

Dirigido al Consejo Nacional de Operación CNO

Gerencia CND

Documento XM-CND-050
Jueves 6 de agosto de 2015



■ filial de isa



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 – 050
Jueves, 6 de agosto de 2015**

Situación operativa

- Evolución CAOP e Indicadores de calidad de la operación
- Riesgos desatención de demanda
- Cargabilidad de transformadores
- Mantenimientos para demanda máxima
- Estado actual de la supervisión del Sistema

Variables en el SIN

- Reservas y aportes
- Generación
- Demanda

Panorama energético

- Análisis energético de mediano plazo
- Índices Resolución CREG 026 de 2014

Varios

- Flexibilización de los criterios operativos del SIN
- Autogeneradores y cogeneradores
- Seminario de operadores

Situación operativa

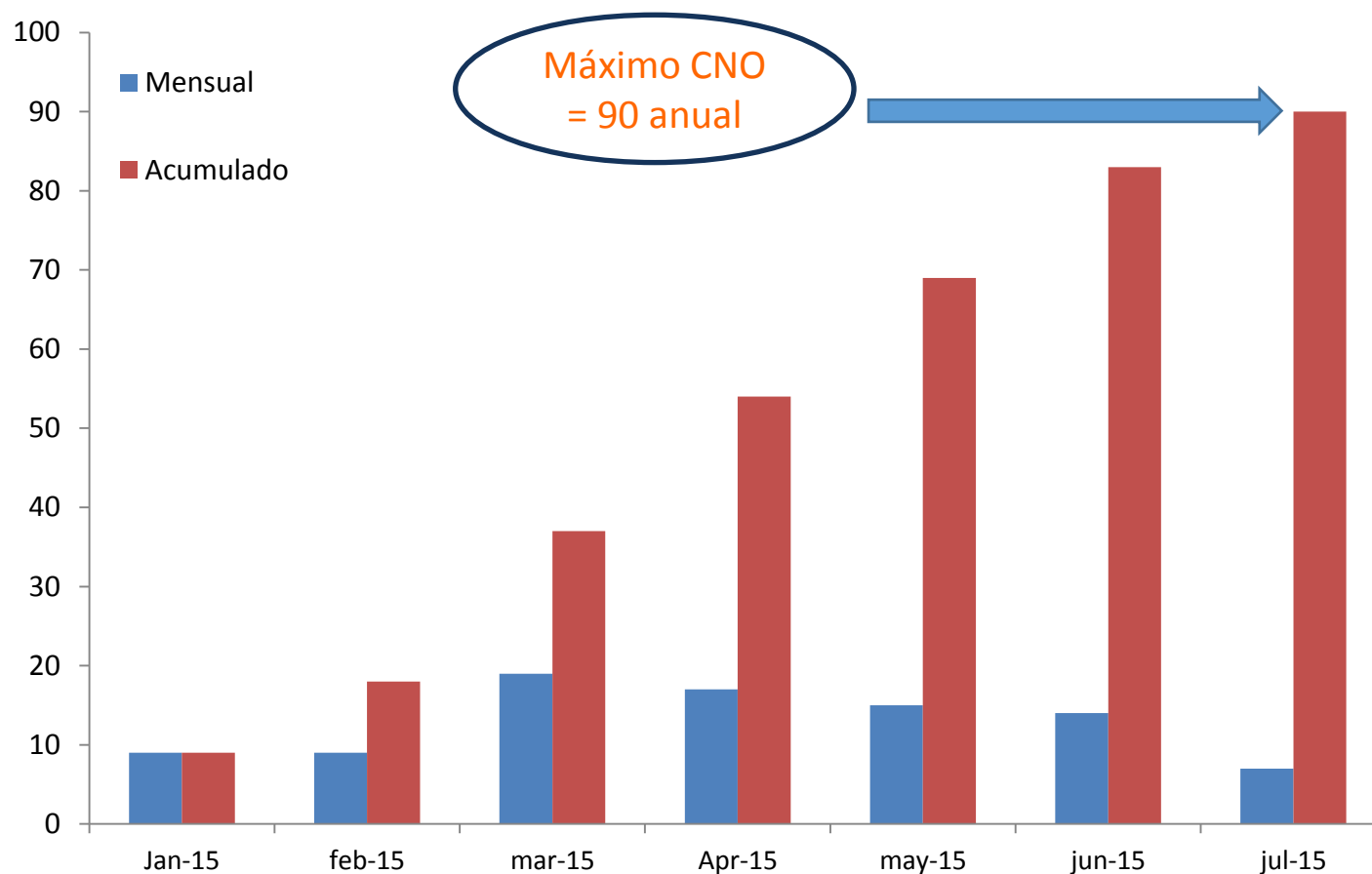


**Situación
Operativa**

Evolución CAOP e indicadores de calidad de la operación

- Se declara CAOP nacional para el despacho del 2 de junio de 2015.
- A partir del 21 de julio, se actualizó la declaración de CAOP nacional y se levantó el cubrimiento de las contingencias dobles.
- A partir del despacho que se realizó el 25 de julio se levantó la programación de reserva en el área Caribe.
- El 30 de julio se levanta la declaración de CAOP nacional que se tenía desde el pasado 2 de junio.

Eventos Transitorios de Frecuencia



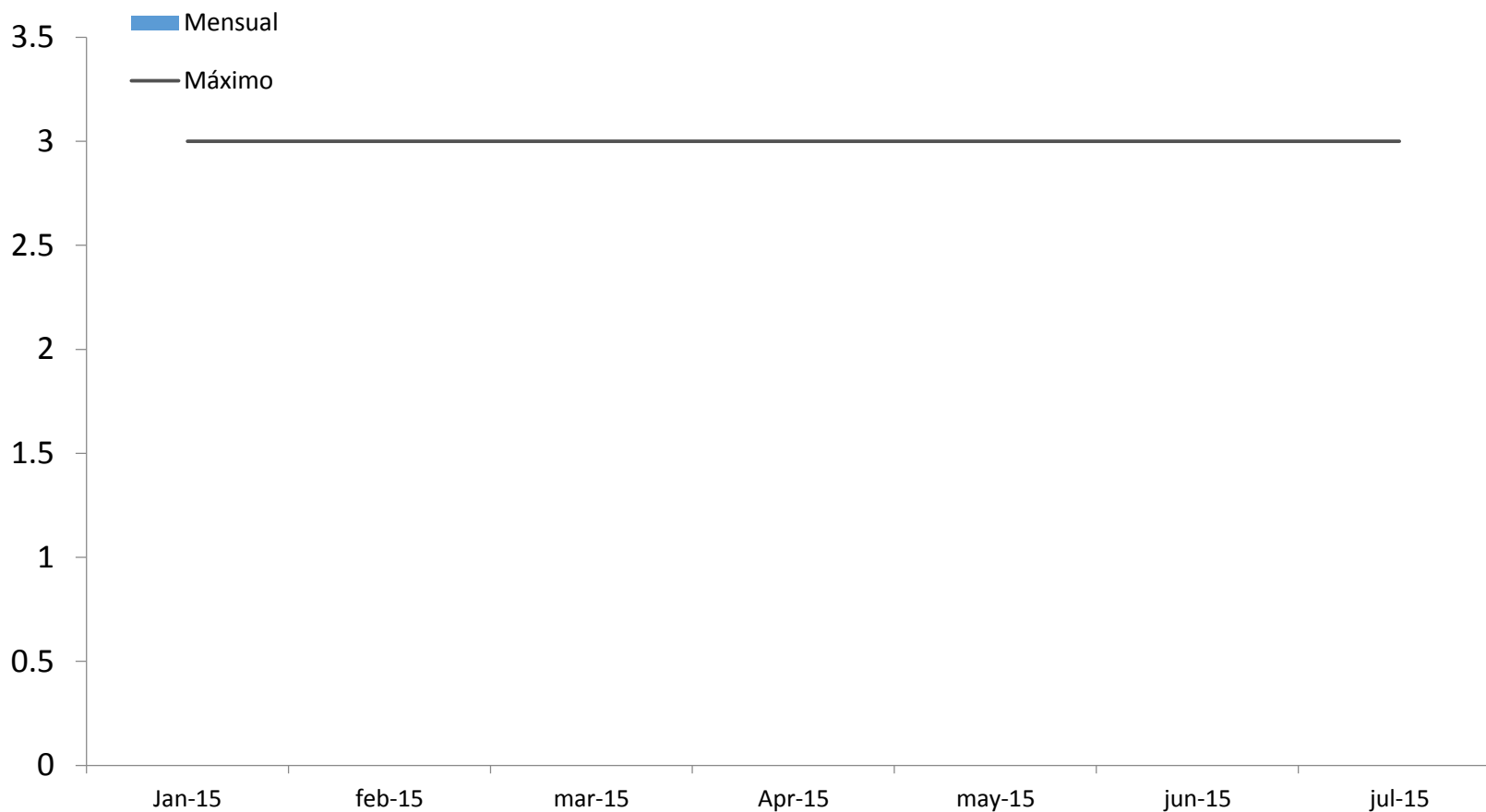
Durante el mes de julio de 2015 se presentaron 7 eventos de frecuencia transitorios, alcanzando un total de 90 eventos en el año.

Eventos Transitorios de Frecuencia

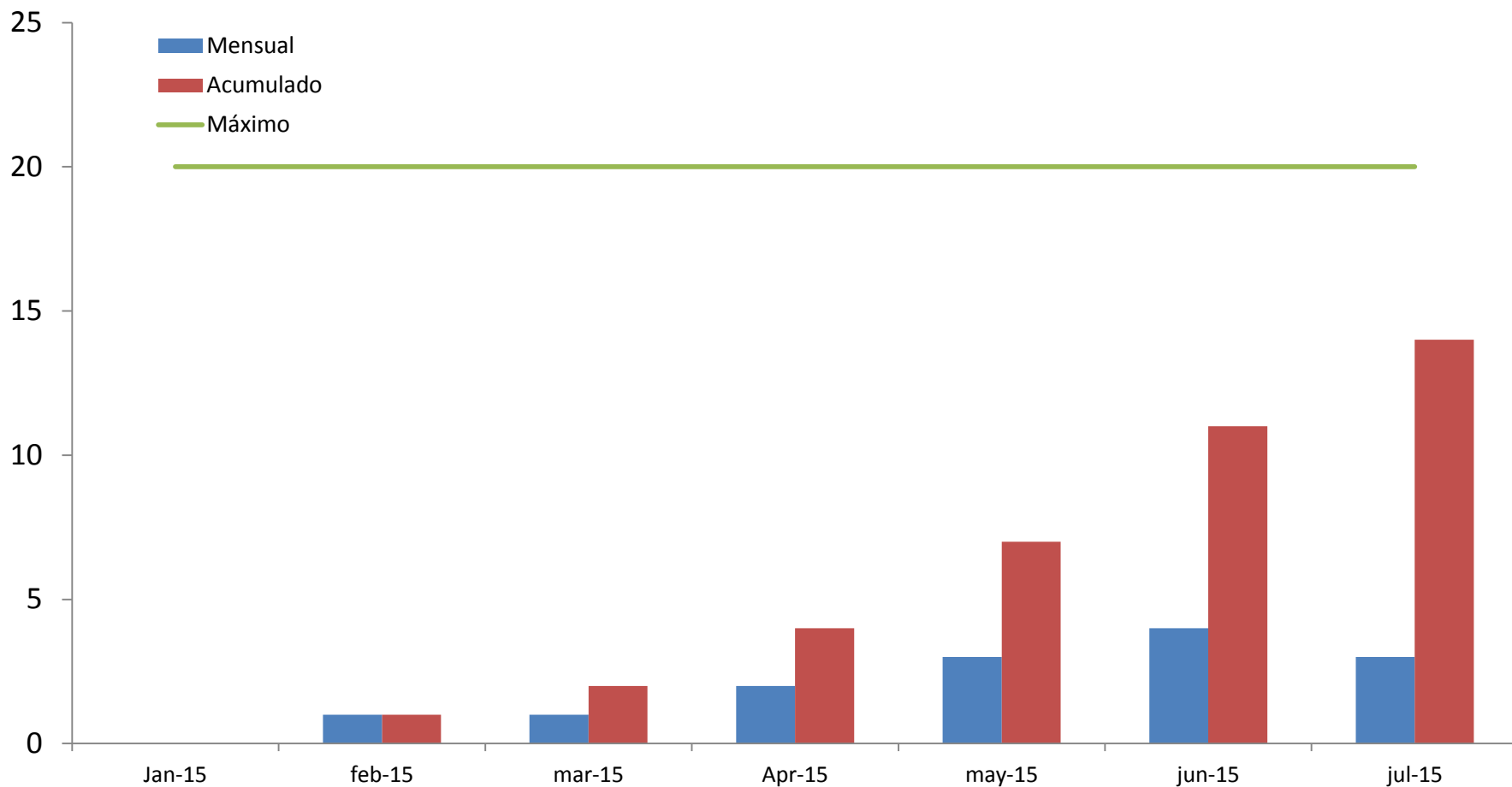
Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
03/07/2015 08:31	5	59.72	Transitorio	Disparo de la Unidad 1 de Sogamoso con 222 MW. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento de la unidad. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.72 Hz.
04/07/2015 10:53	5	59.74	Transitorio	Disparo de la Unidad 1 de Sogamoso con 220 MW. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento de la unidad. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.74 Hz.
05/07/2015 08:46	5	59.73	Transitorio	Se presenta disparo de la unidad de generación 1 de Sogamoso con 219 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.73 Hz, el agente reportó falla en el sistema de enfriamiento.
15/07/2015 09:50	6	59.72	Transitorio	Disparo de la unidad Guavio 5 con 240 MW. El agente reporta falla entre espiras del generador.
20/07/2015 08:47	8	59.71	Transitorio	Se presenta disparo de la unidad de generación 1 de Sogamoso con 217 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.71 Hz, el agente reportó falla en el sistema de enfriamiento.
20/07/2015 18:32	2	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad Porce III 1 con 140 MW llevando la frecuencia a un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente reporta falla en servomotor.
31/07/2015 11:20	4	59.73	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 223 MW. El agente reporta falla del sistema de refrigeración cojinete guía turbina.

Variaciones de frecuencia lentas

En el mes de julio no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema. El indicador se mantiene en 0 para el 2015.



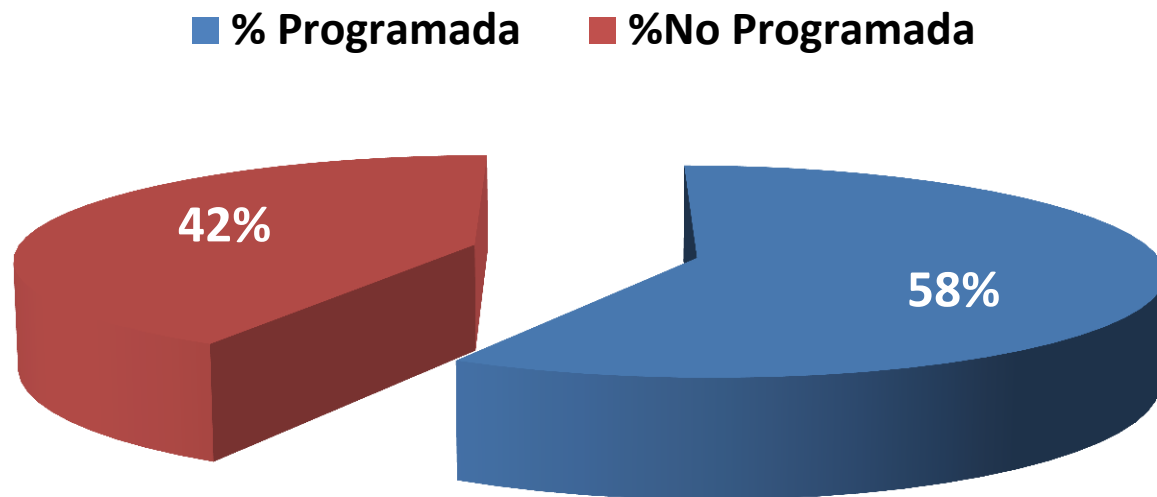
Tensión fuera de rango



En el mes de julio se presentaron 3 eventos de tensión en el sistema, llevando un acumulado en el año de 14 eventos.

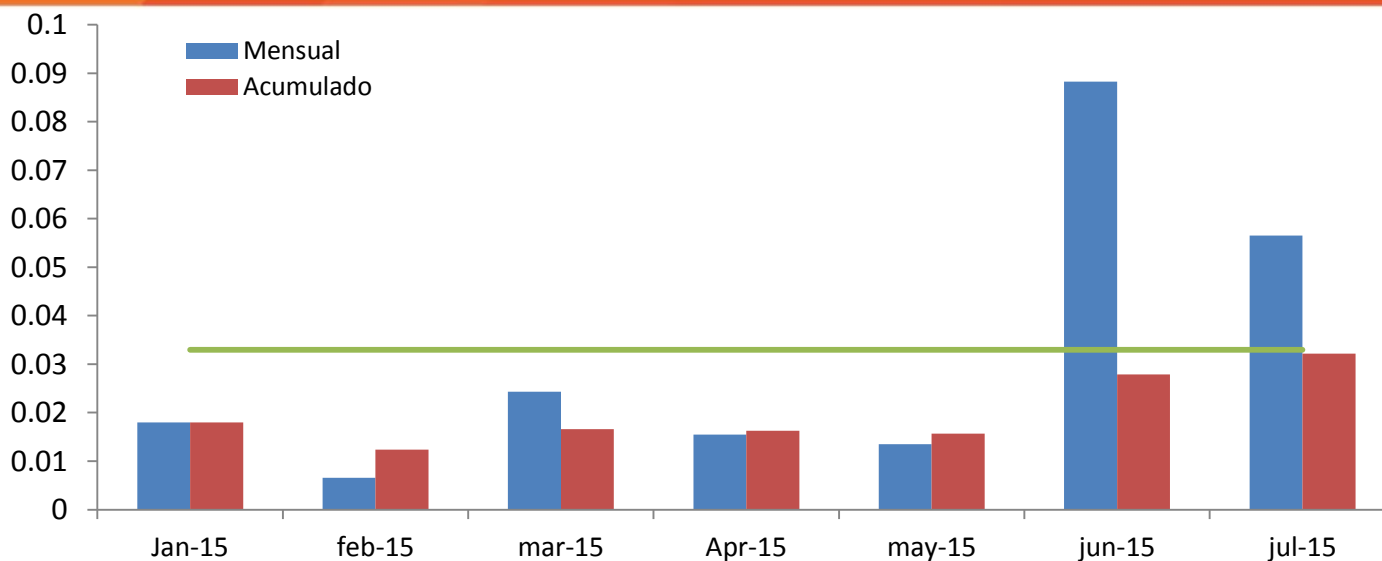
Fecha - Hora	Descripción	Causa
08/07/2015 02:17	Disparo de los circuitos en ambos extremos TERNERA - TERMOCANDELARIA 1 220 kV, TERMOCANDELARIA - TERMOCARTAGENA 1 220 kV. Las unidades de Generación TERMOCANDELARIA 1 Y 2 se encontraban fuera de servicio. Los circuitos TERNERA - TERMOCANDELARIA 2 220 kV y TERMOCANDELARIA - TERMOCARTAGENA 2 220 kV abrieron en los extremos remotos a Termocandelaria. Se realizó maniobra de apertura sobre los transformadores TERMOCANDELARIA 4 Y 5 220/110 kV. En 110 kV quedaron sin tensión las subestaciones TERMOCANDELARIA, NUVA COSPIQUE y ARGOS. El agente reporta explosión de PT en la bahía de línea en TERMOCANDELARIA A CARTAGENA 1 220 kV.	Evento STN
12/07/2015 21:00	Disparo de todos los elementos de la subestación Copey 220 kV dejando sin tensión las subestaciones Copey, El Paso, El Banco, Valledupar, San Juan, La Jagua y Codazzi a 110 kV. En el momento del evento la subestación Valledupar se encontraba dividida por recomendación eléctrica asociada a trabajos de las consignaciones C0120174 y C0120945 sobre ambas bahías del activo COPEY - VALLEDUPAR 2 220 kV. El agente reporta actuación de protección diferencial de barras.	Evento STN
30/07/2015 10:41	Apertura de las bahías de línea en la subestación San Mateo 230 kV hacia Tasajero, Belén, Ocaña y de la bahía del transformador 1. Adicionalmente, se presentó apertura en la subestación San Mateo 115 kV de la bahía de línea hacia Ínsula, la bahía del autotransformador 1 y transformadores 7, 8 y 9. Se presentó apertura de las líneas Ínsula - San Mateo 115 kV e Ínsula - Zulia 115 kV en ambos extremos. El agente reporta causa bajo análisis.	Evento STN

Demanda no atendida en el SIN



El total de demanda no atendida para el mes de julio fue de 5.44 GWh.

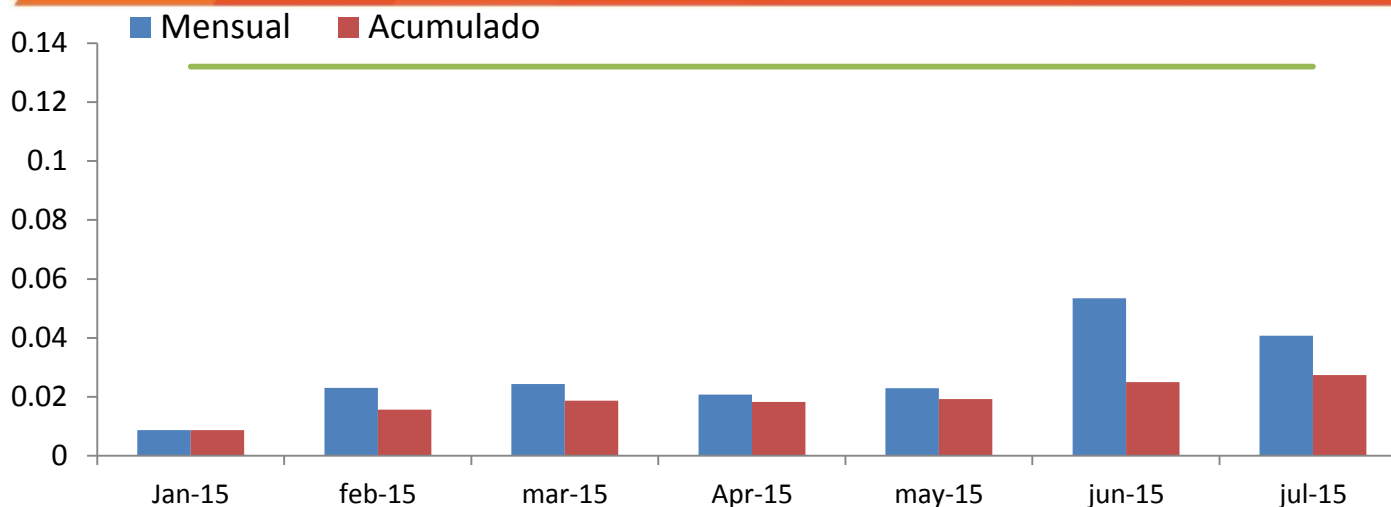
Porcentaje de DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de julio 3.17 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	Energía MWh	Descripción
11/07/2015	1320.28	Trabajos de las consignaciones C0106293, C0121546, C0116738, C0116739, C0116740, C0116742 y C0116763 sobre activos de la subestación El Copey 220 kV, El Banco 110 kV, Valledupar 110 kV quedando sin tensión las subestaciones El Banco, El Paso, San Juan, Codazzi y La Jagua 110 kV.
26/07/2015	279.7	Trabajos sobre consignaciones nacionales C0116724 y C0116725 sobre el circuito CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV y el transformador RIOHACHA 1 30/10/25 MVA 115/34.5/13.2 KV. El agente reporta que los trabajos se realizaron para poda ligera y rectificación del circuito y mantenimiento general del Transformador para limpieza, pintura y reajuste de conexiones.
26/07/2015	215.05	Trabajos sobre consignaciones nacionales C0118145, C0121625, C0118144 y C0118147 sobre los activos transformador SAN GIL 1 20 MVA 115 kV, transformador SAN GIL 3 20 MVA 115 kV y el circuito PIEDECUESTA - SAN GIL 1 115 kV respectivamente. El agente confirma que los trabajos se realizaron por mantenimiento periódico de los activos asociados.

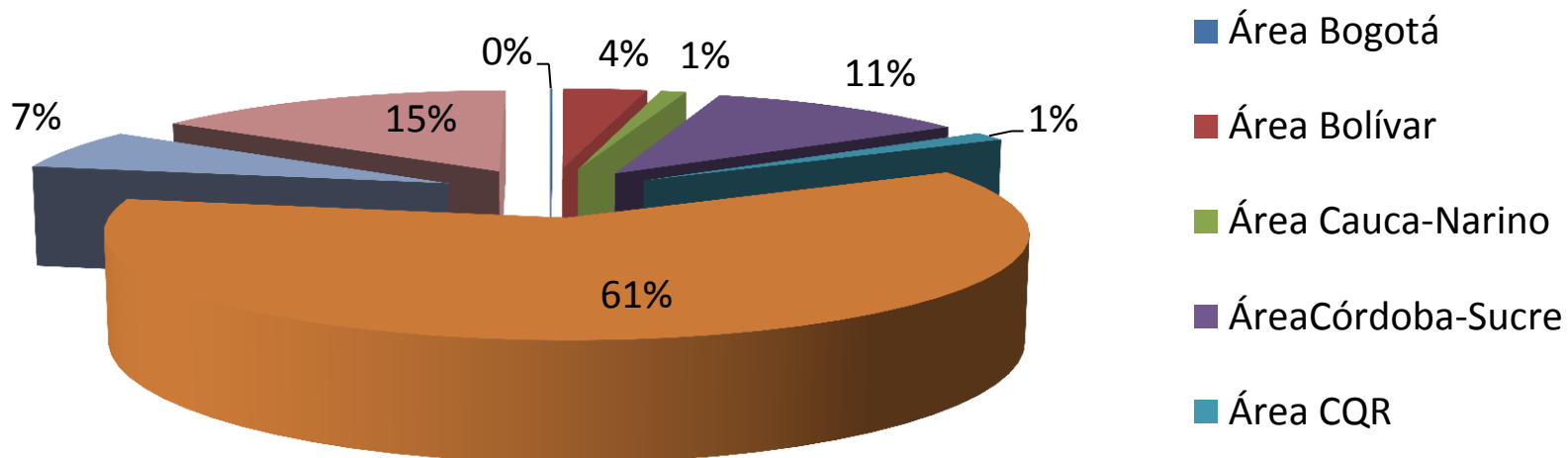
Porcentaje DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de julio 2.28 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	Energía MWh	Descripción
29/07/2015	311	Disparo del transformador UNIÓN 110/34.5 kV dejando desatendida la carga de las subestaciones UNIÓN, MAGDALENA, PIZANO, EL RIO y GOBAIN 34.5 kV. El agente reporta falla en seccionador de barra en la subestación UNIÓN 34.5 kV.
08/07/2015	230.52	Disparo del circuito TERNERA - GAMBOTE 66 KV. El agente reporta actuación de protección distancia zona 2 a tierra a 28 km desde TERNERA.
08/07/2015	57.77	Disparo de los circuitos en ambos extremos TERNERA - TERMOCANDELARIA 1 220 KV, TERMOCANDELARIA - TERMOCARTAGENA 1 220 KV. Los circuitos TERNERA - TERMOCANDELARIA 2 220 KV y TERMOCANDELARIA - TERMOCARTAGENA 2 220 KV abrieron en los extremos remotos a Termocandelaria
12/07/2015	110	Disparo de todos los elementos de la subestación Copey 220 kV dejando sin tensión las subestaciones Copey, El Paso, El Banco, Valledupar, San Juan, La Jagua y Codazzi a 110 kV
12/07/2015	186.9	Indisponibilidad del activo Piedecuesta-San Gil 115 kV quedando sin tensión la subestación San Gil 115 kV. El agente reporta señalización de protección sobrecorriente temporizada a tierra zona 1 por falla en la fase B.
11/07/2015	128.25	Indisponibilidad del activo Piedecuesta-San Gil 115 kV quedando sin tensión la subestación San Gil 115 kV. El agente reporta señalización de protección sobrecorriente temporizada a tierra zona 1 por falla en la fase B.
30/07/2015	95	Apertura de las bahías de línea en la subestación San Mateo 230 kV hacia Tasajero, Belén, Ocaña y de la bahía del transformador 1

DNA programada por áreas operativas

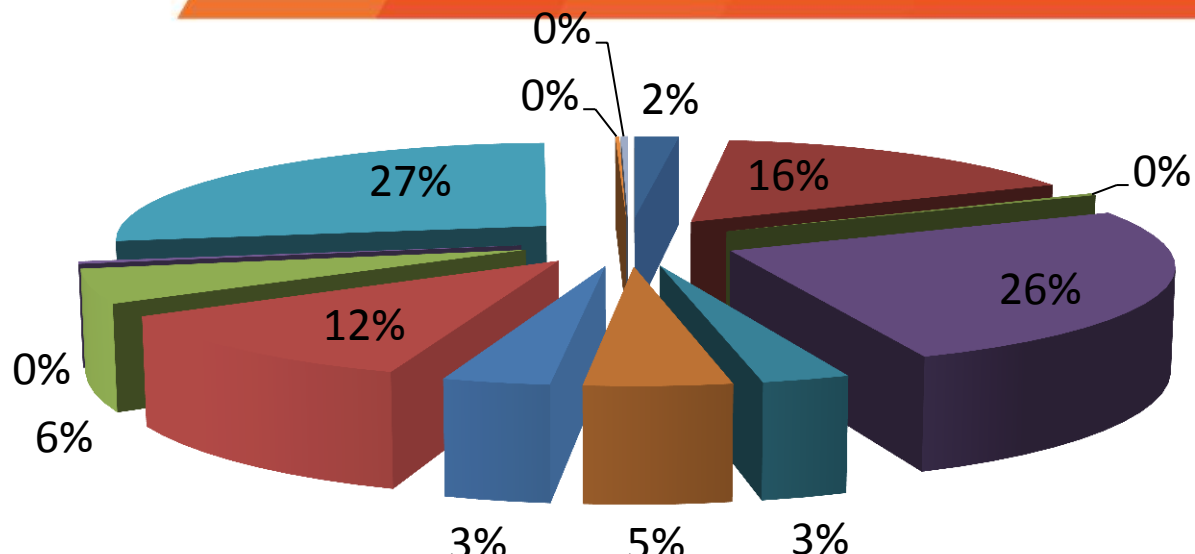


Subárea	Mes (MWh)
Área Bogotá	3.2
Área Bolívar	112.92
Área Cauca-Narino	34.6
Área Córdoba-Sucre	354.06
Área CQR	45.8
Área GCM	1915.5
Área Huila-Caqueta	207.98
Área Nordeste	491.11



filial de isa

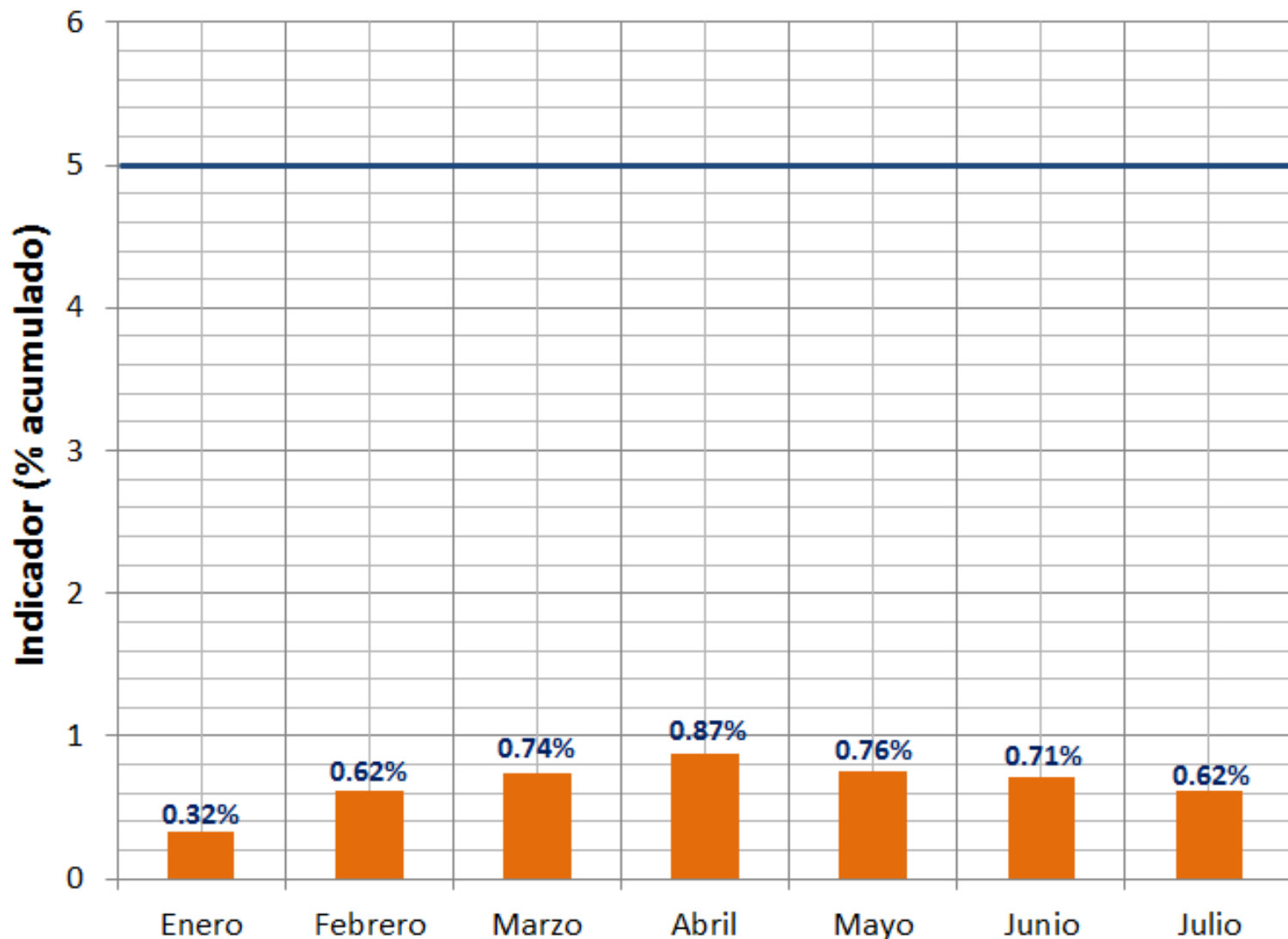
DNA No Programada por áreas operativas



- Área Antioquia-Choco
- Área Atlántico
- Área Bogotá
- Área Bolívar
- Área Cauca-Nariño
- Área Córdoba-Sucre
- Área CQR
- Área GCM
- Área Huila-Caqueta
- Área Meta
- Área Nordeste
- Área Tolima
- Área Valle del Cauca

Subárea	Mes (MWh)
Área Antioquia-Choco	43.56
Área Atlántico	368.47
Área Bogotá	8.2
Área Bolívar	585.36
Área Cauca-Nariño	63.92
Área Córdoba-Sucre	106.57
Área CQR	77.67
Área GCM	262.84
Área Huila-Caqueta	125.42
Área Meta	9.48
Área Nordeste	616.44
Área Tolima	4.1
Área Valle del Cauca	6.78

Amortiguamiento del modo de muy baja frecuencia (acumulado)



**Situación
Operativa**

Riesgos desatención de demanda

Situación demanda máxima 2015 – Riesgos desatención de demanda

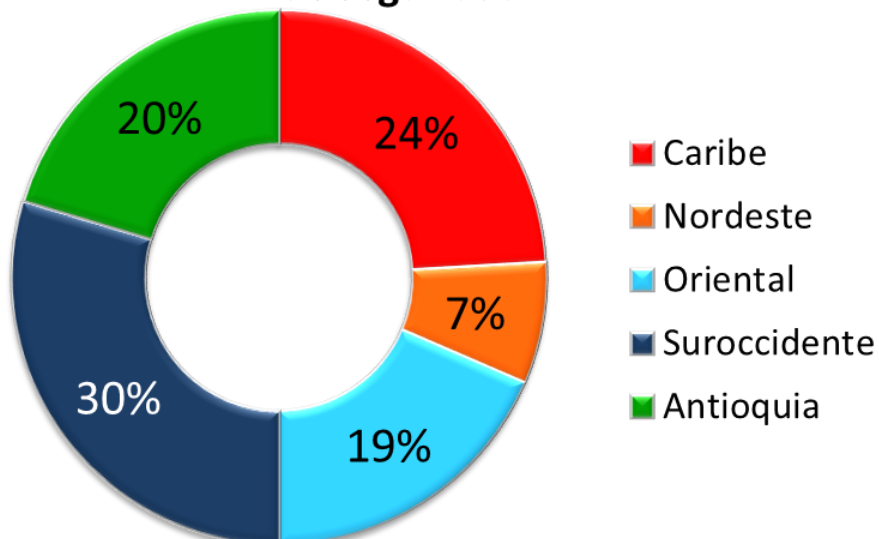
Cuántas restricciones
requieren generación
de seguridad?

54

Caribe y Nordeste, son áreas poco flexibles*
en condiciones de red completa. La
flexibilidad de las demás áreas operativas es
mayor al 50%.

*La flexibilidad del sistema se define como la
capacidad de los recursos para responder a los
cambios e incertidumbres (NERC), manteniendo la
confiabilidad y economía del sistema.

**Restricciones que requieren generación
de seguridad**



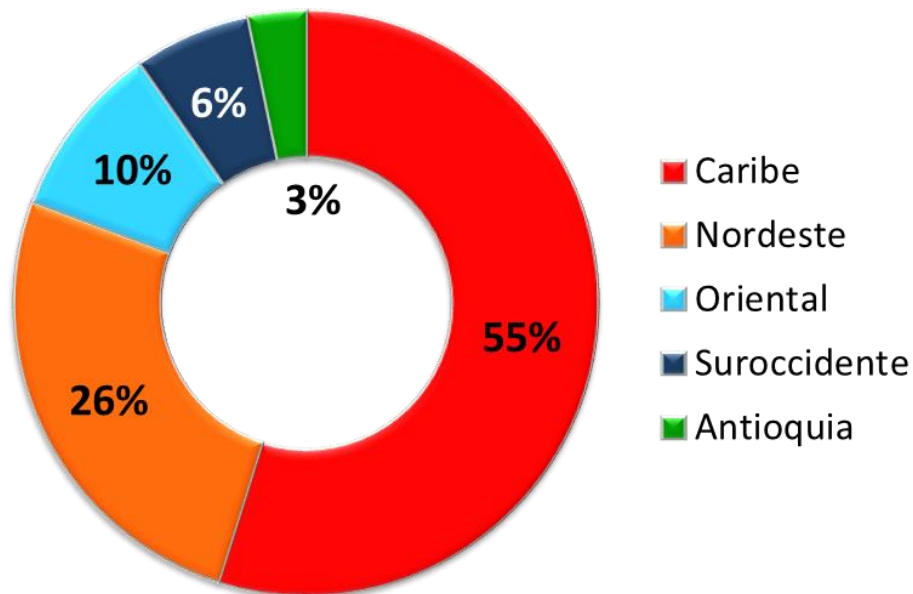
Situación demanda máxima 2015 – Riesgos desatención de demanda

Cuántas restricciones
generan DNA ante
contingencia sencilla?

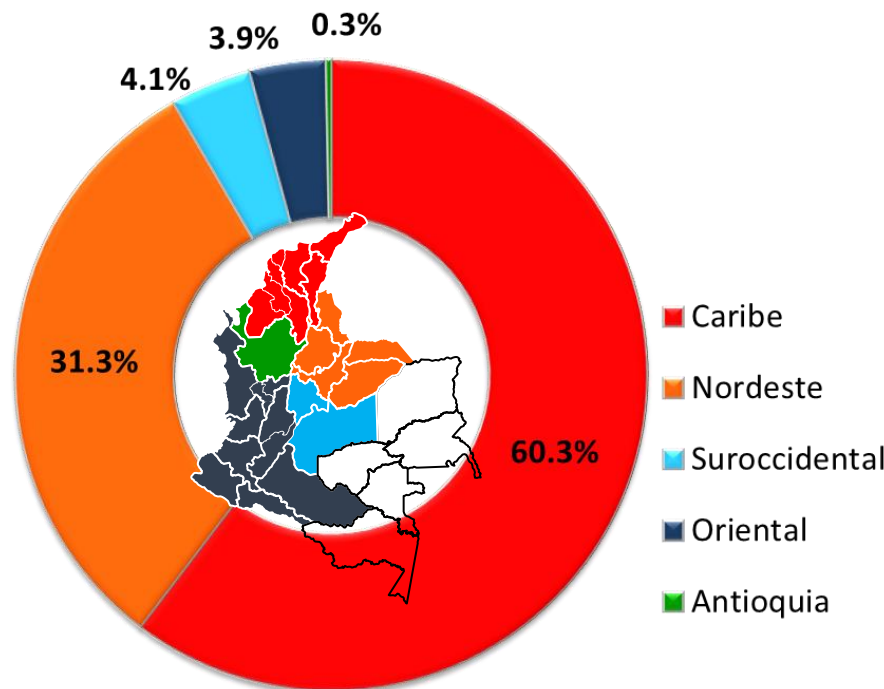
31

Existen **2000 MW** en riesgo ante contingencias sencillas, que no es posible cubrir.

Restricciones que generan DNA ante contingencia sencilla



Porcentaje de Demanda en Riesgo



Condiciones de Riesgo

Situación actual



Se tienen varias contingencias sencillas que generan DNA y no es posible cubrirlas



Se tiene una contingencia sencilla que genera DNA y no es posible cubrirlas

Atlántico:

- Agotamiento red 110 kV
- Demanda no atendida por actuación de Esquemas suplementarios.
- Balance generación para controlar cortes



Bolívar:

- Agotamiento Red de 66 kV.
- Demanda no atendida por actuación de Esquemas suplementarios.



Córdoba – Sucre:

- Cargabilidad Trafos Chinú (N-1)
- Demanda no atendida por actuación de Esquemas suplementarios.



Antioquia:

Balance generación para controlar cortes.



Valle del Cauca:

- Agotamiento capacidad de transporte Yumbo – Chipichape 115 kV.
- Operación de la S/E Termoyumbo desacoplada.

Cauca – Nariño:

Agotamiento red 115 kV.



Huila – Tolima

- Caquetá:
Agotada red 115 kV.
Balance generación para controlar cortes



CQR:

Agotamiento Transformación 230/115 kV.

GCM:

- Agotada transformación 220/110
- Agotamiento red a 110 kV entre Fundación y Santa Marta.
- Bajas tensiones ante N-1 Transformador Copey 500/230 kV



Norte de Santander:

- Agotamiento transformación y red 115 kV.
- Bajas tensiones ante N-1 Transformador
- Demanda no atendida por actuación de Esquemas suplementarios.



Santander:

Agotamiento de la capacidad de transformación y de la red a 115 kV.



Boyacá – Casanare:

Agotada transformación 230/115 y red a 115 kV.



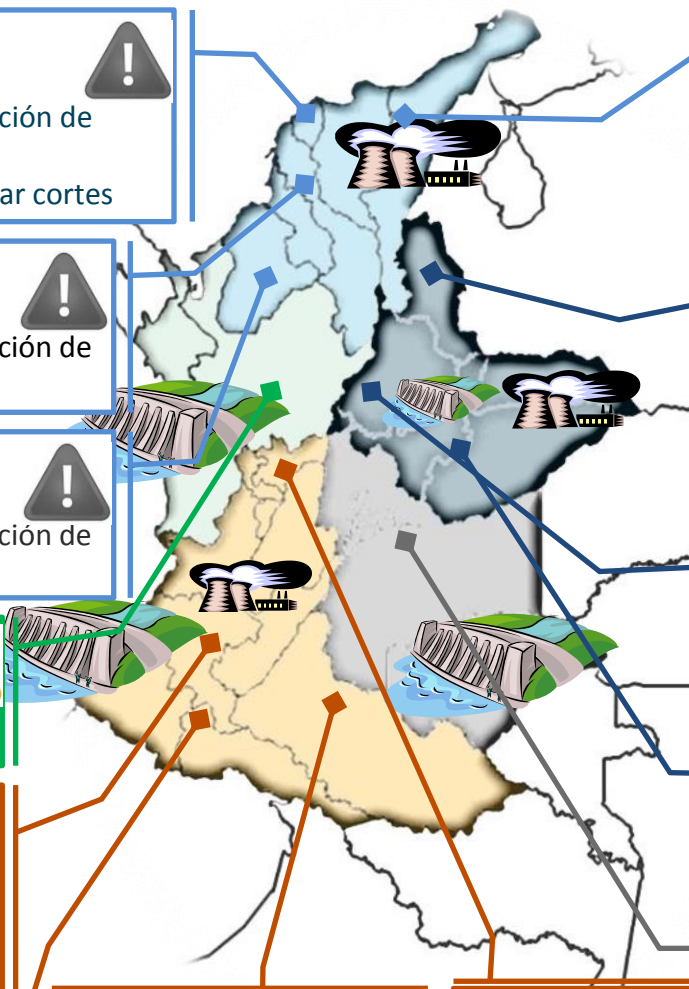
Bogotá:

- Necesidad de generación de seguridad al interior del área para soporte de reactiva y límite de importación.



Meta:

- Agotamiento capacidad de transporte Línea Barzal – Ocoa 115 kV.



**Situación
Operativa**

Cargabilidad transformadores

Cargabilidad de transformadores

Julio 2015

Alta cargabilidad
([Carg.] > 95%)

Transformador	# ocurrencias	Cargabilidad	Proyecto asociado
Cuestecitas 2 60 MVA 220/110/13.8 KV	1	99.84 %	ATR 3 Cuestecitas 3 (Nov 2016)
El Copey 1 100 MVA 220/110/34.5 KV	8	99.42 %	La Loma STR (Sin fecha definida)
Urura 1 90 MVA 230/110 KV*	3	99.95 %	Nueva Montería (Nov 2017)
Termoflores II 2 150 MVA 220/110/13.8 KV	1	95.59 %	Caracolí (Sin fecha definida)
Bosque 4 150 MVA 220/66 KV	3	96.42 %	ATR Bosque 2 (Sin fecha definida)

Sobrecarga
([Carg.] > 100%)

Transformador	# ocurrencias	Cargabilidad	Proyecto asociado
Cuestecitas 2 60 MVA 220/110/13.8 KV	1	101.39 %	ATR 3 Cuestecitas 3 (Nov 2016)
El Copey 1 100 MVA 220/110/34.5 KV	2	103.42%	La Loma STR (Sin fecha definida)
Urura 1 90 MVA 230/110 KV*	4	114.40 %	Nueva Montería (Nov 2017)

*Medida estimada por problemas en equipos de medición

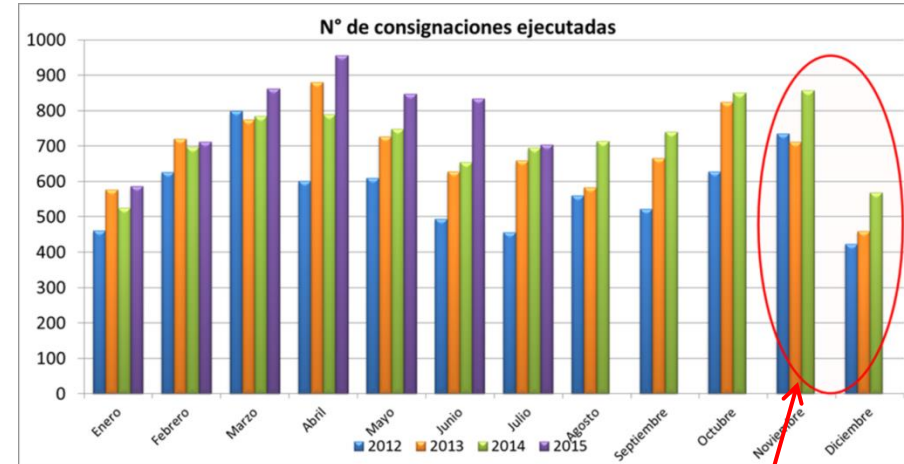
**Situación
Operativa**

Mantenimientos para demanda máxima

Mantenimientos para demanda máxima

Se tiene en cuenta:

- ☐ Los análisis y recomendaciones se realizan con el pronóstico de demanda
- ☐ Distribución mantenimientos
- ☐ Baja certeza demanda máxima
- ☐ No todos los mantenimientos generan restricciones



Históricamente se ha evidenciado que el mes de noviembre es de alta concentración de mantenimientos, aumentando los riesgos operativos. Una de las causas manifestada por los agentes, es la limitación de trabajos durante dos semanas en diciembre.

Por lo anterior, durante las dos primeras semanas de diciembre de 2015 no se limitará la ejecución de mantenimientos, salvo en situaciones que ameriten la solicitud de reprogramaciones.

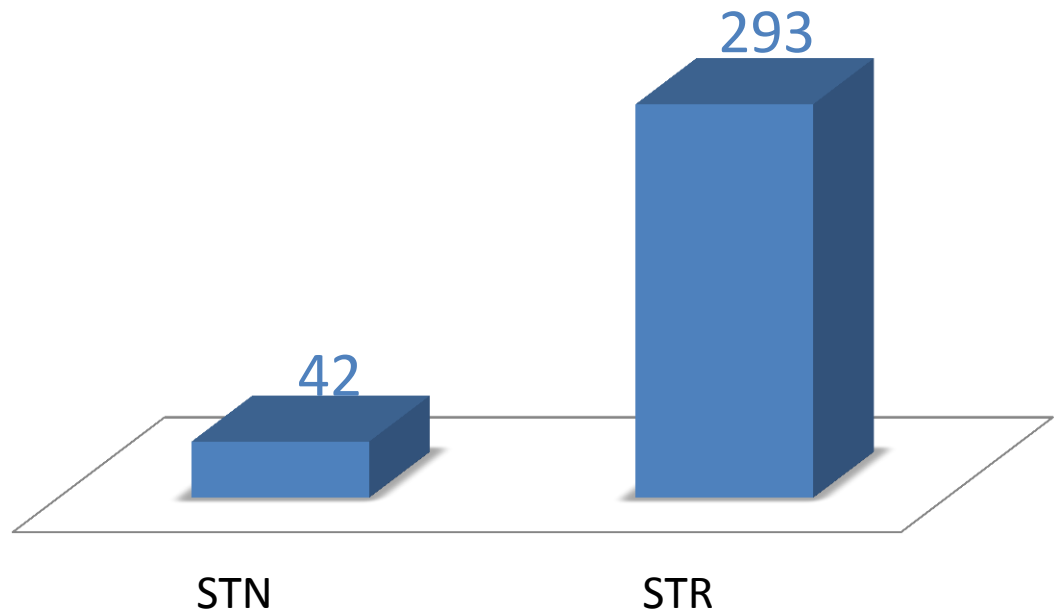
**Situación
Operativa**

Estado actual de la Supervisión del Sistema

Un total de 335 medidas de 2,795 en STN y STR, necesarias para la supervisión del SIN, se encuentran indisponibles hoy para el Centro Nacional de Despacho.

Las causas de estas indisponibilidades son, de manera general, las siguientes:

- Medida no fue implementada.
- La medida está llegando con un signo invertido.
- La medida no es precisa por problemas asociados con los transductores.
- La medida no está disponible por alguna situación relacionada con los sistemas de información.

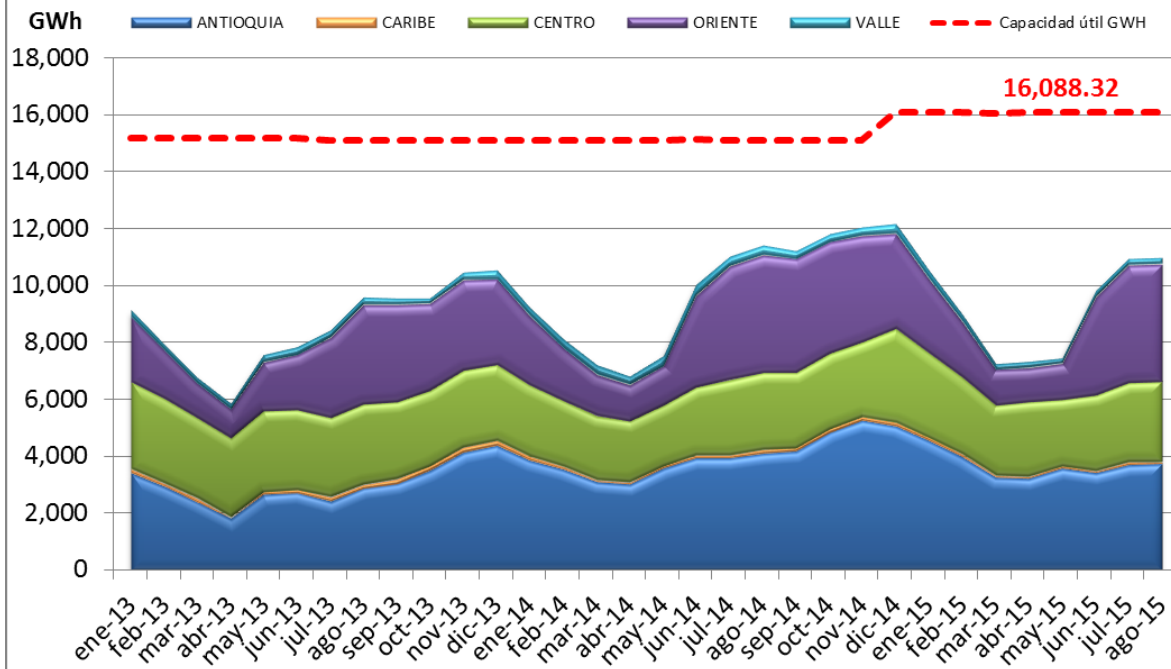


Variables en el SIN

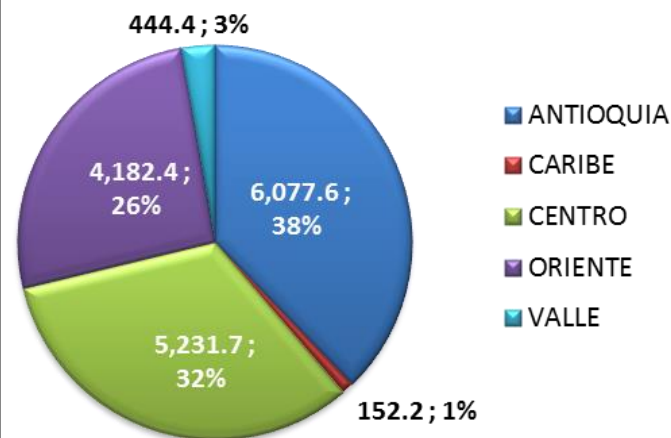


Evolución embalse agregado

Reservas hídricas SIN



Capacidad útil (GWh)



Porcentaje de las reservas que representan en el SIN

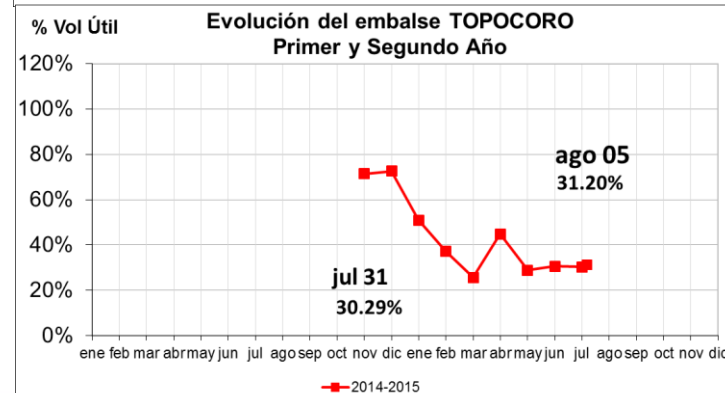
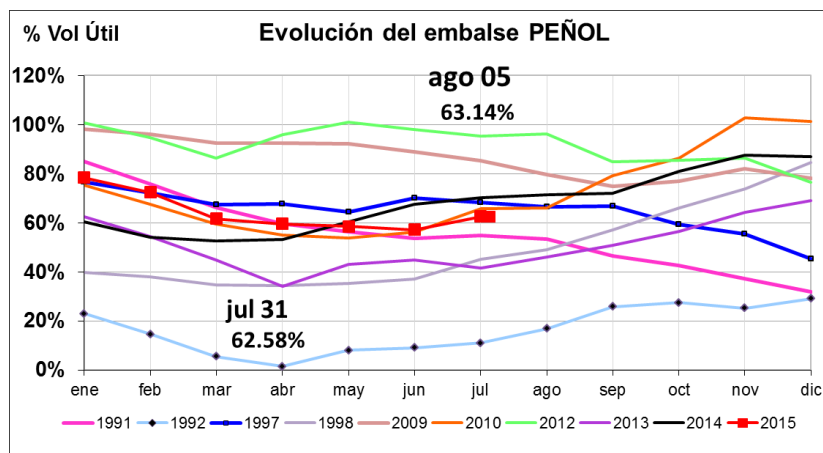
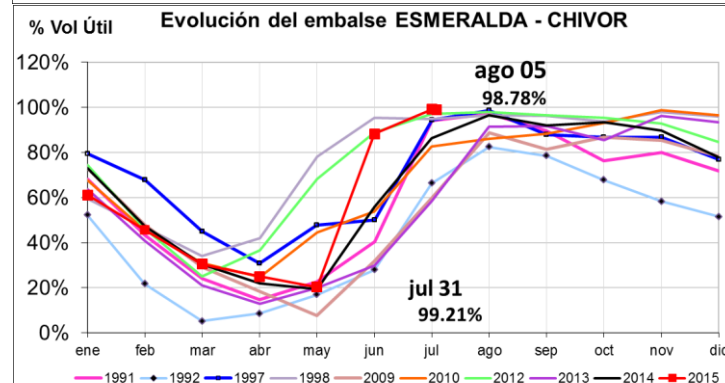
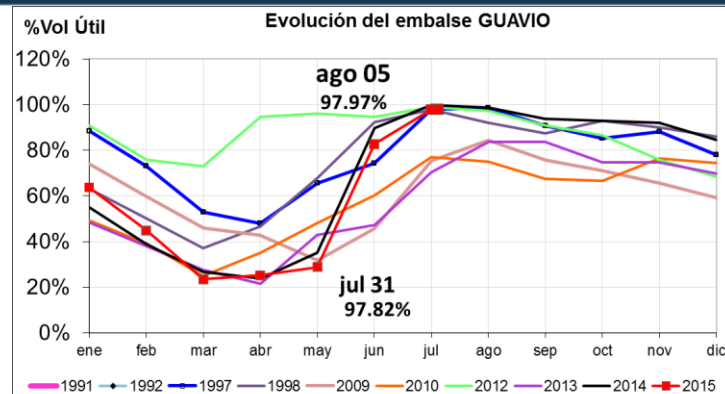
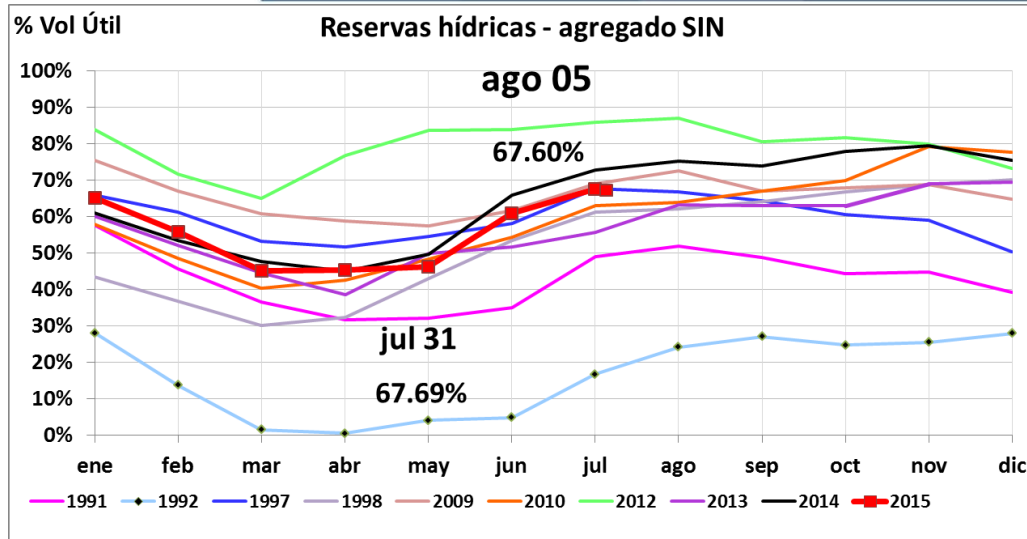
En julio de 2015 las reservas finalizaron en: **67.69%**. Frente a junio de 2015 aumentaron en 1,102 GWh (embalsamiento promedio 35.6 GWh)

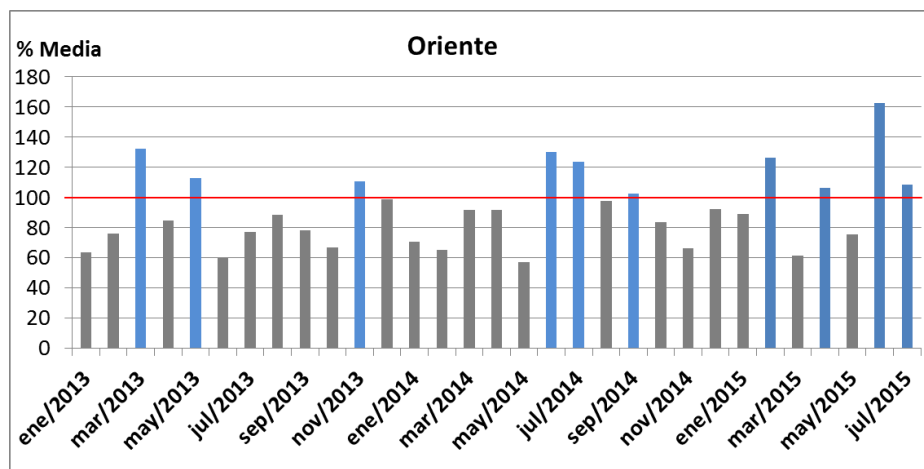
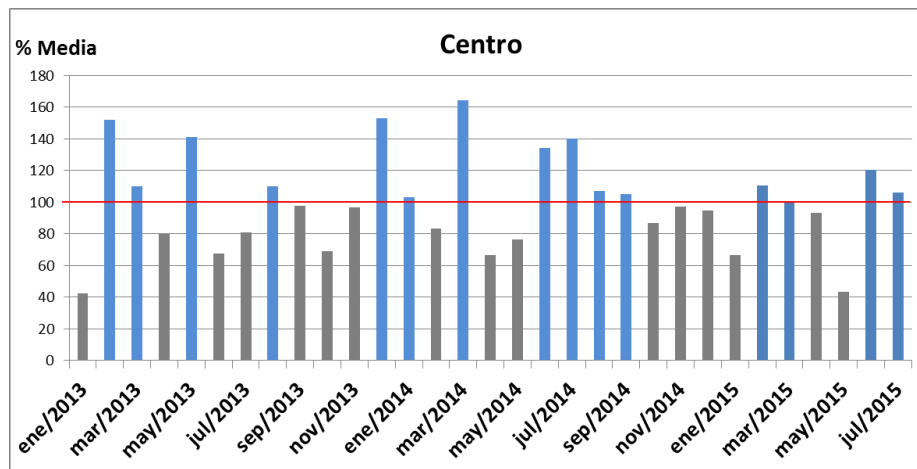
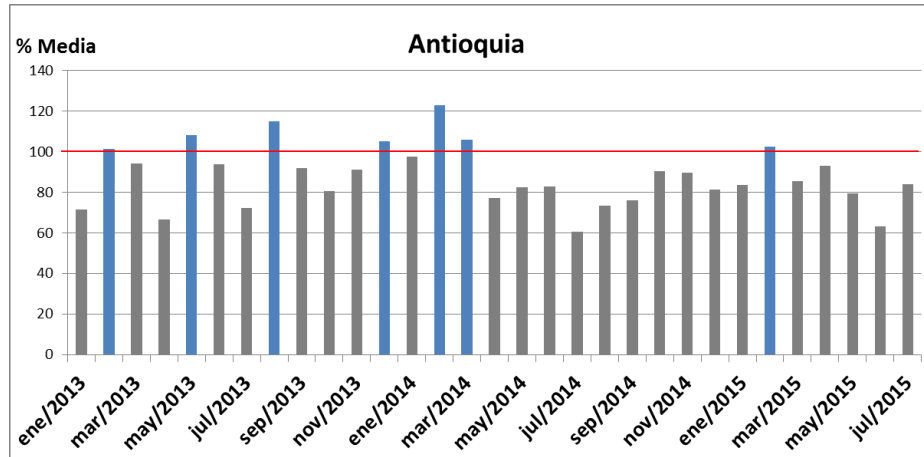
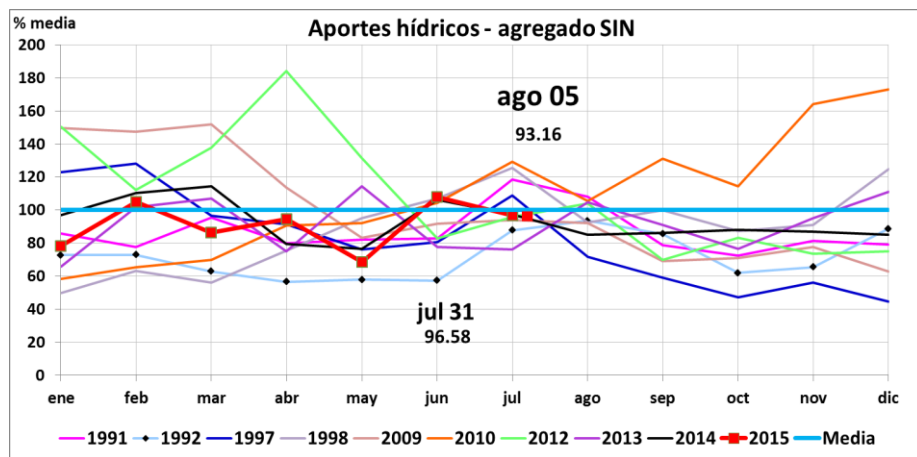
Estado actual del SIN – agosto 5

67.60%

10,875.57 GWh

Evolución embalses



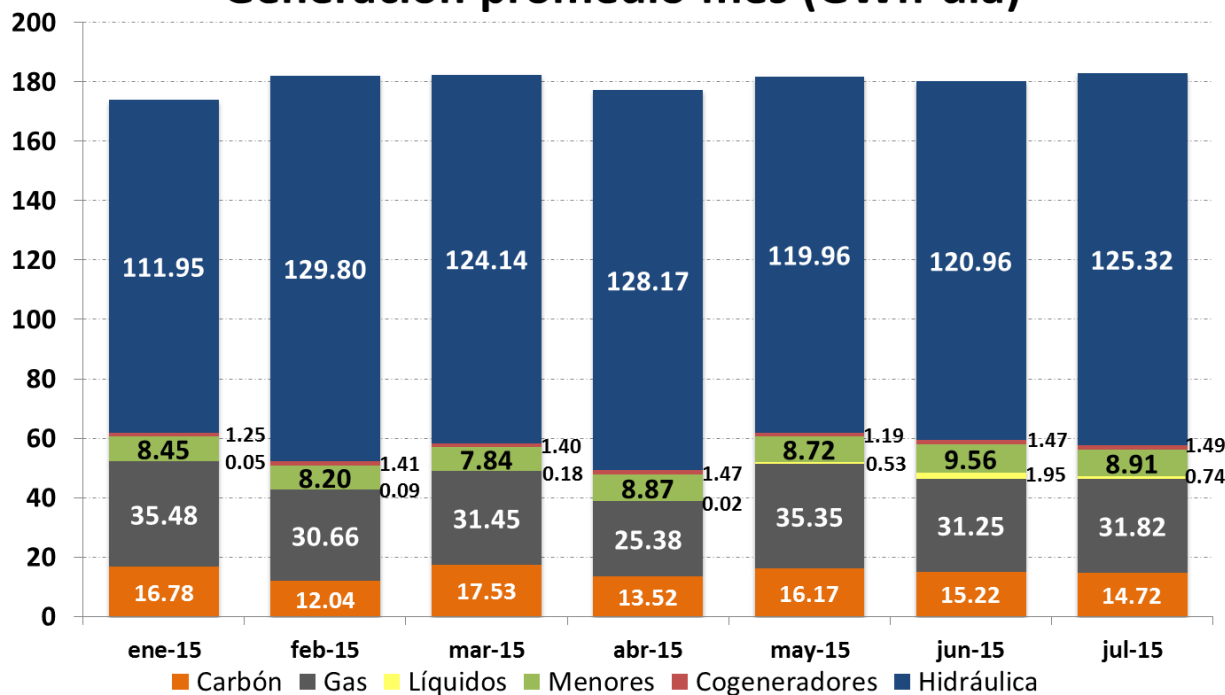


En los últimos 30 meses (enero 2013 hasta junio 2015) los aportes al SIN han sido deficitarios (91% media). Regionalmente el desempeño ha sido: Antioquia 87% de la media histórica; Oriente 95%; Centro 98%; Otras 91%. El HSIN preliminar al finalizar julio fue de 96.56%.

Al 5 de agosto los aportes al SIN son del 93.16% (Antioquia 61.57%, Centro 147.48%, Oriente 107.27%, Valle 70.97%)

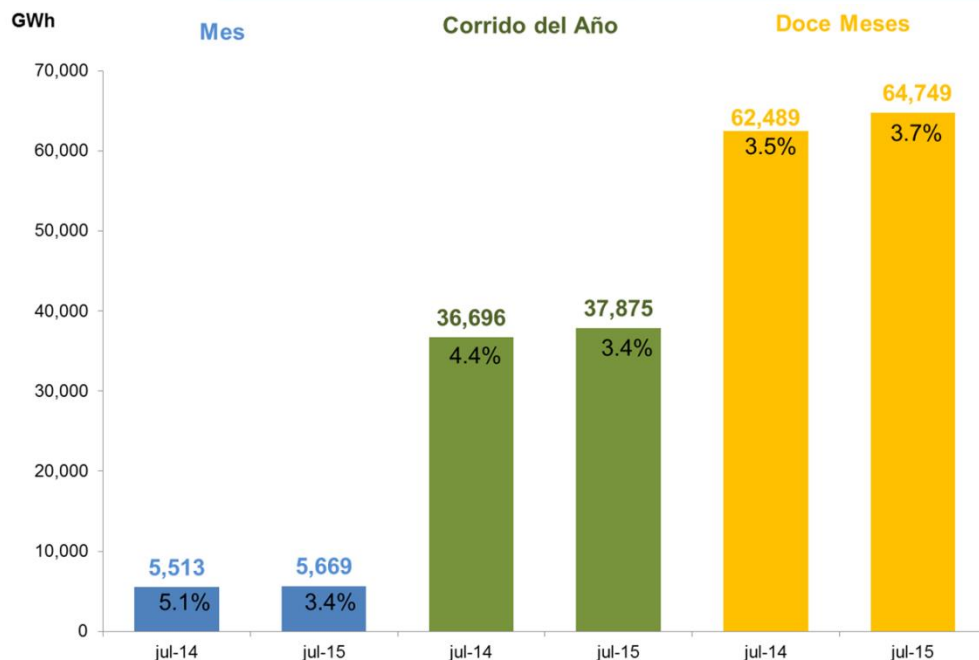
Comportamiento de la generación

Generación promedio mes (GWh-día)



Generación - promedio mes (GWh-día)							
	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15
Térmica Total	52.31	42.78	49.16	38.92	52.05	48.42	47.27
Exportaciones - promedio mes (GWh-día)							
A Ecuador	2.72	1.94	4.12	1.55	0.87	0.40	0.72
A Venezuela	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	2.72	1.95	4.12	1.55	0.87	0.40	0.73
Importaciones - promedio mes (GWh-día)							
Desde Ecuador	0.01	0.00	0.00	0.00	0.29	0.22	0.43
Desde Venezuela	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Demanda del SIN (Preliminar)



Demanda julio de 2015: 5,669 GWh.

El crecimiento fue del 3.4% frente a julio de 2014, ubicándose entre el escenario medio y el alto de la UPME.

La demanda ha crecido el 3.4% en lo corrido del año y el 3.7% en los últimos 12 meses (agosto 2014-julio 2015).

Demanda Regulada y No Regulada (GWh) Datos hasta julio 25 de 2014

Consumo de Energía
ACTIVIDADES ECONÓMICAS
Mercado No Regulado

	jul-14	jul-15	Crec.	Participación
Regulado	2,988.6	3,072.5	3.5%	68%
No Regulado	1,432.9	1,455.7	2.6%	32%
Industrias manufactureras	669.7	653.2	-0.8%	44.9%
Explotación de minas y canteras	272.3	315.0	15.4%	21.6%
Servicios sociales, comunales y personales	125.1	122.5	-1.1%	8.4%
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	102.1	97.8	-3.7%	6.7%
Electricidad, gas de ciudad y agua	29.8	33.5	13.2%	2.3%
Transporte, almacenamiento y comunicación	21.3	24.4	17.0%	1.7%
Agropecuario, silvicultura, caza y pesca	39.1	41.5	8.1%	2.9%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles	80.2	77.9	-1.3%	5.3%
Construcción	93.4	89.9	-3.3%	6.2%

Panorama Energético



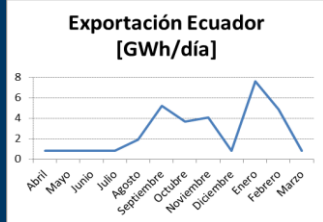
■ filial de isa

Información básica de las simulaciones

Información general

Demanda

- Colombia: Escenario Alto hasta abril de 2016, después escenario medio UPME Rev. (Mar/2015)



*Fuente: CENACE. Reunión bilateral 25/02/15

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 julio de 2015 publicado por la UPME

Plantas menores

- De Mayo a Noviembre 9.5 GW/día y de Diciembre a Abril 7.5 GW/día

Desbalance Hídrico

- 14 GWh/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

Combustible

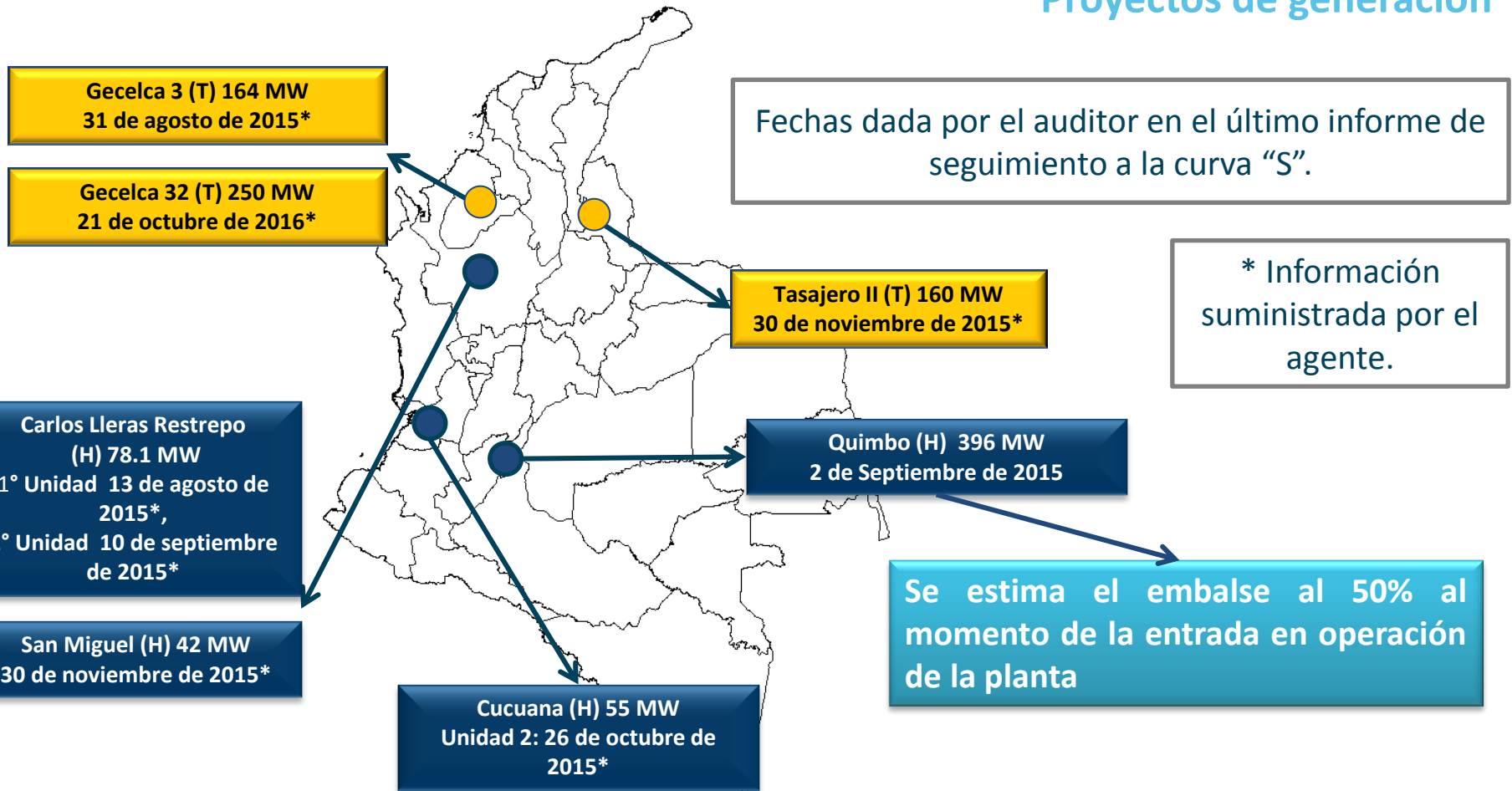
- Contratos de líquidos y gas. Los contratos de gas incluyen las cantidades reportadas por los agentes en el mercado secundario al CNO.

Planta de regasificación

- Se considera la entrada en operación en enero de 2017

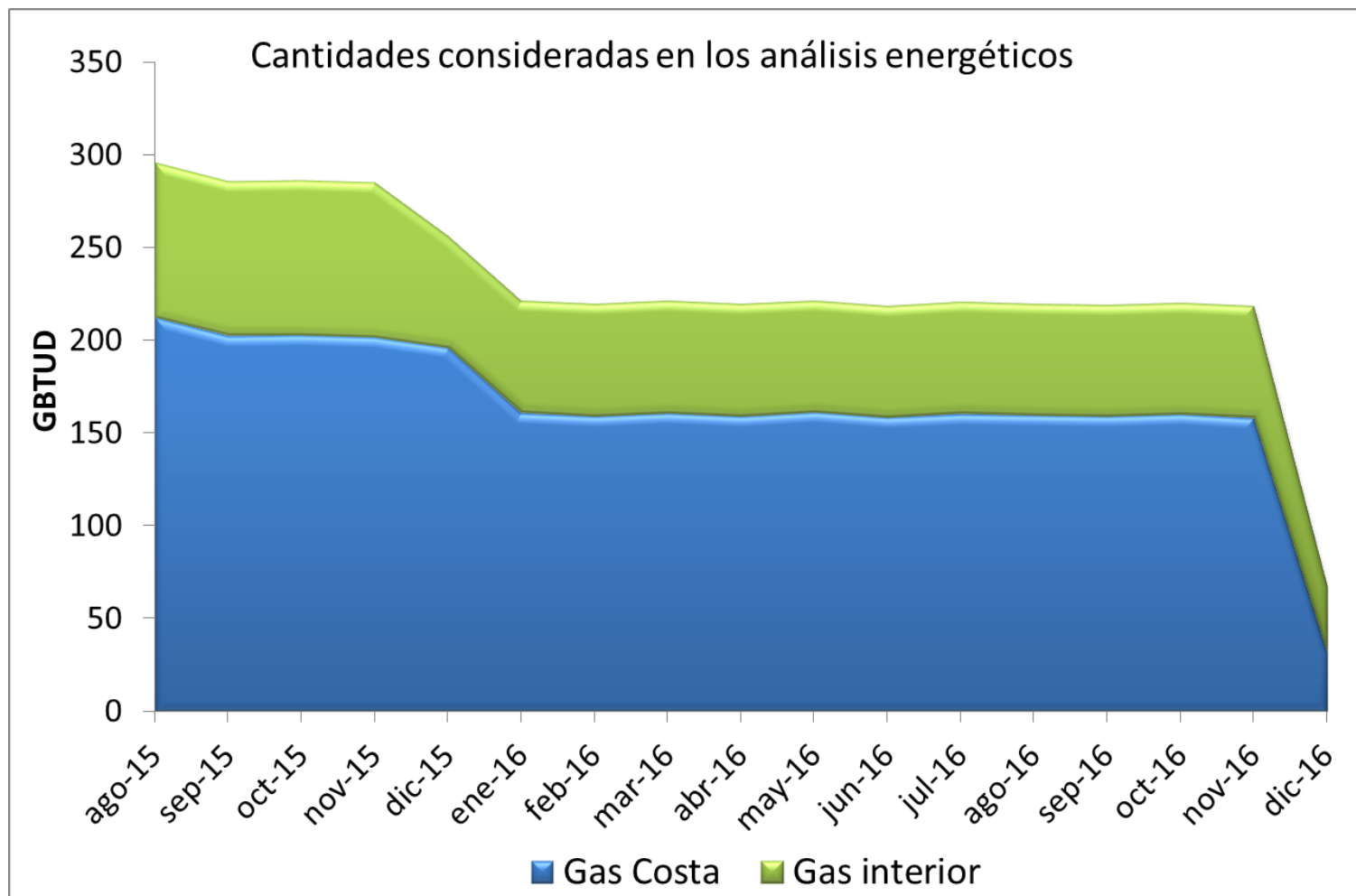
Información básica de las simulaciones

Proyectos de generación



Se espera que para el verano 2015-2016, el SIN cuente con alrededor de 900 MW adicionales, con la entrada en operación de los proyectos Gecelca 3, Carlos Lleras Restrepo, San Miguel, Cucuana, El Quimbo y Tasajero II

Contratos de Gas



Información suministrada por los generadores

Información básica de las simulaciones

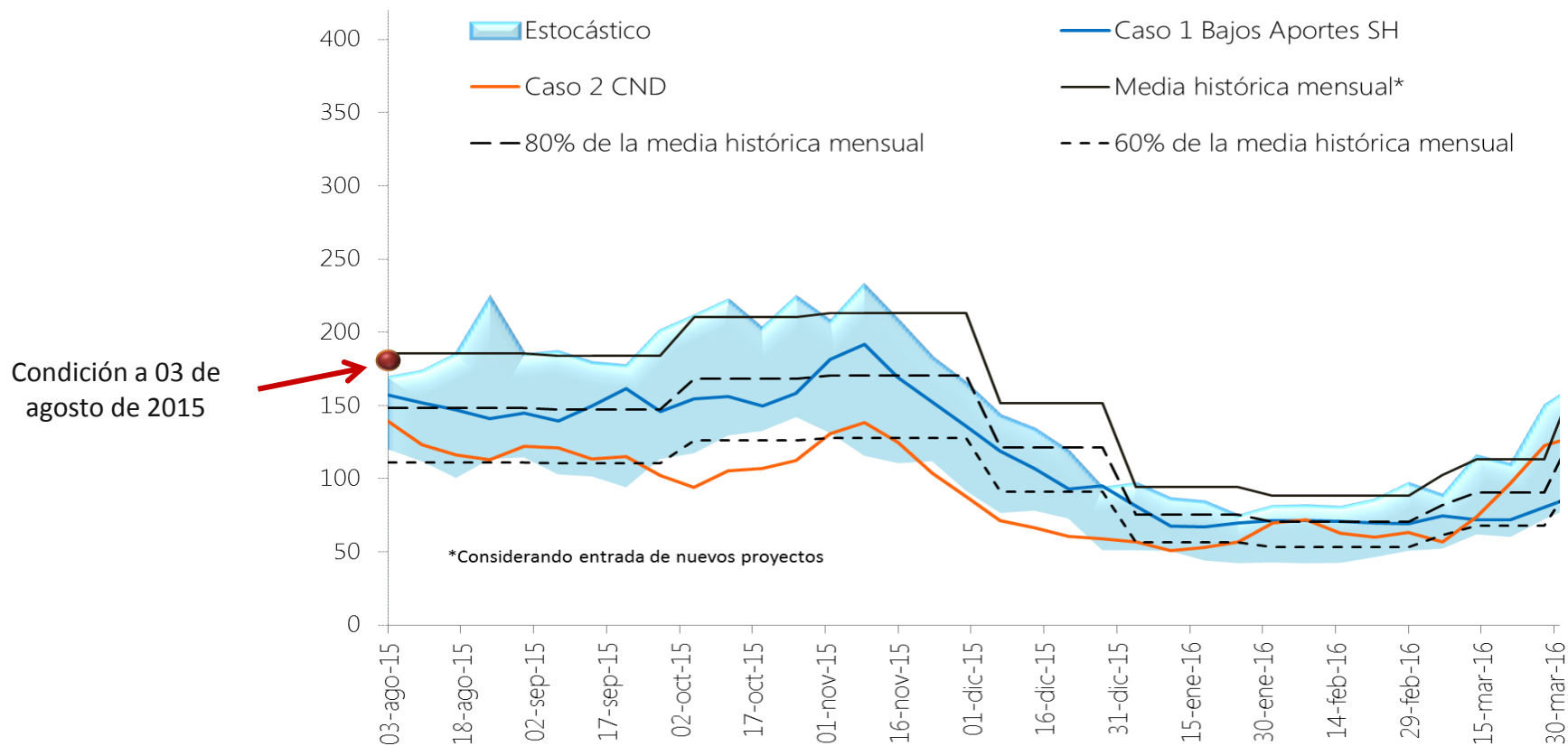


Escenarios:

- ✓ Caso 1. Bajos Aportes Subcomité Hidrológico
- ✓ Caso 2. CND. Registros históricos correspondientes al período 1997-1998

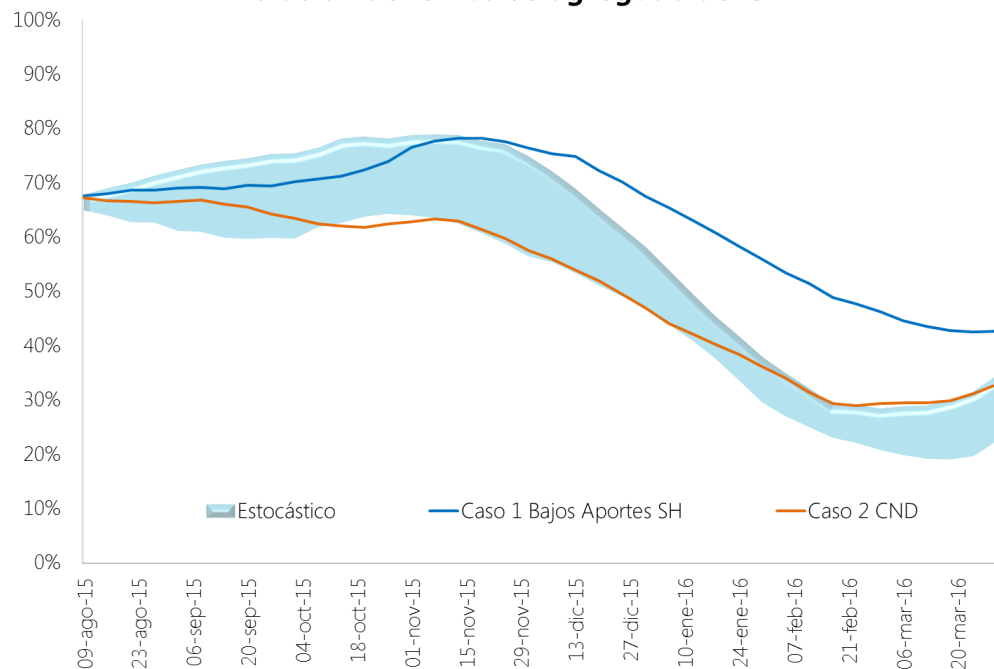
Aportes hidrológicos

Aportes del SIN [GWh/día]

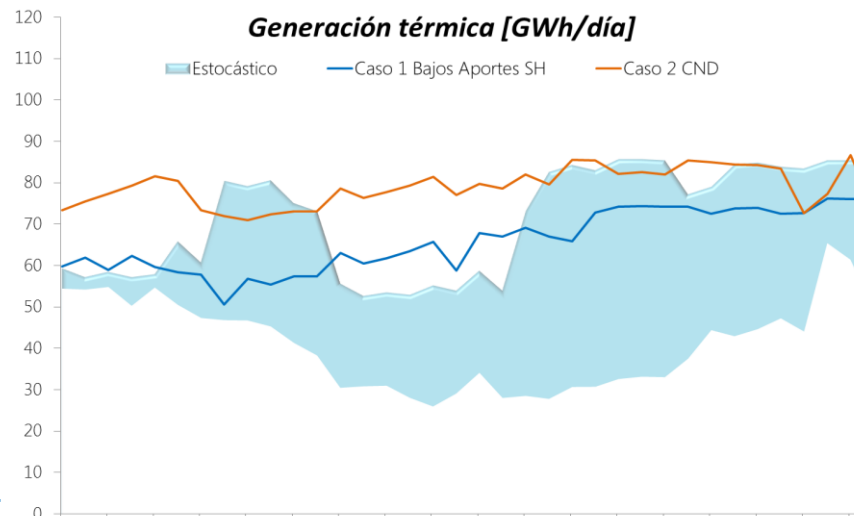


Resultados análisis energéticos

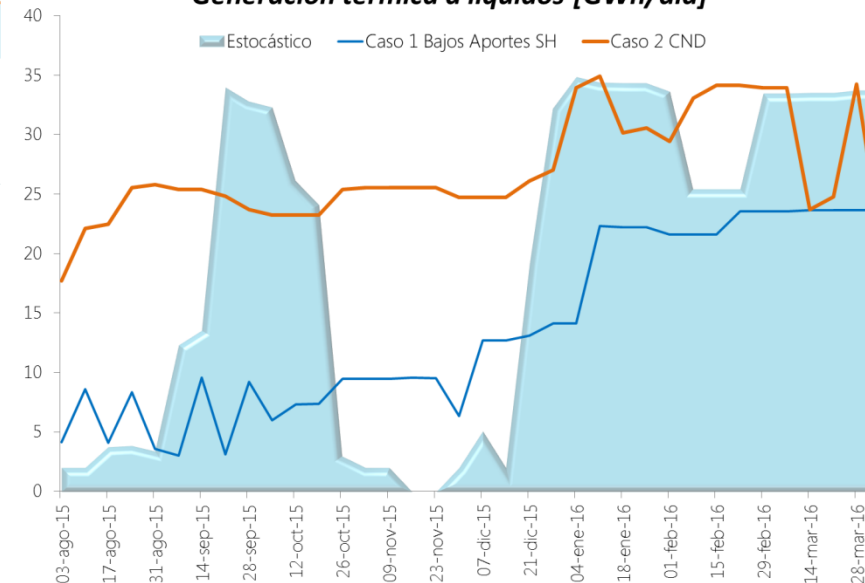
Evolución del embalse agregado del SIN



Generación térmica [GWh/día]

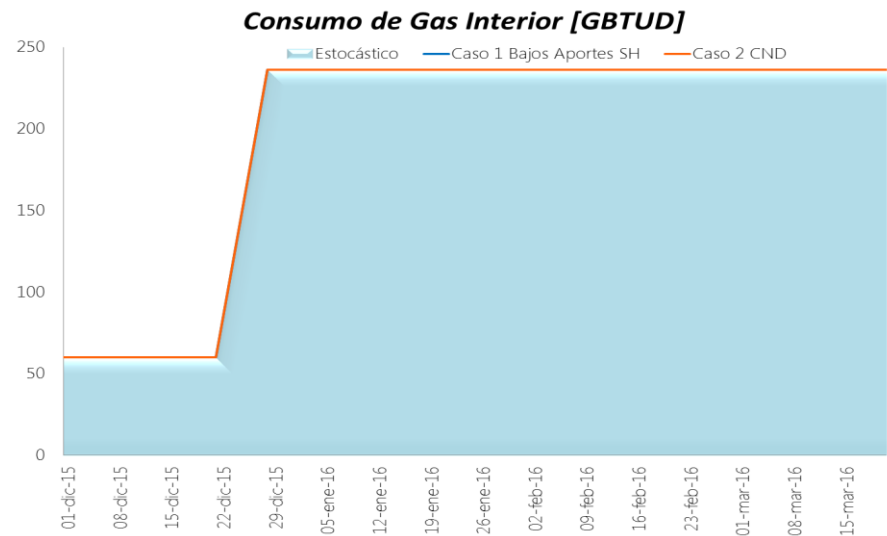
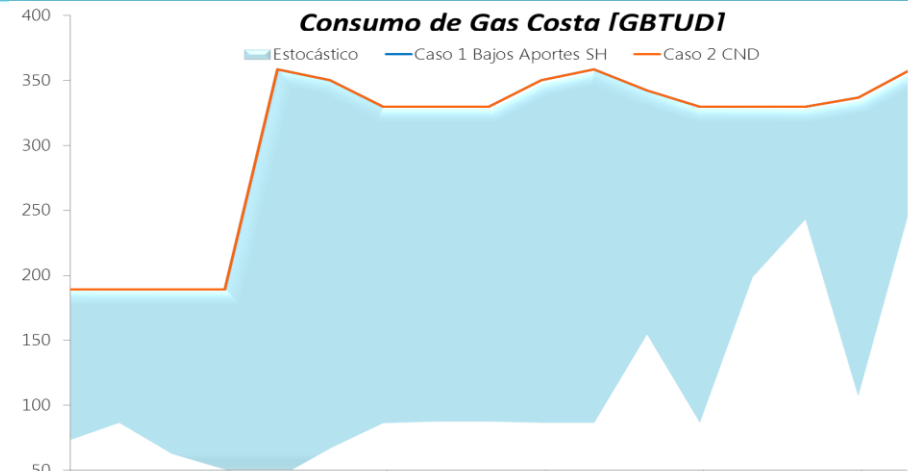
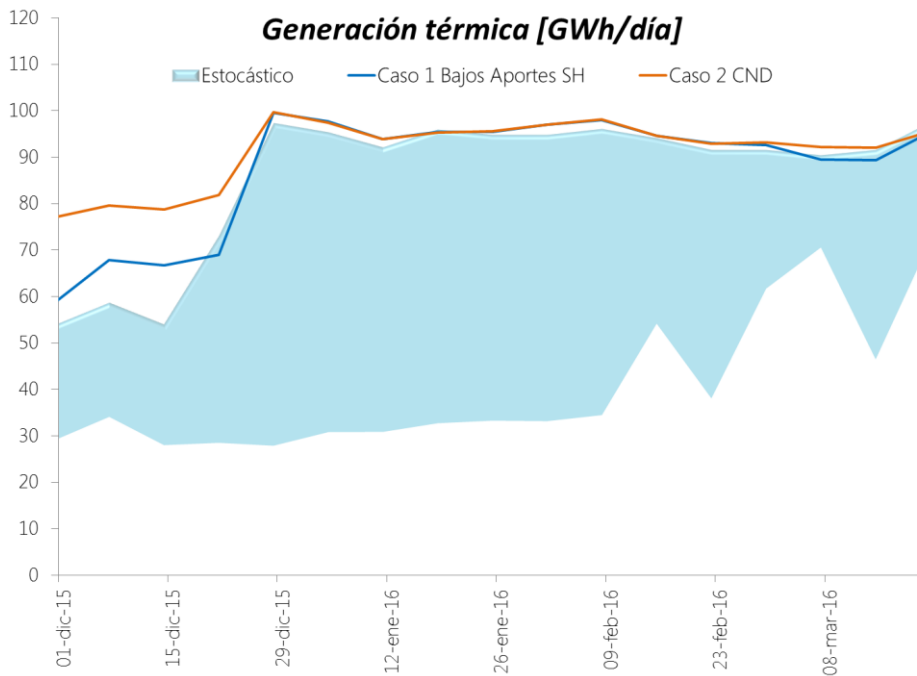


Generación térmica a líquidos [GWh/día]



Supuestos:

1. Contratos de gas libre en 2016 con el fin de identificar las necesidades de disponibilidad de gas para afrontar el verano 2015-2016.



Con los supuestos considerados en el modelo energético, la generación térmica promedio requerida durante el verano es 85 GWh/día, presentándose el máximo consumo de gas (tanto del interior como de la costa) de 235 y 360 GBTUD, respectivamente.

1. Con la información y escenarios considerados en el modelo energético, se observa que el SIN cuenta con los recursos suficientes para atender la demanda nacional en forma satisfactoria.
2. De mantenerse condiciones deficitarias durante el 2015, se observa que es necesario contar con generación térmica promedio cercana a 80 GWh/día, requiriendo más de 25 GWh/día de generación térmica a líquidos durante algunas semanas del verano 15-16.
3. Dado que los resultados de las simulaciones evidencian la necesidad de utilizar de manera intensiva las cantidades contratadas de combustibles en periodos de bajos aportes, 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.
4. 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. Así mismo, hacer un **seguimiento especial al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN** (Generación y Transmisión).

Panorama Energético

Índices Resolución CREG 026 de 2014

Niveles de alerta y condición del Sistema

Res CREG 026/2014

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

El estado de Vigilancia se confirma si el Nivel agregado de los aportes promedio mes en energía del SIN (HSIN) del mes anterior es menor a 90 % del promedio histórico de aportes

Fecha	Niveles de alerta	Condición del Sistema	HSIN	Fecha	Niveles de alerta	Condición del Sistema	HSIN
Ene. 05	ED PBP AE	Vigilancia	88.16%	Mar.06	ED PBP AE	Normal	110.10%
Ene. 09	ED PBP AE	Vigilancia		Abr. 10	ED PBP AE	Normal	90.36%
Ene. 16	ED PBP AE	Normal		may-08	ED PBP AE	Normal	97.12%
Ene. 23	ED PBP AE	Vigilancia		Jun. 05	ED PBP AE	Vigilancia	70.61%
Ene. 30	ED PBP AE	Vigilancia		Jun. 12	ED PBP AE	Vigilancia	
Feb. 6	ED PBP AE	Vigilancia	81.56%	Jun. 19	ED PBP AE	Vigilancia	
Feb. 13	ED PBP AE	Vigilancia		Jun. 26	ED PBP AE	Vigilancia	
Feb. 20	ED PBP AE	Vigilancia		Jul. 03	ED PBP AE	Normal	107.60%
Feb. 27	ED PBP AE	Vigilancia					

Varios





■ filial de isa



Varios

Propuesta Regulatoria Flexibilización de los criterios operativos del SIN

1. Revisión de los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación.
2. Revisar la viabilidad de implementar mecanismos de respuesta de la demanda.
3. Instalación de potencia adicional (ej: Baterías o plantas localizadas entre otras).

1. Revisión de los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación

En la medida que se disponga de recursos de generación y transmisión se atenderá la demanda y se cubrirán las contingencias según los criterios de calidad y seguridad actualmente definidos.

Solo en aquellos casos en que el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad impliquen racionamiento de demanda, se aplicará la propuesta de flexibilización de criterios de calidad y seguridad.

1. Revisión de los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación

Si ante una contingencia no hay afectación mayor al **10%** de la demanda de una subárea, no se programará racionamiento preventivo.

Cuando se programe racionamiento preventivo para soportar una contingencia el mismo se programará si es menor o igual a:

- **10%** de la demanda que se afectaría ante la contingencia, si la contingencia no se ha presentado en los últimos 365 días.
- **20%** de la demanda que se afectaría ante la contingencia, si la contingencia se ha presentado 1 vez en los últimos 365 días.
- **30%** de la demanda que se afectaría ante la contingencia, si la contingencia se ha presentado 2 o más veces en los últimos 365 días.
- Cuando se esté ejecutando un mantenimiento que implique riesgo de disparo el porcentaje a considerar será del **20%**; si la contingencia se ha presentado 2 o más veces en los últimos 365 días se aplicará el **30%**.

1. Revisión de los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación

En las barras del STN o STR del área se admitirá un nivel de voltaje transitorio de hasta el **85%** posterior a la contingencia.

Una vez superada la contingencia el CND coordinará las acciones para llevar las tensiones al valor límite de **90%** o superior en las barras del STN o STR, lo cual podrá incluir desconexiones de demanda. En caso de tenerse que efectuar desconexiones de demanda, el CND podrá considerar un valor inferior al **90%** de la tensión si el Transportador o el OR informa al CND, que puede operarse de manera temporal las barras del STN o STR afectadas, a una tensión inferior al 90% y mayor o igual al **85%** sin causar consecuencias adversas para los usuarios afectados.

Con el objeto de evitar afectación mayor ante las contingencias, detener eventos en cascada, deberá asignarse a los Transportadores o los ORs del área la obligación del suministro, instalación, mantenimiento y operación de esquemas suplementarios. Los esquemas serán acordados entre los Transportadores, los ORs del área y el CND y serán presentados al CNO, así como los cronogramas para la instalación de los mismos.

2. Revisar la viabilidad de implementar mecanismos de respuesta de la demanda

- Como una alternativa a programar racionamientos o ante la actuación de esquemas suplementarios o de desconexiones de demanda por efectos de las contingencias, se propone incentivar económicamente a los usuarios del área a tener desconexiones voluntarias de demanda. Dicha desconexión se invocaría por razones de seguridad y confiabilidad (no ligada a la condición de Precio de Escasez), en los periodos horarios en que se requiera, previa coordinación entre el CND, los Transportadores y los ORs. Los Transportadores y los ORs deberán coordinar con los Comercializadores y usuarios involucrados.
- La Comisión definirá el monto de los incentivos económicos y los responsables del pago de los mismos.

3. Instalación de potencia adicional (ej: Baterías o plantas localizadas entre otras)

Posibilitar que en el área se conecten plantas de rápida instalación, como baterías, plantas de emergencia, etc. La Comisión definirá a quien asigna los sobre costos que implique dicha generación.

- Aunque en el documento se propone considerar una estadística de eventos ocurridos durante el último año, se considera prudente realizar una revisión más detallada del periodo de historia a considerar, el cual podría estar entre 1 y tres años, pero el mismo debe ser una muestra lo suficientemente representativa para caracterizar el fenómeno bajo estudio.
- Se deben establecer los tiempos de aviso a los comercializadores y usuarios finales que como resultado del análisis, requieren ser desconectados del sistema.
- Considerando que se contempla la posibilidad de permitir de manera temporal, voltajes inferiores al 90% del valor nominal, ante la ocurrencia de ciertos eventos en el SIN, estos periodos de tiempo de operación con calidad degradada, deben ser excluidos del cálculo de indicadores establecidos en el esquema de calidad aplicado actualmente en el SIN.

Varios

Autogeneradores y cogeneradores

“Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones”

¿Cuántos autogeneradores y cogeneradores se tienen registrados en XM?

- No se tiene registrado ningún autogenerador en XM (al 4 de agosto de 2015)
- A la fecha, 4 de agosto 2015, se tienen registrados 13 cogeneradores, de los cuales 12 en el mes de julio de 2015, reportaron generación real mayor a cero.

Cogenerador
Bagazo
CENTRAL CASTILLA 1
CENTRAL TUMACO 1
INCAUCA 1
INGENIO LA CARMELITA
INGENIO PICHICHI 1
INGENIO PROVIDENCIA 2
INGENIO RIOPAILA 1
INGENIO RISARALDA 1
INGENIO SAN CARLOS 1
MAYAGUEZ 1
PROENCA
Carbon
COGENERADOR COLTEJER 1
Gas
PAPELES NACIONALES

Varios

Seminario operadores

SEMINARIO INTERNACIONAL DE OPERADORES 2015



■ filial de isa



24 Y 25 DE SEPTIEMBRE

"NUESTROS SENTIDOS NOS PERMITEN PERCIBIR SÓLO UNA PEQUEÑA
PORCIÓN DEL MUNDO EXTERIOR" - NIKOLA TESLA

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



■ filial de isa

XM S.A. E.S.P.

Calle 12 Sur N° 18 - 168 Bloque 2 | PBX: (574) 317 2244 Fax: (574) 317 0989 | Atención al cliente: (574) 317 2929

Línea Ética: 018000 52 00 50

Medellín, Colombia

Cargabilidad de transformadores

Julio 2015

Alta cargabilidad
([Carg.] > 95%)

Transformador	Operador	Sobrecarga declarada
Cuestecitas 2 60 MVA 220/110/13.8 KV	Transelca	5% por 30 minutos
El Copey 1 100 MVA 220/110/34.5 KV	Transelca	5% por 30 minutos
Urura 1 90 MVA 230/110 KV*	Urura	30% por 30 minutos
Termoflores II 2 150 MVA 220/110/13.8 KV	Celsia ZF	5% por 30 minutos
Bosque 4 150 MVA 220/66 KV	Electricaribe	20% por 1 hora

Sobrecarga
([Carg.] > 100%)

Transformador	Operador	Sobrecarga declarada
Cuestecitas 2 60 MVA 220/110/13.8 KV	Transelca	5% por 30 minutos
El Copey 1 100 MVA 220/110/34.5 KV	Transelca	5% por 30 minutos
Urura 1 90 MVA 230/110 KV*	Urura	