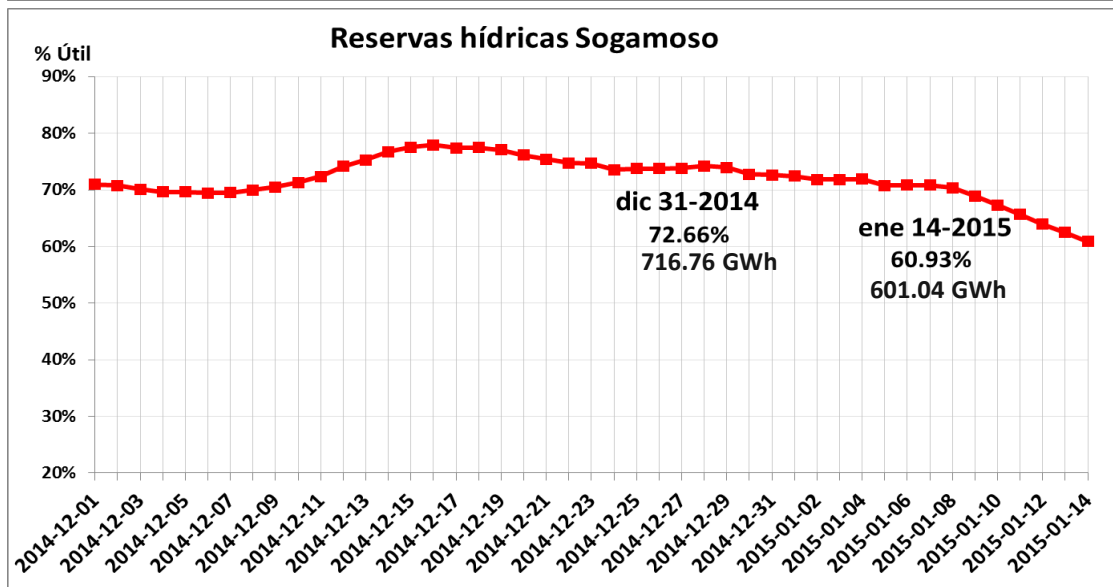
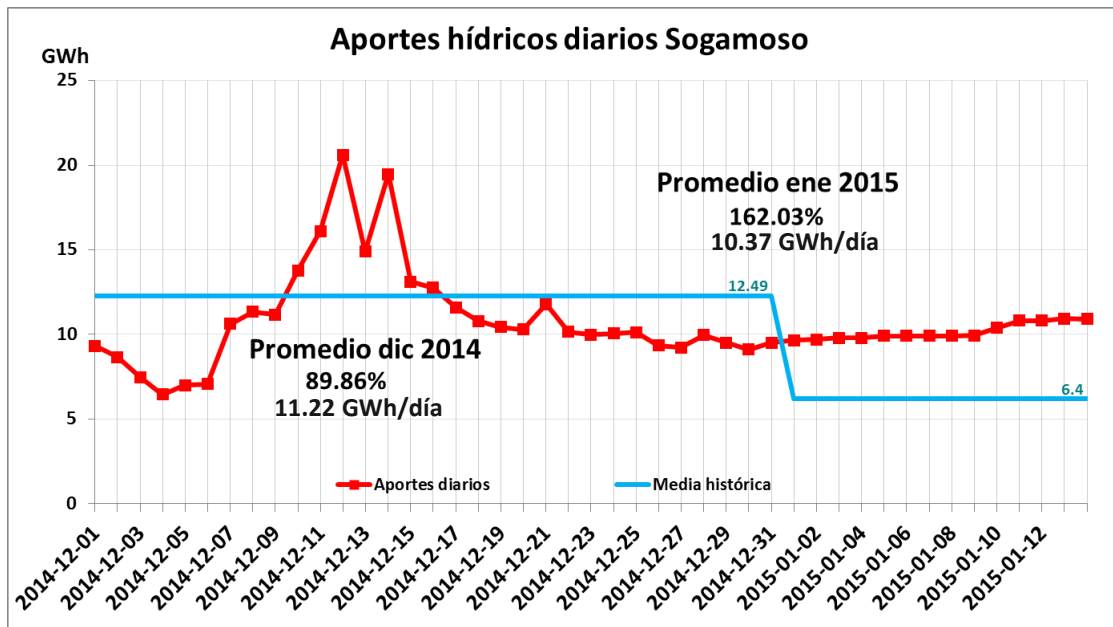


Desde el 30 de noviembre al 31 de diciembre de 2014 el embalse agregado del SIN disminuyó en 3.6 puntos porcentuales (584.65 GWh), lo que equivale a un desembalsamiento promedio de 18.86 GWh-día. De otra parte, durante el mes de diciembre, se vertieron un total de 2.1 GWh en el embalse de Playas de la región Antioquia.

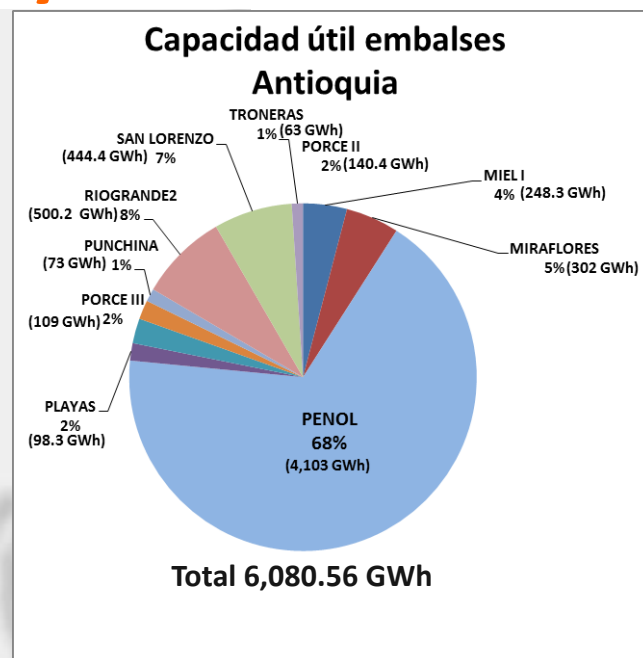
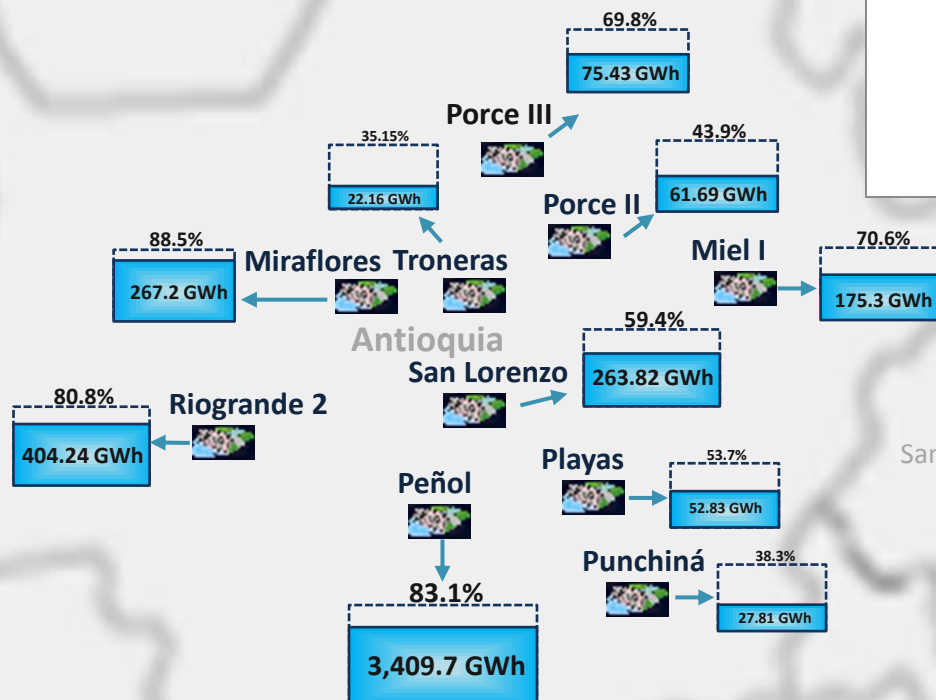
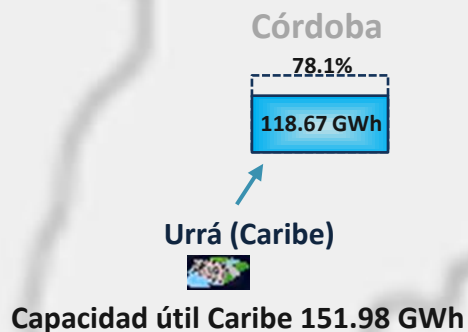


Datos hasta el 14 de enero de 2015

Aportes y reservas Sogamoso



Estado de los embalses Antioquia y Caribe

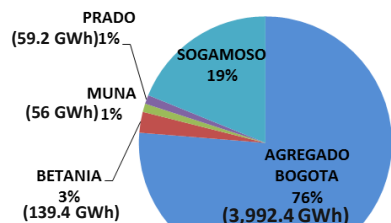


Datos hasta el 14 de enero de 2015

Volumen útil diario en energía

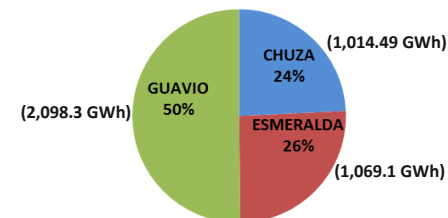
Estado de los embalses Oriente, Centro y Valle

Capacidad útil embalses Centro



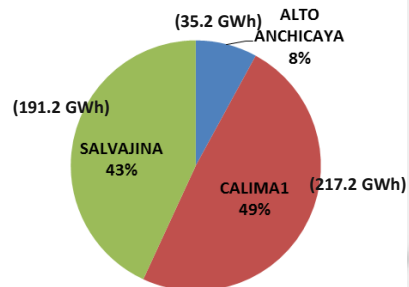
Total 5,233.53 GWh

Capacidad útil embalses Oriente



Total 4,181.88 GWh

Capacidad útil embalses Valle



Total 443.68 GWh

Alto Anchicaya



Calima 1



Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

Calima 1

Salvajina

Cauca

Valle del Cauca

Alto Anchicaya

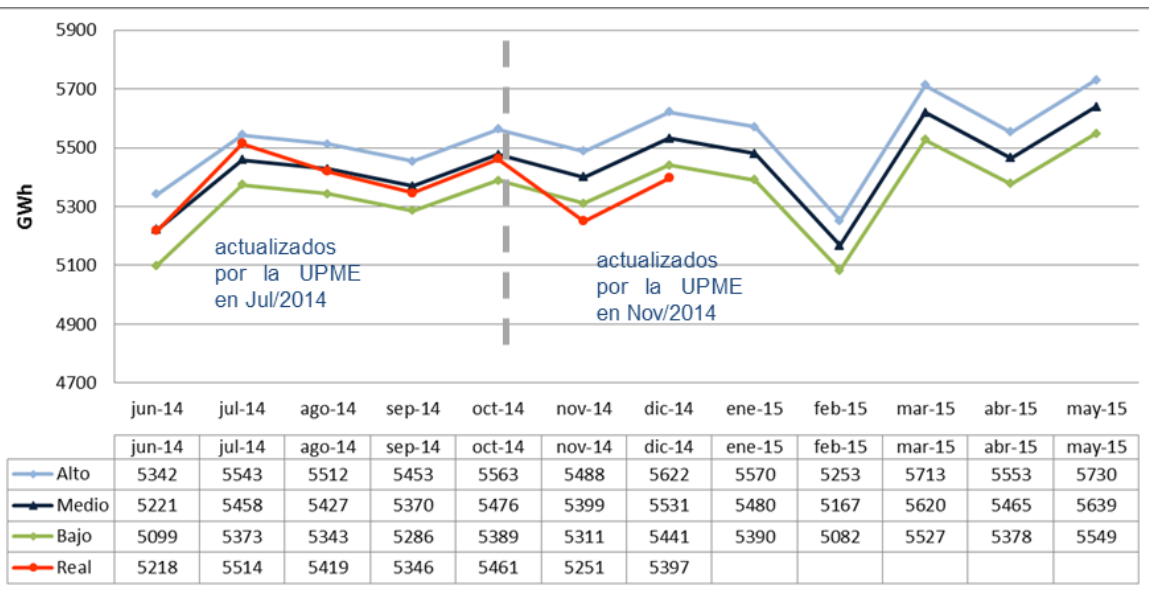
Calima 1

Salvajina

Cauca

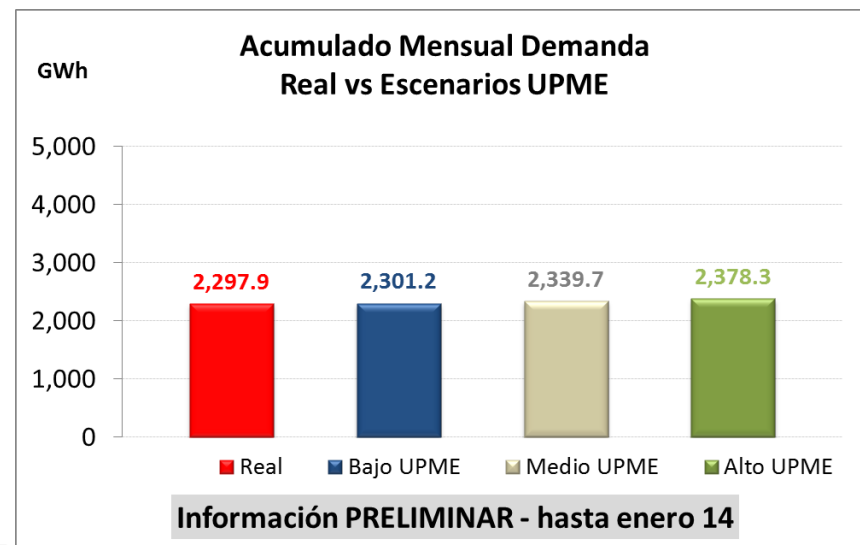
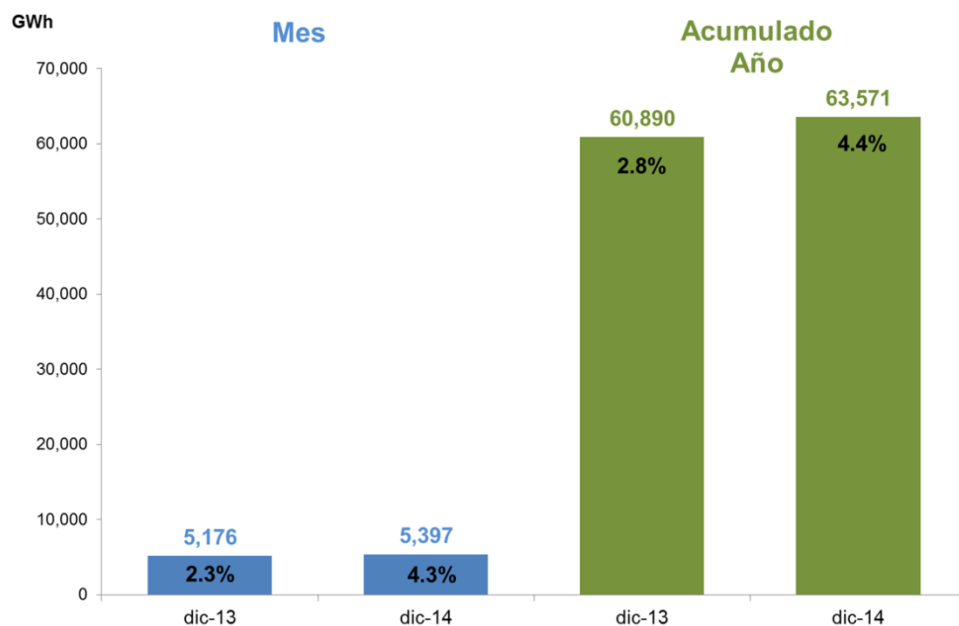
Valle del Cauca

Demanda



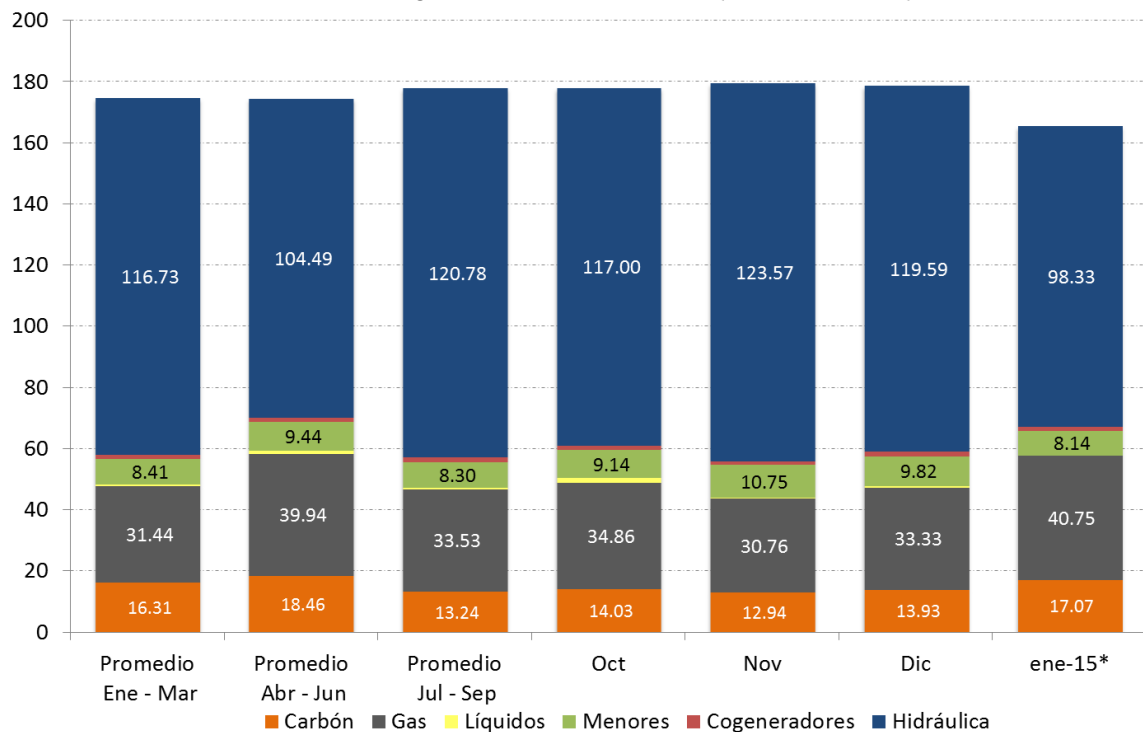
La demanda real registrada en diciembre de 2014 fue de 5,397.4 GWh, la cual se ubicó por debajo del escenario bajo de la UPME.

Crecimiento: 4.3% respecto a diciembre de 2013.



Generación

Generación promedio mes (GWh-día)



Generación - promedio mes (GWh-día)							
	Promedio Ene - Mar	Promedio Abr - Jun	Promedio Jul - Sep	Oct	Nov	Dic	ene-15*
Térmica Total	48.39	59.37	47.35	50.38	43.95	47.73	57.82
Exportaciones - promedio mes (GWh-día)							
A Ecuador	3.20	1.62	1.36	2.08	4.60	4.36	2.65
A Venezuela	0.09	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	3.29	1.82	1.36	2.08	4.60	4.36	2.65
Importaciones - promedio mes (GWh-día)							
Desde Ecuador	0.00	0.09	0.37	0.13	0.00	0.00	0.00

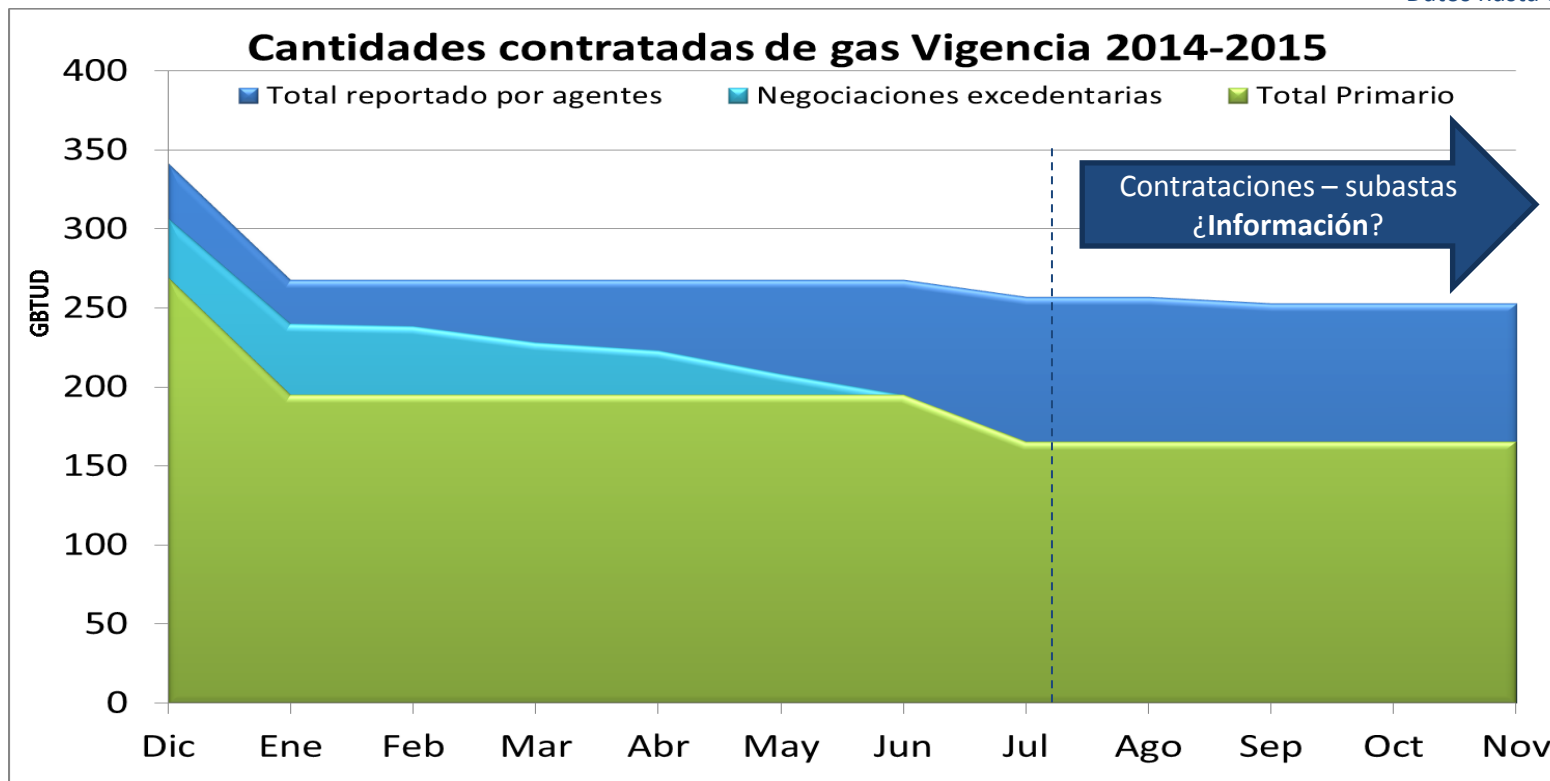
* Datos hasta enero 14 de 2015

Información disponible de cantidades contratadas de Gas

Vigencia 2014-2015

Consumo promedio
Diciembre 286.4 GBTUD
Enero* 344 GBTUD

*Datos hasta el 12 de enero



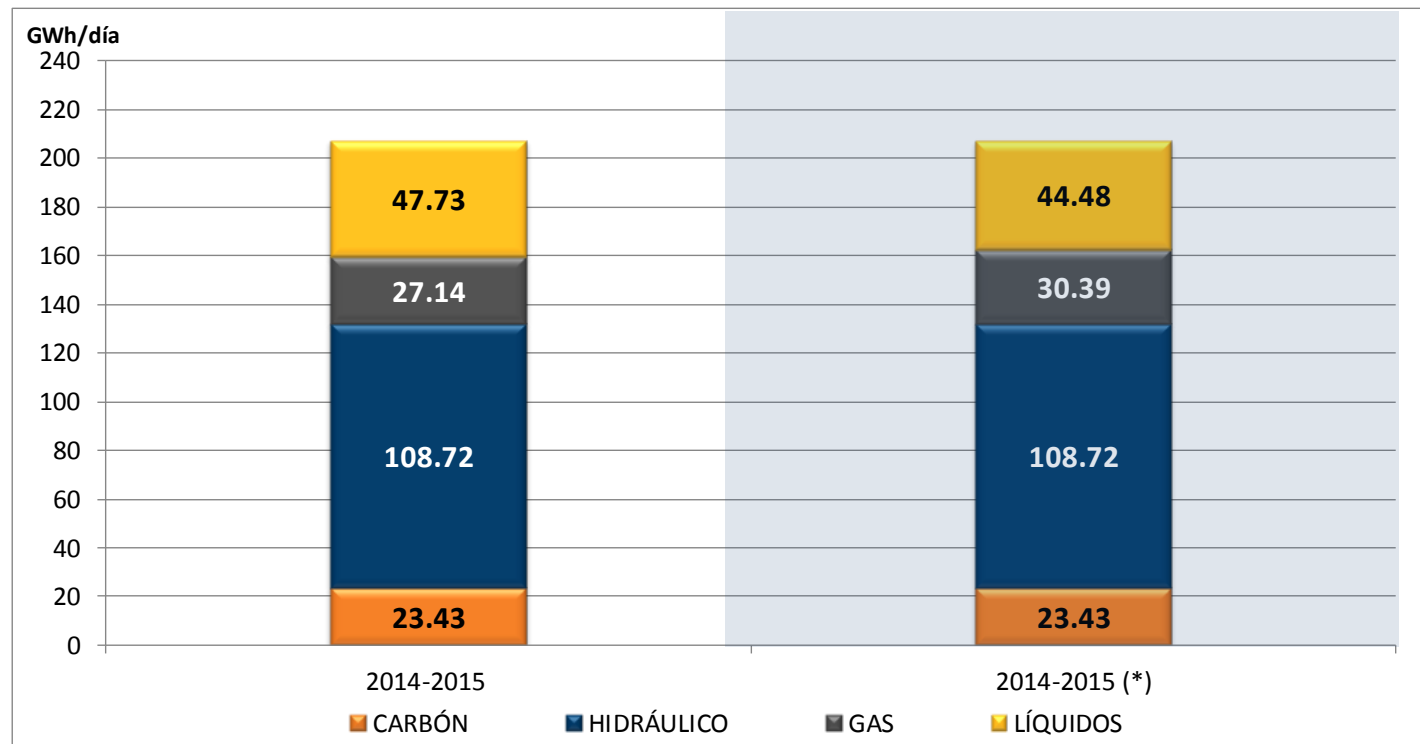
Total primario: corresponde a lo publicado en las Circulares CREG 057/2013, 078/2013 y 083/2014, y a las cantidades verificadas por el CNO Gas en el ejercicio de balance para 2015.

Negociaciones Excedentarias: Corresponde a las cantidades informadas por Ecopetrol como resultado de la negociación establecida en la Resolución CREG 136 de 2014 (periodo de transición, mayo de 2015).

Reportado por agentes: Información suministrada al CNO en cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo CNO 695 (los agentes reportan mayores cantidades contratadas de gas al CNO.)

Esta pendiente el Balance de la información de contratos de Gas por parte del C.N.O. Gas y el C.N.O. Eléctrico

ENFICC vigencia 2014-2015



(*) Considerando cambio de Flores IV a Gas Natural y ACPM (Circular CREG 099 de 2014)

Según la información reportada por los **agentes**, durante la vigencia 2014-2015, el **45.2%** de la ENFICC térmica del SIN corresponde a plantas con combustible líquido.

Combustibles líquidos vigencia 2014 - 2015

Distribuidores	Unidades	Empresas	Combustible	Capacidad neta (MW)	OEF (GWh/día)	GBTUD ⁽²⁾	Barriles/día ⁽³⁾
Bravo Petroleum Logistics	Flores I	Celsia ZF	Diesel	147,8	3,32	25,580	4.603,603
	Flores IV		Diesel/GN	417,9	5,62 ⁽¹⁾	22,180 ⁽¹⁾	4.006,711
Biomax	Termodorada	Chec	Jet A-1/Diesel	45,9	1,01	9,838	1.815,746
	Termosierra	EPM	ACPM	359,21	7,44	50,774	9.131,980
	Termocentro	Isagen	Jet A-1/GN	300	6,00 ⁽¹⁾	21,945 ⁽¹⁾	3.976,351
Petromil	Termobarranquilla 3 y 4	Gecelca	FOIL6	2x55	2,12	25,037	4.168,631
	Central Cartagena 1, 2 y 3	Emgesa	FOIL6 o similar	60,9; 60; 65,89	2,99	35,688	6.026,386
Exxon Mobil	Termocandelaria 1 y 2	Termocandelaria	FOIL2	154; 155	6,63	69,803	12.496,087
	Termoemcali	Emcali	FOIL2/GN	212,840	4,52 ⁽¹⁾	32,238 ⁽¹⁾	5.771,145
	Termovalle	Termovalle	FOIL2/Diesel	194,95	4,27	29,925	5.327,549
TOTAL					43,92	323,00	57.324,18 ⁽⁴⁾

Información tomada de los informes de la auditoría de contratos y documentos de logística de combustibles líquidos - 2014-2015 realizada por USAENE LLC Colombia

⁽¹⁾ Solo lo correspondiente con Diesel

⁽²⁾ Cálculos auditoría

⁽³⁾ Factor de conversión 1 barril = 42 galones

⁽⁴⁾ No fue objeto de la auditoría la verificación de la factibilidad en la atención simultánea de todas las plantas que operan con líquidos

Panorama energético



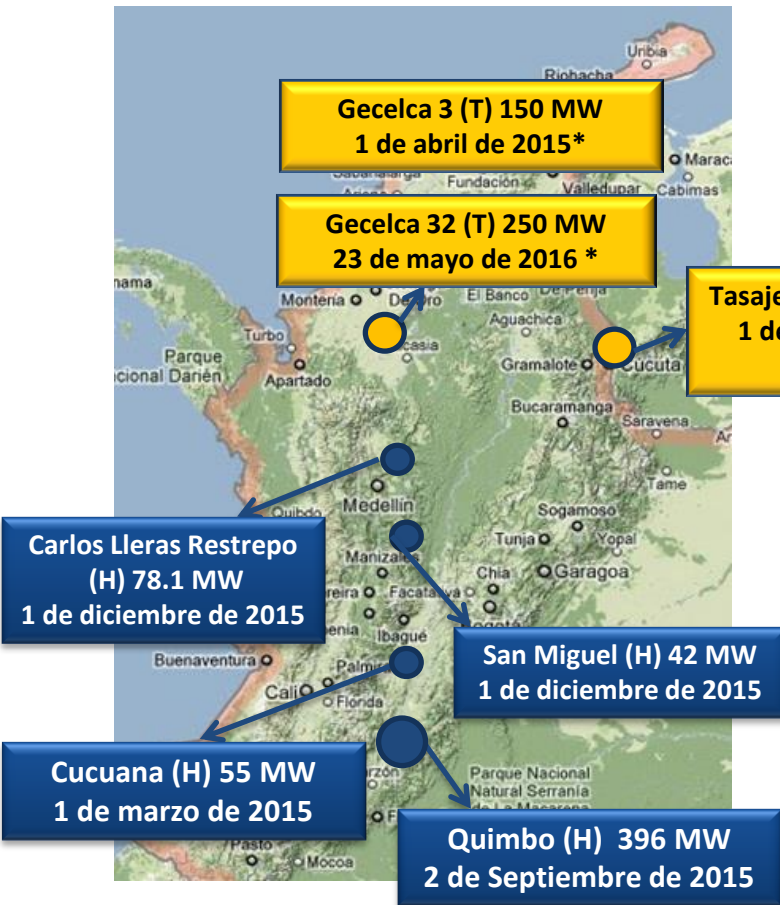
Información básica simulaciones

Información general

Información	Supuesto
Demanda	Escenario Medio UPME todo el horizonte. Rev. (Nov/2014) Ecuador: 2 GWh/día de abril a octubre, 4 GWh/día noviembre y 5 GWh/día en los meses de diciembre y enero. Hacia Venezuela 0 GWh/día en todo el horizonte.
Tipo de Estudio e Hidrología	Estocástico → 100 series sintéticas 2 hidrologías determinísticas
Precios de combustibles	Precios UPME (Diciembre de 2014) + Gas OCG a 11.28 US\$/MBTU
Costos de racionamiento	Último Umbral para enero de 2015 publicado por la UPME 6690.83 \$/kWh
Plantas menores	De Mayo a Noviembre 9.5 GW/día y de Diciembre a Abril 7.5 GW/día
Parámetros	Heat Rate Térmicas: valores reportados incrementadas en 15%. IHF reportados para el cálculo de la ENFICC (Unidades térmicas) IH e ICP calculados para las plantas hidráulicas
Desbalance Hídrico	14 GWh/día
Combustible	Contratos de líquidos y gas. Los contratos de gas incluyen las cantidades reportadas por los agentes en el mercado secundario al CNO.

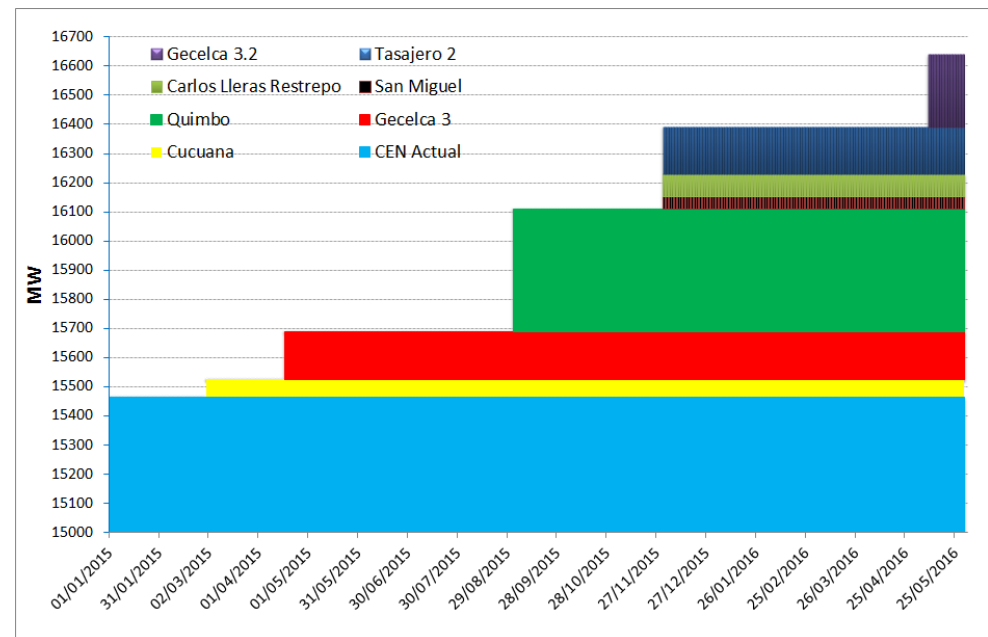
Información básica simulaciones

Proyectos de generación



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

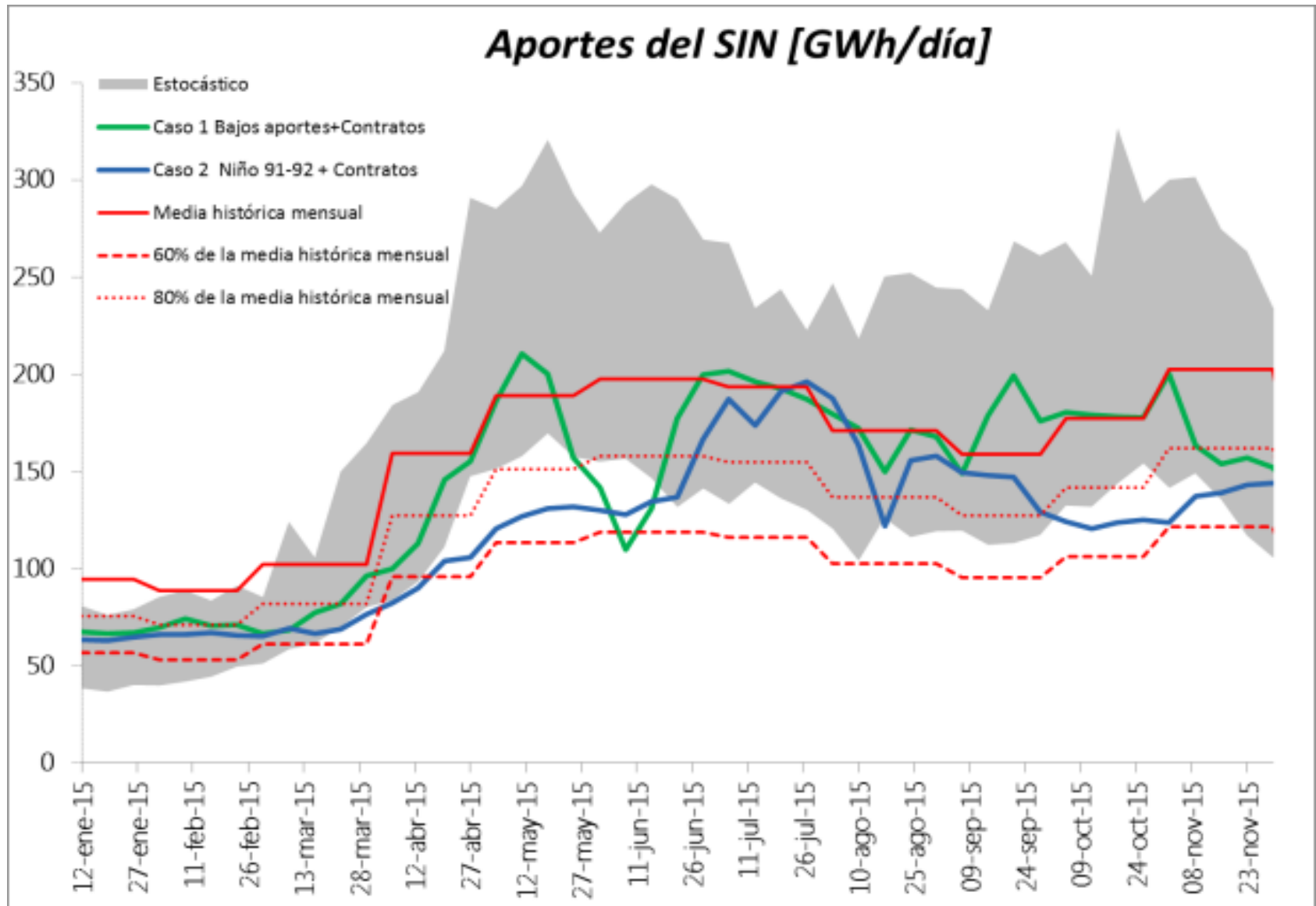
* Información suministrada por el agente.



El incremento de la capacidad efectiva neta es 12% para diciembre de 2015, distribuido así:

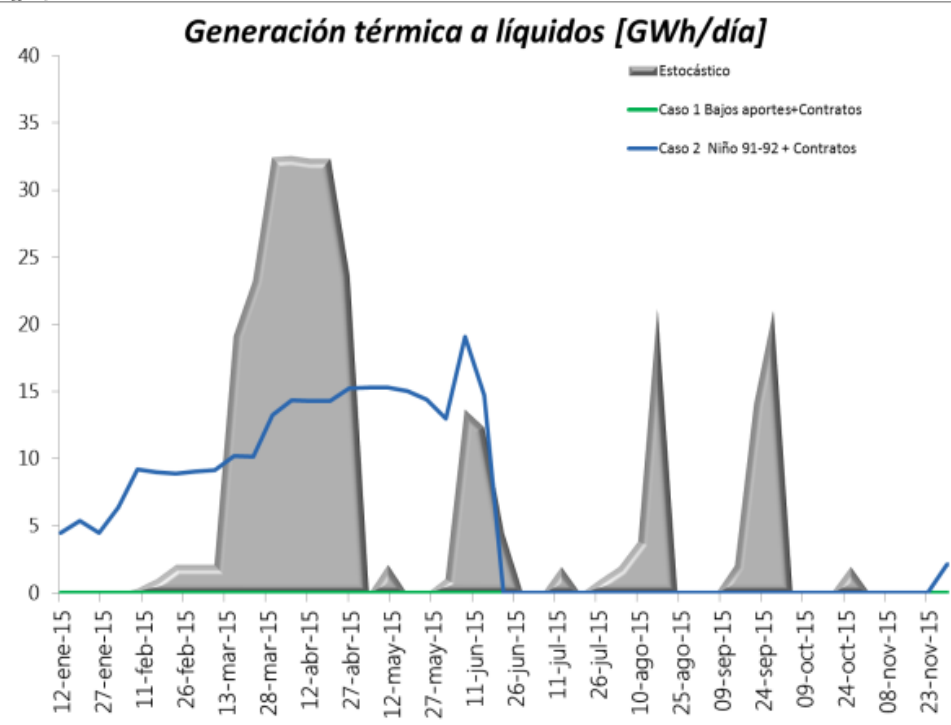
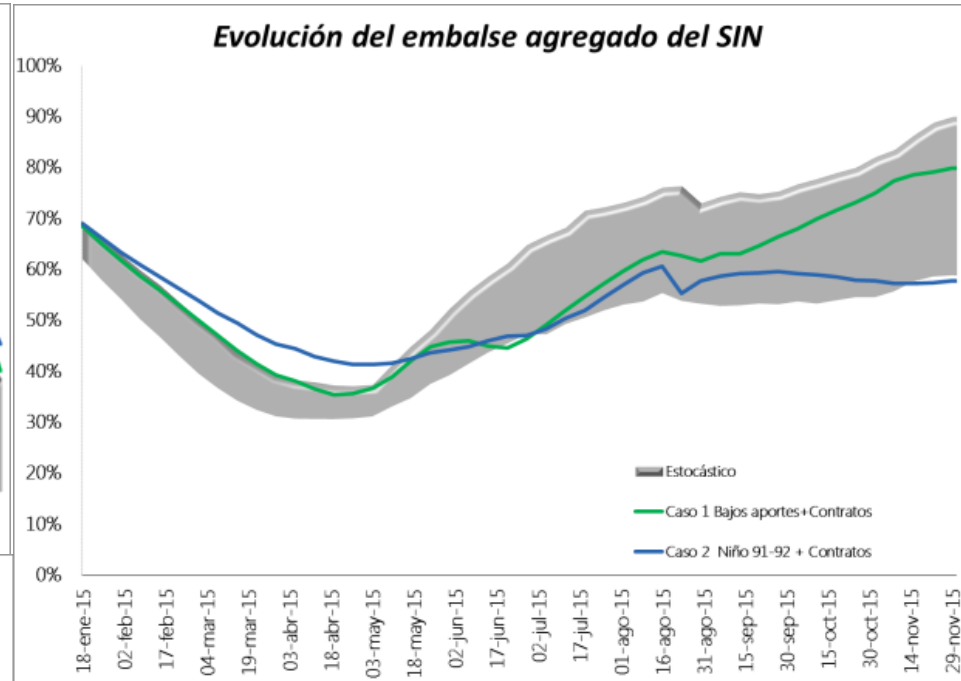
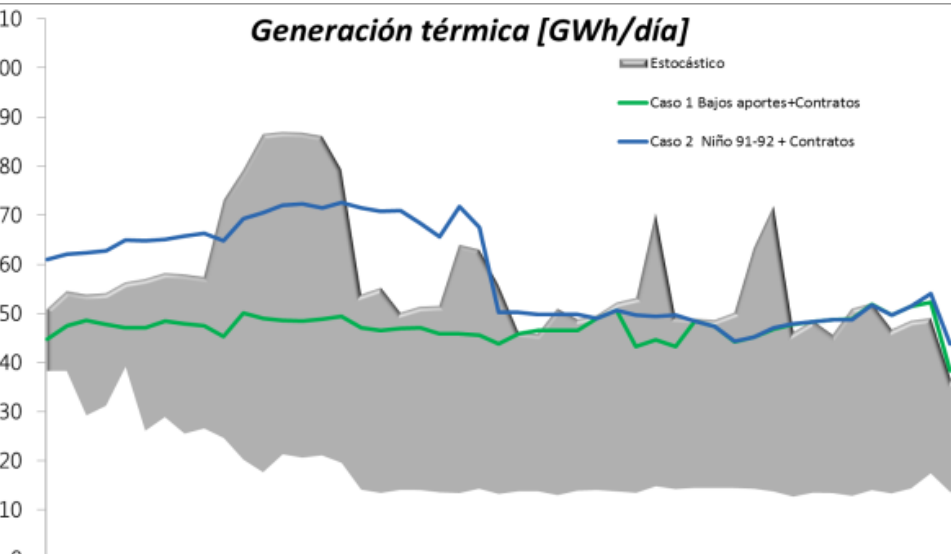
- 8% por proyectos de generación hidráulica
- 4% proyectos de generación térmica.

Información básica simulaciones



*El escenario de bajos aportes del SH&PH es el escenario recomendado en el mes de diciembre

Resultados análisis energéticos



	Consumo de combustibles [GBTUD]			
	Promedio		Máx.	
	Ene/15-Abr/15		Ene/15-Abr/15	
	Gas	Líquidos	Gas	Líquidos
Caso 1	211	0	219	0
Caso 2	295	100	305	144
Estocástico	226	24	289	304

Conclusiones y recomendaciones

1. En condiciones de bajos aportes a los embalses, se puede requerir generación térmica superior a 80 GWh/día durante el verano (dic 2014 – abril 2015), de los cuales se observan necesidades de hasta 33 GWh/día con combustibles líquidos.
2. Ante una condición de bajos aportes que se prolongue hasta noviembre de 2015 (similar al Niño 91-92), se tendrían requerimientos de generación térmica, durante los meses de mayo a noviembre de 2015, entre 50 y 70 GWh/día.
3. Se debe continuar con el **seguimiento detallado a las variables del Sistema** (aportes, demanda, niveles de embalses, generación térmica, disponibilidad y logística de combustibles fósiles, entre otros) de forma que se administren los riesgos que puedan afectar la atención confiable de la demanda.
4. Se debe preparar la infraestructura de producción y transporte de gas y líquidos para garantizar el suministro al sector termoeléctrico, de forma que se pueda garantizar al menos las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme durante el verano.
5. Se debe hacer un **seguimiento especial al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN** (Generación y Transmisión).



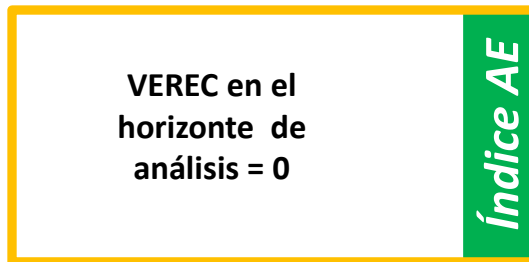
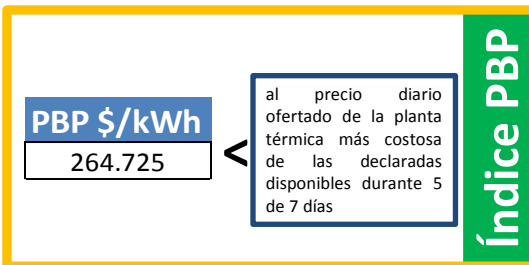
Indicadores Resolución Creg 026/2014

Niveles de alerta y condición del sistema

Res CREG 026/2014 – Enero 09 de 2015

Mes	ED [kWh/día]	Demanda [kWh/día]	Nivel ED
ene-15	184,514,363	176,763,226	
feb-15	182,102,024	184,539,286	
mar-15	183,131,614	181,279,677	
abr-15	189,532,998	182,177,667	
may-15	192,878,539	181,905,806	
jun-15	190,438,685	183,306,667	
jul-15	189,182,376	184,497,742	
ago-15	182,737,827	183,420,000	
sep-15	191,301,428	187,771,333	
oct-15	195,680,232	183,450,323	
nov-15	195,961,342	184,187,333	
dic-15	191,903,876	182,420,323	

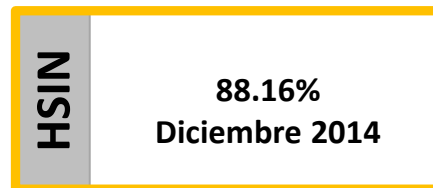
Índice ED



ED	PBP	AE	Condición
			Vigilancia
			Vigilancia
			Riesgo
			Vigilancia
			Vigilancia
			Normal
			Vigilancia
			Normal

Condición del Sistema

Vigilancia



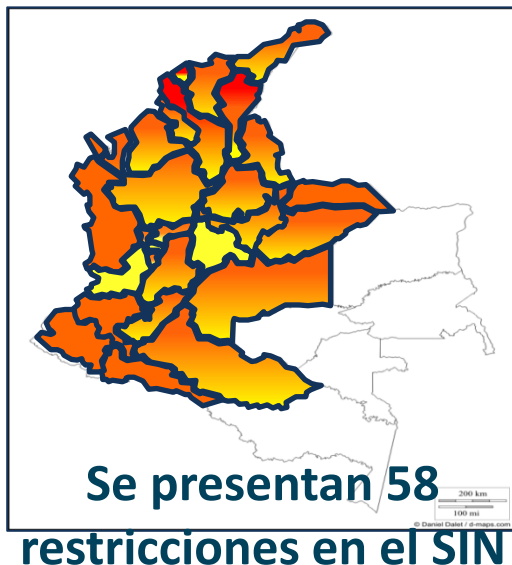
Destacados





Radar de seguimiento proyectos

Restricciones en el SIN

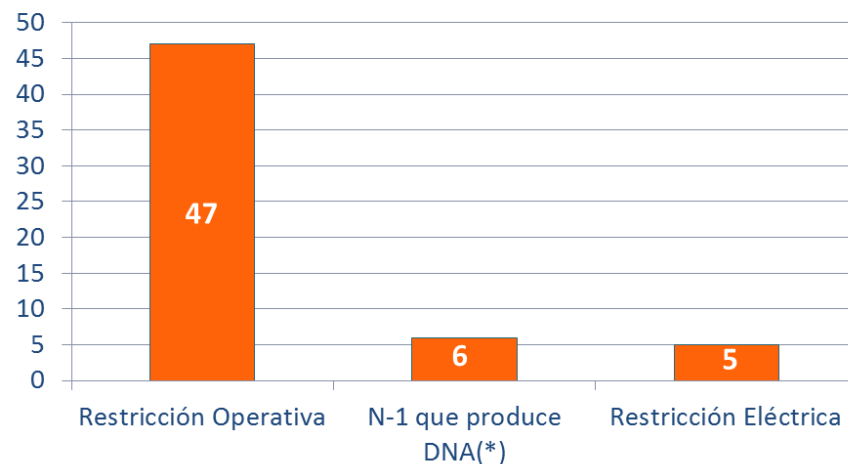


- ✓ 25 a activos del STR (43%)
- ✓ 18 a activos de conexión del STR al STN (31%)
- ✓ 15 a activos del STN (26%)



El 81% de las restricciones pueden generar sobrecostos operativos.

Tipo de Restricción



(*) Sin incluir las redes radiales del SIN

Restricciones eléctricas:

- ✓ Sobrecarga del circuito Envigado - Guayabal y Envigado - Ancón Sur 110 kV en estado normal de operación y ante contingencia sencilla.
- ✓ Sobrecarga en condición normal de operación de Guatapé – Barbosa 1 220 kV.
- ✓ Agotamiento en la capacidad de transformación 220/110 kV en Tebsa y Termoflores.
- ✓ Agotamiento en la red de 110 kV de Atlántico.
- ✓ Agotamiento de la capacidad de transporte del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV ante alta generación térmica.

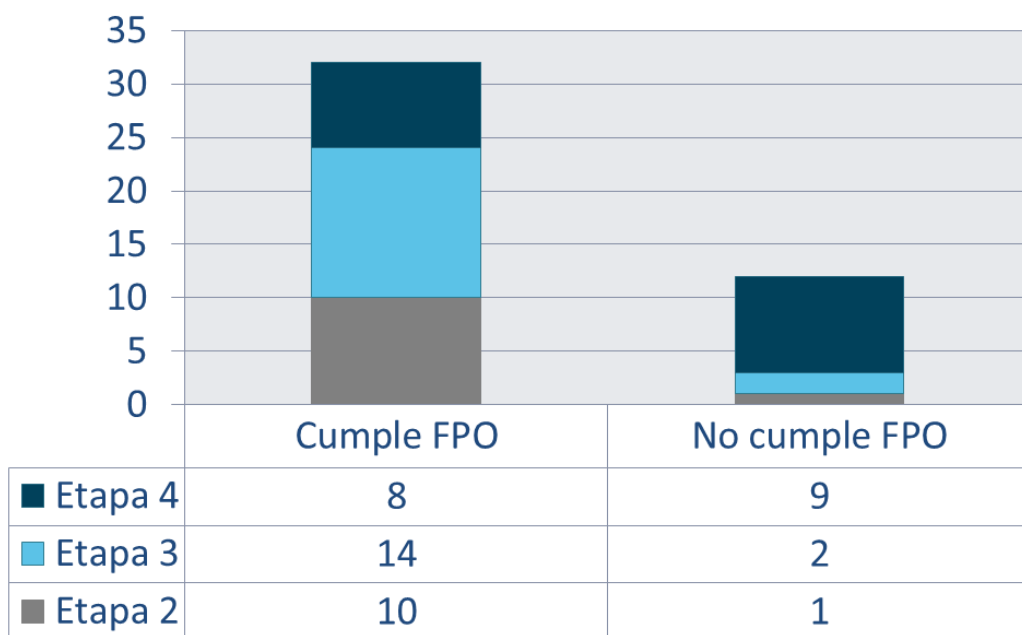


filial de isa

Restricciones en el SIN

- ✓ Existen **44** proyectos que mitigan restricciones (algunos proyectos apuntan a mitigar varias restricciones).

- ✓ Hay **11** restricciones que no tienen proyecto asociado



Etapa 2 tiene concepto, 3: Adjudicado 4: En construcción

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

Si bien, 32 proyectos se espera que cumplan su FPO, 14 están en procesos de licenciamiento, por lo que es muy importante el seguimiento a estos proyectos.

FPO: Fecha de Puesta en Operación

Radar de seguimiento proyectos de expansión

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.

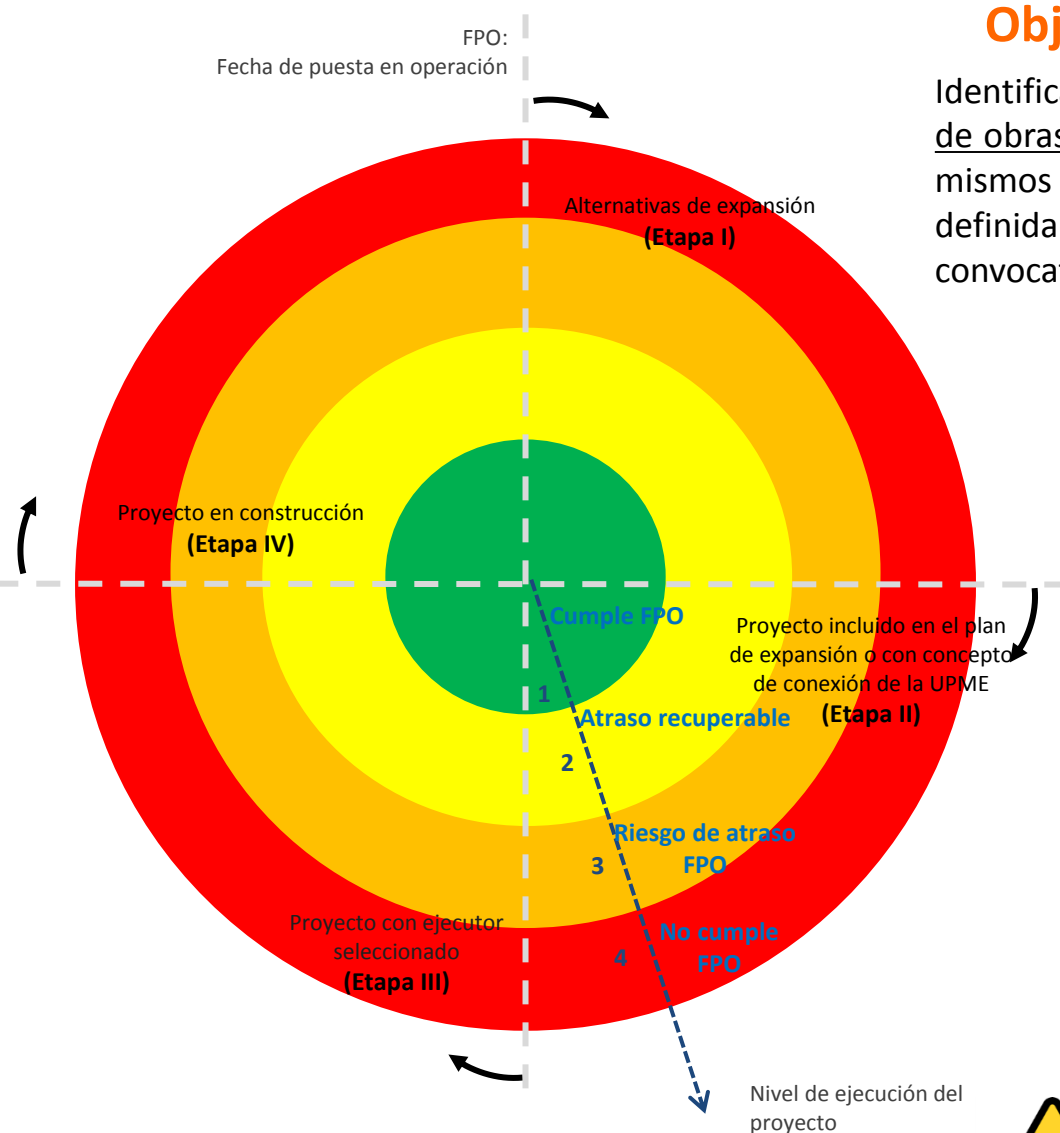
Metodología

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.

Impacto Operativo

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



Se aplica la metodología a
116 proyectos



filial de isa

Radar de seguimiento

STN Convocatorias

STN CONVOCATORIA			
Cumple con la FPO	Etapa del proyecto	Proyectos	
		No.	Nombres
Nivel 1: Cumple FPO	1. Alternativas expansión		
	2. Plan de expansión o concepto UPME	4	Ituango 500kV, Refuerzo 500kV Costa Atlantica, Refuerzo 500kV Suroccidente, Refuerzo Oriental 500kV
	3. Adjudicado	8	Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza, Tuluní 230kV, Guayabal 230kV, Suria 230kV, Caracolí 230kV, Monteria 230kV, Reforma 230kV, Río Córdoba 230 kV
	4. En Construcción	1	Copey 230kV
Nivel 3: Riesgo de atraso	1. Alternativas expansión		
	2. Plan de expansión o concepto UPME		
	3. Adjudicado	1	Línea Bolívar – Termocartagena 220kV
	4. En Construcción		
Nivel 4: No cumple FPO	1. Alternativas expansión		
	2. Plan de expansión o concepto UPME	1	La Loma 500kV
	3. Adjudicado	2	Quimbo . Línea Quimbo -Alferez, Chivor Norte Bacatá
	4. En Construcción	4	Nueva Esperanza 230kV, Nueva Esperanza 500kV, Quimbo . Línea Quimbo -Altamira, Armenia

Con la adjudicación de los proyectos Caracolí y Suria, se presentó un cambio de la etapa 2 a la etapa 3. Con este cambio la fecha de puesta en operación de los DSI se actualizó, presentándose un retraso en la entrada en operación de estos proyectos en 14 meses.

El 80% de los proyectos que se encuentran en construcción están atrasados con respecto a la FPO, un proyecto presenta riesgo de atraso y solamente un proyecto va a cumplir con la FPO

El impacto de los proyectos del STN convocatoria es:

- 1 impacto A (Aumento confiabilidad)
- 21 impacto B (Disminución o eliminación de restricciones operativas)

21 proyectos

Radar de seguimiento

STN Ampliación

Los proyectos por Ampliación que se encuentran en construcción cumplen con la fecha de entrada en operación:

- ✓ STATCOM - Bacatá 500 kV
- ✓ Bahía TRF Sabanalarga
- ✓ SVC - TUNAL*

Los proyectos que aún no han iniciado construcción y presentan atrasos no recuperables con respecto a la fecha de puesta en operación son:

- ✓ Instalación compensación S/E Termocol 35 MVar
- ✓ Segundo TRF Bosque 220/66 kV
- ✓ Bahía transformación S/E Reforma (3 ATR)

8 proyectos

El impacto de los proyectos del STN Ampliación es:

- 1 impacto A (Aumento confiabilidad)
- 5 impacto B (Disminución o eliminación de restricciones operativas)
- 2 impacto D (Disminución DNA)

STN AMPLIACIÓN			
Cumple con la FPO	Etapas del proyecto	Proyectos	
		No.	Nombres
Nivel 1: Cumple FPO	1. Alternativas expansión		
	2. Plan de expansión o concepto UPME		
	3. Adjudicado	2	Segundo Circuito Betania Mirolindo 230kV, Bahía transformación S/E La Sierra
	4. En Construcción	3	STATCOM - Bacatá 500kV, SVC - Tunal, Bahía TRF Sabanalarga
Nivel 3: Riesgo de atraso	1. Alternativas expansión		
	2. Plan de expansión o concepto UPME		
	3. Adjudicado		
	4. En Construcción		
Nivel 4: No cumple FPO	1. Alternativas expansión		
	2. Plan de expansión o concepto UPME		
	3. Adjudicado	3	Instalación compensación S/E Termocol 35 Mvar, Segundo TRF Bosque 220/66kV, Bahía transformación S/E Reforma (3 ATR)
	4. En Construcción		



filial de isa

* Información corte a Noviembre de 2014. Este proyecto actualmente se encuentra en operación

Radar de seguimiento

STR

STR		
Cumple con la FPO	Etapas del proyecto	Número de proyectos
Nivel 1: Cumple FPO	1. Alternativas expansión	
	2. Plan de expansión o concepto UPME	15
	3. Adjudicado	14
	4. En Construcción	4
Nivel 3: Riesgo de atraso	1. Alternativas expansión	
	2. Plan de expansión o concepto UPME	
	3. Adjudicado	
	4. En Construcción	
Nivel 4: No cumple FPO	1. Alternativas expansión	
	2. Plan de expansión o concepto UPME	7
	3. Adjudicado	36
	4. En Construcción	11

87 proyectos

50 proyectos se encuentran adjudicados sin comenzar la construcción, 14 de ellos cumplen con la fecha de entrada en operación. Sin embargo, 36 proyectos presentan atrasos no recuperables con respecto a la fecha de puesta en operación

62% de los proyectos del STR analizados están atrasados con respecto a la fecha de entrada en operación

El impacto de los proyectos del STR es:

- 55 impacto A (Aumento confiabilidad)
- 2 impacto B (Disminución o eliminación de restricciones operativas)
- 12 impacto C (Disminución o eliminación de restricciones eléctricas)
- 18 impacto D (Disminución DNA)



filial de isa

Proyectos de generación

N°	PROYECTO	AGENTE	Reporte Agosto de 2014		Reporte Diciembre de 2014	
			Fecha posible de puesta en operación (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)	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%	Noviembre de 2018	26.80%
2	Tasajero II	Termotasajero	2015-11-30	81.80%	2015-11-30	92.00%
3	Quimbo	Emgesa	Unidad 1: 30/04/2015 Unidad 2: 30/06/2015	75.33%	Unidad 1: 02/08/2015 Unidad 2: 02/09/2015	82.48%
4	San Miguel	La Cascada S.A. E.S.P.	2015-11-30	48.59%	2015-11-30	63.61%
5	Cucuana	EPSA S.A. E.S.P.	2014-12-01	90.00%	2015-01-03	95.40%
6	Ambeima	Generadora Unión S.A.S	No reportó información		2019-01-01	-
7	Carlos Lleras Restrepo	Hidroeléctrica del Alto Porce S.A E.S.P.	No reportó información		Unidad 1: 18/03/2015 Unidad 2: 15/04/2015	83.00%

- Los proyectos de generación presentan avances en la ejecución de las obras.
- El proyecto de generación Hidroituango presenta inconsistencias en la información presentada. Con respecto al reporte del mes de agosto, el avance ha sido negativo presentando un porcentaje de avance de cumplimiento del 26.8%.
- Cucuana y Quimbo han cambiado sus fechas de entrada en operación aproximadamente en 3 meses con respecto al reporte de agosto.

* 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



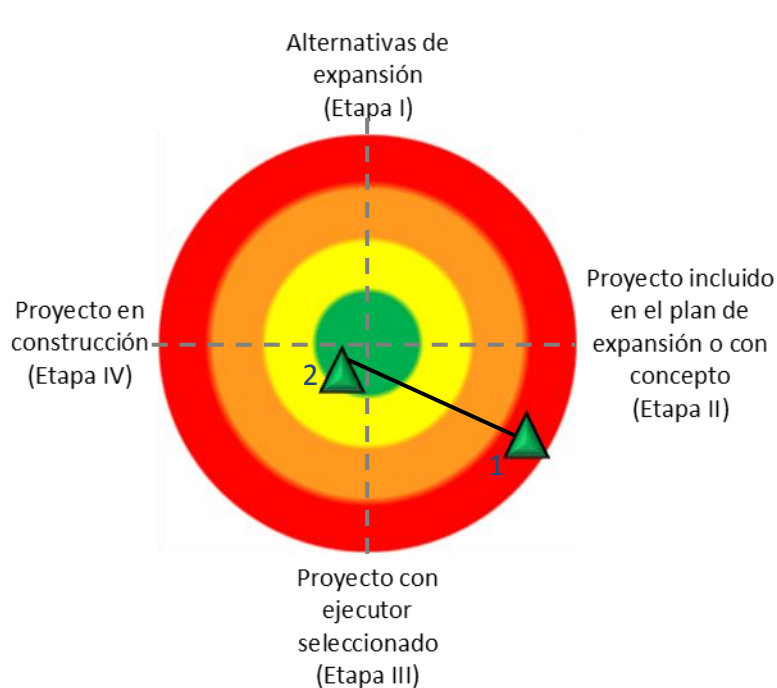
filial de isa

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

Radar de seguimiento

Proyectos que cambiaron de etapa

Subestación Caracolí 220/110 kV



Subestación Suria 230 kV



Etapa II: Medición del atraso con respecto al plan de expansión (30-09-2015)
Etapa III: Medición del atraso con respecto a los DSI (30-11-2016)

1. Medición Septiembre de 2014
2. Medición Enero de 2015

Conclusiones y recomendaciones

- ✓ Proponer obras de expansión con el fin de formular proyectos que permitan mitigar o eliminar las 11 restricciones que aún no tienen proyecto.
- ✓ Realizar seguimiento a los proyectos que cumplen con la fecha de entrada en operación para garantizar la entrada oportuna de dichos proyectos.
- ✓ El 62% de los proyectos del STR presentan atrasos con respecto a la fecha de entrada en operación definida en el concepto UPME.



Actualización Centro de Control

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)

Avances actualización Centro de Control

Inversiones en Tecnología



- Se realizó la adjudicación y contratación a SIEMENS la actualización del SCADA/EMS y el soporte y mantenimiento por 10 años. Fecha de entrada septiembre 2016.
- Se realizó la adjudicación y contratación a Unión Eléctrica la actualización del Sistema de Proyección Video Wall, y el soporte y mantenimiento por 7 años. Fecha de entrada marzo 2015
- Interfaces SCADA/EMS con Plataforma Corporativa. Se realizó la identificación de las interfaces requeridas

Conocimiento y competencias



- Modificaciones y estructuración del proceso de Certificación Nacional de Operadores de acuerdo con nueva metodología del SENA: apropiación información del SENA; cambios a 6 NCL, matrices de evaluación y certificación para NCL, instrumentos de evaluación, reuniones con agentes miembros mesas de trabajo del CNO, acceso plataforma virtual XM.
- Ejecución de 10 procesos de habilitación al rol Analista Redespacho y de 4 procesos de habilitación al rol Analista Eléctrico.



■ 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

Volumen de los embalses a la fecha

Volumen Util Vertimiento
Diario Acum

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

ANTIOQUIA	%	GWh
MIEL I	70.6	0.0
MIRAFLORES	88.5	0.0
PENOL	83.1	0.0
PLAYAS	53.7	0.0
PORCE II	44.0	0.0
PORCE III	69.8	0.0
PUNCHINA	38.3	0.0
RIOGRANDE2	80.8	0.0
SAN LORENZO	59.4	0.0
TRONERAS	35.1	0.0
total Antioquia	78.3	0.0

CARIBE	%	GWh
URRA1	78.1	0.0
total Caribe	78.1	0.0

CENTRO	%	GWh
AGREGADO BOGOTA	58.7	0.0
BETANIA	84.7	0.0
MUNA	85.9	0.0
PRADO	90.6	0.0
SOGAMOSO	60.9	0.0
total Centro	60.4	0.0

Volumen Util Vertimiento
Diario Acum

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

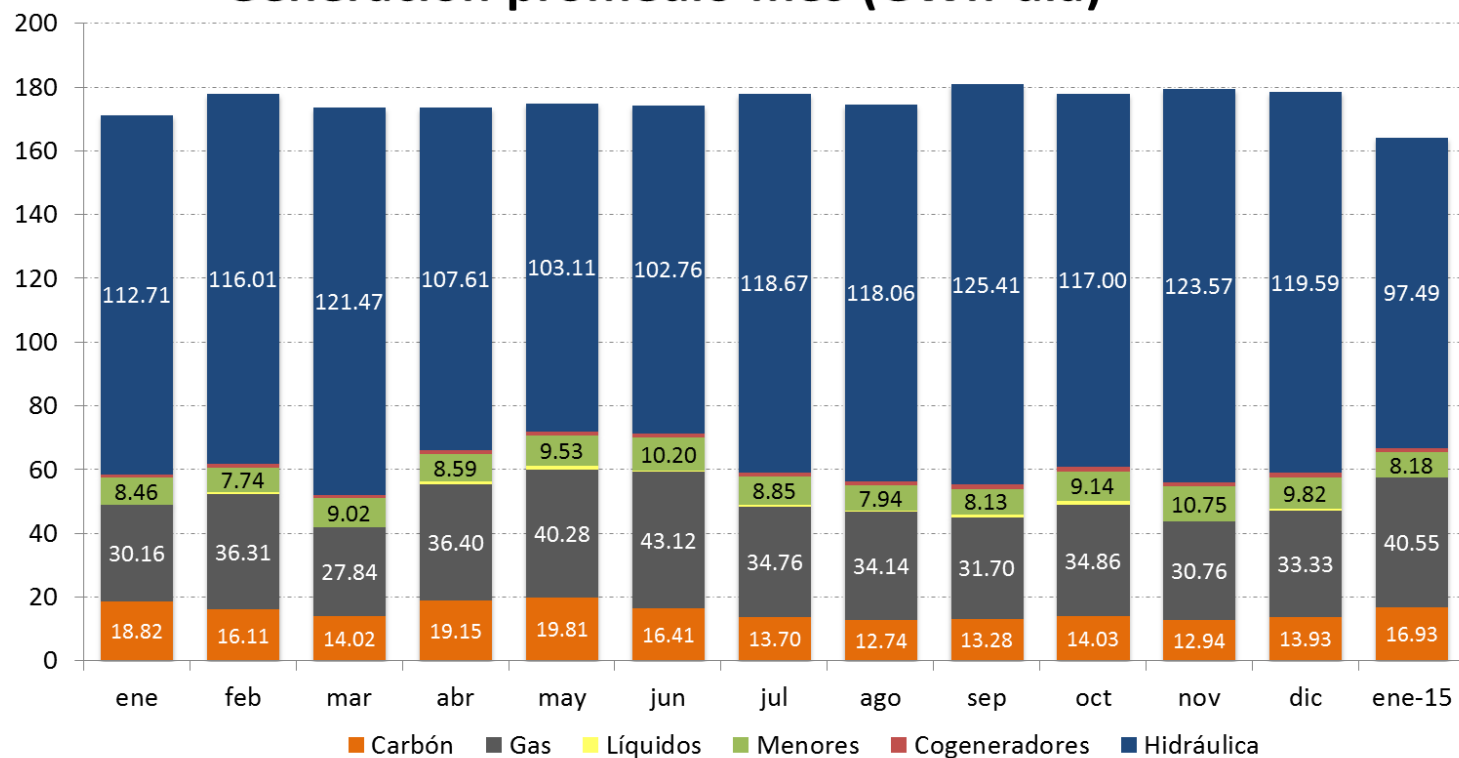
ORIENTE	%	GWh
CHUZA	64.0	0.0
ESMERALDA	73.5	0.0
GUAVIO	74.0	0.0
total Oriente	71.4	0.0

VALLE	%	GWh
ALTOANCHICAYA	22.6	0.0
CALIMA1	90.0	0.0
SALVAJINA	63.9	0.0
total Valle	73.4	0.0

Total Acumulado -SIN-	70.57%	0.00
------------------------------	---------------	-------------

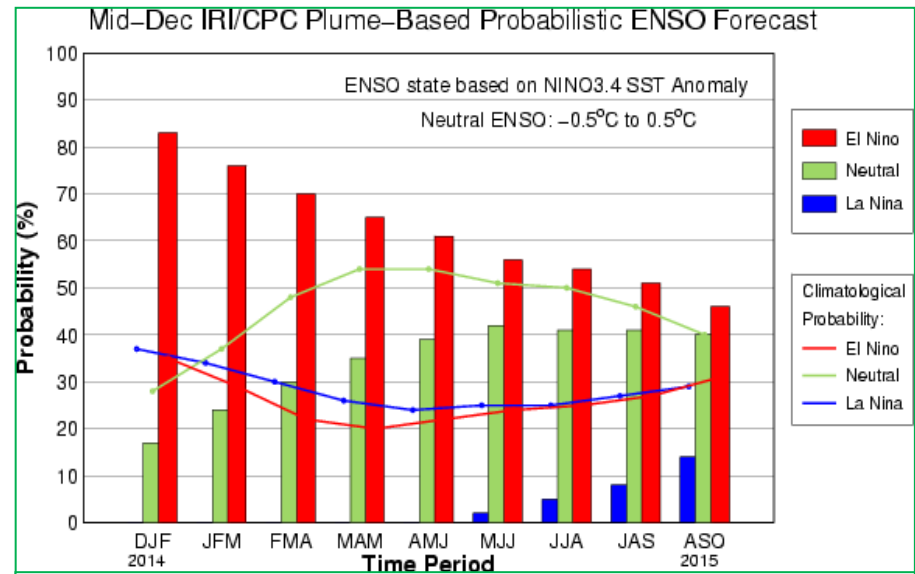
Generación Promedio

Generación promedio mes (GWh-día)



International Research Institute
for Climate and Society
EARTH INSTITUTE | COLUMBIA UNIVERSITY

De acuerdo con el último boletín del IRI, ENSO Quick Look, publicado el pasado 18 de diciembre, *"Durante noviembre y comienzos de diciembre, la temperatura superficial del mar excedió los umbrales de las condiciones asociadas con El Niño débil, aunque sólo algunas de las variables atmosféricas mostraron el patrón típico de el Niño. La mayoría de los modelos de predicción del ENSO indican condiciones El Niño débiles en los meses de diciembre-febrero, las cuales continuarán durante la mayor parte de la primavera del hemisferio norte en 2015."*



IRI/CPC Mid-Month Plume-Based ENSO Forecast Probabilities

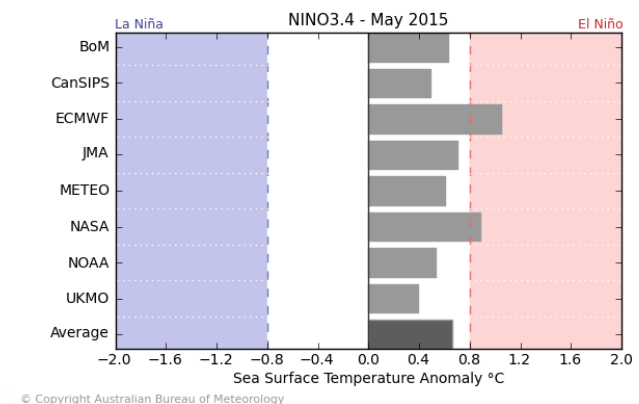
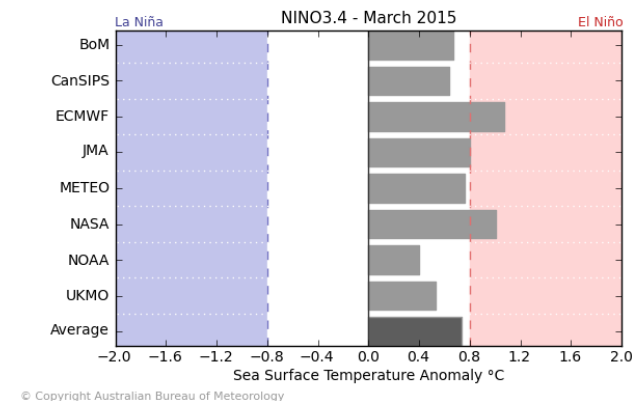
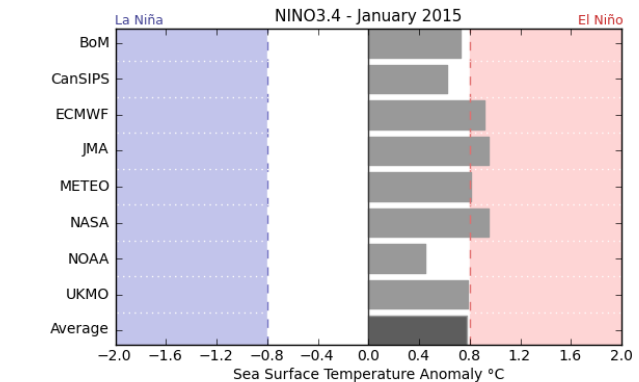
Season	La Niña	Neutral	El Niño
DJF 2014	~0%	17%	83%
JFM 2015	~0%	24%	76%
FMA 2015	~0%	30%	70%
MAM 2015	~0%	35%	65%
AMJ 2015	~0%	39%	61%
MJJ 2015	2%	42%	56%
JJA 2015	5%	41%	54%
JAS 2015	8%	41%	51%
ASO 2015	14%	40%	46%

Boletín del Bureau of Meteorology - BOM (Australia)



De acuerdo con el último boletín ENSO Wrap-up, del pasado 6 de enero, "las condiciones tipo el Niño del océano Pacífico tropical se debilitaron en las últimas dos semanas, después de haberse acercado o haber excedido los umbrales de El Niño por varias semanas. A pesar de este debilitamiento, el estado de seguimiento del BOM es de Alerta.

"A pesar del paso atrás en el desarrollo de El Niño, los vientos alisios parece que se debilitarán nuevamente en las próximas semanas, lo cual a su vez puede traer un renovado calentamiento de las temperaturas superficiales del mar. Los modelos climáticos generalmente indican un pequeño cambio en los próximos dos o tres meses, al mismo tiempo que persistirán las TSM por encima de la media en el Pacífico tropical."



Eventos Transitorios de Frecuencia

Indicador en prueba

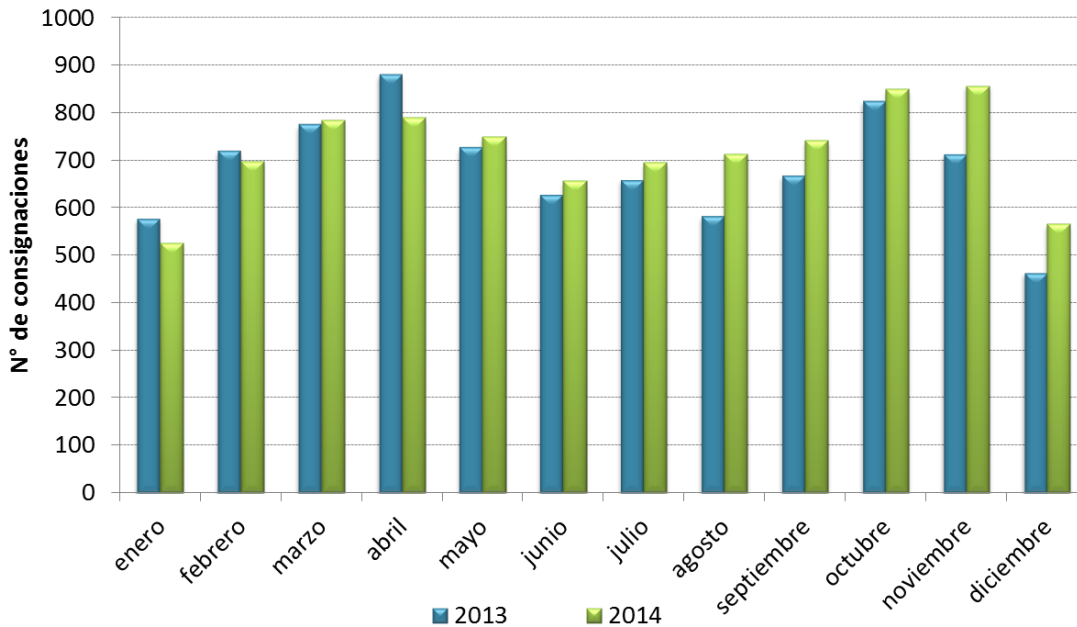
➤ El evento con el menor valor de frecuencia alcanzó 59.62 Hz debido a la pérdida de 273 MW de generación por disparo de la unidad 3 de Sogamoso durante sus pruebas iniciales el 02/12/2014.

Fecha Ocurrencia	Duración (Seg)	Frecuencia (Hz)	Descripción	Origina EDAC
01/12/2014 12:03	8	59.64	Disparo de la unidad 3 de Sogamoso con 280 MW aproximadamente. El agente reporta problemas en el sistema de excitación.	No
02/12/2014 05:15	7	59.62	Disparo de la unidad 3 de Sogamoso la cual se encontraba cumpliendo las pruebas iniciales programadas con 273 MW. El agente reporta problemas en el sistema de enfriamiento del transformador elevador y señalización de protección diferencial 87.	No
04/12/2014 13:06	6	59.66	Disparo de la unidad 3 de Sogamoso la cual se encontraba cumpliendo las pruebas iniciales programadas con 273 MW. El agente reporta problemas en el regulador de velocidad.	No
06/12/2014 12:22	40	59.75	Debido al disparo del circuito Guavio - Chivor 1 230 kV con P=341 MW, provoca posible actuación de RAG (Rechazo Automático de Generación) en subestación Chivor, disminuyendo súbitamente la generación del recurso 500 MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.75 Hz.	No
11/12/2014 12:07	1	59.79	Evento de frecuencia debido a pruebas programadas de rechazo de carga de la unidad 1 de Sogamoso con P = 210 MW por entrada en operación comercial del recurso.	No
11/12/2014 13:17	1	59.79	Evento de frecuencia debido a pruebas programadas de rechazo de carga de la unidad 1 de Sogamoso con P = 280 MW por entrada en operación comercial del recurso.	No
12/12/2014 09:14	2	59.78	Disparo de la unidad 01 de Tasajero con P=161 MW. El agente reporta causa no identificada del evento.	No
15/12/2014 17:24	4	59.73	Disparo de la unidad 01 de Sogamoso (Unidad en pruebas por entrada en explotación comercial) con P = 230 MW. El agente reporta evento ocasionado por bajo flujo de agua en el transformador de refrigeración asociado a la unidad.	No
18/12/2014 23:37	5	59.68	Disparo de la unidad 3 de Sogamoso con 270 MW. El agente reporta baja presión de aceite en el sistema de enfriamiento del cojinete guía superior.	No
20/12/2014 10:56	4	59.7	Disparo de la unidad Sogamoso 1 con 263 MW por problemas en el sistema de enfriamiento. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.70 Hz.	No
20/12/2014 12:05	7	59.68	Disparo de la unidad Sogamoso 3 con 264 MW por problemas en el sistema de enfriamiento. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.68 Hz	No
22/12/2014 10:09	2	59.78	Disparo de Tasajero con 161 MW, el agente reporta problemas del sistema del control electro hidráulico.	No
27/12/2014 13:27	2	59.79	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 128 MW. El agente reporta problemas con los servicios auxiliares de la turbina.	No



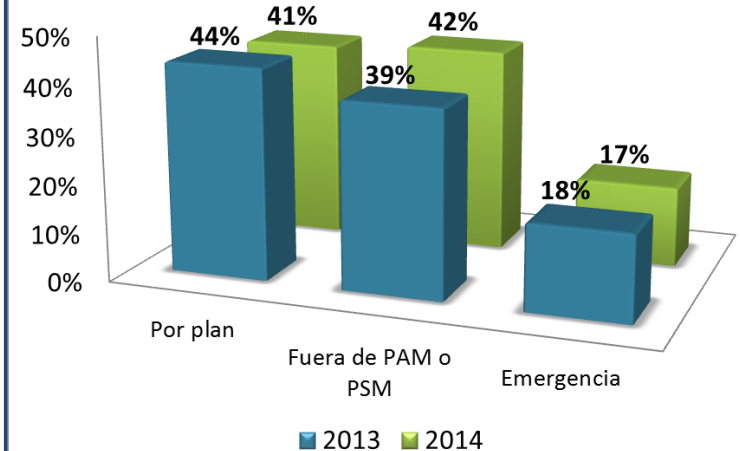
Balance consignaciones

Consignaciones ejecutadas



Total Consignaciones 2013 → 8217
Total Consignaciones 2014 → 8625

Consignaciones ejecutadas por tipo de consignación



Radar de seguimiento

STR

Proyectos Etapa 2

NOMBRE DEL PROYECTO	Etapa	Nivel
Transformador subestación Sochagota 230 kV	2.2	1
Subestación Cereté 110 kV	2.2	1
Ampliación subestación Hispania 110 Kv y Nomrlización t Bolombolo	2.2	1
Segundo transformador Bucaramanga 230/115 kV - 150 MVA	2.2	1
Subestación Principal 115/13,2 kV - 2 x 60 MVA, reconfigura Palos - Florida 115 kV en	2.2	1
Reconfiguración de la T Bucaramanga,	2.2	1
Subestación Conucos 115/13,2 kV - 2x 60 MVA, reconfigura la nueva línea Principal -	2.2	1
Subestación Rio Frío 115/34,5 kV - 2x40 MVA. Reconfigurando el circuito	2.2	1
Segundo circuito Barranca - Puerto Wilches 115 kV	2.2	1
Subestación Buena Vista 115/34,5 kV - 2 x 40 MVA, la cual reconfigura el circuito existente Barranca - Palenque 115 kV, en	2.2	1
Reconfiguración Barranca 115 kV (Barra principal + Barra de transferencia), Tercer	2.2	1
Tercer y Cuarto transformador 230/115 kV - 90 MVA cada uno en la Subestación	2.2	1
Línea Altamira - Florencia 115 kV	2.2	1
Línea Florencia - Doncello 115 kV	2.2	1

NOMBRE DEL PROYECTO	Etapa	Nivel
Ampliación capacidad transformación S/E Valledupar	2.2	4
Ampliación transformación S/E Cuestecitas	2.2	4
Sub. Amalfi 110 kV; Línea El Salto - Amalfi -	2.2	4
Línea Amalfi - La Cruzada	2.2	4
Subestación San Martín 115 kV	2.2	4
Subestación Jardinera 115 kV	2.2	4
Línea Ipiales - Jardinera 115 kV	2.2	4

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



filial de isa

Etapa 3.1: Estudios de ingeniería básica

NOMBRE DEL PROYECTO	Etapa	Nivel
Repotenciación de la línea Ocaña - Convención 115 kV. Repotenciación a 670 A	3.1	4
Compensación en la subestación Tibú 115	3.1	4
Repotenciación de la línea Belén - La Insula	3.1	4
Subestación Nueva Aguachica 115 kV que reconfigura la línea Aguachica - Ocaña en	3.1	4
Compensación en la subestación Aguachica	3.1	4
Línea Ayacucho - Nueva Aguachica 115 kV	3.1	4
Normalización de la subestación Ayacucho	3.1	4
Compensación en la subestación Ayacucho	3.1	4
Repotenciación de la línea Convención - Tibú	3.1	4
Repotenciación de la línea Tibú - Zulia 115	3.1	4
Segundo transformador en San Mateo 150	3.1	4
Segundo y tercer transformador en Ocaña 90	3.1	4
Ampliación de la Capacidad de	3.1	4
Segundo TRF subestación Subestación El Bosque	3.1	4
Segundo circuito Pto Lopez- Pto Gaitán 115	3.1	4
Compensación S/E Ocoa 115 kV	3.1	4
Compensación S/E Suria 115 kV	3.1	4
Compensación S/E Pto Gaitán 115 kV	3.1	4
Segundo Circuito Suria – Puerto López 115	3.1	4
Ampliación S/E Caucasia 110kV	3.1	4
Línea Cerromatoso - Caucasia 110 kV	3.1	4
Línea San Lorenzo - Sonsón 110 kV	3.1	4
Subestación La Sierra 230/115 kV y línea La	3.1	4
Conexión segundo transformdor 230/115kv - 168MVA en la S/E Cartago	3.1	4
Construcción circuito Juanchito-Candelaria 115kV	3.1	4

NOMBRE DEL PROYECTO	Etapa	Nivel
Línea Hispania - Huapango 115 Kv	3.1	1
Subestación Manzanillo	3.1	1
Subestación Bolívar 220/66 kV	3.1	1
Línea Termoflores- Centro	3.1	1
Compensación EL Carmen 22.6MVar	3.1	1
Compensación El Banco 110kV	3.1	1
Compensación Montería 110 kV-32.4MVar	3.1	1
Subestación Montería 220/110 kV	3.1	1
Subestación Río Córdoba 110 kV	3.1	1
Subestación Campo Bonito 115 kV	3.1	1
Subestación Guayabal, obras STR	3.1	1
Compensación 40 Mvar subestación Yopal	3.1	1

Radar de seguimiento STR - Proyectos Etapa 3.2: En análisis el EIA por parte de la Autoridad

NOMBRE DEL PROYECTO	Etapa	Nivel
S/E Gran Sabana	3.2	4
Subestación 500/115 kV Nueva Esperanza	3.2	4
Circuito Muña - Nueva Esperanza 115 kV. Reconfiguración del circuito Techo - Bosa	3.2	4
Reconfiguración de la línea Laguneta - La Paz 115 kV en Laguneta - Nueva esperanza	3.2	4
Reconfiguración de la línea Bosa - Laguneta	3.2	4
Línea Yarumal II-Riogrande 110kV	3.2	4
Repotenciación de la línea El salto-Yarumal II	3.2	4
Subestación Sonsón y Línea La Ceja - Sonsón 110 kV	3.2	4
Subestación Bahía 115 kV	3.2	4
Línea Calima - Bahía 115 kV	3.2	4
Subestación Alferez I y línea Pance - Alferez I	3.2	4

NOMBRE DEL PROYECTO	Etapa	Nivel
Subestación Norte 115 kV	3.2	1
Subestación Compartir 115 kV	3.2	1

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

Radar de seguimiento STR - Proyectos Etapa 4

NOMBRE DEL PROYECTO	Etapa	Nivel
Subestación Purnio 230/115 kV - 150 MVA y línea Purnio-Dorada 115 Kv	4	4
Subestación Armenia obras 115 kV	4	4
Subestación Tunjita y líneas asociadas	4	4
Segundo circuito Chinú-Boston	4	4
Línea Nueva Barranquilla - Juan Mina	4	4
Ampliación SE Cerromatoso (3 ATR)	4	4
Ampliación SE Sabanalarga 220/110/13,8 kV (2 ATR)	4	4
Linea Sur-oriente	4	4
Subestación Hobo115/34.5 kV - 25 MVA	4	4
Tercer TRF Reforma 230/115	4	4
Tercer ATR subestación Reforma 230/115 kV - 150 MVA	4	4
Normalización T Natagaima	4	4

NOMBRE DEL PROYECTO	Etapa	Nivel
Segundo TRF Bacatá 450 MVA - 500/115 kV	4	1
Compensación subestación Tibabuyes 115 kV - 30 Mvar	4	1
Compensación subestaciones Bacatá 115	4	1
Compensación subestaciones Usme 115 kV	4	1