

# Informe CND

**Dirigido al Consejo  
Nacional de Operación**

**Documento XM-CND-056**

**Jueves 3 de septiembre 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 – 056  
Jueves, 3 de septiembre de 2015**

## Situación operativa

- Situación Caribe
- Situación Tolima
- Cargabilidad de transformadores
- Programación de mantenimientos
- Situación expansión generación
- Agentes operadores subestaciones del SIN

## Variables en el SIN

- Reservas y aportes
- Generación
- Demanda

## Panorama energético

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

## Varios

- Mantenimiento gas - Chevron
- Indicadores de calidad de la operación
- Radar de proyectos
- Seminario de operadores

# Situación operativa





■ filial de isa

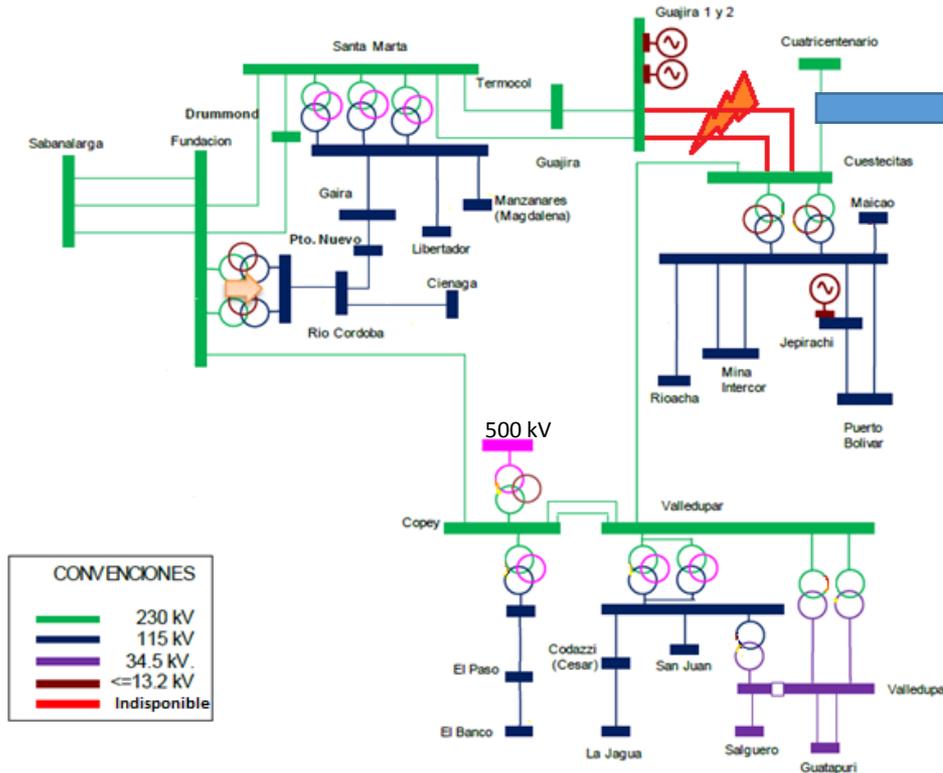
**Situación  
Operativa**

**Situación Caribe**



filial de isa

# Operación crítica en Guajira-Cesar-Magdalena (GCM)



- **30/08/2015 16:38 hrs:** Indisponibilidad de los circuitos Guajira - Cuestecitas 1 y 2 220 kV ➔ Vendaval derriba torres 107, 108, 109 y 110 y queda averiada la torre 106.
- Quedan operando en forma radial las S/E Cuestecitas (ITCO) y Cuestecitas (Transelca) alimentadas desde la S/E Valledupar 220 kV. **Esta indisponibilidad implica que no se soporte la contingencia del transformador de Copey 500/230 kV, ni la contingencia sencilla de la línea Copey – Valledupar 220 kV, ni Fundación-Copey 220 kV, ni Copey-Ocaña 500 kV.**
- Inestabilidad de voltaje en Cuestecitas ➔ por la carga (Cerrejón, Maicao, Riohacha...) y por la generación variable de Jepirachi

**El 31 de agosto de 2015, el CND declara estado de emergencia en la operación de GCM:**

*\*Estado de Emergencia: Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda (Res. CREG 025/95)...*

La indisponibilidad de estos circuitos Guajira-Cuestecitas 1 y 2 220 kV y el incremento y variación de la carga en el área, originan caída de tensión en Riohacha actuando relé de baja tensión y salida de la carga de Riohacha. Posteriormente, ante la salida de la carga, se genera sobretensión en la barra de la S/E Cuestecitas 220 kV disparando todos sus circuitos asociados → Por esta situación se han presentado las siguientes demandas no atendidas:

- DNA de 79.89 MWh el 31 de agosto desde las 22:51 horas hasta las 01:07 horas del 1 de septiembre.
- DNA de 37.30 MWh el 1 de septiembre entre las 13:18 y las 14:10 horas

## PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS:

- Teleconferencias diarias Intercolombia, Transelca, Electricaribe, La Mina (Intercor) y XM para tomar acciones que minimicen riesgo de DNA ante lo crítico de la situación.
- Se coordinó con MinalIntercor la toma de carga en los cambios de turno para evitar cambios súbitos en la demanda (5:45 am y 17:45pm cada día)
- Intercolombia reajusta los tiempos y umbrales de las etapas lenta y rápida de la protección de sobretensión sobre los siguientes elementos (selectividad):
  - Bahía de línea Cuestecitas -Cuatricentenario 220 kV
  - Bahía del banco (40.7 Mvars) de condensadores de Cuestecitas 220 kV.
- Electricaribe reajusta relé de sobrecorriente de Riohacha hacia Cuestecitas 110 kV
- Se coloca el VQ de Cuestecitas con el reactor en modo automático y el condensador en modo manual, buscando evitar el comportamiento oscilatorio del sistema de control.
- Se espera uno de los 2 circuitos el 5 de septiembre por torre provisional (Transelca)

## GCM

- En GCM, durante los primeros días de agosto de 2015, se presentó **DNA por racionamiento debido a baja tensión en las subestaciones EL PASO y EL BANCO 110 kV**. En estos casos el OR atendió la instrucción CND.

Fecha	Hora Inicial	Hora Final	MWh
03/08/15	08:55 PM	11:23 PM	9.86
04/08/15	09:15 PM	10:04 PM	14.3
05/08/15	07:31 PM	11:07 PM	12.66
06/08/15	09:13 PM	10:18 PM	2.92
03/09/15	08:17 PM	10:42 PM	2.42

## Bolívar

- Indisponibilidad de los transformadores TERNERA 3 66/13.2 kV y TERNERA 5 66/13.2 kV. El agente reporta falla en cable de potencia por 13.2 kV, implicando **DNA en parte de Cartagena**:

Fecha	Hora Inicial	Hora Final	MWh
07/08/15	12:2900 AM	11:59 PM	1645

## Atlántico

- **DNA no programada** por disparo de los transformadores 1 y 9 220/110/13.8 kV en la S/E Sabanalarga, dejando sin tensión y desentendida la demanda de las **S/E Malambo, Baranoa, Salamina y Sabanalarga a 110 kV**. El agente reporta explosión del CT de la fase A asociado a la bahía del transformador 1 por 110 kV de la S/E Sabanalarga.

Fecha	Hora Inicial	Hora Final	MWh
29/08/15	7:24PM	11:59PM	375.6
30/08/15	12:00AM	12:18AM	19.2
30/08/15	8:51PM	11:59PM	80

- Ante la indisponibilidad del circuito Termoflores - Oasis 1 110 kV y el disparo Flores - Riomar 1 34.5 kV del 2 de septiembre, para evitar sobrecarga del circuito Termoflores - Oasis 2 110 kV, se programa **DNA, afectando parte de Barranquilla**:

Fecha	Hora Inicial	Hora Final	MWh
02/09/15	13:23	15:40	5



■ filial de isa

**Situación  
Operativa**

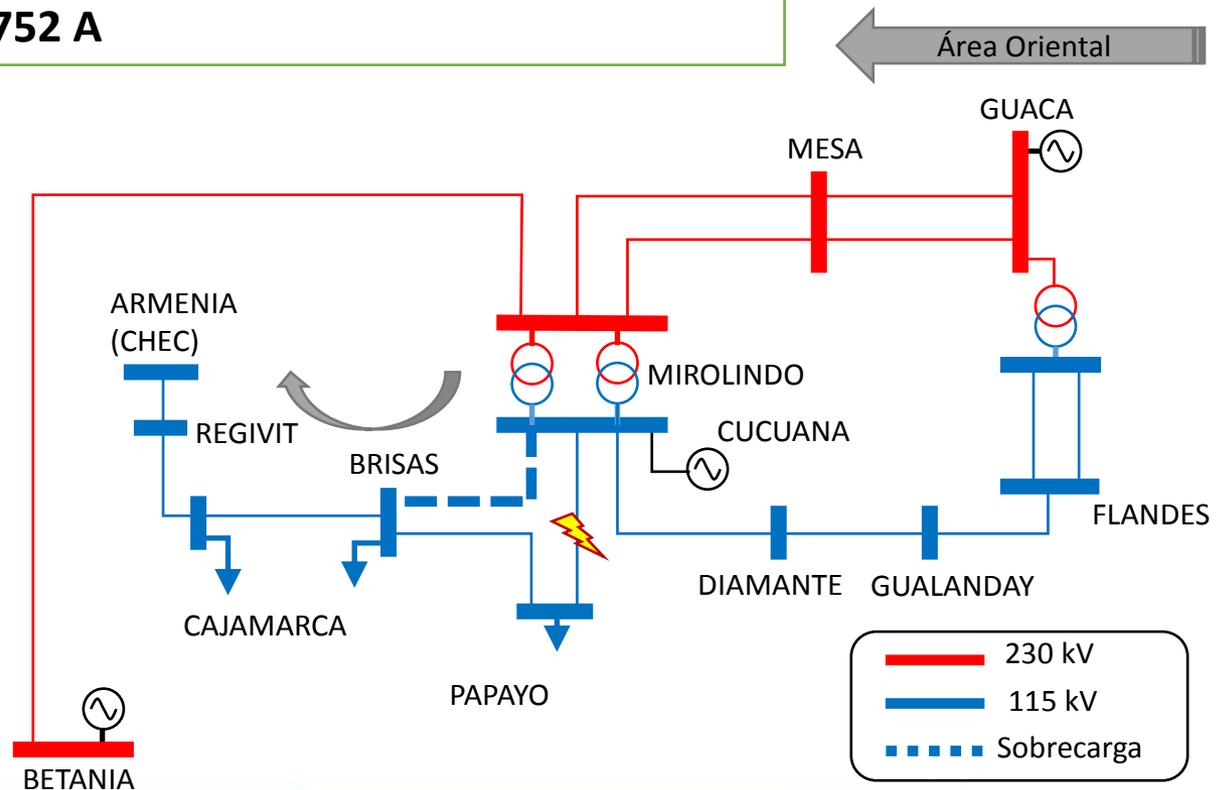
**Situación Tolima**

# Restricción Eléctrica en Tolima

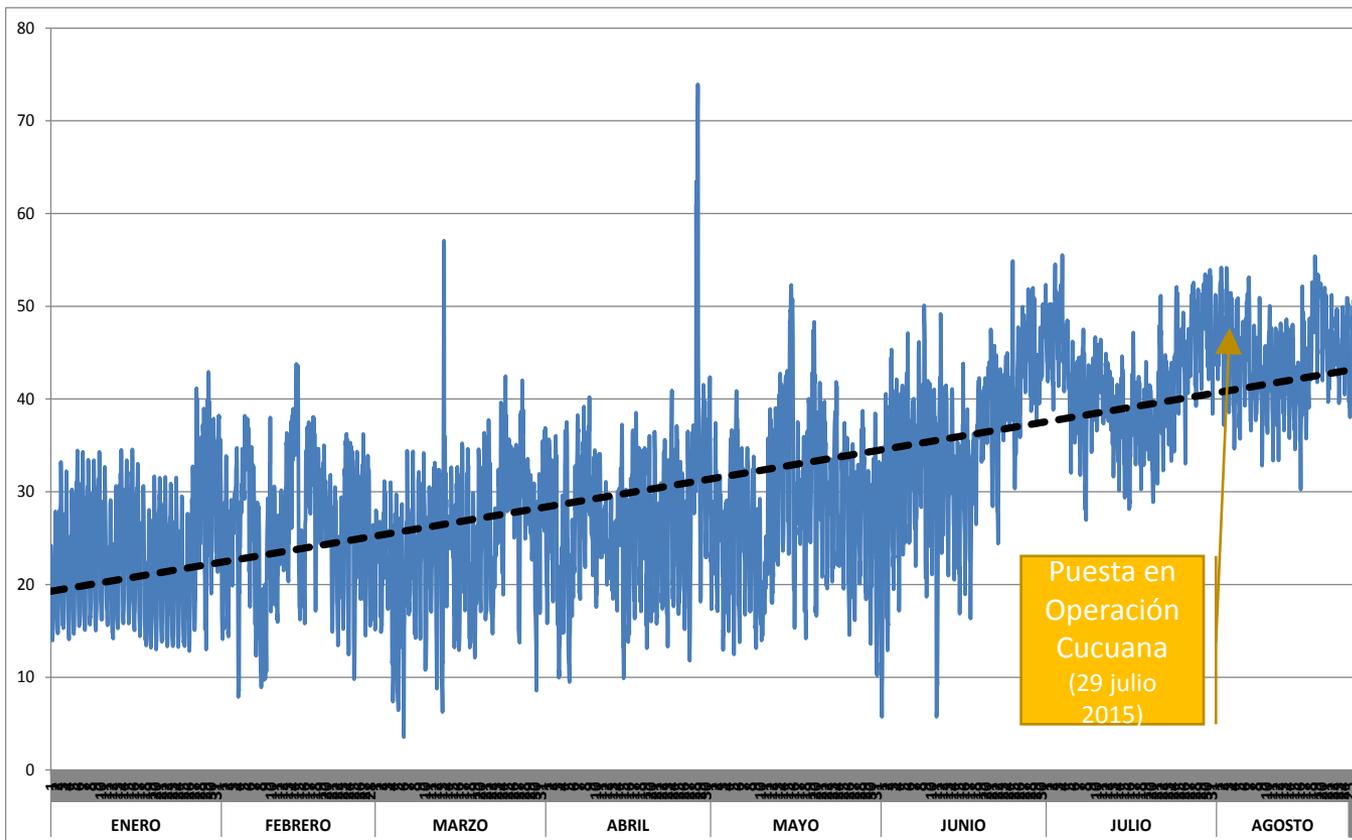
Cuando se tienen escenarios de alta generación en el área Oriental y Betania, y con baja generación en Antioquia, ante la contingencia del circuito Mirolindo – Papayo 115 kV se sobrecarga el circuito Mirolindo - Brisas 115 kV, implicando limitaciones en el SIN que se traducen en desoptimización de la operación.

Capacidad nominal reportada Mirolindo – Brisas 115 kV → **400 A.**  
 Elemento limitante → CT Relación actual **400/1 A**  
 Capacidad del conductor → **752 A**

Como solución estructural, se solicitó a Enertolima modificar la relación de transformación del CT (**800/1 A**) con el fin de aumentar la capacidad declarada por el circuito. Para modificarla es necesario realizar un estudio para verificar la adecuada coordinación de protecciones.



En análisis anteriores se ha evidenciado que la entrada en operación del proyecto Armenia 230/115 kV, mitiga la restricción, sin embargo, ante el retraso del proyecto fue necesario identificar otras medidas. Con la entrada del proyecto de generación Cucuana, el CND, EPSA y ENERTOLIMA evaluaron la pertinencia de implementar un esquema suplementario de protección que libere el corte de manera **temporal**. (Sin embargo, es mas conveniente para el SIN modificar la relación del CT).



Hasta la fecha se observa que con la entrada en operación de Cucuana, el flujo por el circuito Mirolindo – Papayo 115 kV no presenta variaciones importantes.



■ filial de isa

**Situación  
Operativa**

# **Cargabilidad de transformadores**

# Cargabilidad de transformadores

## Agosto 2015

	Transformador	# ocurrencias por día	Cargabilidad	Proyecto asociado	Fecha estimada
Alta cargabilidad ([Carg.] > 95%)	BOSQUE 4 150 MVA 220/66 kV	8	98.55%	ATR Bosque 2 150 MVA 220/110/66 kV	Mayo 2017 **
	EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV	3	98.52%	La Loma 110 kV	Sep. 2018
	URRA 1 90 MVA 230/110 kV *	2	98.56%	Chinú - Montería - Urabá 220 kV	Nov. 2016
	VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 kV	2	99.83%	Nuevo punto de conexión San Juan 220/110 kV y ATR 3 Valledupar 220/34.5 kV	Nov. 2018 ***
	CHINU 1 150 MVA 500/110/34.5 kV	1	99.51%	Chinú - Montería - Urabá 220 kV	Nov. 2016
	LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 kV	1	96.80%	Nueva Esperanza 500/230 kV	Ene. 2016
Sobrecarga ([Carg.] > 100%)	EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV	2	105.77%	La Loma 110 kV	Sep. 2018
	CUESTECITAS 2 60 MVA 220/110/13.8 kV	1	103.95%	ATR 3 Cuestecitas 220/110 kV	Nov. 2016
	URRA 1 90 MVA 230/110 kV*	1	100.76%	Chinú - Montería - Urabá 220 kV	Nov. 2016
	VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 kV	1	102.39%	Nuevo punto de conexión San Juan 220/110 kV y ATR 3Valledupar 220/34.5 kV	Nov. 2018 ***
	BELEN (CUCUTA) 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	1	101.12%	ATR San Mateo 115 kV Cierre del circuito Belén – Ínsula 115 kV	Abr. 2017

\*Medida estimada por problemas en equipos de medición

\*\* Por definir en convocatoria

\*\*\*Por definir en el plan de expansión 2015-2029



■ filial de isa

**Situación  
Operativa**

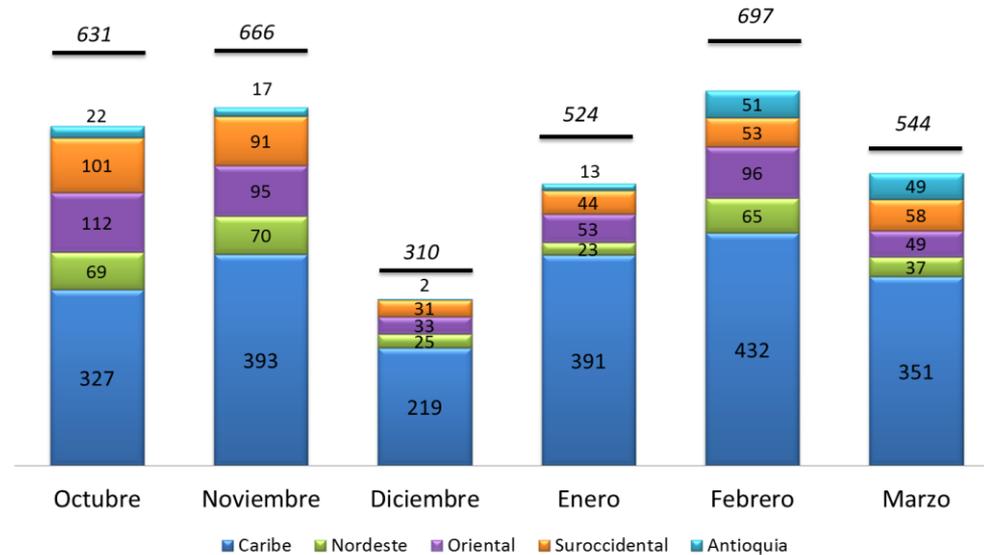
# **Programación de mantenimientos**

# Solicitud Consignaciones PSM II de 2015

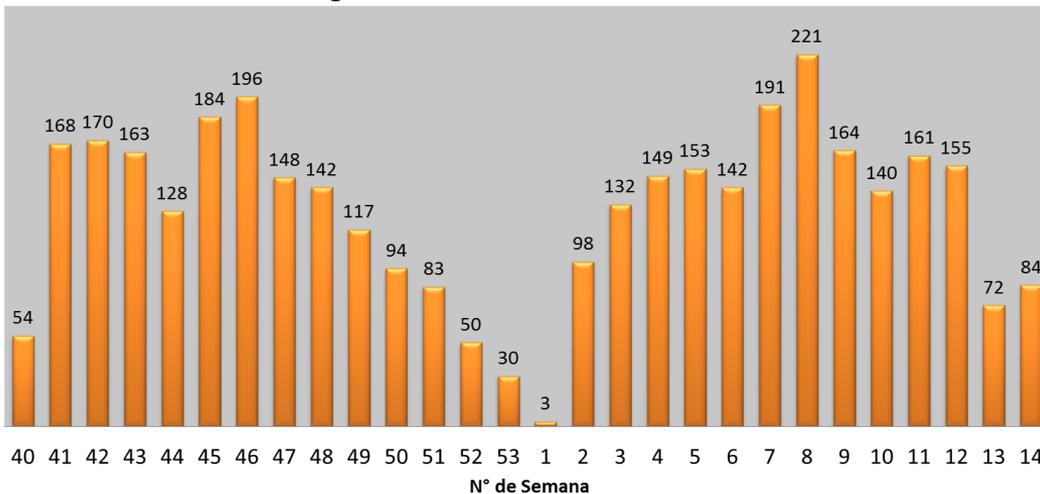
Según lo definido en el acuerdo CNO 518, el PSM y el PAM de las plantas o unidades de generación deberá ser ingresado y solicitado a más tardar el primero de septiembre a las 24:00 horas.

Consignaciones Solicitadas **3592**

Consignaciones de activos del STR y STN por áreas Operativas



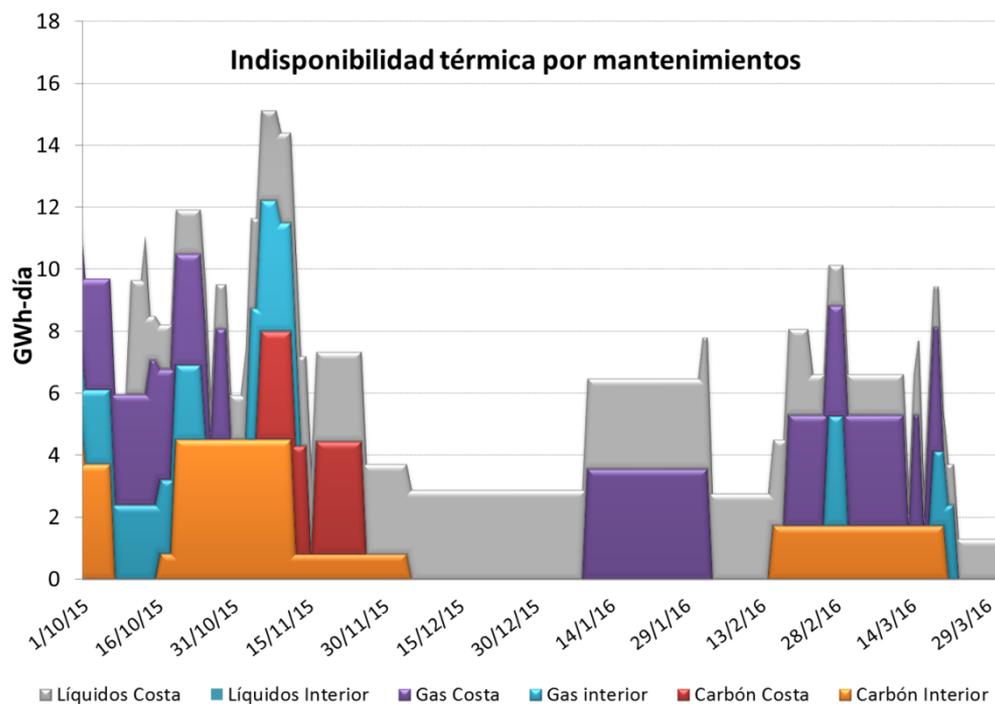
Consignaciones solicitadas en el PSM II de 2015



# Solicitud Consignaciones PSM II de 2015 - Generación

## Consignaciones de generación por áreas Operativas

	Antioquia	Caribe	Nordeste	Oriental	Suroccidental	Total
Octubre	25	6	1	13	7	52
Noviembre	21	4	2	16	5	48
Diciembre	7	0	1	12	0	20
Enero	2	2	1	16	2	23
Febrero	16	3	2	11	7	39
Marzo	14	7	1	14	2	38
						<b>220</b>



En plantas hidráulicas se destaca, la salida de las unidades 1 a 4 de Chivor entre el 13 de enero al 30 de abril de 2016.



■ filial de isa

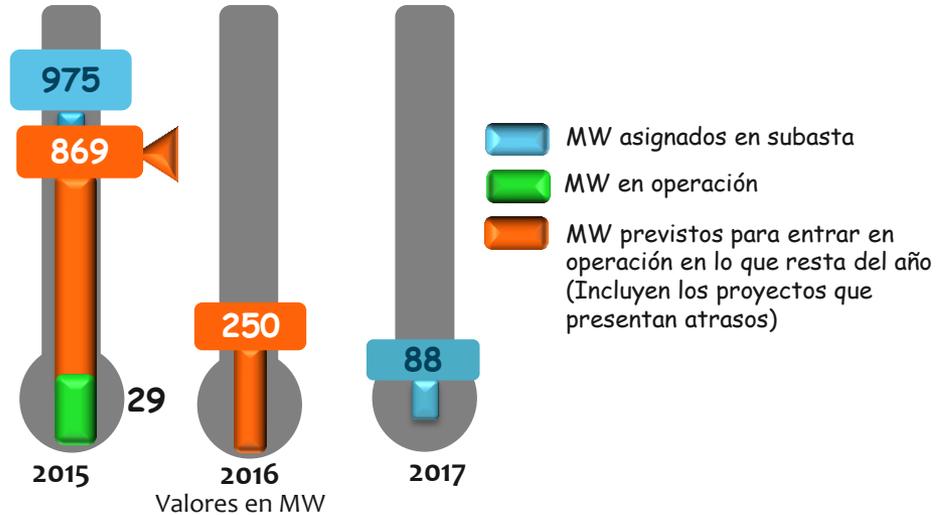
**Situación  
Operativa**

**Situación expansión generación**

# Expansión en generación asignada mediante subasta: años 2015 a 2017

Para el año 2015 se asignaron 6 proyectos en subastas y se espera que entren en operación 3 (28% de la capacidad asignada)

Año 2015	
Proyecto	MW
Porce IV	400
Ambeima	45
Carlos Lleras	78
San Miguel	42
Gecelca 32	250
Tasajero II	160
<b>Total</b>	<b>975</b>



Proyecto	Capacidad [MW]	FPO YYY-MM-DD	Promotor del proyecto	Fecha inicial asignación OEF YYY-MM-DD	Fecha asignada OEF por reconfiguración	Fecha informe auditor YYYY-MM-DD	Corte último informe YYYY-MM-DD
Quimbo (H) (2 unidades)	396	2015-09-02	EMGESA	2014-12-01		2015-09-02	2015-03-31
Carlos Lleras Restrepo (H) (2 unidades)	78.2	2015-09-10	HIDROELÉCTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S E.S.P.	2015-12-01		2015-12-01	2015-06-30
Cucuana (H)- U2	28	2015-09-18	EPSA	2014-12-01		2015-10-26	2015-04-30
Gecelca 3 (T) 164 MW	164	2015-09-30	GECELCA	2012-12-01	2013-12-01	2015-04-15	2015-02-28
San Miguel (H)	42	2015-11-30	LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	2015-12-01		2015-12-01	2015-03-31
Termotasajero II (T)	160	2015-11-30	TASAJERO	2015-12-01		2015-12-01	2015-05-31
Gecelca 32 (T)	273	2016-10-21	GECELCA	2015-12-01		2016-10-21	2015-06-30
Termonorte (T)	88	2017-12-01	TERMONORTE S.A.S. E.S.P.	2017-12-01		2017-12-01	2015-05-31

(H): Proyecto de generación hídrico FPO: Fecha de Puesta en Operación. Informada por el promotor.  
(T): Proyecto de generación térmico

**Situación  
Operativa**

# **Agentes operadores subestaciones del SIN**

## Subestación TEBSA 110 kV y 220 kV

- Antecedentes:**

**Fecha:**

Agosto de 2013

**Hecho:**

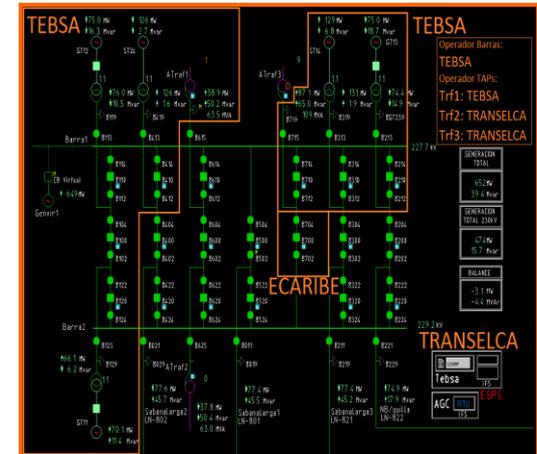
Reunión TRANSELCA, GECELCA, TEBSA y ELECTRICARIBE

**Compromiso:**

Revisar contratos, acuerdos y roles en la subestación TEBSA 110 kV y 220 kV.

- Situación Actual:**

El CND solicitó a las empresas revisar la información de los activos de su propiedad, teniendo en cuenta la reunión realizada.



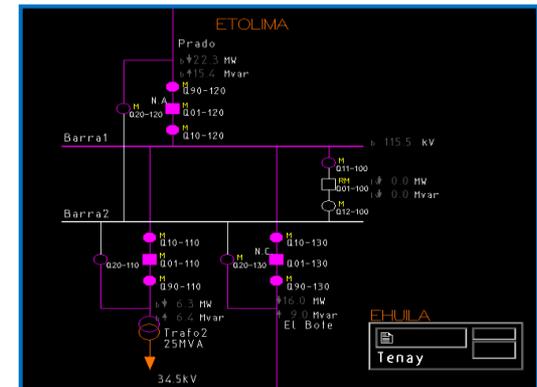
## Subestación TENAY 115 kV

- Antecedentes:**

- ELECTROHUILA informó al CND que la subestación TENAY 115 kV es de propiedad y operada por ECOPETROL.

- Situación Actual:**

- El CND solicitó a ELECTROHUILA y ENERTOLIMA revisar los agentes operadores y propietarios de la subestación TENAY 115 kV.
- La subestación TENAY 115 kV conecta las subestaciones PRADO 115 kV y EL BOTE 115 kV y funcionalmente hace parte del STR.

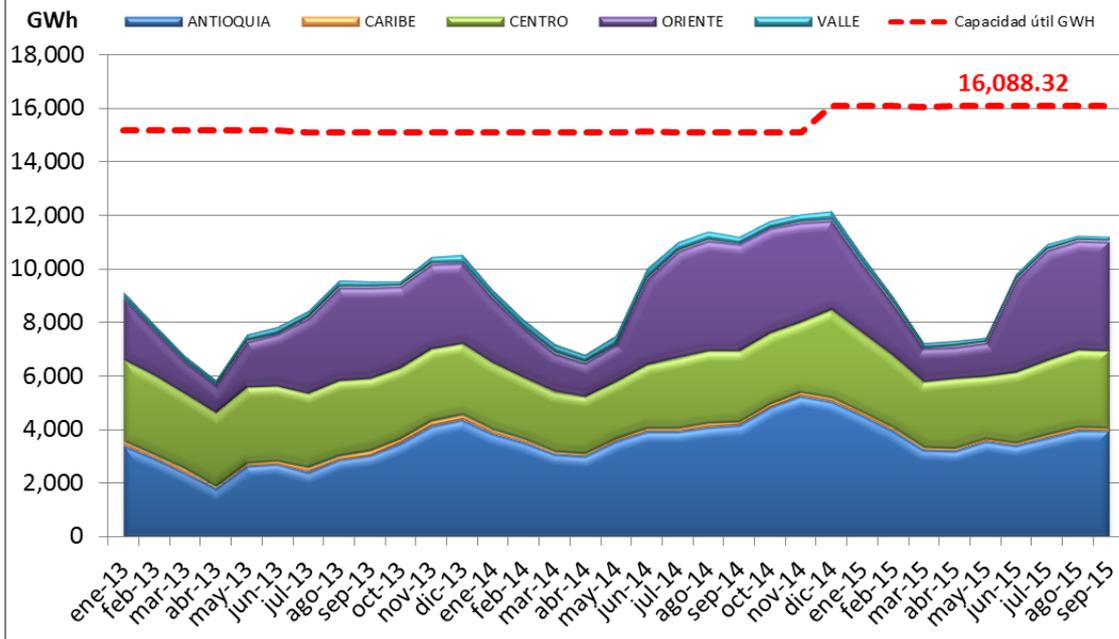


Se solicita al CNO realizar seguimiento a los anteriores casos

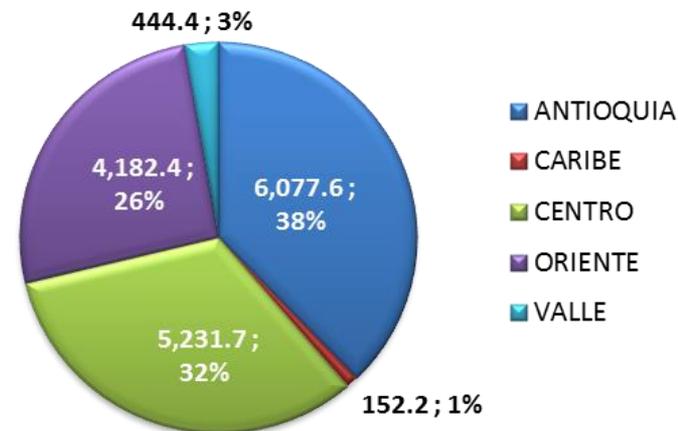
# Variables en el SIN



## Reservas hídricas SIN



## Capacidad útil (GWh)



Porcentaje de las reservas que representan en el SIN

En agosto de 2015 las reservas finalizaron en: **69.72%** (11,216.44 GWh). Regionalmente éstas reservas del SIN están distribuidas así: el 36.3% en Oriente, el 35.4% en Antioquia, el 26% en Centro y el 2.3% en Valle y Caribe. Se registraron vertimientos totales por 393.35 GWh.

## Estado actual del SIN – Septiembre 2

69.53%

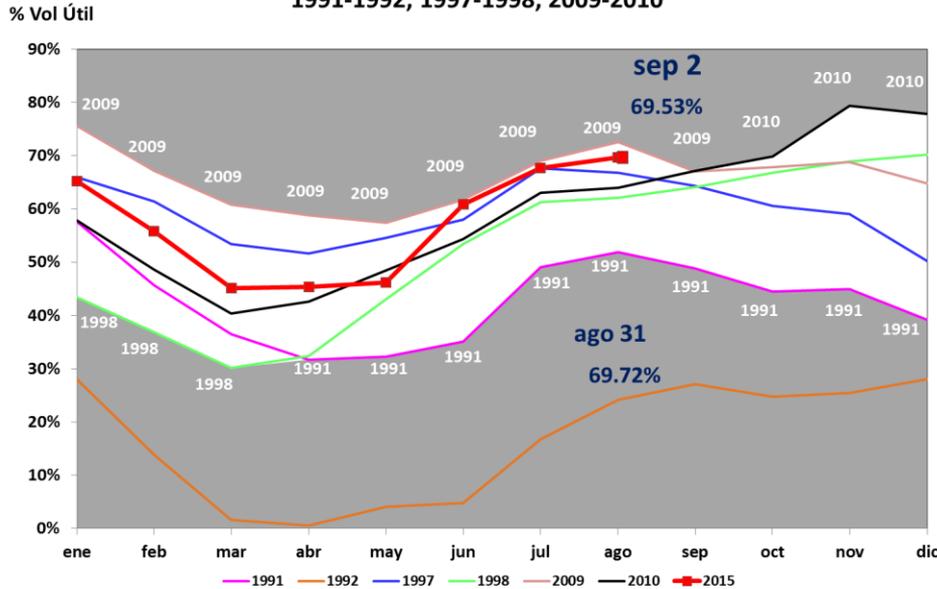
11,186.26 GWh



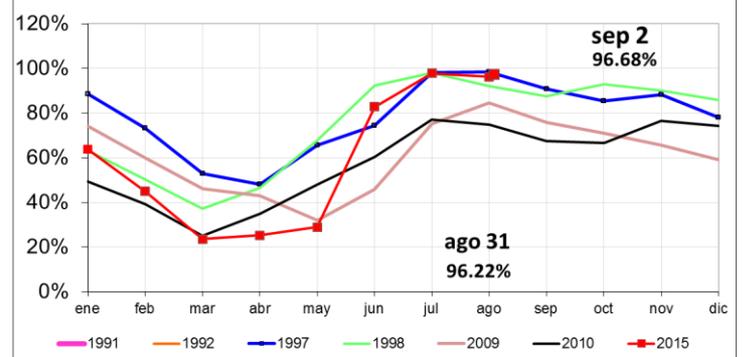
filial de isa

# Evolución embalses

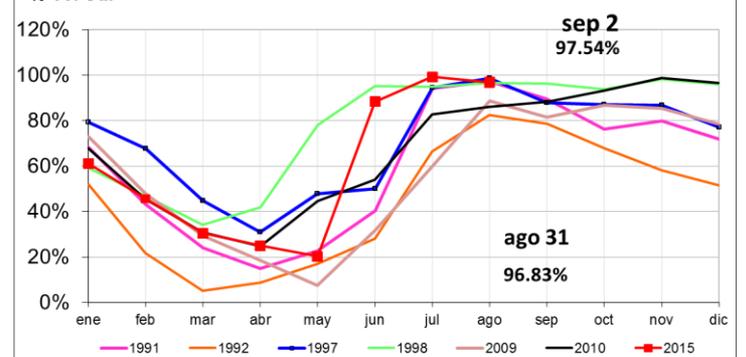
### Reservas hídricas - agregado SIN en Niños Alto Impacto 1991-1992; 1997-1998; 2009-2010



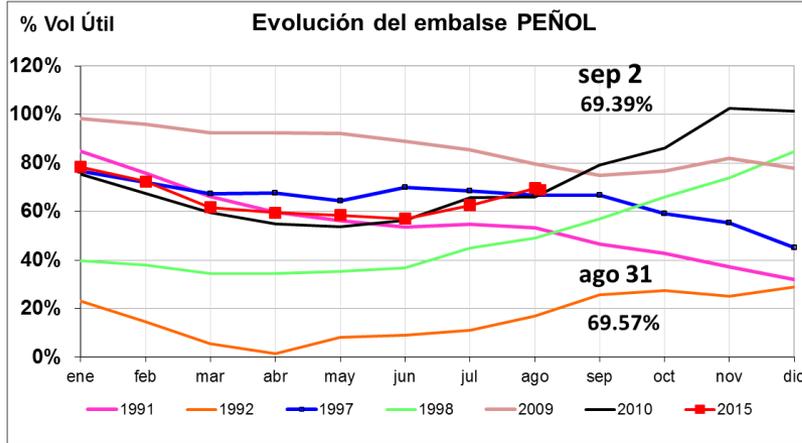
### Evolución del embalse GUAVIO



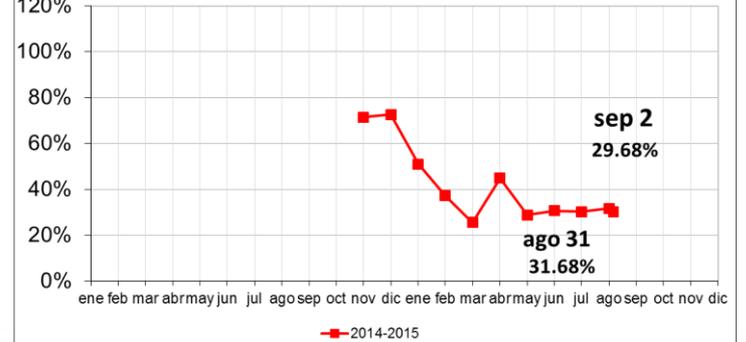
### Evolución del embalse ESMERALDA - CHIVOR



### Evolución del embalse PEÑOL



### Evolución del embalse TOPOCORO - SOGAMOSO Primer y Segundo Año

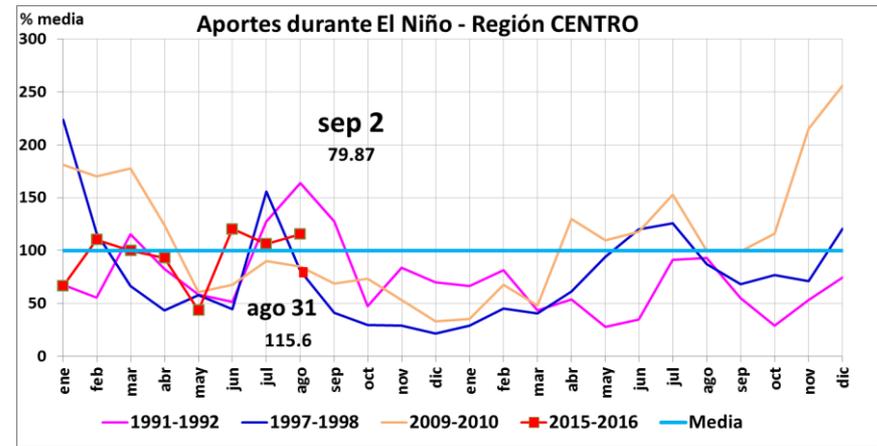
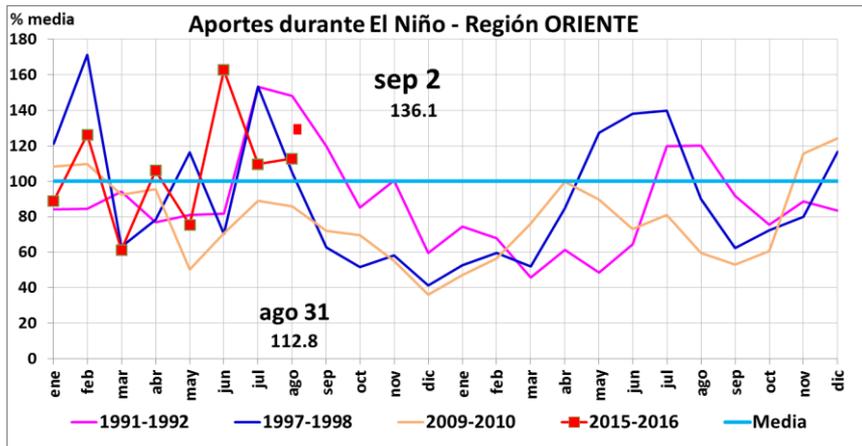
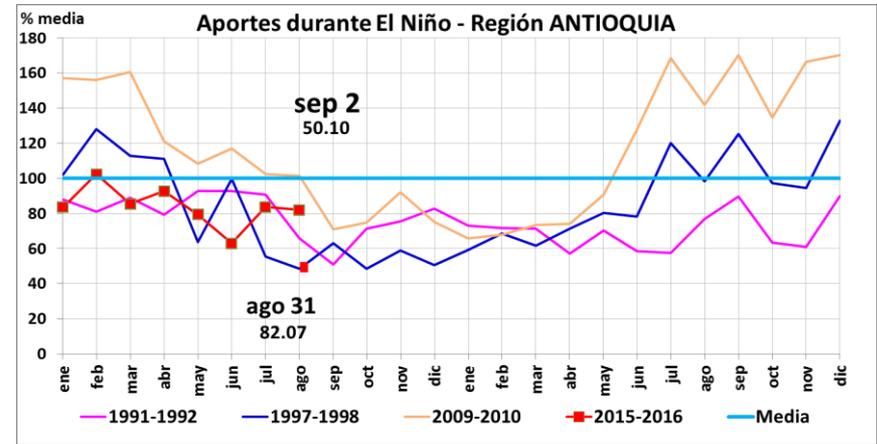
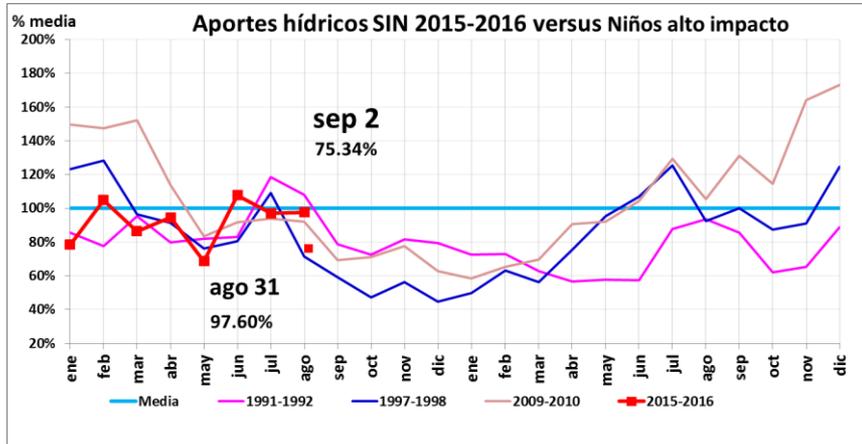


Nota: información operativa informada por los agentes



filial de isa

# Aportes del SIN y regionales



A agosto 2 se tienen aportes promedios de 130.01 GWh-día (75.34%). Históricamente en Niños con alto impacto los aportes al SIN durante el período septiembre y marzo no superan el 80% de la media histórica. En este período es clave el comportamiento de los aportes de Antioquia, ya que esta región representa en el SIN entre el 50% y el 59% de la media histórica mensual.

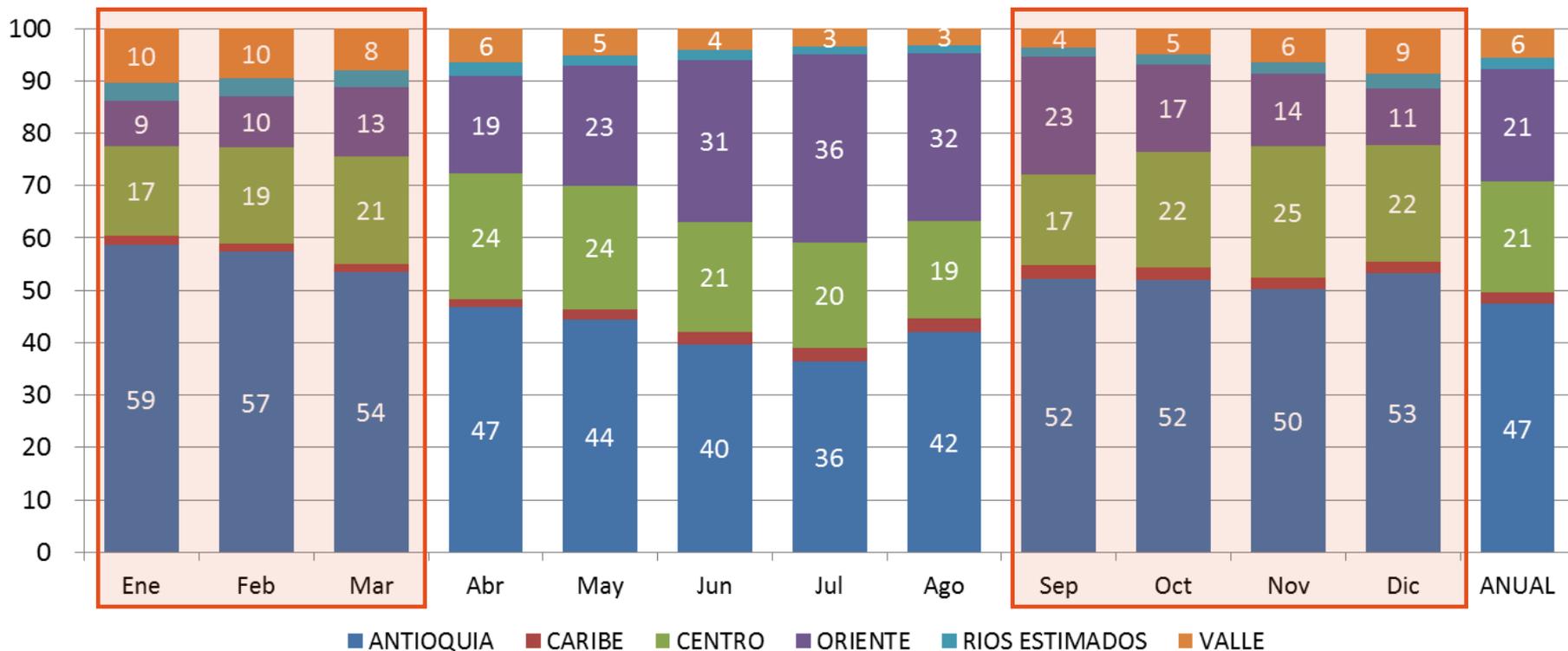


filial de isa

# Participación regional en aportes del SIN

## Participación regional en aportes históricos

% Participación

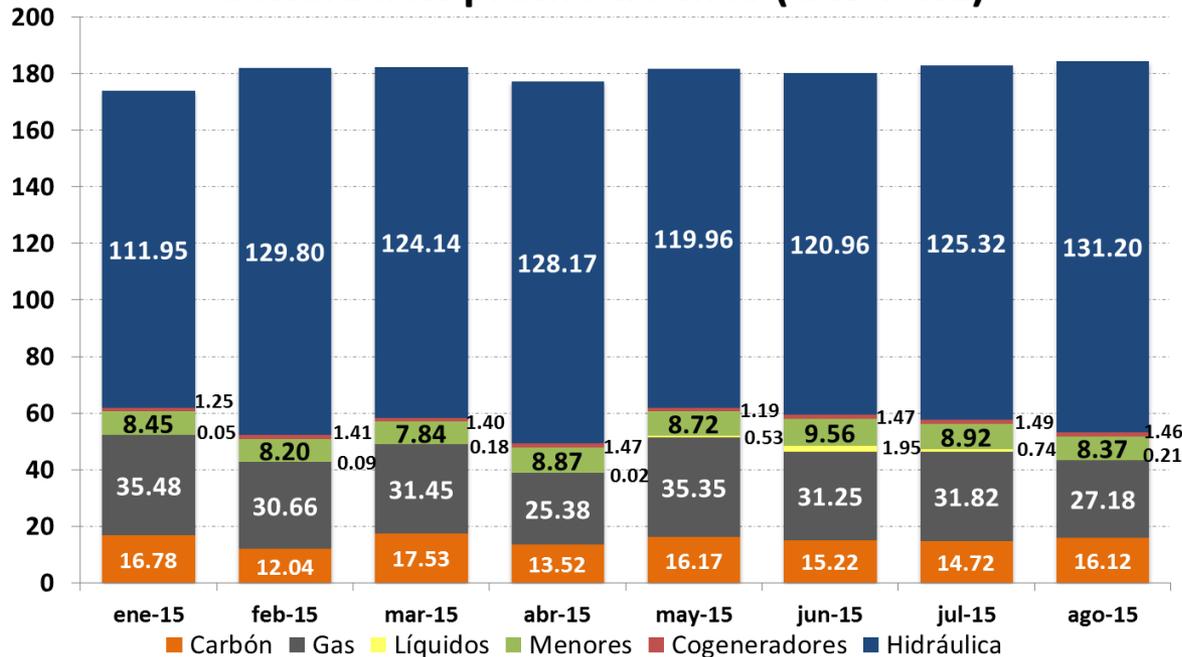


## Media histórica de aportes

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>GWh/día</b>	94.5	88.5	102.4	159.1	214.1	215.8	205.4	183.1	172.6	198.9	201.1	140.8

# Comportamiento de la generación

## Generación promedio mes (GWh-día)



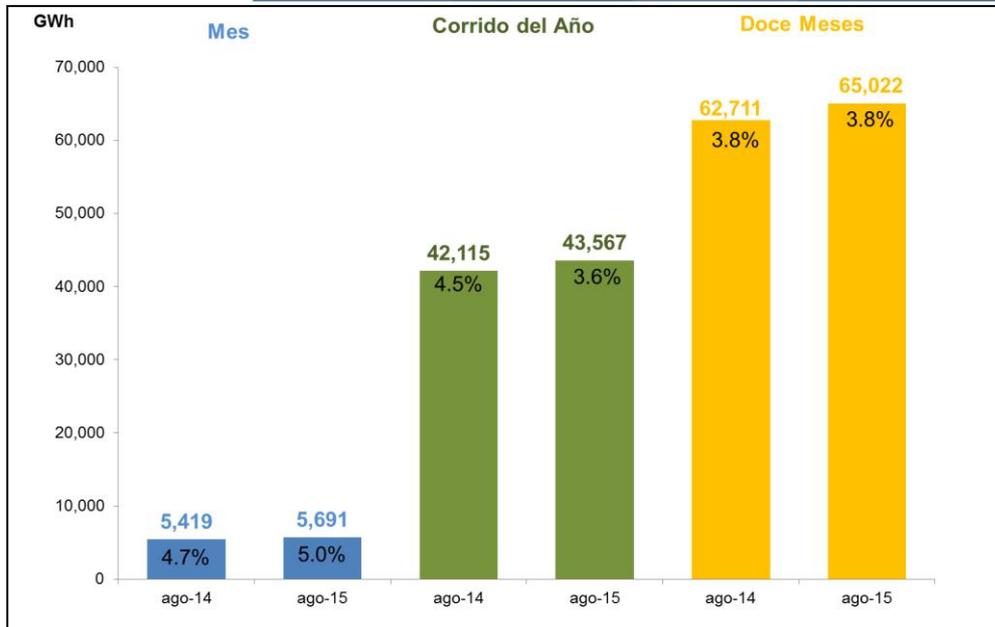
La generación térmica promedio para los últimos siete (7) días es de 50.8 GWh.

Generación - promedio mes (GWh-día)								
	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15
<b>Térmica Total</b>	52.31	42.78	49.16	38.92	52.05	48.42	47.27	43.51
Exportaciones - promedio mes (GWh-día)								
<b>A Ecuador</b>	2.72	1.94	4.12	1.55	0.87	0.40	0.72	1.13
<b>A Venezuela</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Total</b>	2.72	1.95	4.12	1.55	0.87	0.40	0.72	1.13
Importaciones - promedio mes (GWh-día)								
<b>Desde Ecuador</b>	0.01	0.00	0.00	0.00	0.29	0.22	0.43	0.16
<b>Desde Venezuela</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



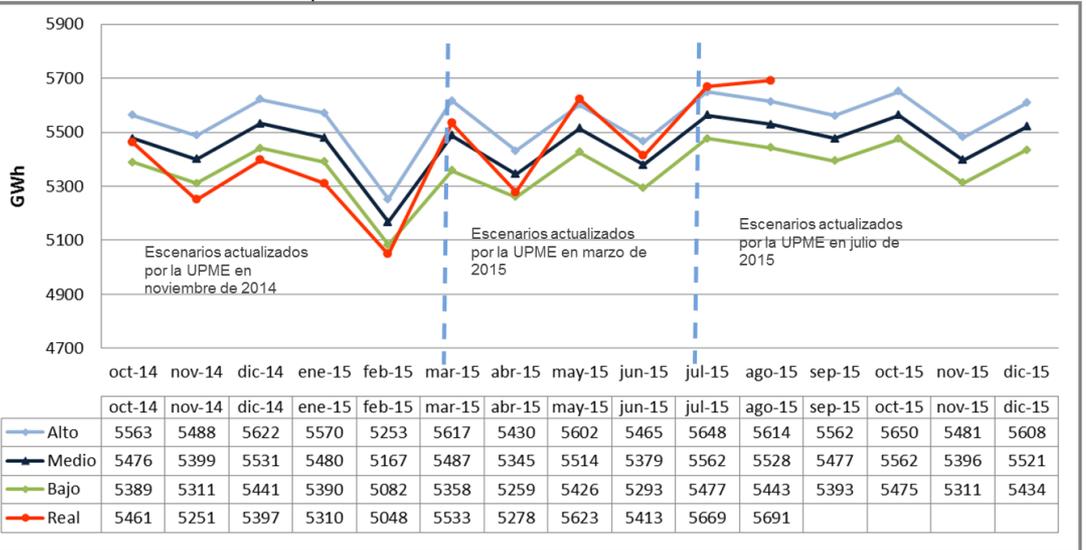
filial de isa

# Demanda del SIN (Preliminar)



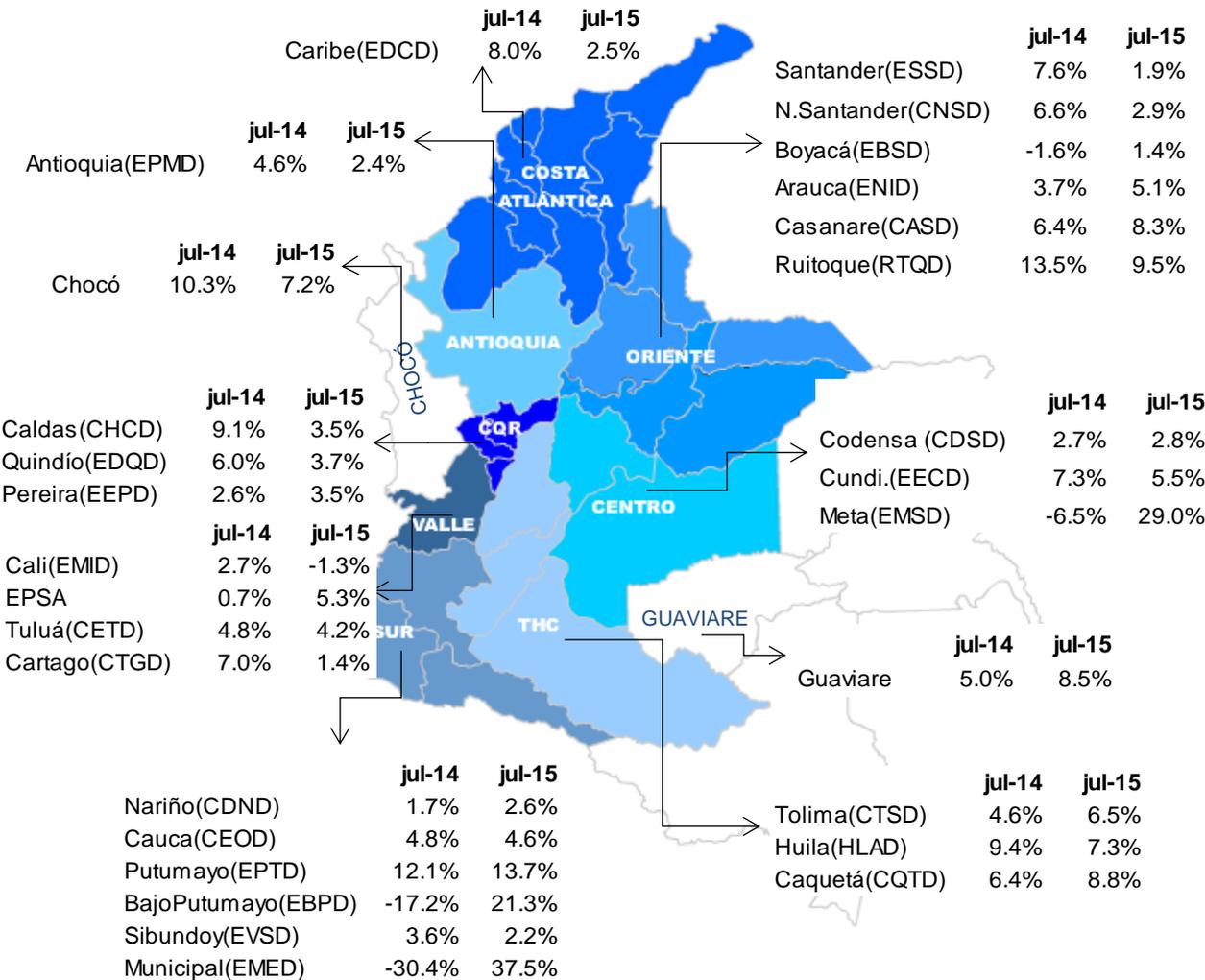
**Demanda agosto de 2015:** 5,691 GWh. El crecimiento fue del 5.0% frente a agosto de 2014, ubicándose por encima del escenario alto de la UPME (última actualización de julio de 2015).

La demanda ha crecido el 3.6% en lo corrido del año y el 3.8% en los últimos 12 meses (septiembre 2014-agosto 2015).



# Demanda de energía por operadores de red y región – Julio 2015

## Comportamiento por operadores de red - OR (\*\*)



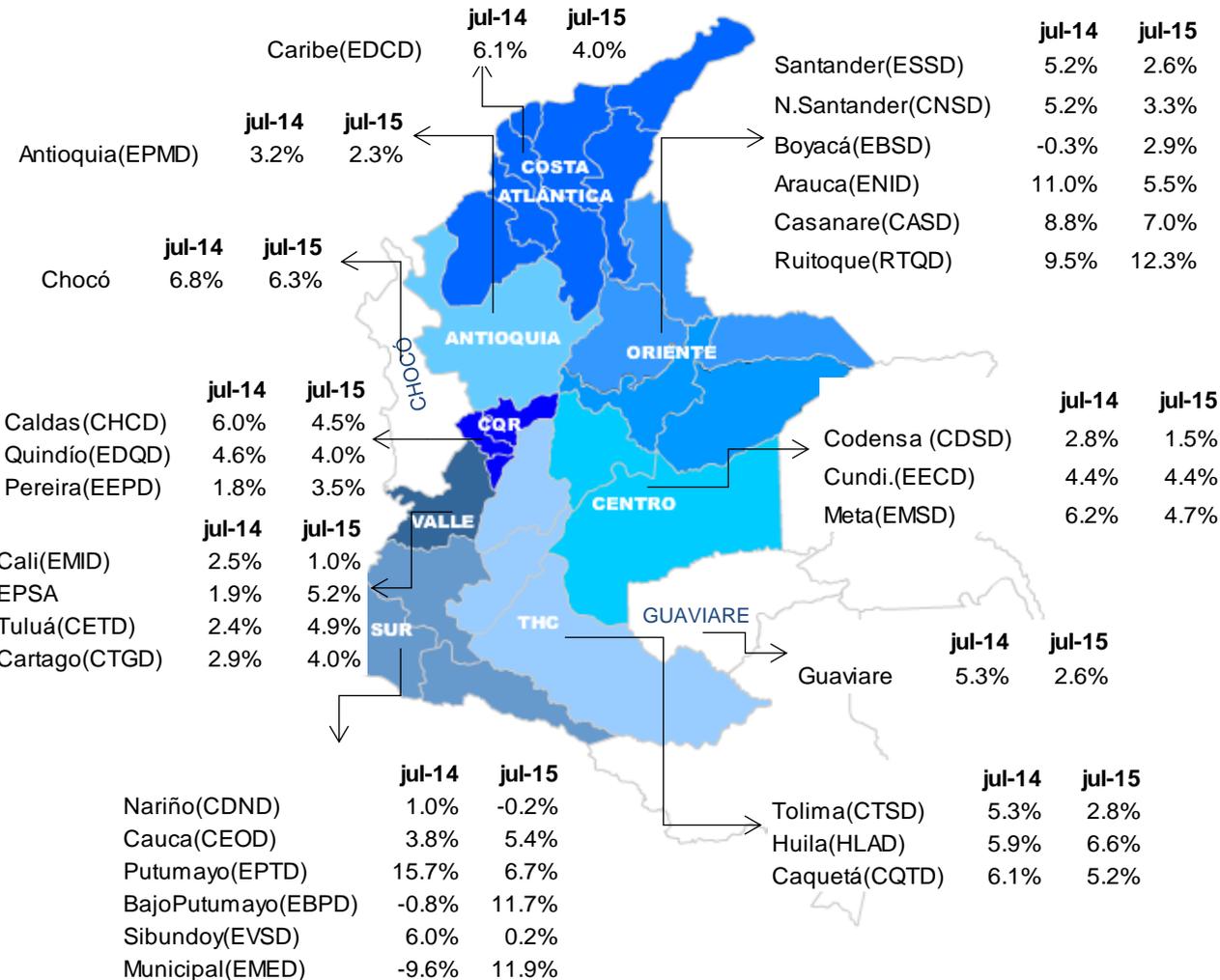
## Comportamiento por Región - GWh

Región	jul-14	Crec	jul-15	Crec
Centro	1358.0	2.2%	1412.4	4.7%
Antioquia	793.3	4.6%	806.6	2.4%
Costa Atlántica	1262.4	8.0%	1289.0	2.5%
Valle	608.8	2.2%	611.2	1.1%
Oriente	569.5	4.8%	581.2	2.5%
CQR	222.0	6.4%	229.7	4.0%
THC	219.7	6.4%	234.3	6.9%
Sur	151.7	3.1%	158.3	4.8%
Chocó	18.4	10.3%	19.7	7.2%
Guaviare	3.8	5.0%	4.1	8.5%

(\*\*) El seguimiento de la demanda por OR se realiza a partir de la demanda comercial y por tipos de días.

# Demanda de energía por operadores de red y región – Agregado Enero - Julio 2014 y 2015

## Comportamiento por operadores de red - OR (\*\*)



## Comportamiento por Región - GWh

Región	jul-14	Crec	jul-15	Crec
Centro	9299.1	3.2%	9460.0	1.9%
Antioquia	5237.4	3.2%	5344.9	2.3%
Costa Atlántica	8111.3	6.1%	8428.7	4.0%
Valle	4016.7	2.3%	4113.2	2.6%
Oriente	3812.9	4.3%	3933.3	3.3%
CQR	1468.6	4.6%	1528.8	4.3%
THC	1450.3	5.6%	1512.7	4.4%
Sur	1034.6	3.1%	1068.4	3.4%
Chocó	122.2	6.8%	129.7	6.3%
Guaviare	28.3	5.3%	29.0	2.6%

(\*\*) El seguimiento de la demanda por OR se realiza a partir de la demanda comercial y por tipos de días.

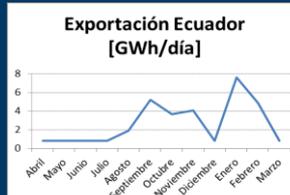
# Panorama Energético



## Información general

### Demanda

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



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

### Tipo de Estudio e Hidrología

Estocástico 100 series sintéticas

3 hidrologías determinísticas

### Precios de combustibles

Precios UPME (Diciembre de 2014) + Gas OCG a 11.28 US\$/MBTU

### Costos de racionamiento

Último Umbral para agosto de 2015 publicado por la UPME

### Plantas menores

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

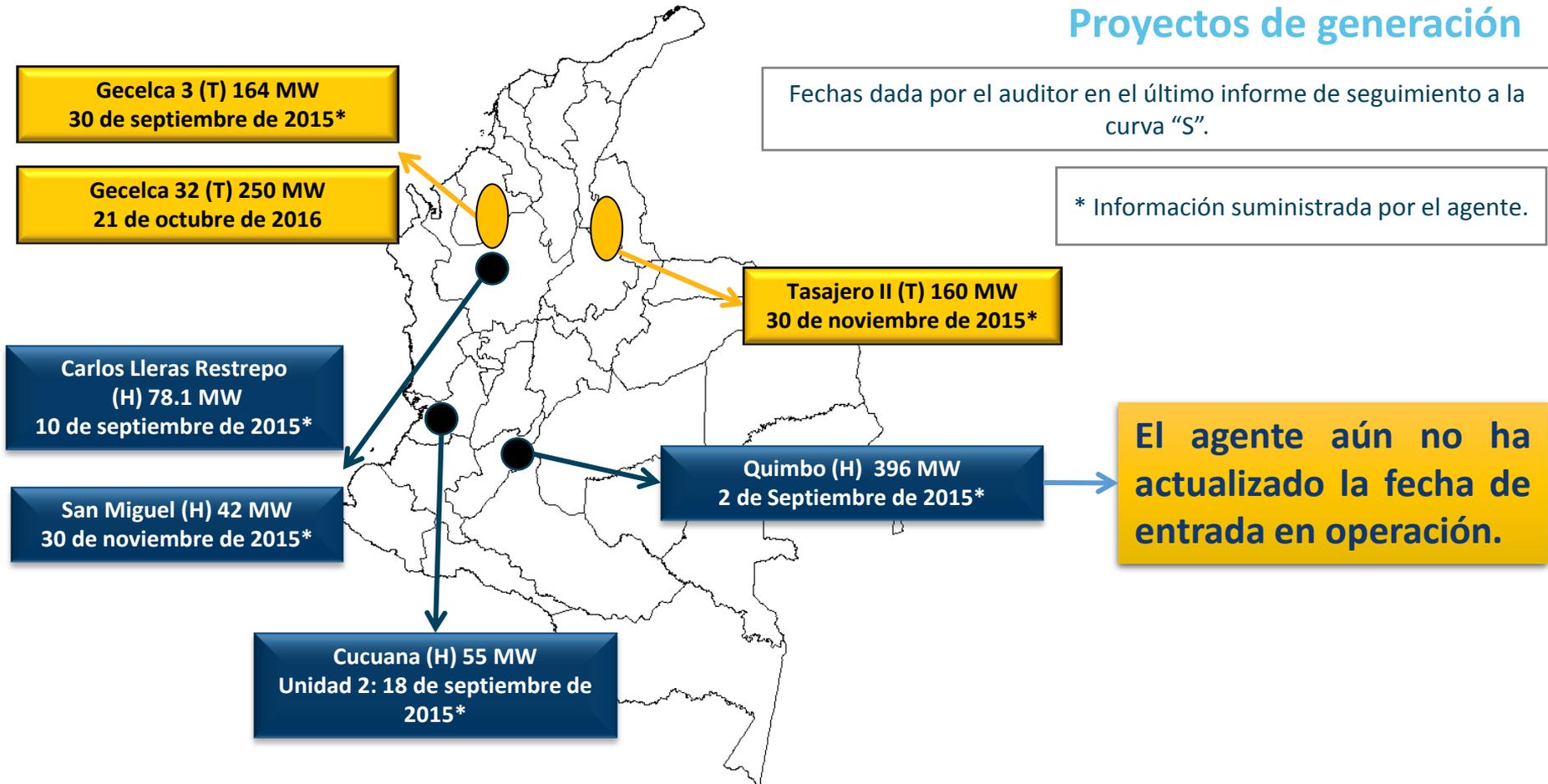
### Combustible

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

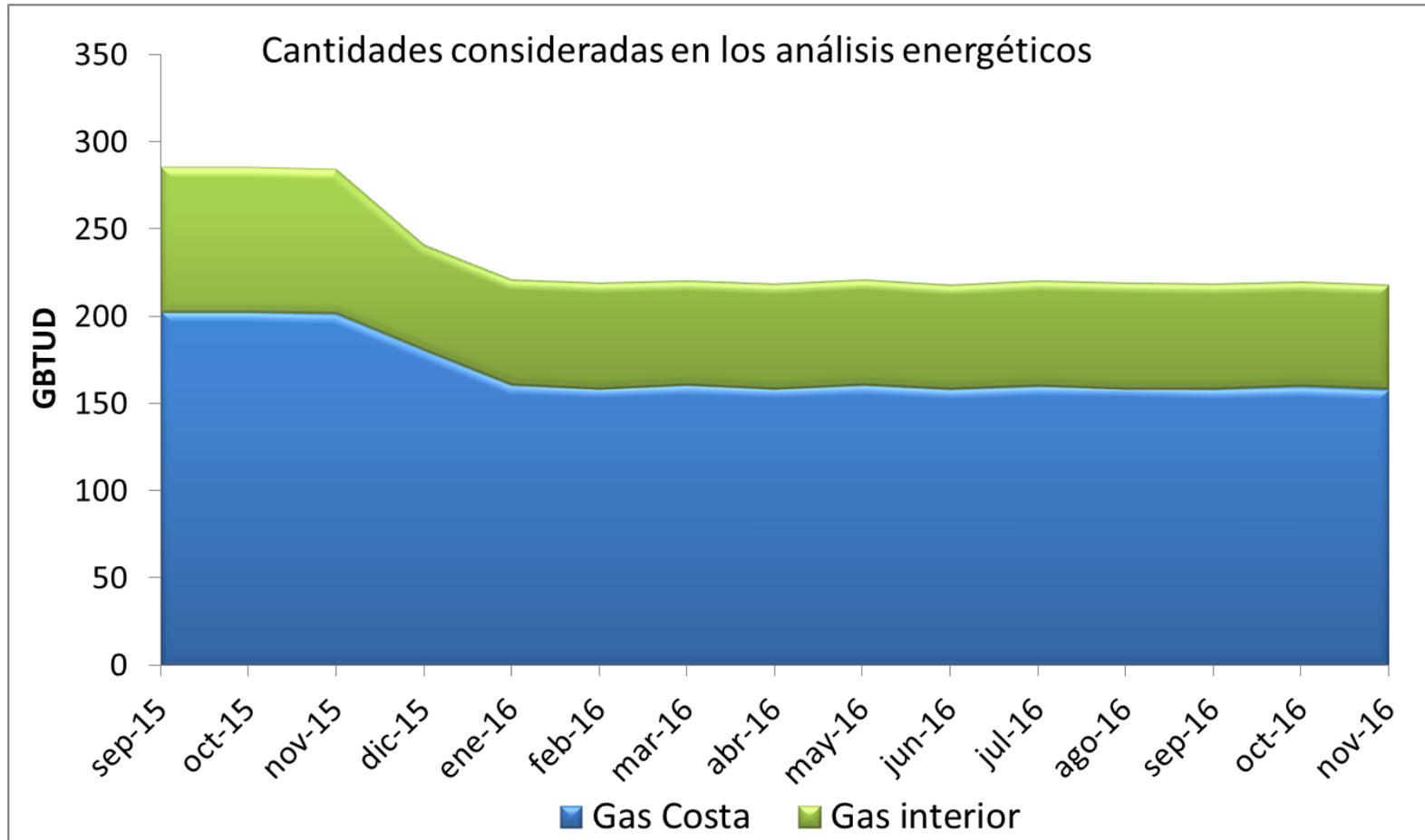
Se considera la entrada en operación en enero de 2017

## 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



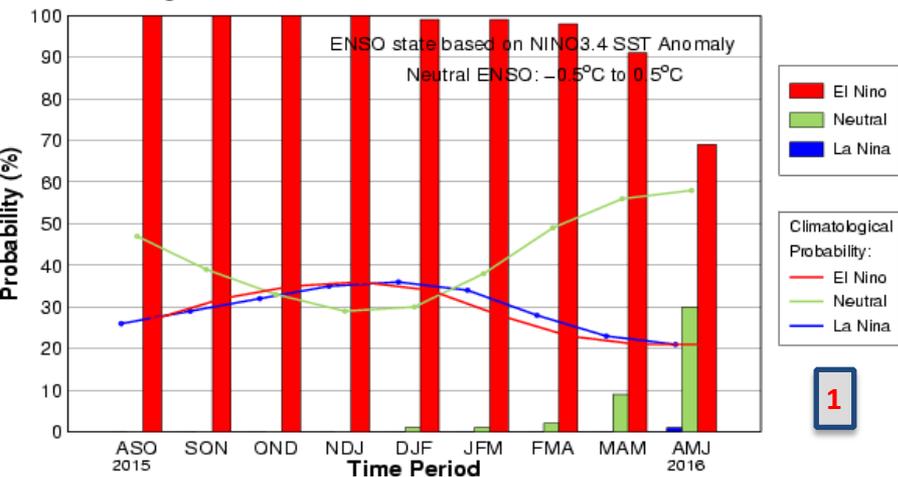
Información suministrada por los generadores



filial de isa

# Información básica de las simulaciones

Mid-Aug IRI/CPC Plume-Based Probabilistic ENSO Forecast



1

Según el último boletín del Instituto Internacional de Investigación para el Clima y la Sociedad (IRI), la probabilidad de que El Niño continúe hasta finales de 2015 y durante el primer trimestre de 2016 es mayor del 90%.

2

Year	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
1997	-0.5	-0.4	-0.2	0.1	0.6	1.0	1.4	1.7	2.0	2.2	2.3	2.3
1998	2.1	1.8	1.4	1.0	0.5	-0.1	-0.7	-1.0	-1.2	-1.2	-1.3	-1.4
2015	0.5	0.4	0.5	0.7	0.9	1.0						

3

Seasons (2015-2016)									
Model	ASO	SON	OND	NDJ	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ
Average, all models	2	2.2	2.3	2.3	2.1	1.8	1.5	1.1	0.7

4

Período	r
1972 - 73	1.00
1997 - 98	1.00
1963 - 64	0.98
1977 - 78	0.98
2002 - 03	0.98
1953 - 54	0.97
1965 - 66	0.96
1958 - 59	0.95
2004 - 05	0.95
2006 - 07	0.95

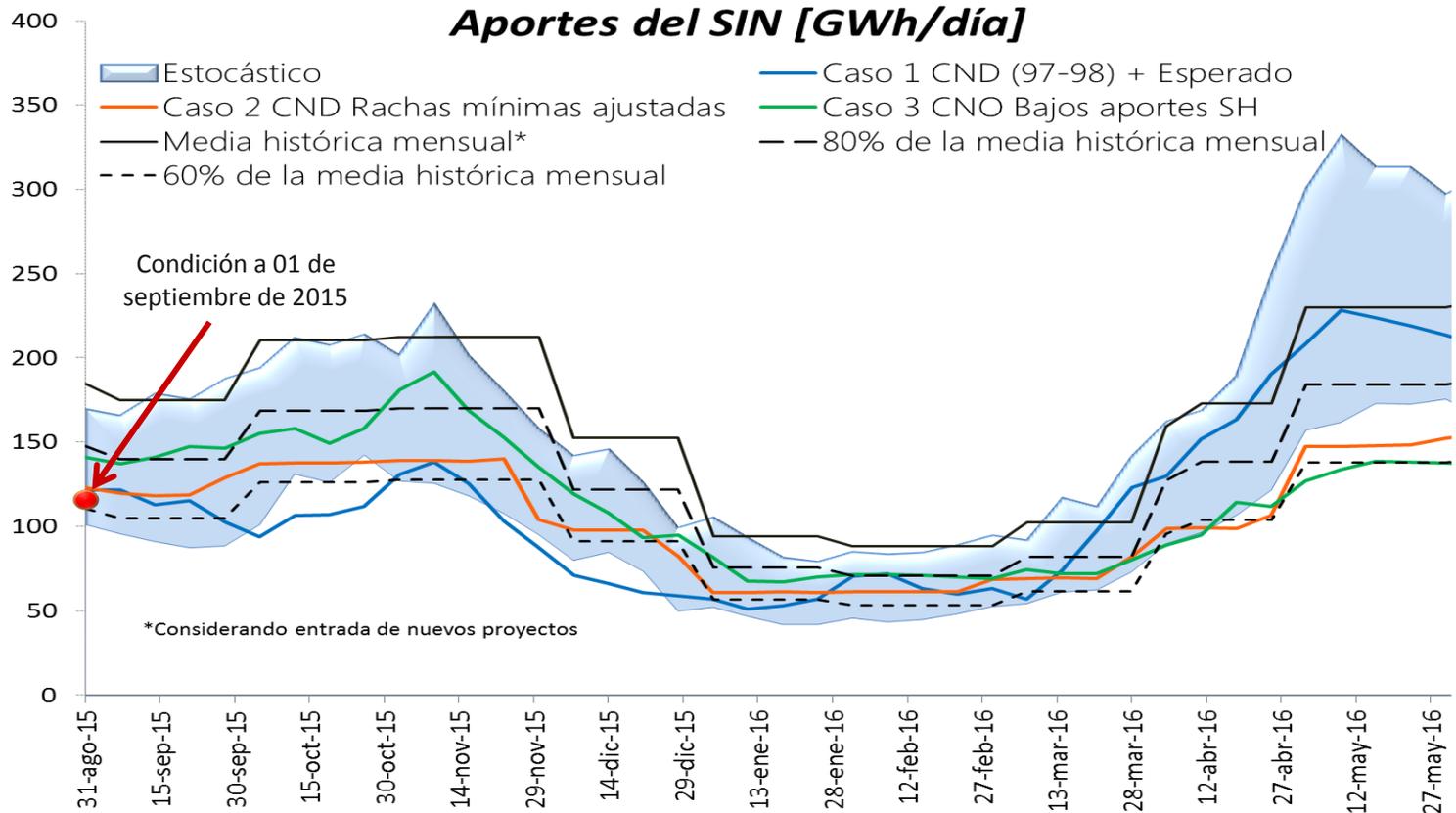
El índice ONI ha crecido ligeramente (2) y el promedio de los pronósticos presentado por el IRI en su último boletín (3), permite apreciar una alta correlación con los valores del ONI observados durante El Niño 1997-98 (4)



## Escenarios:

- ✓ Caso 1 CND Hidrología 97-98, a partir de mayo de 2016 caso esperado
  - ✓ Caso 2 CND Rachas mínimas ajustadas
- ✓ Caso 3 CNO Bajos aportes SH: definido en la reunión 276 (agosto 2015)

## Aportes hidrológicos

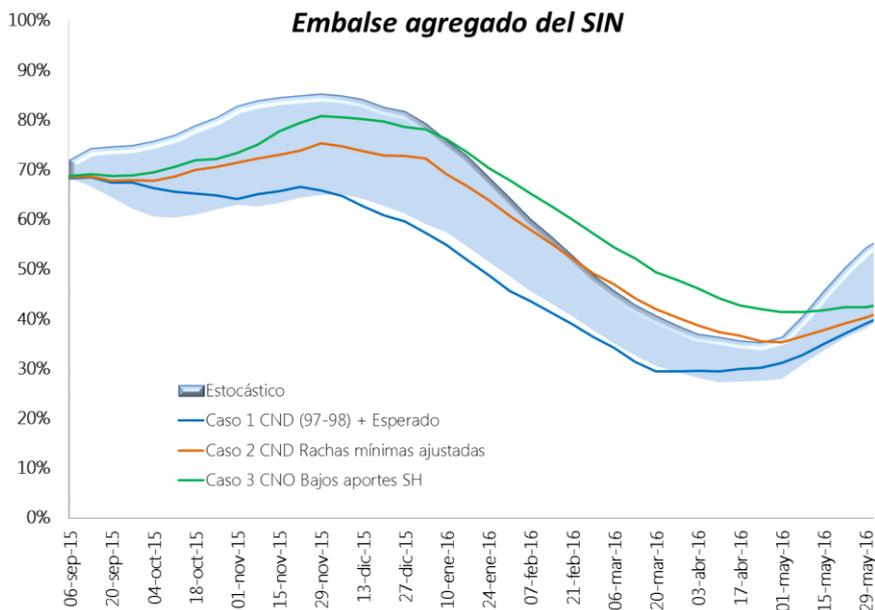




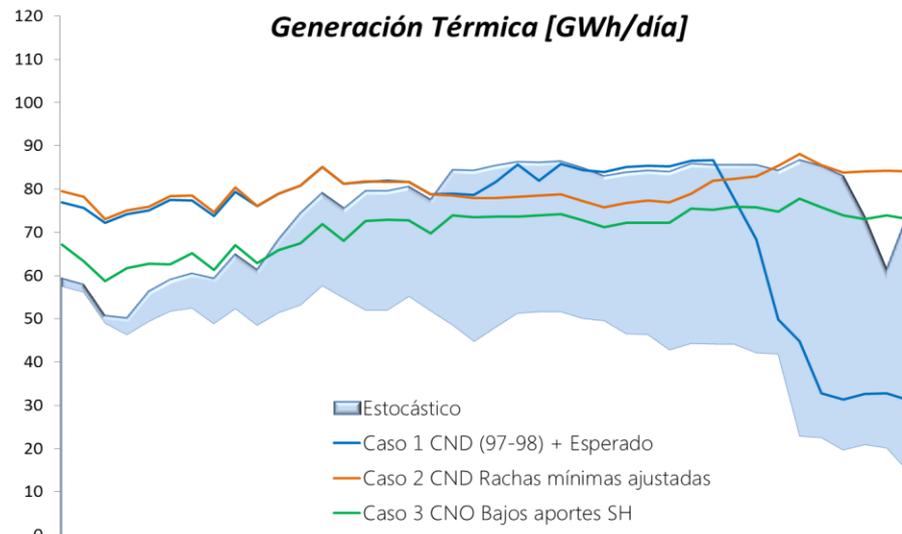
filial de isa

# Resultados análisis energéticos

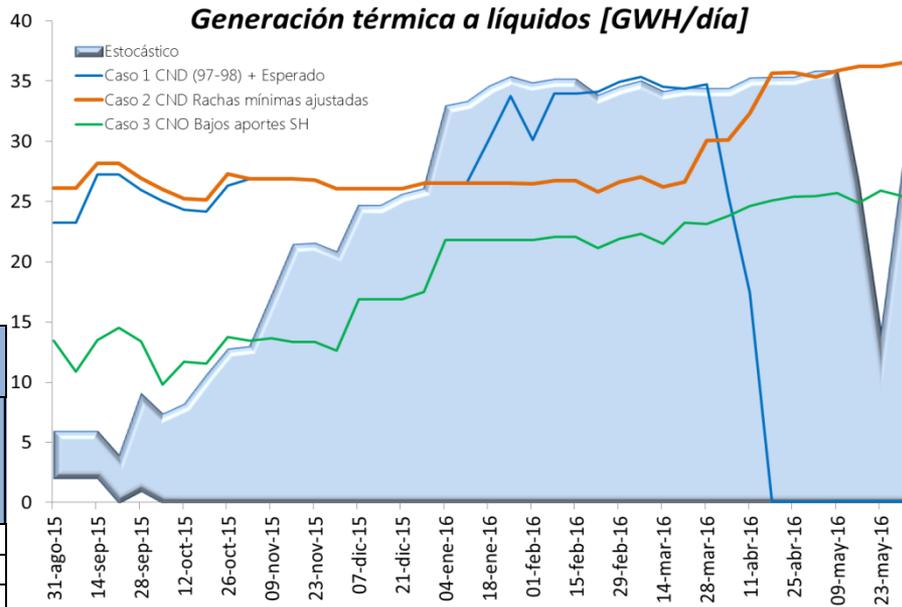
### Embalse agregado del SIN



### Generación Térmica [GWh/día]



### Generación térmica a líquidos [GWh/día]



Caso	Embalse SIN	
	Condición inicial 30/11/2015	Nivel a 30/03/2016
Caso 1 - CND	65.8%	29.5%
Caso 2 - CND	75.3%	40.3%
Caso 3 - CNO	80.7%	47.9%

Caso	Generación térmica promedio (GWh/día)		Generación térmica máxima (GWh/día)	
	Septiembre a Noviembre 2015	Diciembre 2015 a Marzo 2016	Septiembre a Noviembre 2015	Diciembre 2015 a Marzo 2016
Caso 1 - CND	77.4	83.1	85.1	86.6
Caso 2 - CND	78.3	78.7	85.1	81.9
Caso 3 - CNO	64.7	73.1	71.9	75.5

- De mantenerse las condiciones deficitarias en aportes durante el 2015, similares a las registradas durante El Niño 97-98 (Caso 1 CND), los resultados de las simulaciones muestran a partir de la fecha actual una generación térmica promedio cercana a 80 GWh-día (con necesidades de generación con líquidos cercanas a los 30 GWh-día en algunas semanas) para alcanzar un valor del embalse agregado del SIN al inicio de la temporada de verano alrededor del 66%. Partiendo de este nivel del embalse y de continuar con valores deficitarios en aportes para el verano 2015 - 2016, se requeriría una generación térmica promedio cercana a 85 GWh-día entre los meses de diciembre y marzo (con necesidades de más de 30 GWh/día de generación térmica a líquidos durante más de 10 semanas del verano 2015-2016).
- Considerando condiciones deficitarias en aportes aún durante el segundo trimestre de 2016 (Caso 2 CND), los resultados de las simulaciones muestra una generación térmica promedio cercanos a 80 GWh-día a partir de la fecha actual y hasta el final del primer trimestre del 2015, con el fin de iniciar y finalizar la temporada de verano con valores del embalse agregado alrededor del 75% y el 40% respectivamente. Además, se requeriría una generación térmica en valores promedio cercanos a los 85 GWh-día durante el segundo trimestre de 2016 (con necesidades de generación con líquidos cercanas a los 35 GWh-día).

- Estas simulaciones fueron realizadas con la informada reportada por los agentes con respecto a sus contratos de gas. En caso de no contar con la disponibilidad de las plantas a carbón o de gas, esta energía deberá ser remplazada con plantas operando con combustible líquidos. Así mismo, contrataciones adicionales de gas permitirían la reducción de los valores de generación térmica con base en líquidos.
- 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.
- 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, se debe hacer un seguimiento especial al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN (Generación y Transmisión). Es fundamental garantizar la entrada en operación de los nuevos proyectos de generación en las fechas establecidas, en especial de aquellos que utilizan carbón como combustible, con el fin de contar con la mayor disponibilidad durante la temporada de aportes deficitarios.

**Panorama  
Energético**

# **Índices Resolución CREG 026 de 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	Jun. 19	ED PBP AE	Vigilancia		
Feb. 13	ED PBP AE	Vigilancia	Jun. 26	ED PBP AE	Vigilancia		
Feb. 20	ED PBP AE	Vigilancia	81.56%	Jul. 03	ED PBP AE	Normal	107.60%
Feb. 27	ED PBP AE	Vigilancia		Ago. 06	ED PBP AE	Normal	97.88%

# Varios



■ filial de isa



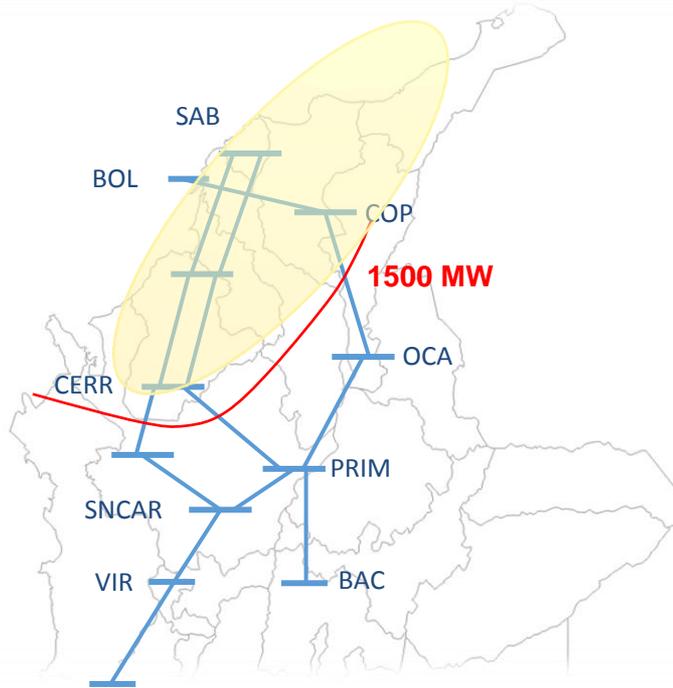
■ filial de isa

**Varios**

# **Mantenimientos gas - Chevron**

# Disponibilidad gas y recursos Área Caribe

Del 10 al 12 de octubre de 2015, Chevron realizará trabajos en los campos de Chuchupa en la Guajira, por tanto se tendrá las siguientes disponibilidades: el 10 de octubre 337.5 MPCD, el **domingo 11 de octubre 186.7 MPCD** y el 12 de octubre 222.4 MPCD.



Combustible	Unidades	Capacidad Efectiva [MW]	Consumo aprox.
Agua	Urra	130*	-
Carbón	Guajira	200	-
Fuel Oil # 6	Barranquilla	110	5500 Barriles/día
	Central Cartagena	126**	6600 Barriles/día
Fuel Oil # 2	Flores 1	144	4700 Barriles/día
	Flores 4	430	12860 Barriles/día
	Termocandelaria	314	15900 Barriles/día
<b>Total Capacidad disponible en Caribe</b>		<b>1454</b>	<b>45560 Barriles/día</b>

\*La capacidad total de Urra es 338 MW. Actualmente por condiciones de embalse su disponibilidad es del orden de 130 MW

\*\*La unidad 2 en mantenimiento

Circuitos disponibles	Límite de exportación (MW)	Requerimiento generación Caribe (MW)	Déficit (MW) (Considerando solo carbón, agua y líquidos)
3	1450	810	- 644
2	700/1100	1560/1160	<b>106/ - 294</b>

Disponibilidad plantas a gas		
Unidades	Capacidad Efectiva [MW]	Consumo aprox.
Proelectrica	90	18 GBTUD
Tebsa *	212	51 GBTUD**
<b>Total</b>	<b>302</b>	<b>69 GBTUD</b>

• Valor para seguridad subarea Atlántico  
\*\*Consumo informado por GECELCA

Para la operación confiable y segura del área Caribe y en particular de la subárea Atlántico, durante los días del mantenimiento se requiere:

- Contar con al menos 51 GBTUD de gas, con un perfil horario que permita atender la generación de seguridad de la subárea Atlántico.
- Contar con una presión mínima en los puntos de entrega de las plantas que garanticen la operación de las plantas que operaran a gas.

# Riesgos identificados para la atención de la demanda eléctrica

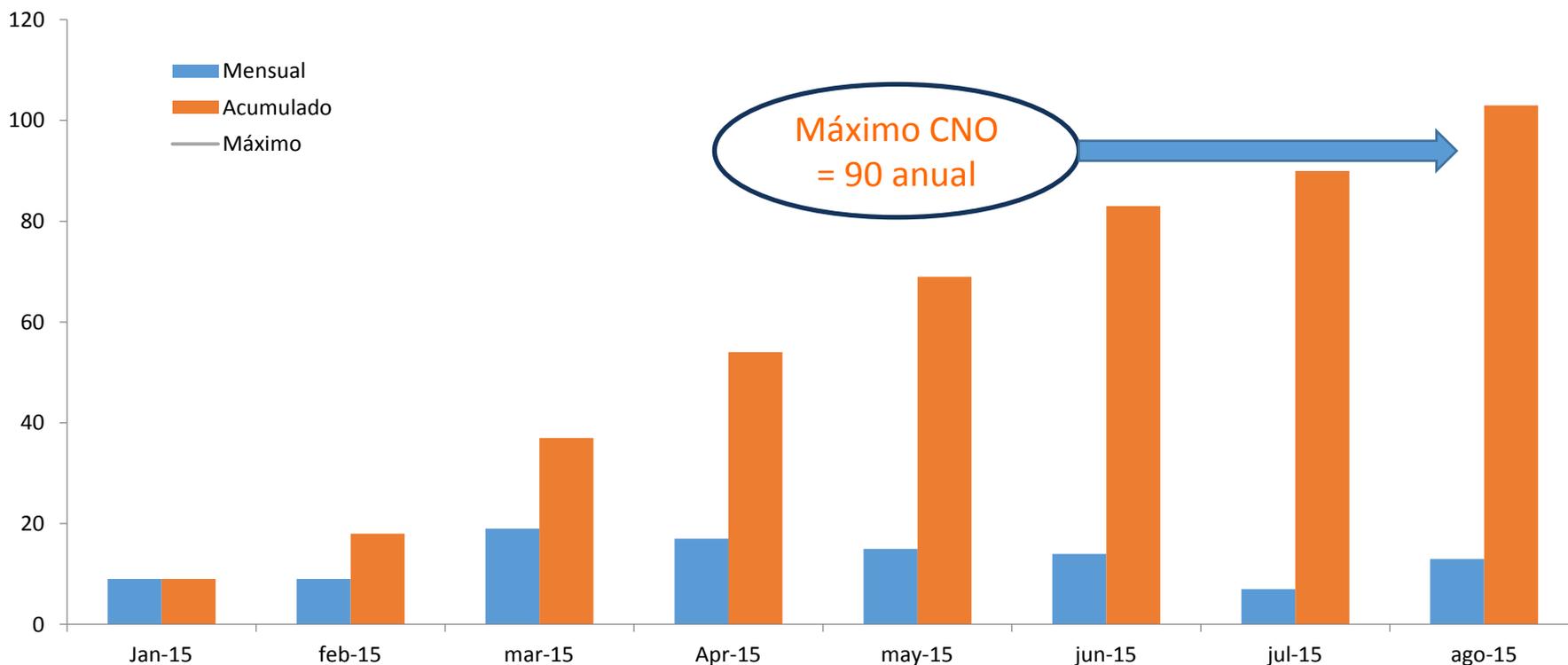
Riesgo	Impacto
No contar en el despacho o la operación, con la generación eléctrica requerida para una atención confiable y segura de la demanda eléctrica del área caribe y sus subáreas.	Necesidad de programar DNA.
No contar en la operación con las cantidades y presiones de gas requeridas por las plantas, llevándolas a declararse indisponible en la operación.	Colapso de subáreas ante eventos en la red de transmisión o distribución.
Atentados sobre las líneas intercosta.	Colapso del área ante eventos en las línea intercosta.

Recomendación	Responsable
Es necesario contar para el sector térmico con la cantidad informada por el COMI 72 GBTUD (55 GBTUD Creciente + 17 GBTUD Guajira), con el perfil horario y presiones requeridas por los generadores, para atender el sector térmico de la costa.	CHEVRON, ECOPETROL y PROMIGAS
Bajo el escenario de contar con dos enlaces intercosta, es necesario contar con la disponibilidad de aproximadamente 33000 Barriles/día de FO2 y 12000 Barriles/día de FO6, para atender la demanda durante los días del mantenimiento. Por tanto se requiere una estrecha coordinación gas-electricidad-líquidos de manera oportuna, antes y durante los trabajos.	CACSSE Mayoristas Generadores
Garantizar la logística de combustibles líquidos que permitan contar con estas plantas durante los días del mantenimiento 10, 11 y 12 de octubre.	Generadores Distribuidores mayoristas
Realizar reuniones diarias de avance de trabajos, durante el mantenimiento, entre los sectores gas – electricidad para identificar oportunamente los riesgos.	CNO Gas CNO
Maximizar la disponibilidad de las plantas hidráulicas y térmicas duales y a Carbón.	Generadores
Reflejar en la declaración de disponibilidad de cada una de las plantas, durante los días del mantenimiento, la restricción de combustible que cada una pueda tener.	Generadores
Maximizar la disponibilidad de la red de transmisión	Transportadores y operador de red
No programar pruebas de generación.	MME y Generadores

**Varios**

# **Indicadores de calidad de la operación**

# Eventos transitorios de frecuencia



Durante el mes de agosto de 2015 se presentaron 13 eventos de frecuencia transitorios, alcanzando un total de 103 eventos en el año (superior al máximo establecido en CNO).

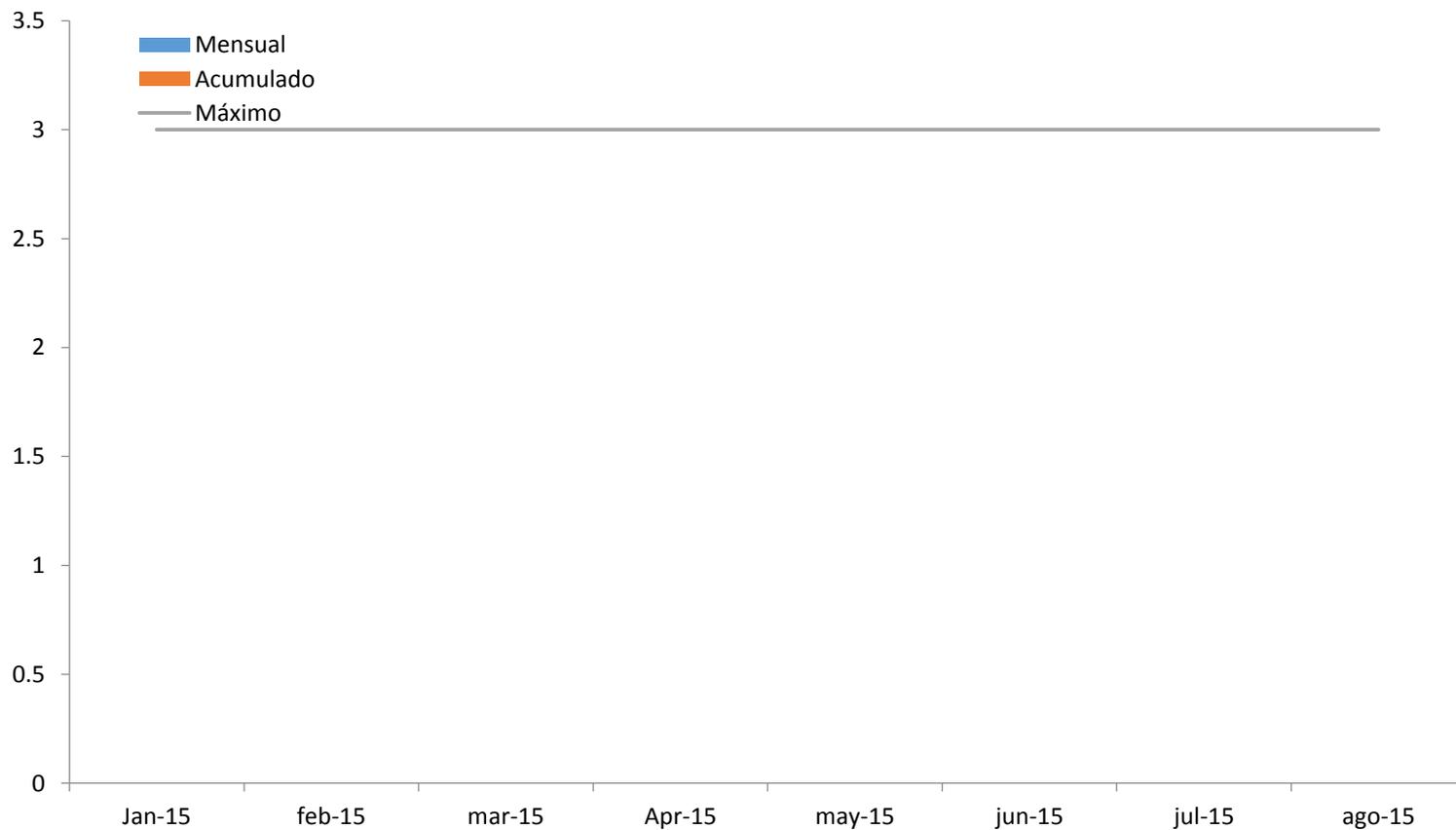
# Eventos transitorios de frecuencia

Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción
02/08/2015 06:05	1	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad de generación Sogamoso 1 con 120 MW. El agente reporta problemas en el sistema de enfriamiento de la unidad.
02/08/2015 20:09	2	59.78	Transitorio	Disparo de la unidad de generación 1 de Porce 3 con 166 MW. El agente reporta falla de comunicaciones del sistema de control.
03/08/2015 05:53	2	59.79	Transitorio	Disparo de la central de generación Termoflores I con 129 MW. El agente reporta disparo por falla en el generador.
06/08/2015 21:22	5	59.73	Transitorio	Disparo de la unidad Sogamoso 1 con 224 MW llevando la frecuencia a un valor mínimo de 59.73 Hz. El agente reporta falla en sistema de enfriamiento de transformador.
11/08/2015 12:05	2	59.76	Transitorio	Evento de frecuencia en el sistema colombiano, por disparo en el sistema ecuatoriano de la unidad San Francisco con 200 MW.
13/08/2015 15:41	2	59.79	Transitorio	Disparo de la Unidad 2 de Porce III con 168 MW. El agente reporta falla en la bomba 1 del regulador de velocidad.
15/08/2015 05:23	2	60.22	Transitorio	Ecuador reporta pérdida en demanda de 80 MW en subestación Pascuales. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.22 Hz.
22/08/2015 11:52	4	59.74	Transitorio	Disparo de la unidad de generación SOGAMOSO 3 con 227 MW. El agente reporta problemas en el sistema de enfriamiento de la unidad.
25/08/2015 13:56	6	59.7	Transitorio	Rechazo de carga de la unidad de generación Guavio 2 con 248 MW. El agente reporta falla de alimentación en el regulador de velocidad de la unidad.
25/08/2015 14:25	17	59.62	Transitorio	Disparo de las unidades de generación SOGAMOSO 2 Y 3 con 452 MW en total. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento.
26/08/2015 13:40	5	59.72	Transitorio	Pérdida de 212 MW de generación en el sistema Ecuatoriano. CENACE reporta disparo de la línea Totoras-San Francisco 230 kV quedando aislada la generación de San Francisco.
29/08/2015 15:11	3	59.75	Transitorio	Disparo de la unidad Guavio 1 con aproximadamente 240 MW. El agente reporta falla en regulador.
30/08/2015 20:42	6	59.69	Transitorio	Disparo de la unidad Sogamoso 1 con 229 MW la frecuencia alcanza a un valor mínimo de 59.69 Hz. El agente reporta falla en sistema de enfriamiento de la unidad.

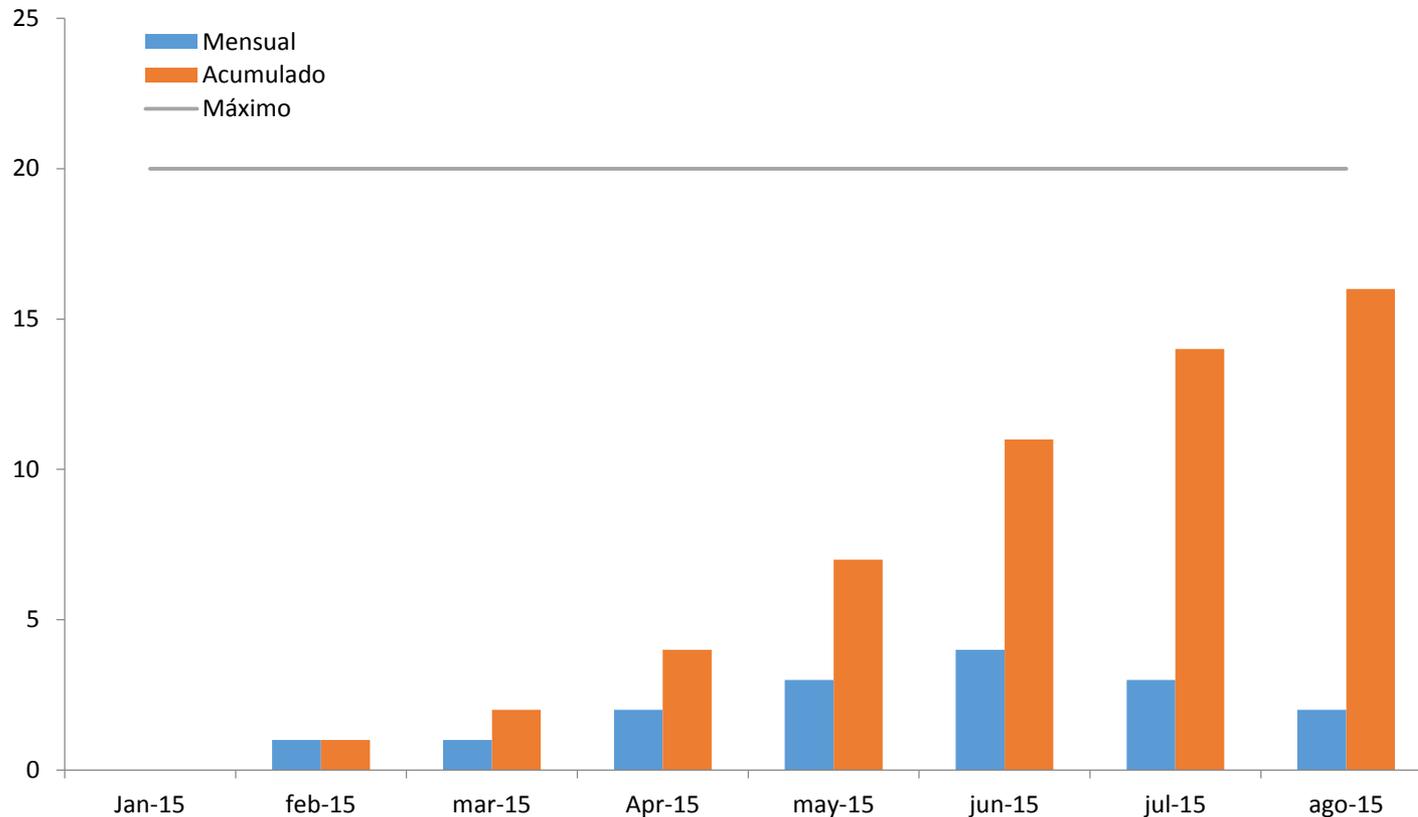
# Variaciones de frecuencia lentas

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

## FRECUENCIA LENTO



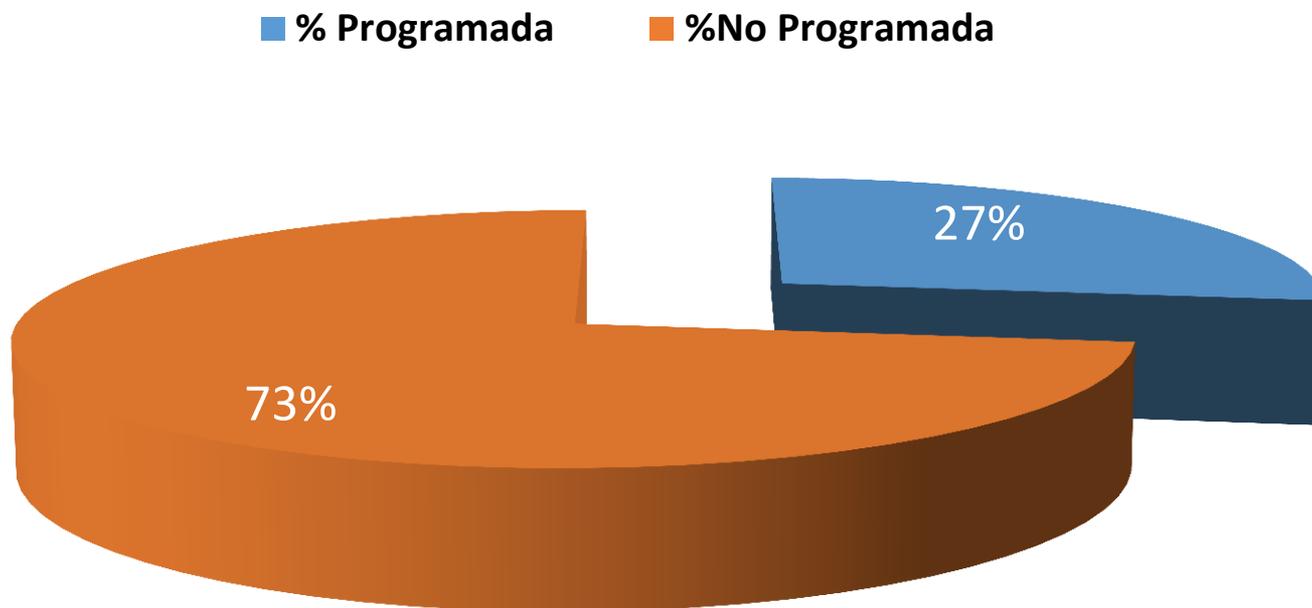
## TENSIÓN



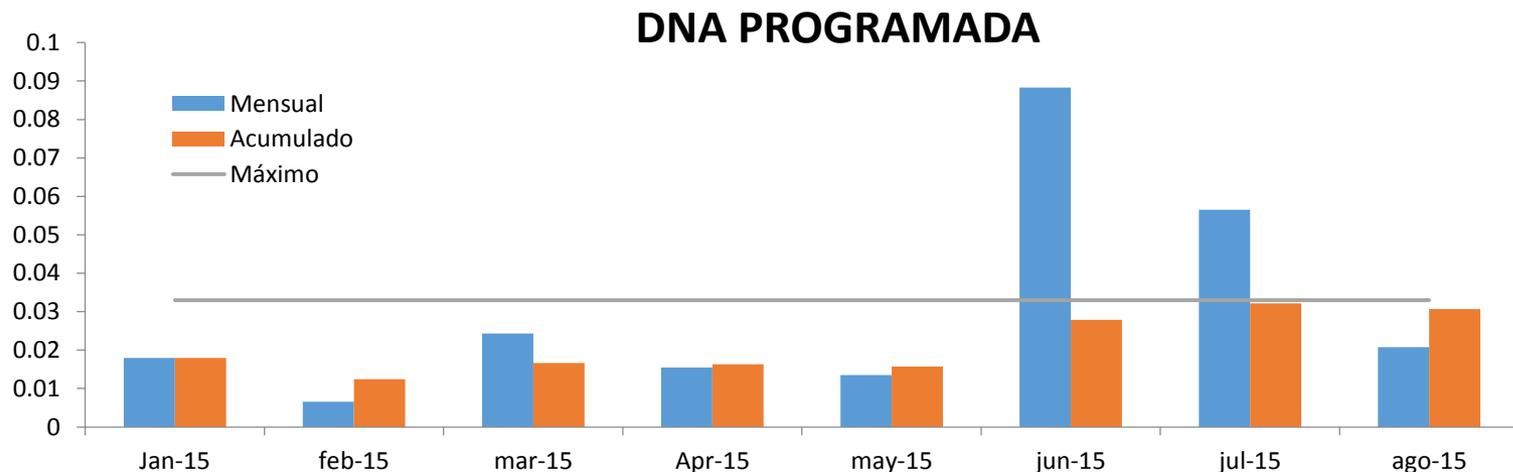
En el mes de agosto se presentaron 2 eventos de tensión en el sistema, llevando un acumulado en el año de 16 eventos.

Fecha -Hora	Descripción	Causa
16/08/2015 18:56	Disparo del circuito URRÁ - URABA 230 kV. El agente reporta actuación de protección distancia por descargas atmosféricas.	Evento STN
31/08/2015 22:53	Disparo de la línea Cuestecitas - Valledupar 220 kV quedando sin tensión la subestación Cuestecitas 220/110 kV. Previo al evento, a las 22:51 horas se presentó disparo de la bahía de línea en Riohacha hacia Cuestecitas 110 kV y disparo de la bahía de línea en Cuestecitas hacia Cuatricentenario 220 kV por sobretensión. Adicionalmente, en el momento del evento se encontraban indisponibles por catástrofe natural los circuitos Termoguajira - Cuestecitas 1 y 2 220 kV. El reporte inicial del agente indica que el disparo de la línea Cuestecitas - Valledupar 220 kV se debió a una sobretensión.	Evento STN

# Demanda no atendida en el SIN

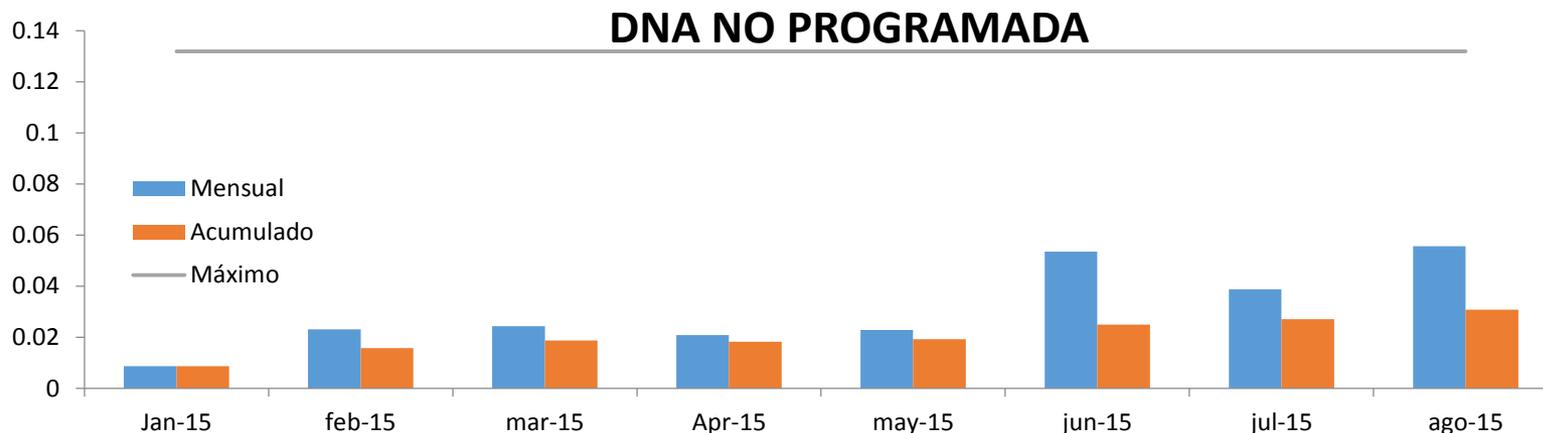


El total de demanda no atendida para el mes de agosto fue de 4.30 GWh.



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de agosto 1.17 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

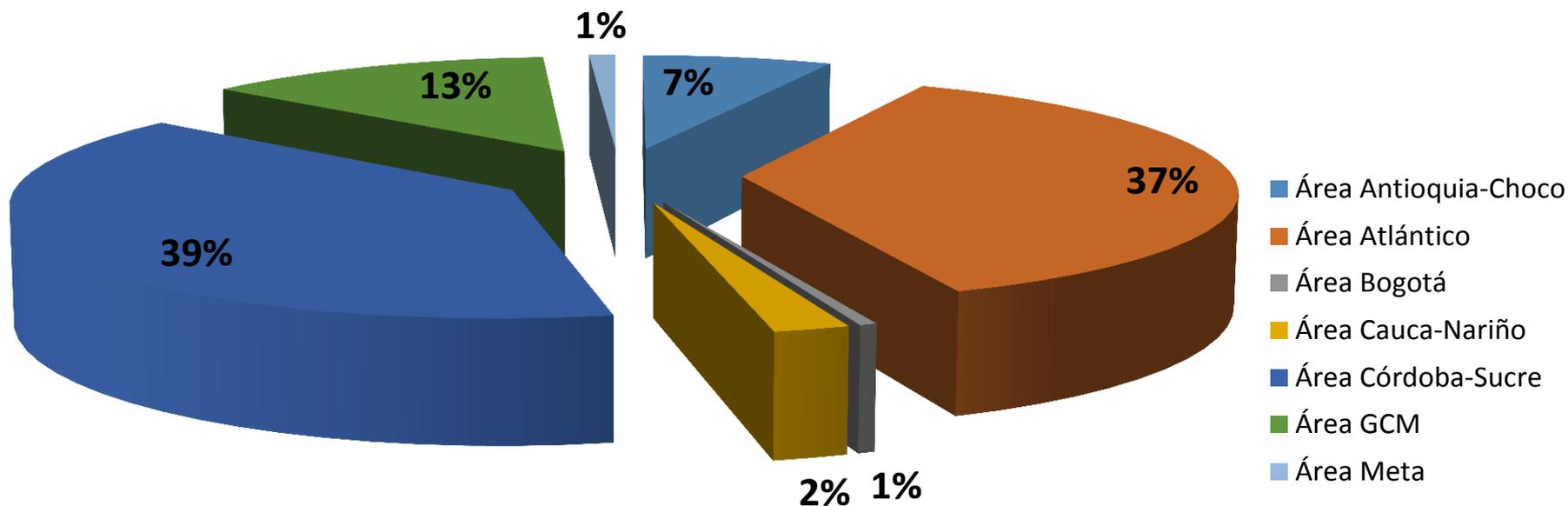
Fecha	MWh	Descripción
22/08/2015 05:10	447.65	DNA programada por trabajos de las consignaciones C0122054, C0122055, C0122056 y C0122057 sobre los activos BT EL CARMEN 1 60 MVA 110 kV, BL1 EL CARMEN A TSAN JACINTO 66 kV, BL1 EL CARMEN A ZAMBRANO 66 kV y BL1 EL CARMEN A TOLUVIEJO 110 kV respectivamente.
16/08/2015 07:21	432.79	Demanda no atendida programada debido a los trabajos de la consignación nacional C0122064 sobre el activo BT CORDIALIDAD 1 50 MVA 110 kV.
09/08/2015 07:07	152.88	Demanda no atendida programada debido a los trabajos de la consignación nacional C0117948 sobre el activo BL1 SANTA MARTA A MANZANARES(MAGDALENA) 110 kV.



Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de agosto 3.13 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

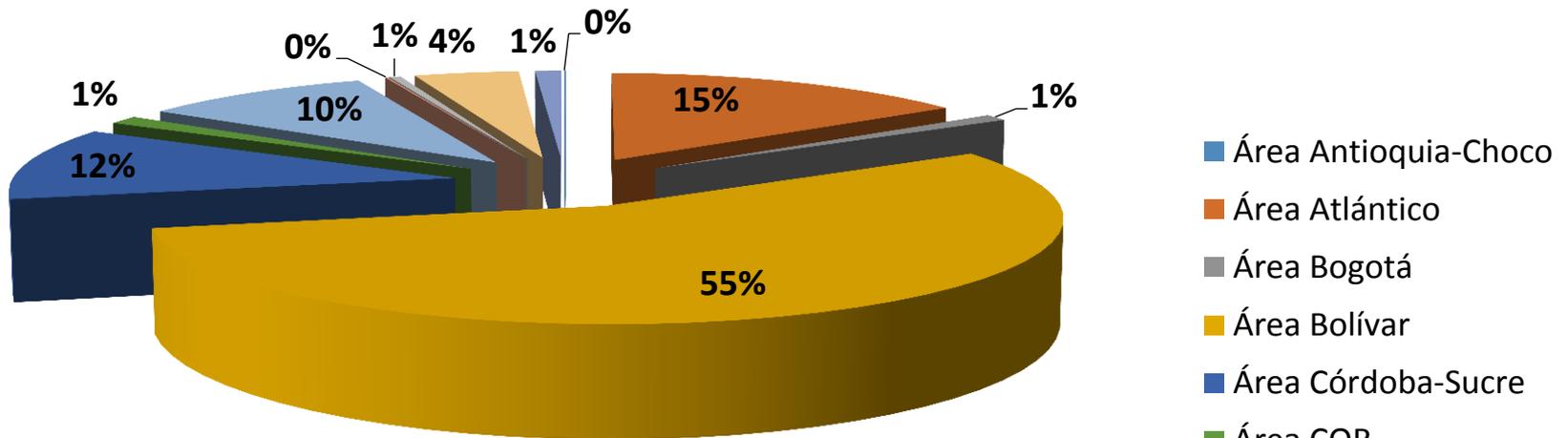
Fecha	MWh	Descripción
07/08/2015 00:29	1645.00	Indisponibilidad de los transformadores TERNERA 3 66/13.2 kV y TERNERA 5 66/13.2 kV. El agente reporta falla en cable de potencia por 13.2 kV.
29/08/2015 19:24	375.60	Demanda no atendida no programada por disparo de los transformadores 1 y 9 220/110/13.8 kV en la subestación Sabanalarga, dejando sin tensión y desentendida la demanda de las subestaciones Malambo, Baranoa, Salamina y Sabanalarga a 110 kV. El agente reporta explosión del CT de la fase A asociado a la bahía del transformador 1 por 110 kV de la subestación Sabanalarga.
23/08/2015 02:11	133.00	Disparo del circuito MAGANGUÉ - MOMPOX 110 kV, el agente reporta línea rota entre estructuras 64 y 65.
13/08/2015 13:18	123.13	Indisponibilidad del transformador RIOHACHA 1 110/34.5/13.8 kV. El agente reporta falla en barraje.

# DNA programada por áreas operativas



Subárea	Mes (MWh)
Área Antioquia-Choco	83.10
Área Atlántico	432.79
Área Bogotá	5.92
Área Cauca-Nariño	25.80
Área Córdoba-Sucre	459.90
Área GCM	152.88
Área Meta	11.60

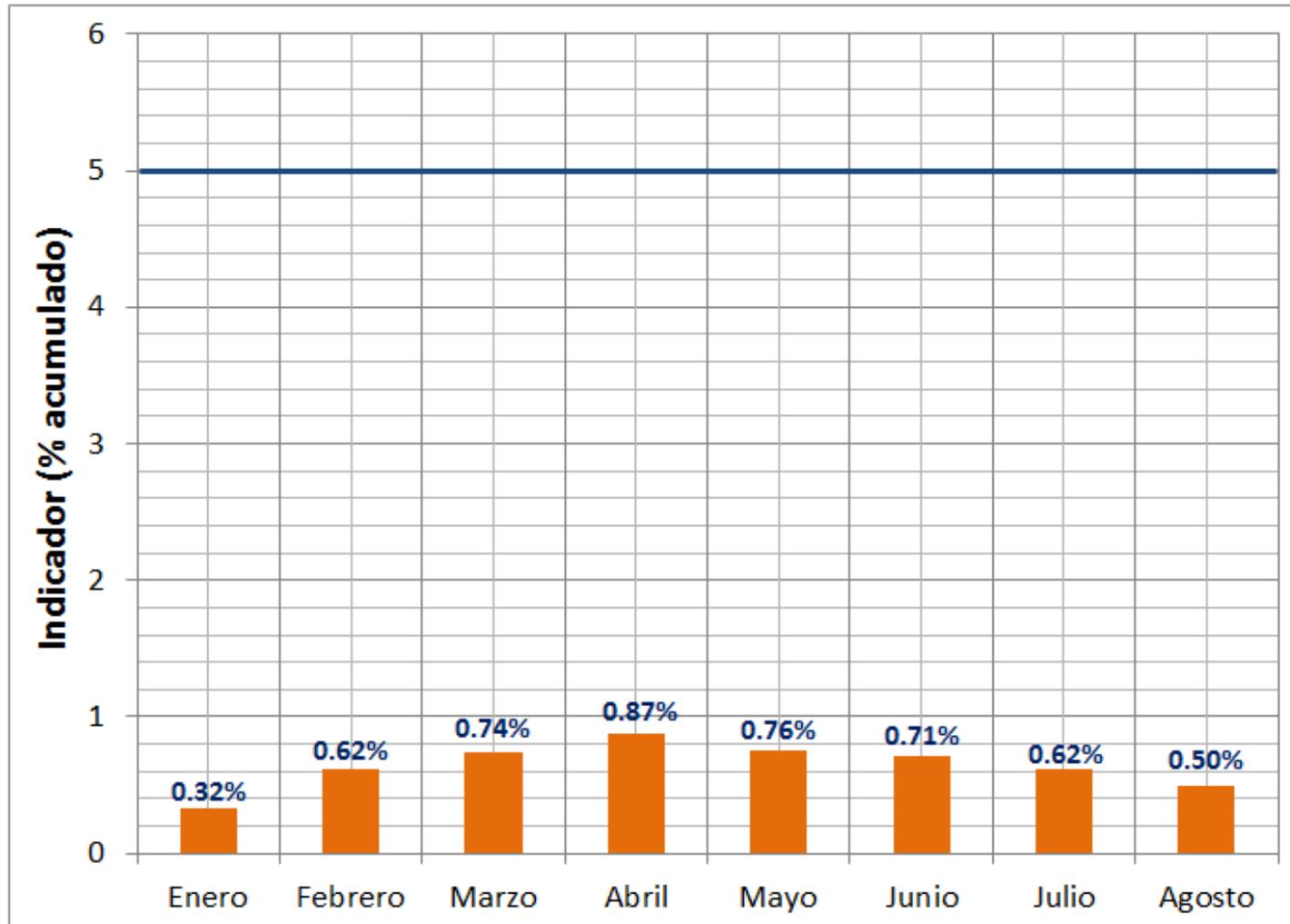
# DNA No Programada por áreas operativas



Subárea	Mes (MWh)
Área Antioquia-Choco	2.30
Área Atlántico	474.80
Área Bogotá	31.72
Área Bolívar	1734.50
Área Córdoba-Sucre	360.52
Área CQR	40.72
Área GCM	300.65
Área Huila-Caquetá	3.14
Área Meta	14.55
Área Nordeste	134.21
Área Valle del Cauca	32.99

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

# Amortiguamiento del modo de muy baja frecuencia (acumulado)



**Varios**

# **Radar de proyectos Acuerdo CNO 696**

# Radar de seguimiento proyectos de expansión

## Objetivo

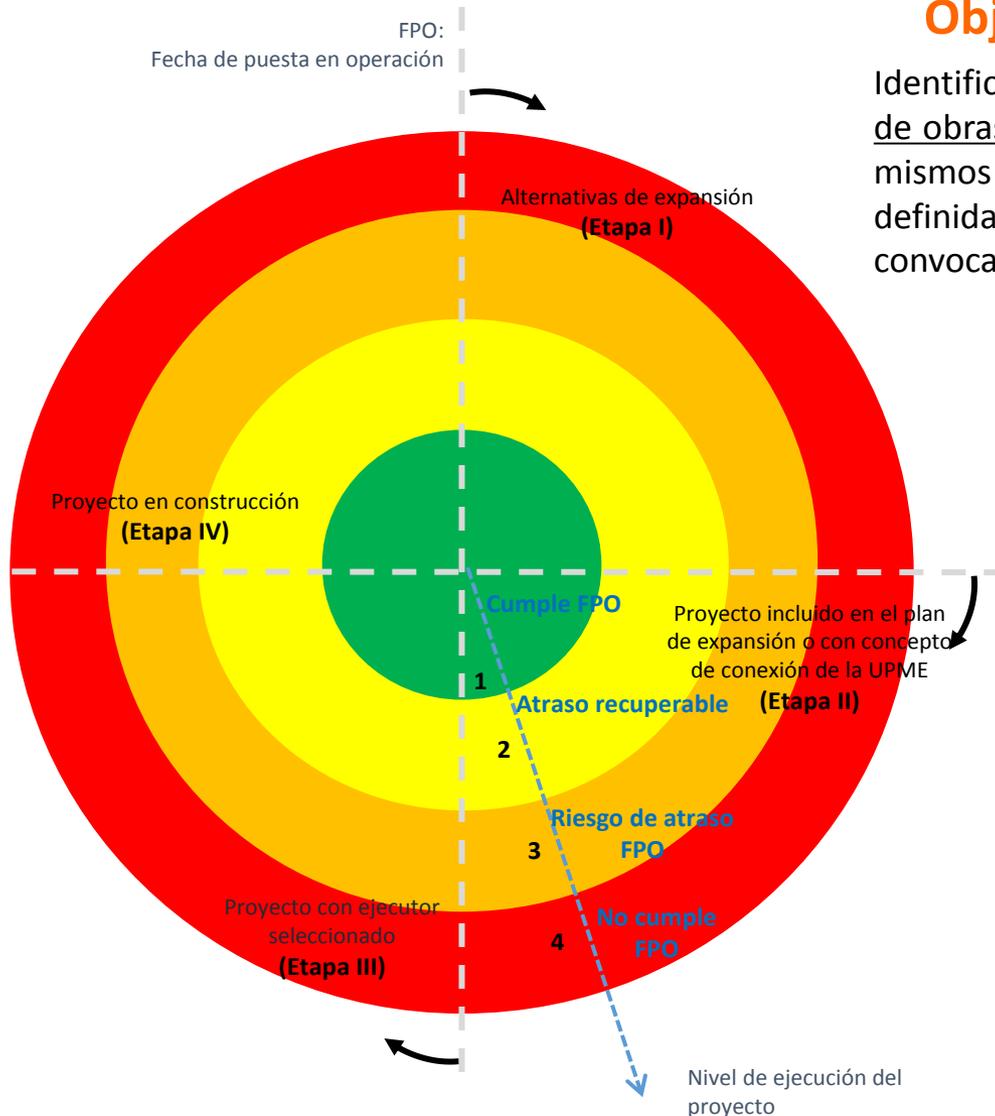
Identificar oportunamente posibles atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de proyectos y el impacto de los mismos con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el plan de expansión, concepto UPME o en la convocatoria.

## 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

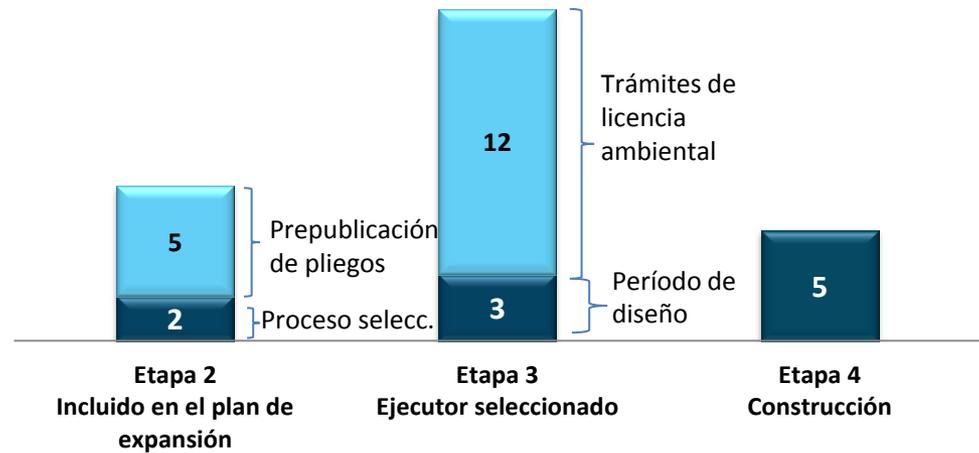
-  Aumento de Confiabilidad - A
-  Disminución o eliminación de Restricciones operativas - B
-  Disminución o eliminación de Restricciones eléctricas - C
-  Disminución DNA - D



¿Cuántos proyectos por convocatoria STN se tienen actualmente?

27

## Proyectos convocatoria STN por etapa



## Proyectos convocatoria STN etapa 2

#	Proyecto	Subárea	FPO
1	Palenque 230 kV	Nordeste	nov-17
2	La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	GCM-HTC	sep-20
3	Conexión Cartago 230 kV	Valle del Cauca	nov-16
4	Conexión La Enea 230 kV	CQR	nov-17
5	Sochagota – San Antonio 230 kV	Nordeste	jun-18
6	Copey – Cuestecitas 500 kV	GCM	nov-19
7	Copey – Fundación 220 kV	GCM	nov-19

Proceso selett.

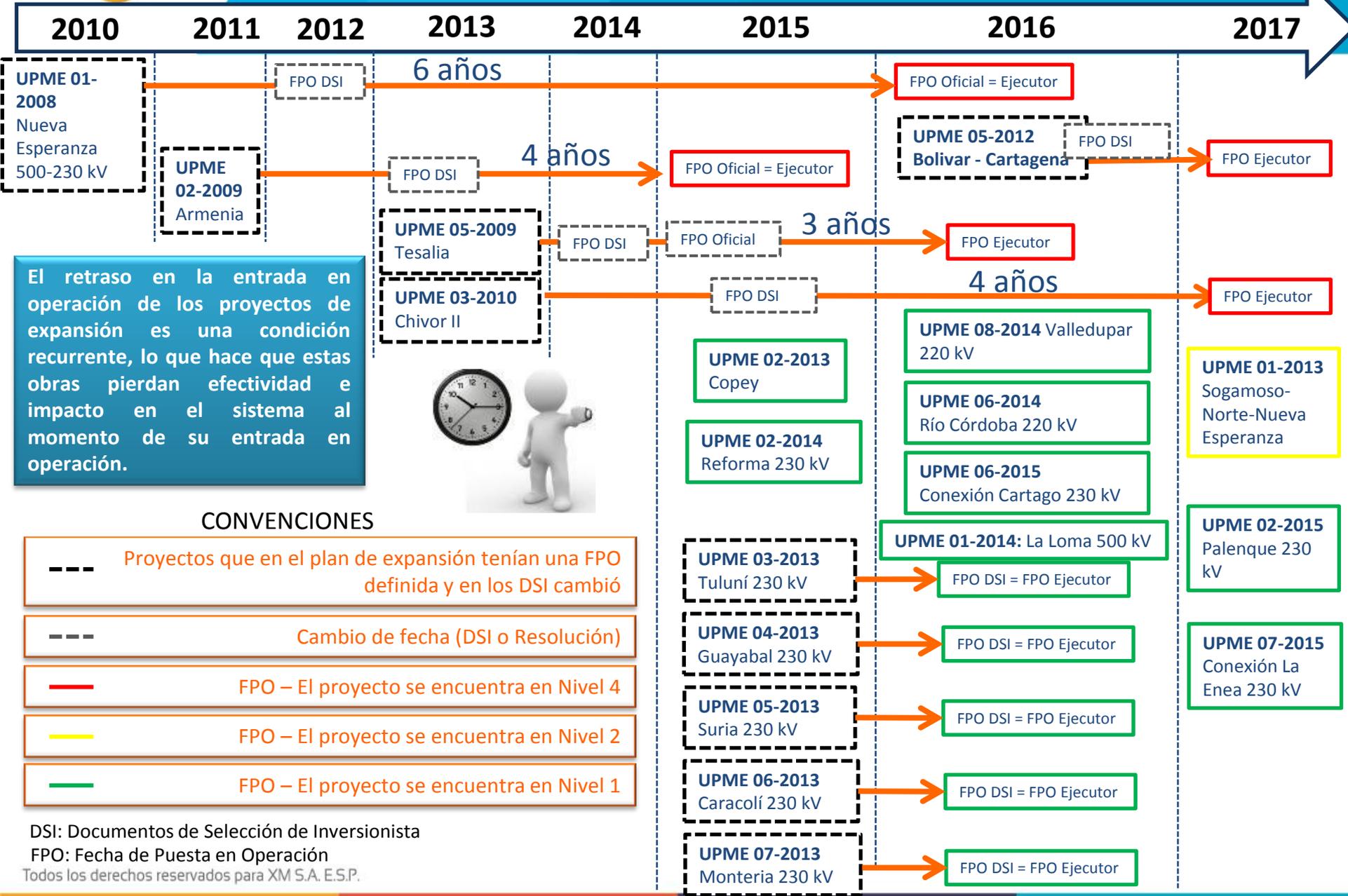
Prepublicación de pliegos

## Proyectos convocatoria STR

Convocatoria	Proyecto	FPO	Etapa
UPME STR 07-2014	Rio Córdoba 110 kV	nov-16	3.2. Período de diseño
UPME STR 02-2015	Valledupar 110 kV	nov-16	2.1 d. En proceso de selección
UPME STR 01-2015	Ampliaciones en Cuestecitas Riohacha y Maicao	nov-16	
UPME STR 03-2015	Nueva Montería 110 kV	nov-16	
UPME STR 04-2015	Compensaciones capacitivas en El Carmen, El Banco y Montería	nov-16	



# Proyectos STN: Convocatoria



El retraso en la entrada en operación de los proyectos de expansión es una condición recurrente, lo que hace que estas obras pierdan efectividad e impacto en el sistema al momento de su entrada en operación.

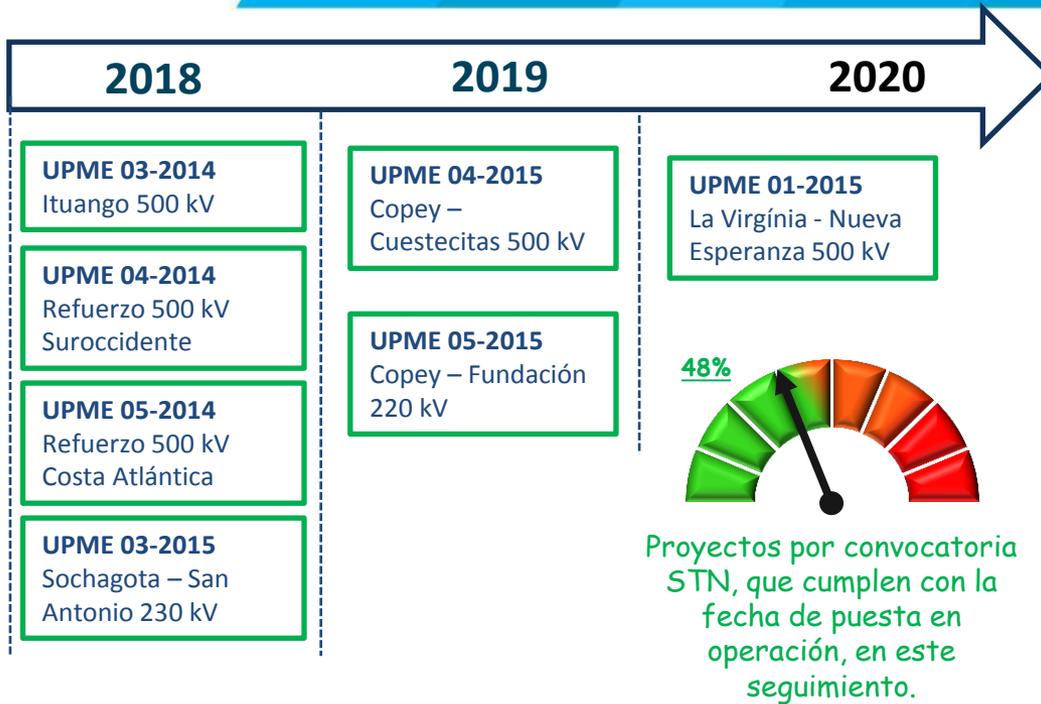


### CONVENCIONES

- Proyectos que en el plan de expansión tenían una FPO definida y en los DSI cambió
- Cambio de fecha (DSI o Resolución)
- FPO – El proyecto se encuentra en Nivel 4
- FPO – El proyecto se encuentra en Nivel 2
- FPO – El proyecto se encuentra en Nivel 1

DSI: Documentos de Selección de Inversionista  
 FPO: Fecha de Puesta en Operación  
 Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

# Proyectos STN: Convocatoria y Ampliación



## Proyectos convocatoria STN con mayores retrasos...

Convocatoria	Proyecto	Retraso
UPME 01-2008	Nueva Esperanza 500-230 kV	6 años
UPME 02-2009	Armenia	4 años
UPME 03-2010	Chivor II	4 años
UPME 05-2009	Doble cto Alférez – Tesalia 230 kV	3 años

¿Cuántos proyectos del STN son por ampliación?

7

2

Cumplen con la FPO

- ✓ Statcom Bacatá
- ✓ Segundo Circuito Betania Mirolindo 230kV

5

No cumplen con la FPO

- Compensación S/E Termocol 35 MVar
- Reconfiguración S/E Bacatá.
- Segundo TRF Bosque 220/66 kV.
- Bahía transformación S/E La Sierra.
- Reconfiguración Caño Limón.



¿Cuántos proyectos\* reportaron información?

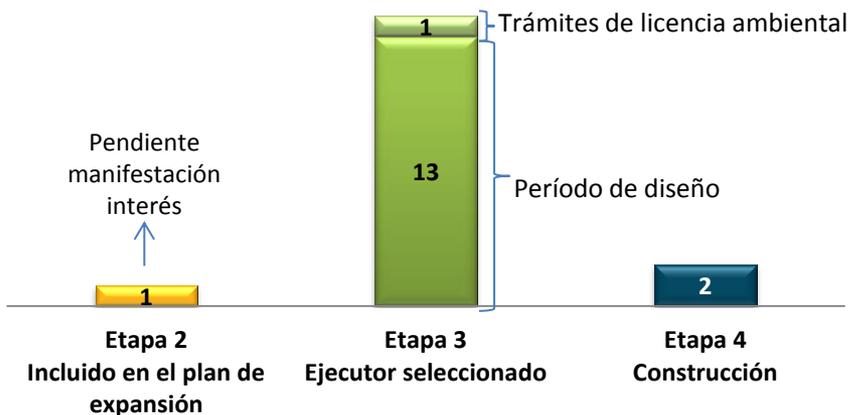
59

8 proyectos no reportaron información para este período

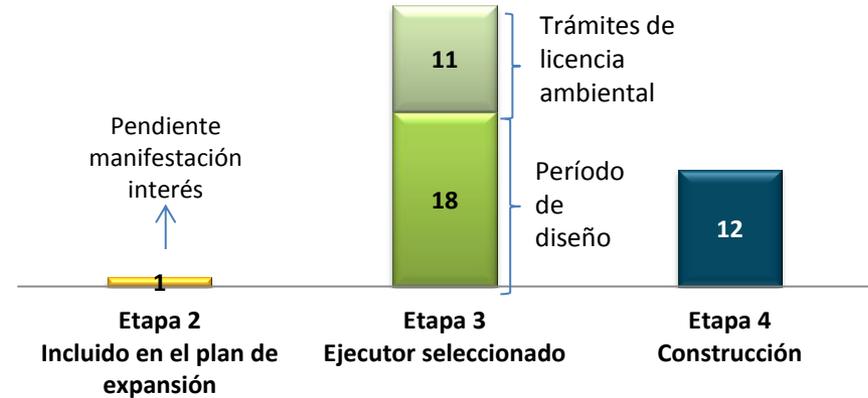


No cumplen FPO

## Proyectos STR en cronograma por etapa



## Proyectos STR retrasados por etapa



### Proyectos del STR Caribe

Los ejecutores de estos proyectos se adjudicarán vía convocatoria pública.

\* Los proyectos o obras de expansión relacionadas con proyectos de STN en este análisis se contabilizan como uno sólo proyecto. No se incluyen los proyectos del STR Caribe

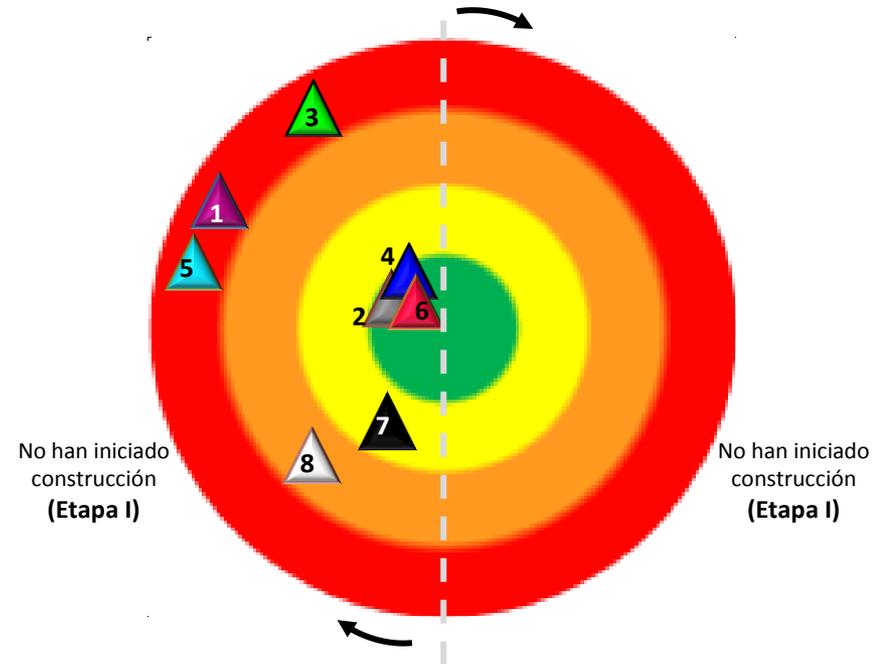


**3** proyectos retrasaron la FPO respecto al último reporte

Gecelca 3 – 2 meses  
 Carlos Lleras Restrepo – 1 mes  
 Gecelca 3.2 – 3 meses

N°	PROYECTO	AGENTE	Reporte julio de 2015	
			Fecha posible de puesta en operación (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)
1	Cucuana	EPSA S.A. E.S.P.	No reportó información	No reportó información
2	Tasajero II	Termotasajero	30/11/2015	98.20%
3	Gecelca 3	GECELCA S.A. E.S.P.	31/08/2015	98.00%
4	Carlos Lleras Restrepo	Hidroeléctrica del Alto Porce S.A E.S.P.	Unidad 1: 13/08/2015 Unidad 2: 10/09/2015	No reportó información
5	Quimbo	Emgesa	No reportó información	No reportó información
6	San Miguel	La Cascada S.A. E.S.P.	No reportó información	No reportó información
7	Ituango	EPM S.A. E.S.P.	30/11/2018	40.70%
8	Gecelca 3.2	GECELCA S.A. E.S.P.	21/10/2016	44.00%

## Proyectos de generación



Nota: El avance del proyecto reportado por los agentes generadores está medido respecto al cronograma actual del proyecto.

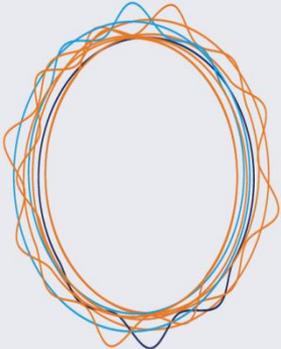


Se muestra el retraso real respecto a la fecha asignada de obligación de energía firme.

- ✓ El retraso en la entrada en operación de los proyectos de expansión es una condición recurrente, lo que hace que una vez entren no se tengan las condiciones de seguridad y confiabilidad esperadas al momento de definir la obra y se hagan necesarias ya obras adicionales.
- ✓ Se evidencia un riesgo en la operación del SIN entre el 2015 y la fecha definida de entrada de proyectos, en especial en las subáreas Santander, Atlántico, Bolívar, GCM, Córdoba-Sucre, CQR y Boyacá-Casanare en condiciones de red completa, condición que se agrava ante mantenimientos de generación, transmisión o distribución.
- ✓ Se sugiere implementar un seguimiento a los proyectos del STR por convocatoria, similar a los realizados para el área Oriental y Caribe.

**Varios**

# **Seminario de operadores**



# SEMINARIO INTERNACIONAL DE OPERADORES 2015

24 Y 25 DE SEPTIEMBRE  
HOTEL SAN FERNANDO PLAZA  
Carrera 42A No. 1-15  
Salón Corales  
Medellín, Antioquia

## *Nuevos retos para la Planeación y Operación*

- Nuevas herramientas de apoyo a la operación Planeación, Programación y Operación.
- Energías renovables no convencionales **Smart Grids** Transmisión HVDC.
- La importancia del Operador, entender las necesidades de entrenamiento, sus capacidades físicas y psicológicas.

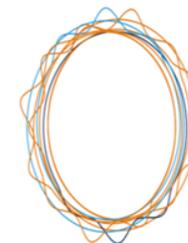
INSCRIPCIONES AQUÍ

ORGANIZA:

CIDET

xm

filial de isa



SEMINARIO  
INTERNACIONAL  
DE OPERADORES  
2015 MEDELLÍN - COLOMBIA  
24 Y 25 DE SEPTIEMBRE

CUPOS  
LIMITADOS

Asegure su cupo con  
anticipación cancelando el  
valor total de la inscripción.

VALOR INVERSIÓN:  
\$ 1.600.000 + IVA

INFORMACIÓN

[www.cidet.org.co](http://www.cidet.org.co)

[seminariooperadores@cidet.org.co](mailto:seminariooperadores@cidet.org.co)

☎ 4-448662

AGENDA AQUÍ



■ 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**

# Detalle cargabilidad de transformadores

## Agosto 2015

Transformador	Fecha	Periodo	Carga %
BELEN (CUCUTA) 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	14/08/15	19	101.1%
BOSQUE 4 150 MVA 220/66 KV	04/08/15	20	98.5%
	05/08/15	10	97.6%
	12/08/15	14	95.4%
	13/08/15	20	96.8%
	14/08/15	15	96.6%
	19/08/15	12	95.3%
	24/08/15	21	95.7%
	25/08/15	19	96.1%
	27/08/15	14	96.3%
CHINU 1 150 MVA 500/110/34.5 KV	06/08/15	15	99.51%
CUESTECITAS 2 60 MVA 220/110/13.8 KV	25/08/15	23	103.95%
	29/08/15	07	100.91%
	31/08/15	21	105.77%
EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV	03/08/15	21	96.9%
	04/08/15	22	98.5%
	05/08/15	23	101.7%
	06/08/15	1	97.6%
ESMERALDA 2 90 MVA 230/115/13.8 KV	29/08/15	9	104.6%
LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	14/08/15	12	96.80%
URRA 1 90 MVA 230/110 KV	03/08/15	23	98.56%
	04/08/15	22	100.76%
	06/08/15	15	95.06%
VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 KV	04/08/15	16	95.16%
	21/08/15	16	102.39%
	26/08/15	13	96.59%
	27/08/15	15	97.36%
	28/08/15	15	98.46%
	31/08/15	17	99.83%



filial de isa

# Cargabilidad transformadores

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
Urra 1 90 MVA 230/110 KV*	Urra	30% por 30 minutos
Valledupar 3 60 MVA 220/34.5/13.8 kV	TranSelca	10% por 30 minutos
Chinu 1 150 MVA 500/110/34.5 kV	ITCO	10% por 30 minutos
La Guaca 4 168 MVA 230/115/13.8 kV	Codensa	30% por 2 horas
Belen (Cucuta) 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	CENS	10% por 4 horas
Bosque 4 150 MVA 220/66 KV	Electricaribe	20% por 1 hora

# Mantenimientos por Unidad

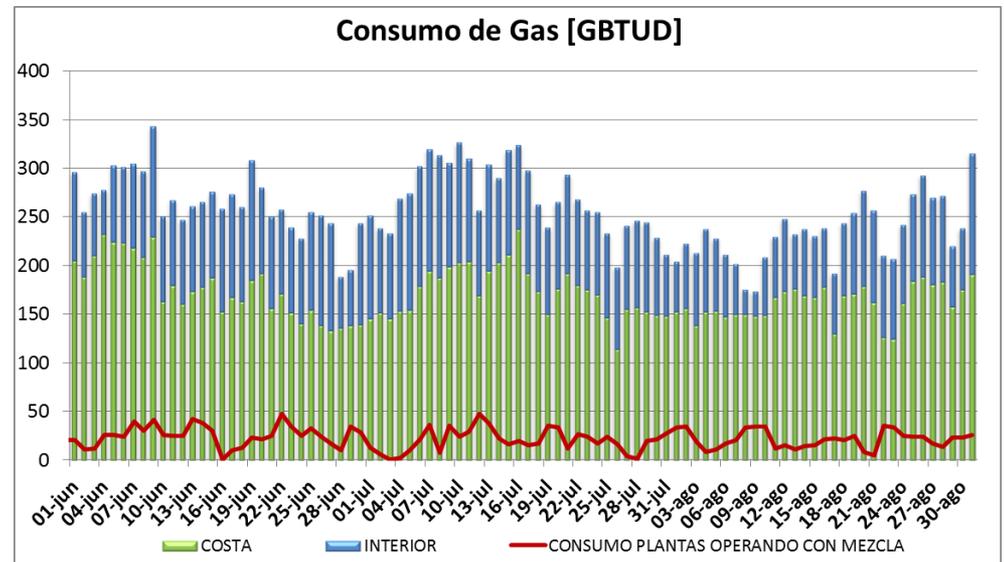
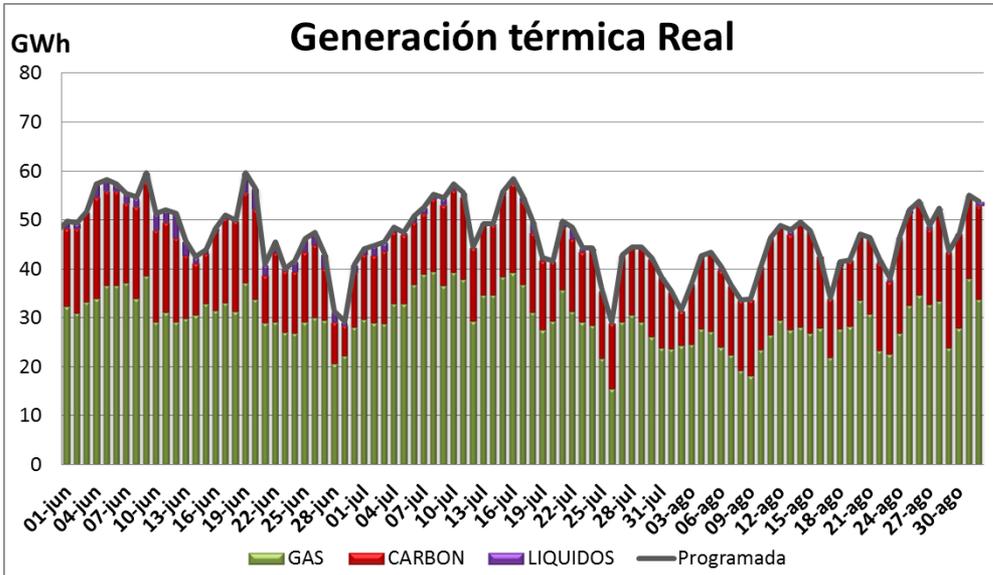
ultNombre	fechaIniPro	fechaFinPro	estadoActual	MWMto	Combustible
TASAJERO 1	12/09/2015 00:00	06/10/2015 23:59	Solicitada	155	CARBÓN INTERIOR
TERMOCENTRO 3	15/09/2015 07:00	24/10/2015 17:00	Solicitada	100	GAS INTERIOR
TEBSAB	01/10/2015 00:00	25/10/2015 23:59	Solicitada	149	GAS COSTA
TERMOSIERRA 1	01/10/2015 00:00	25/10/2015 23:59	Solicitada	150	LIQUIDOS INTERIOR
FLORES 1	10/10/2015 00:00	13/10/2015 23:59	Solicitada	153	LÍQUIDOS COSTA
CARTAGENA 2	13/10/2015 00:00	02/02/2016 23:59	Solicitada	60	LÍQUIDOS COSTA
PROELECTRICA 1	14/10/2015 05:00	14/10/2015 17:00	Solicitada	45	GAS COSTA
PROELECTRICA 2	15/10/2015 05:00	15/10/2015 17:00	Solicitada	45	GAS COSTA
ZIPAEMG 2	16/10/2015 06:00	04/12/2015 23:29	Solicitada	34	CARBÓN INTERIOR
PAIPA 4	19/10/2015 00:00	11/11/2015 23:59	Solicitada	154	CARBÓN INTERIOR
TEBSAB	27/10/2015 00:00	29/10/2015 23:59	Solicitada	149	GAS COSTA
CARTAGENA 1	02/11/2015 00:00	22/02/2016 23:59	Solicitada	61	LÍQUIDOS COSTA
TERMOYOPAL 2	03/11/2015 00:00	08/11/2015 20:00	Solicitada	30	GAS INTERIOR
TERMOCENTRO 3	03/11/2015 07:00	12/11/2015 17:00	Solicitada	50	GAS INTERIOR
TERMOCENTRO 2	03/11/2015 07:00	12/11/2015 17:00	Solicitada	96	GAS INTERIOR
GUAJIRA 1	05/11/2015 00:00	14/11/2015 23:59	Solicitada	145	CARBÓN COSTA
GUAJIRA 2	16/11/2015 00:00	25/11/2015 23:59	Solicitada	151	CARBÓN COSTA
TERMODORADA 1	26/11/2015 06:00	26/11/2015 17:00	Solicitada	46	LIQUIDOS INTERIOR
TEBSAB	09/01/2016 00:00	02/02/2016 23:59	Solicitada	149	GAS COSTA
BARRANQUILLA 3	01/02/2016 00:00	15/03/2016 23:59	Solicitada	55	LÍQUIDOS COSTA
PAIPA 2	15/02/2016 00:00	20/03/2016 23:59	Solicitada	72	CARBÓN INTERIOR
TEBSAB	18/02/2016 00:00	13/03/2016 00:00	Solicitada	149	GAS COSTA
TERMOCENTRO 1	26/02/2016 00:00	29/02/2016 17:00	Solicitada	97	GAS INTERIOR
TERMOCENTRO 3	26/02/2016 00:00	29/02/2016 17:00	Solicitada	50	GAS INTERIOR
TEBSAB	14/03/2016 00:00	14/03/2016 23:59	Solicitada	149	GAS COSTA
BARRANQUILLA 4	15/03/2016 00:00	29/04/2016 23:59	Solicitada	55	LÍQUIDOS COSTA
TEBSAB	15/03/2016 00:00	15/03/2016 23:59	Solicitada	149	GAS COSTA
TEBSAB	17/03/2016 00:00	17/03/2016 23:59	Solicitada	149	GAS COSTA
TERMOCENTRO 3	18/03/2016 00:00	22/03/2016 17:00	Solicitada	100	GAS INTERIOR
TEBSAB	18/03/2016 00:00	18/03/2016 23:59	Solicitada	167	GAS COSTA
TEBSAB	19/03/2016 00:00	19/03/2016 23:59	Solicitada	167	GAS COSTA

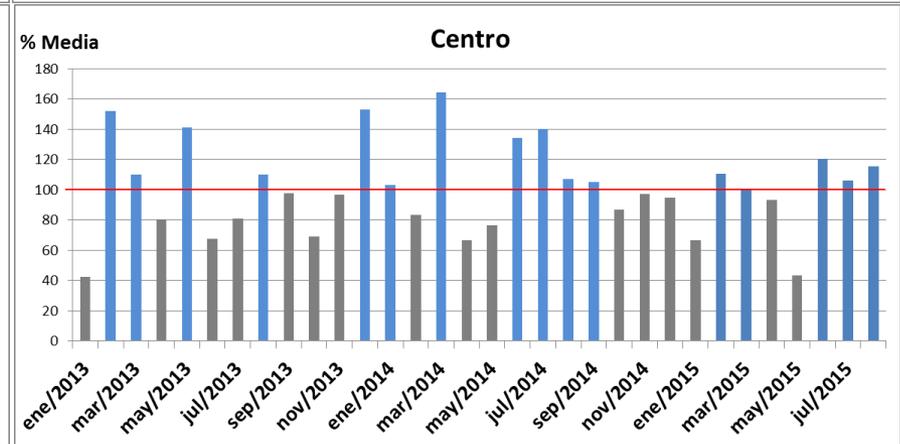
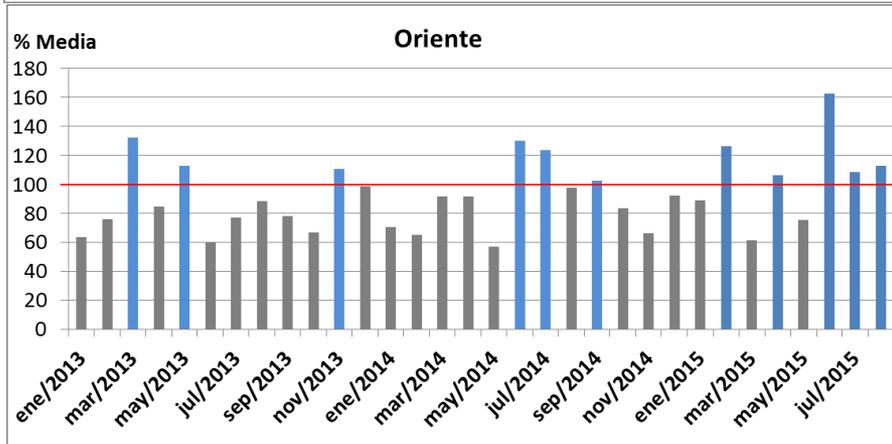
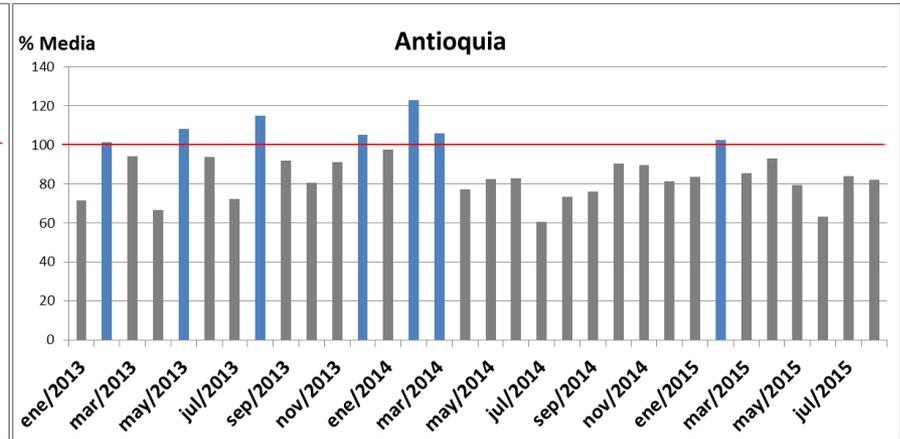
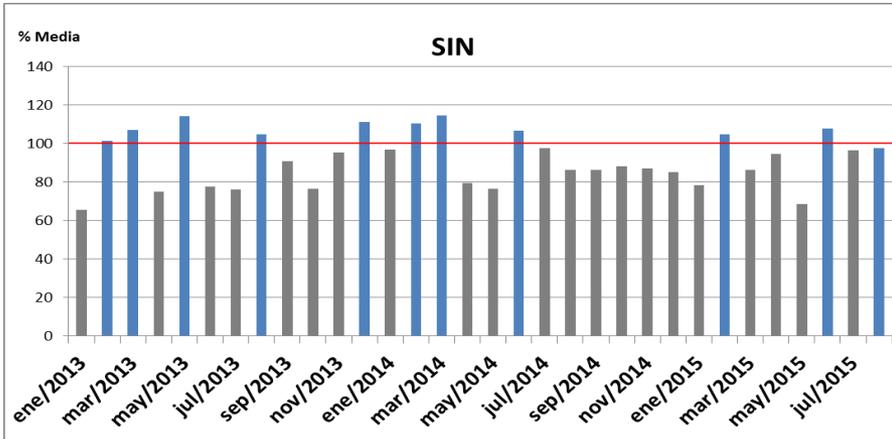




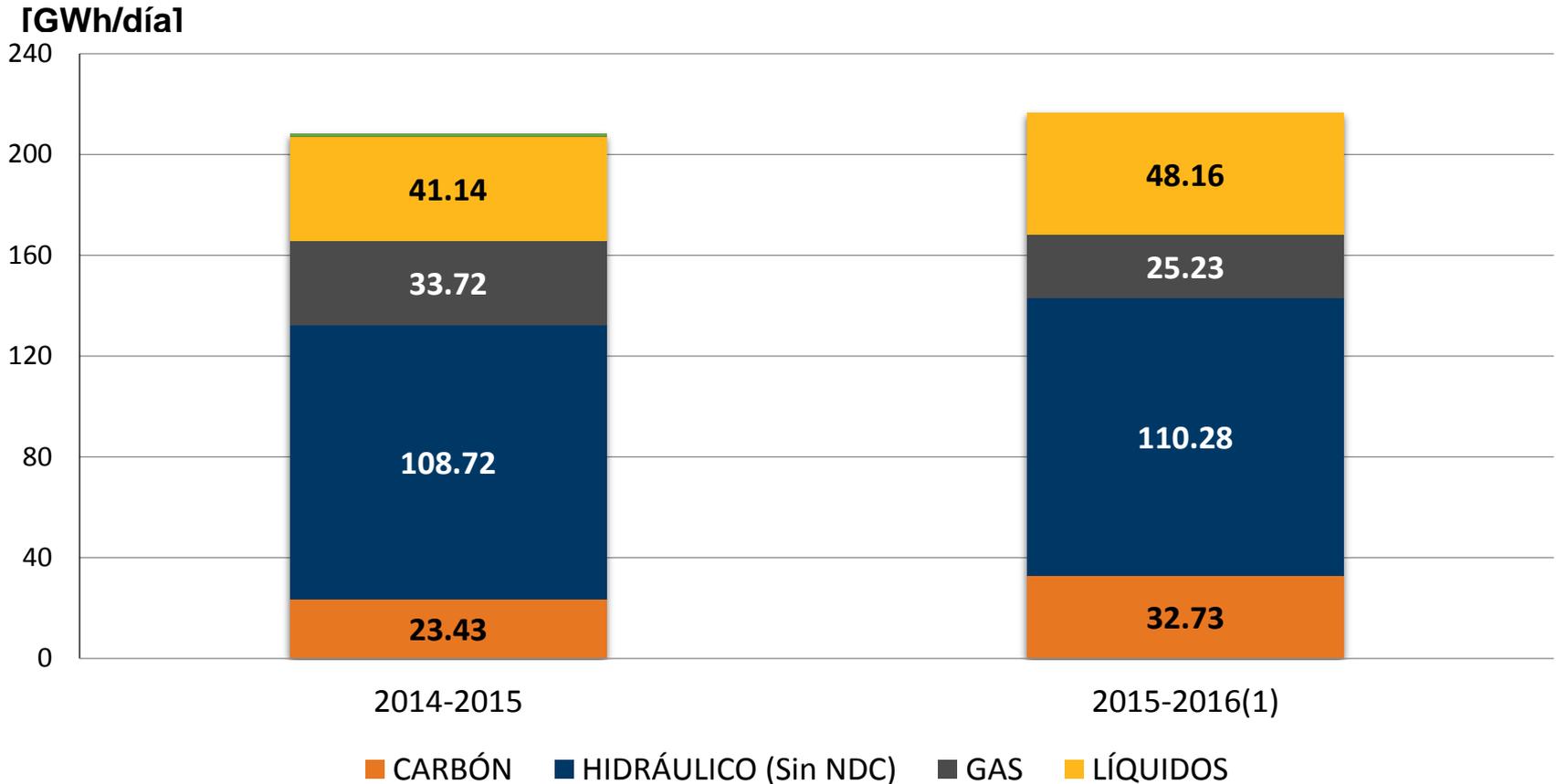
filial de isa

# Generación térmica y consumo de gas





Para el período enero 2013 hasta lo corrido de agosto de 2015 (últimos 32 meses) los aportes al SIN han sido deficitarios (92% media). Regionalmente el desempeño ha sido: Antioquia 87% de la media histórica; Oriente 98%; Centro 99%; Otras 90%.



(1): Las plantas que se acogieron a la opción GNI (Barranquilla 3 y 4, Candelaria 1 y 2, TEBSA y Flores I y IV) están con el combustible alternativo declarado ante posible atraso de la planta regasificadora.

- De acuerdo con el IRI, el promedio de todos los pronósticos de las anomalías de la TSM en la región Niño 3.4 permitió identificar que sólo durante el evento El Niño 1997-98 el ONI (con la nueva tabla), mostró valores máximos similares a los pronosticados. De hecho, la correlación entre este promedio y los valores del ONI es de 1.0.
- Se encontró el volumen agregado durante el horizonte del próximo año (agosto-julio) con una probabilidad de ser superado en promedio en el 98% de los casos.
- El volumen se desagregó con base en el comportamiento de las series durante rachas de caudales mínimos de 12 meses de duración (agosto-julio). Dado que al utilizar las rachas de todas las series, el volumen es menor al obtenido en el anterior análisis de frecuencias, se hizo un escalamiento hacia arriba utilizando un factor "k" que afecta la desviación estándar de los volúmenes mensuales. El uso de la desviación estándar permite conservar cierta variabilidad estacional.
- Para el segundo año se utilizó el escenario esperado del SH de agosto. Lo mismo se hizo para las series de Ecuador.