

# INFORME XM

Dirigido a CNO

Documento XM – CND – 0010

Jueves 4 de febrero de 2016



■ 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 – 0010  
Jueves 4 de febrero de 2016**

- Restricciones

## Situación operativa

- Reservas y aportes
- Generación y Disponibilidad
- Demanda

## Variables en el SIN

- Análisis energético de mediano plazo

## Panorama energético

- Indicadores de calidad de la operación – Enero 2016
- Nuevo indicador desviación demanda
- Nuevas resoluciones
- Nuevos Indicadores 2016

## Varios

# SITUACIÓN OPERATIVA

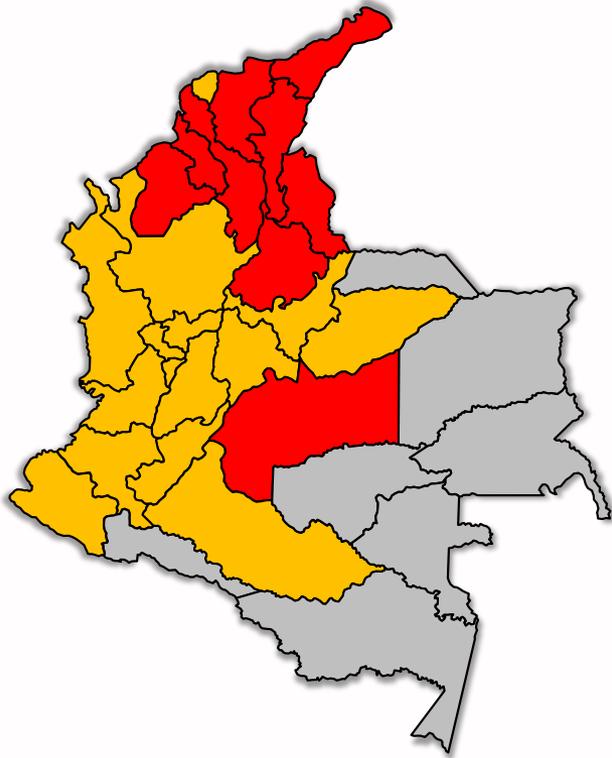
- Restricciones

# Restricciones

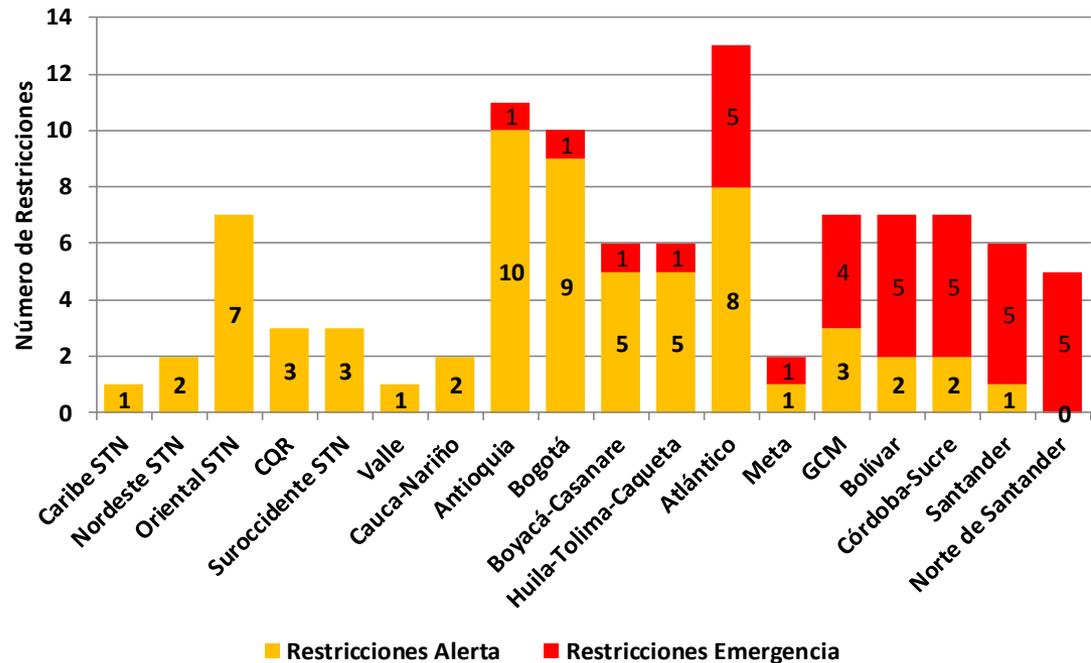
---

# Estado de operación del SIN

Estado de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), de acuerdo con las definiciones establecidas en el código de operación Res CREG 025 de 1995.



Estado de operación del SIN



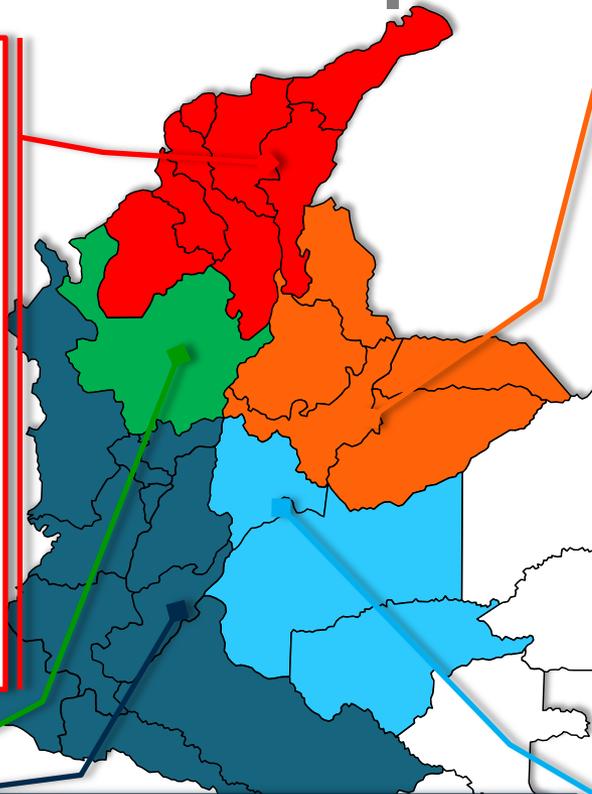
**Estado de Emergencia:** Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda. Incumplimiento del criterio N-1.

**Estado de Alerta:** Es un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia.

# Acciones operativas corto plazo

## Caribe:

- **GCM:** Riesgo de desatención de demanda por sobrecarga en Valledupar 220/34.5 kV. Es necesario implementar medidas operativas (traslados de carga, expansiones provisionales, etc).
- **GCM:** Riesgo de desatención de demanda en El Paso 110 kV y El Banco 110 kV por bajas tensiones. Es necesario implementar medidas operativas (traslados de carga, expansiones provisionales, implementación de esquemas de baja/sobre tensión, etc).
- **Córdoba- Sucre:** Riesgo de desatención de demanda por obsolescencia de los esquemas suplementarios. Es necesaria la validación y actualización de éstos.



## Nordeste:

- **Norte de Santander:** Riesgo de desatención de demanda por obsolescencia de esquemas suplementarios. Es necesaria la validación y actualización de éstos, además de evaluar el cierre de la línea Ínsula – Belén con las respectivas acciones que se requieran.
- **Boyacá – Casanare:** Riesgo de desatención de demanda por sobrecarga en Paipa – Barbosa 115 kV. Es necesario implementar medidas operativas (aumento de capacidades de transporte del circuito, traslados de carga, expansiones provisionales, etc).

## Oriental:

- **Bogotá:** Riesgo de desatención de demanda por sobrecarga en red de 57.5 kV. Es necesario implementar medidas operativas (aumento de capacidades de transporte del circuito, traslados de carga, expansiones provisionales, etc).
- **Meta:** Riesgo de desatención de demanda por sobrecarga en Ocoa – Barzal 115 kV. Es necesario implementar medidas operativas (aumento de capacidades de transporte del circuito, traslados de carga, expansiones provisionales, etc).

## Antioquia:

- Riesgo de desatención de demanda por bajas tensiones en el corredor Cocorná – Vasconia 110 kV. Es necesario implementar medidas operativas (traslados de carga, expansiones provisionales, implementación de esquemas de baja tensión, etc).

## Suroccidente:

- **Huila – Caquetá:** Riesgo de desatención de demanda por sobrecarga y bajas tensiones en el corredor Betania – Doncello 115 kV. Es necesario implementar medidas operativas (traslados de carga, expansiones provisionales, implementación de esquemas de baja tensión y sobrecarga, etc).



# Gestión del CND para reducir riesgo operativo

Área	Gestión	Estado
Antioquia	Solicitud a EPM de las medidas a implementar por bajas tensiones en Vasconia 110 kV	EPM propone como medida de corto plazo la implementación de un esquema suplementario.
Caribe	Solicitud a Electricaribe de las medidas a implementar por bajas tensiones en El Paso y El Banco 110 kV, y solicitud de revisión de esquemas suplementarios en Córdoba - Sucre	Electricaribe revisará los esquemas suplementarios. Pendiente el tema de baja tensión. Electricaribe propone operar con tensiones inferiores a 0.9 p.u. las subestaciones en cuestión
Nordeste	Solicitud a CENS de medidas a implementar por sobrecargas ante contingencias en el STR	CENS aumentará capacidad de algunos circuitos y está en estudio de implementación de esquemas suplementarios
	Solicitud a ESSA de medidas a implementar por sobrecargas ante contingencias en el STR	ESSA aumentó la capacidad de algunas transformadores y líneas e implementó esquemas suplementarios
	Solicitud a ESSA de revisión de capacidad del circuito Paipa-Barbosa 115 kV	El aumento de capacidad del circuito se espera para el 14 de febrero
	Solicitud a Enerca de actualización de fecha de entrada de Yopal - Aguazul 115 kV y aumento de capacidad de los circuitos Yopal - San Antonio 115 kV	Enerca informa que Yopal - Aguazul 115 kV estaría en operación en abril de 2016. El aumento de capacidad de los circuitos Yopal - San Antonio estaría en mayo de 2016
Oriental	Solicitud a Codensa de medidas a implementar por sobrecargas ante contingencias en red de 57.5 kV	Se está analizando la respuesta de Codensa
	Solicitud a EMSA de medidas a implementar por sobrecargas en Ocoa - Barzal 115 kV	En espera de respuesta
Suroccidental	Solicitud a Cedenar de revisar capacidad del circuito Jamondino - Catambuco 115 kV	Cedenar aumentó la capacidad de transporte del circuito
	Solicitud a Electrohuila y a Electrocaquetá de medidas a implementar por sobrecargas y bajas tensiones por contingencia del transformador Altamira 230/115 kV	Se está analizando la respuesta de Electrohuila y Electrocaquetá

# EVOLUCIÓN VARIABLES

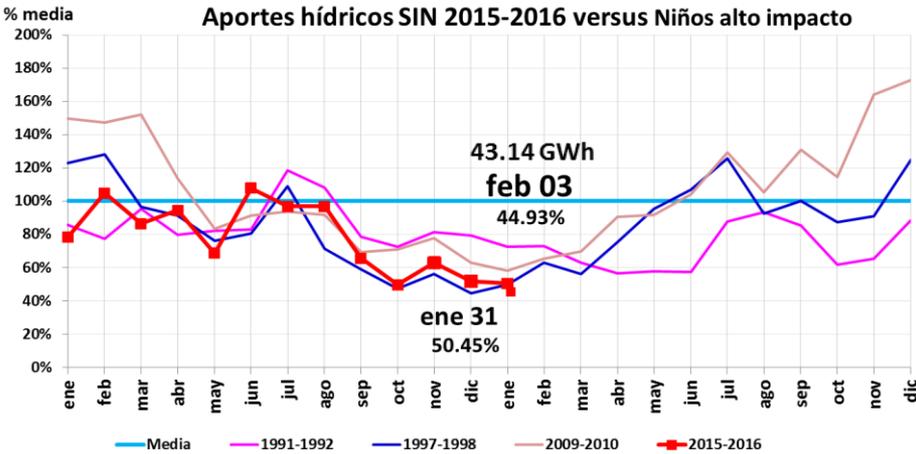
- Aportes
- Embalses
- Generación
- Demanda



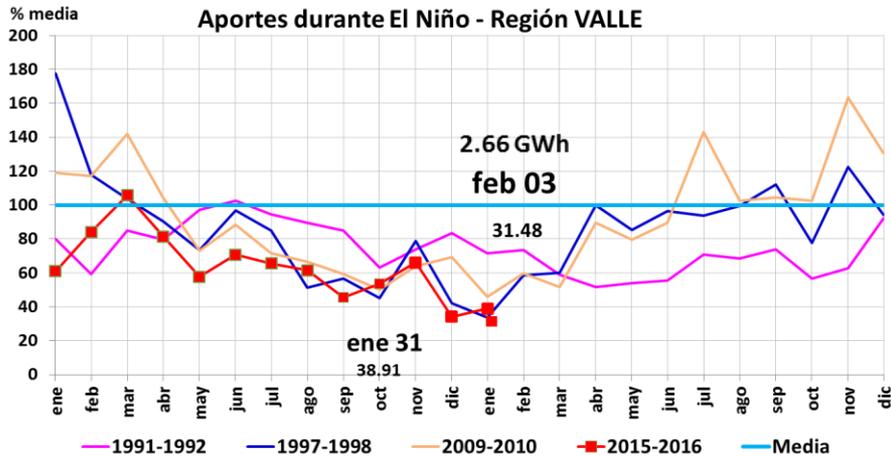
filial de isa

# Evolución aportes versus Niños

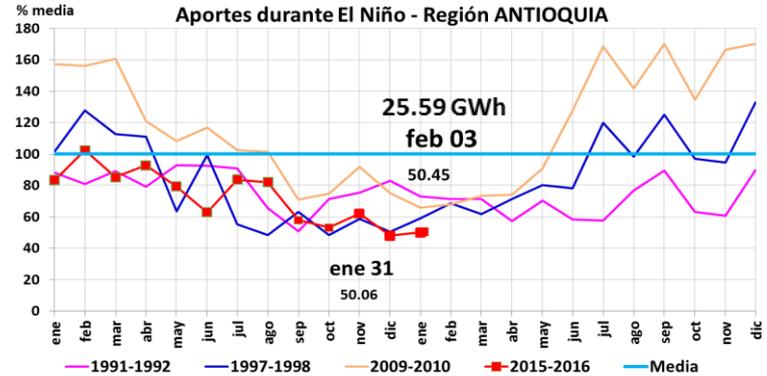
### Aportes hídricos SIN 2015-2016 versus Niños alto impacto



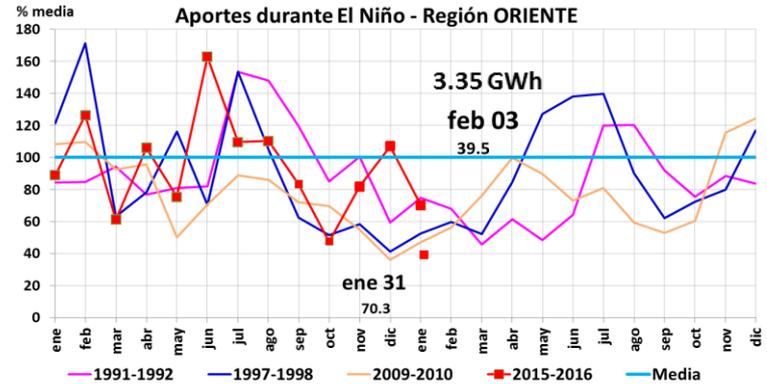
### Aportes durante El Niño - Región VALLE



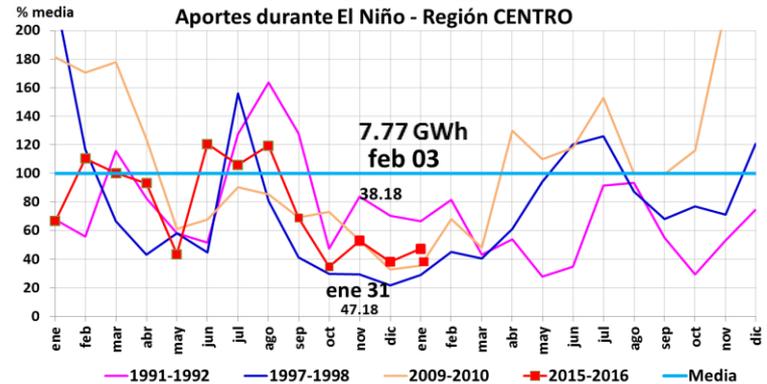
### Aportes durante El Niño - Región ANTIOQUIA



### Aportes durante El Niño - Región ORIENTE



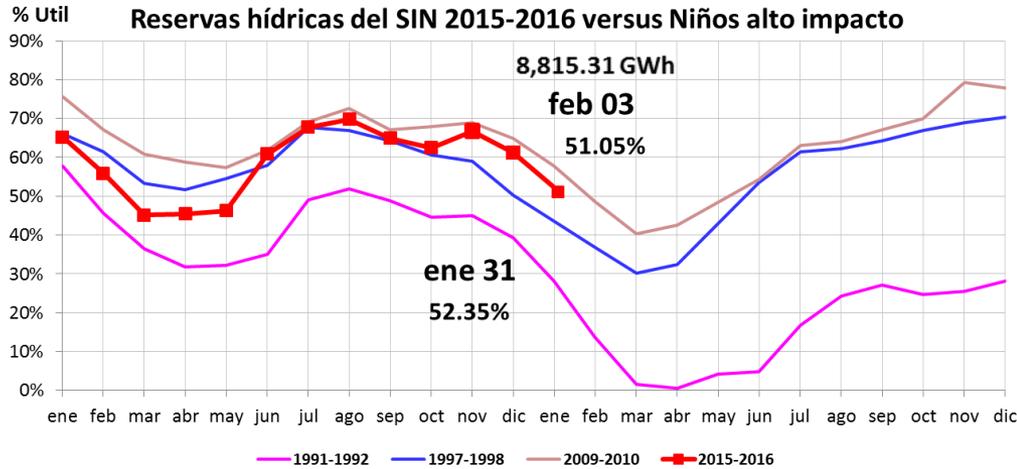
### Aportes durante El Niño - Región CENTRO



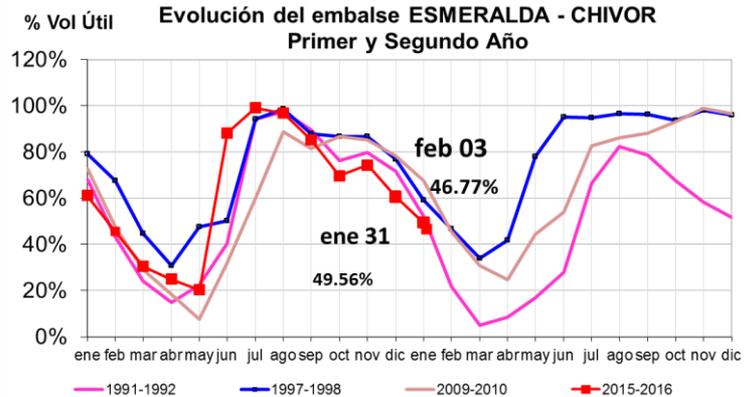
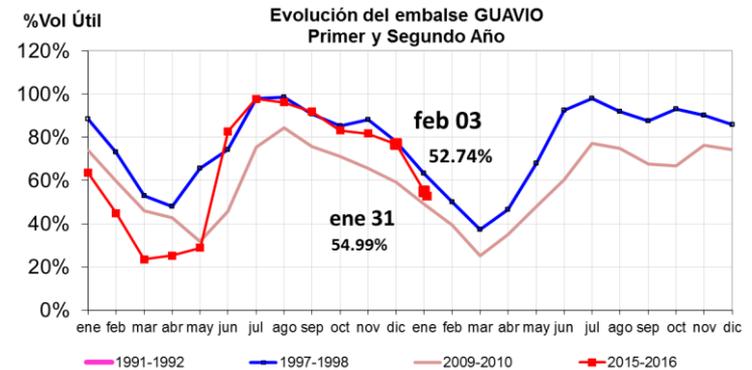
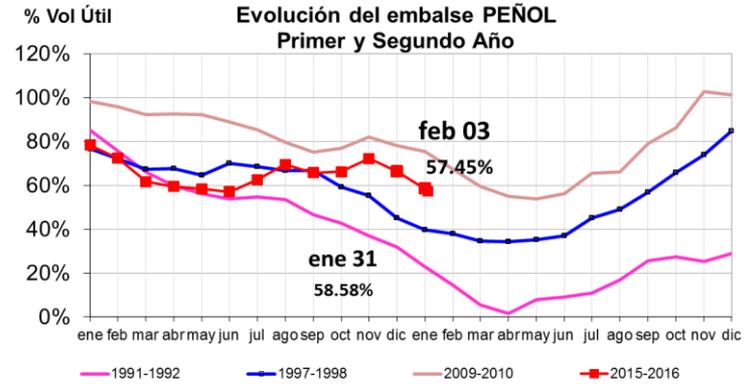
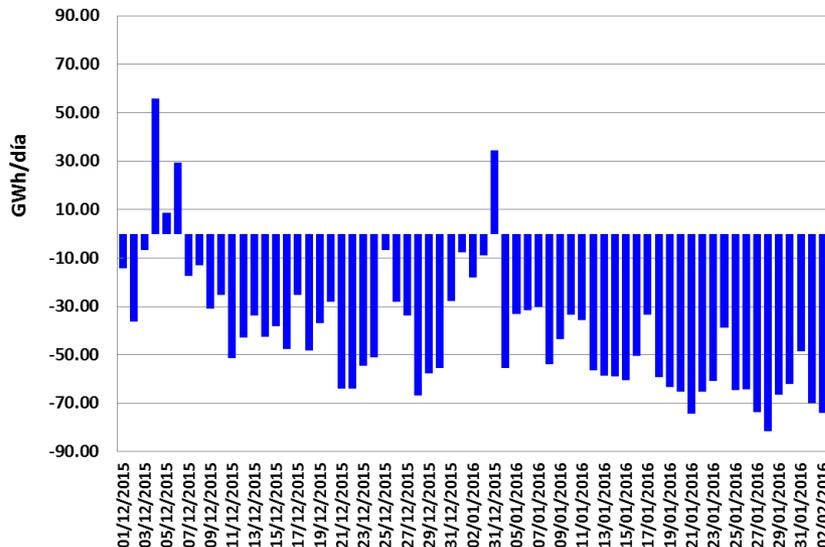


filial de isa

# Evolución embalses



### Seguimiento a la tasa de embalsamiento

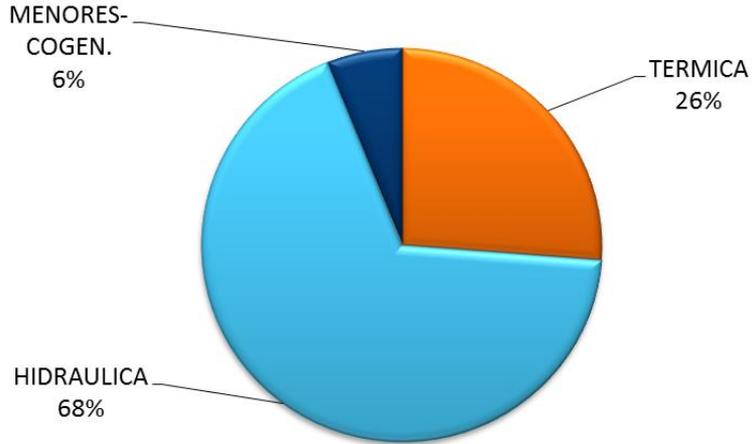




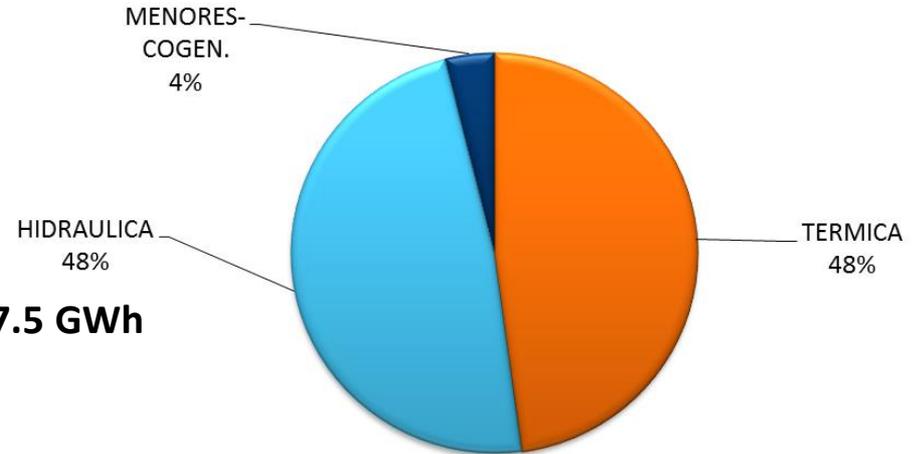
filial de isa

# Participación generación

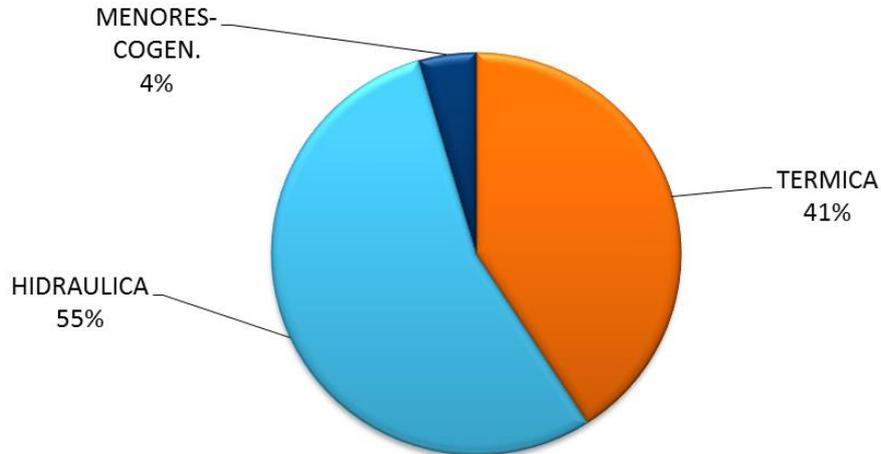
**Generación sep-dic 2014 21,860.7 GWh**



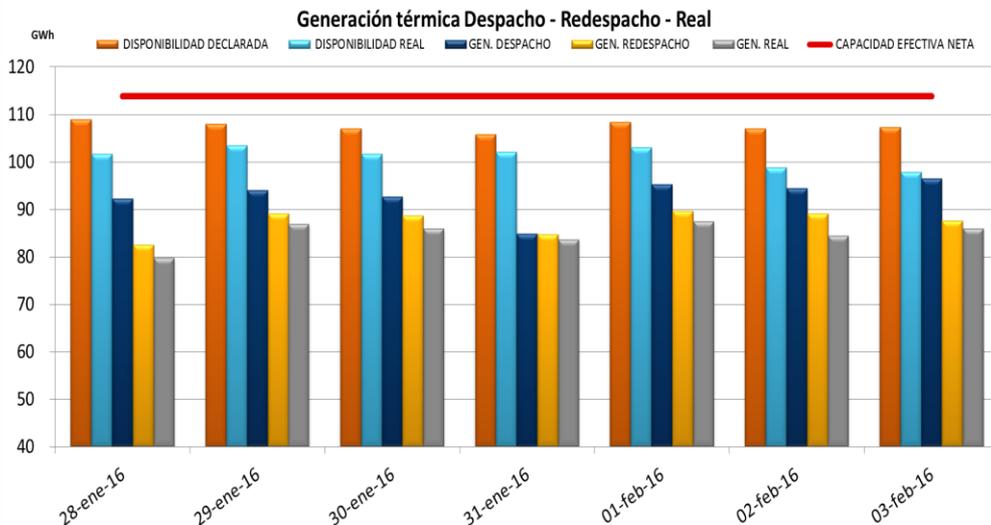
**Generación enero 2016 5,593.4 GWh**



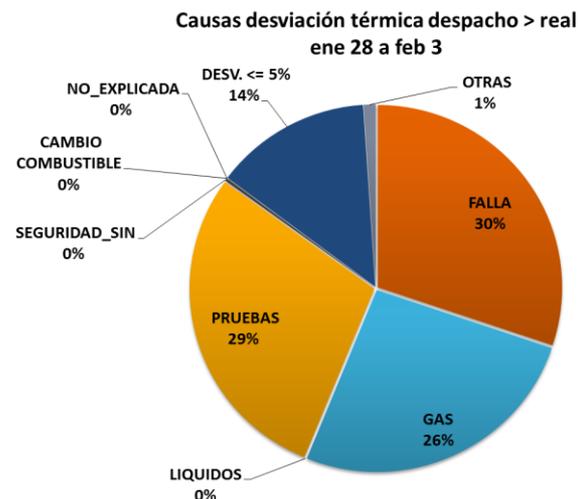
**Generación sep-dic 2015 22,627.5 GWh**



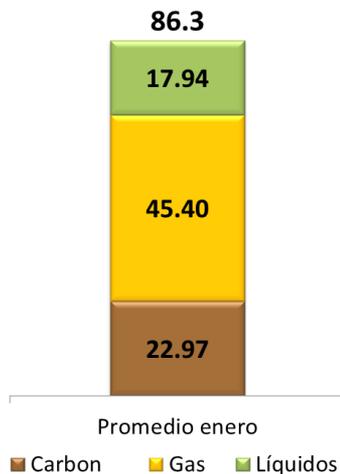
# Generación y disponibilidad térmica



En enero la generación térmica real fue de 86.32 GWh/día.  
En la última semana ha sido 84.85 GWh/día.



Generación térmica por combustible [GWh-día]



GENERACIÓN TÉRMICA PROMEDIO EN ENERO (GWh-día)	
Capacidad efectiva neta	113.83
Disponibilidad declarada	104.39
Disponibilidad real	99.78
Generación despacho	93.38
Generación redespacho	89.04
Generación real	86.32

(\*) Capacidad efectiva neta: La mayor de las CEN asociada a los combustibles con que se respalda la ENFICC o en su defecto la mayor CEN de los combustibles principales.

# Detalle desviaciones (Despacho > Gen Real)

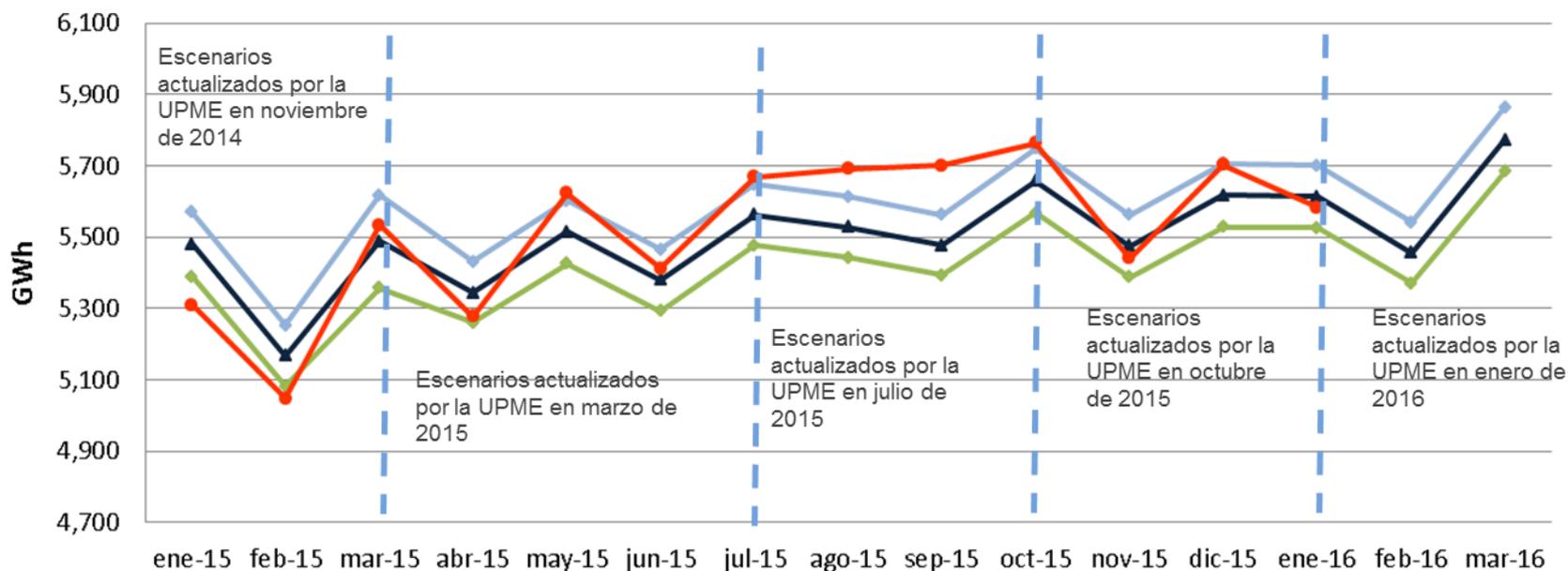
ene 27 – feb 2

PLANTA	DESV. <= 5%	FALLA	GAS	OTRAS	PRUEBAS	SEGURIDAD SIN	Total general GWh	GEN. DESPACHO	GEN. REAL
BARRANQUILLA 3	0.10						0.10	8.39	8.11
BARRANQUILLA 4	0.17						0.17	8.39	8.00
CARTAGENA 1	-			-			-	2.43	2.13
CARTAGENA 2				-			-	1.14	1.57
CARTAGENA 3				-			-	-	-
CIMARRON	0.05						0.05	3.28	3.24
FLORES 1	0.41	1.40					1.81	24.77	20.94
FLORES 4B	0.04	6.76				0.10	6.90	68.31	57.36
GECELCA 3	0.01						0.01	27.36	27.43
GUAJIRA 1				-	-		-	-	1.75
GUAJIRA 2	0.10	0.34					0.44	24.36	23.91
MERILECTRICA 1	0.36						0.36	26.84	26.53
PAIPA 1	0.21			-	0.09		0.30	2.60	2.27
PAIPA 2	0.26						0.26	12.10	11.65
PAIPA 3	0.14						0.14	11.26	11.06
PAIPA 4	-						-	25.67	25.85
PROELECTRICA 1				0.40			0.40	7.18	6.63
PROELECTRICA 2	-	0.22		0.02			0.24	7.18	7.11
TASAJERO 1	-						-	21.14	20.08
TASAJERO 2	-				10.00		10.00	26.88	16.14
TEBSAB	0.35		10.17				10.52	128.76	112.83
TERMOCANDELARIA 1				-			-	-	-
TERMOCANDELARIA 2				-			-	-	-
TERMOCENTRO CC	0.81						0.81	42.93	42.66
TERMODORADA 1				-	0.05		0.05	0.14	0.06
TERMOEMCALI 1	0.23	0.50					0.73	30.14	31.22
TERMO SIERRAB	1.03						1.03	64.20	62.65
TERMOVALLE 1	0.59				1.10		1.69	32.48	30.05
TERMOYOPAL 2	0.02						0.02	4.99	4.98
ZIPAEMG 2	0.01	0.45		-			0.46	3.09	2.38
ZIPAEMG 3	0.16						0.16	8.15	7.54
ZIPAEMG 4	0.08	2.12		-			2.20	9.22	6.95
ZIPAEMG 5	0.24						0.24	10.58	10.23
<b>Total general GWh</b>	<b>5.36</b>	<b>11.78</b>	<b>10.17</b>	<b>0.42</b>	<b>11.24</b>	<b>0.10</b>	<b>39.07</b>	<b>643.93</b>	<b>593.30</b>



filial de isa

# Demanda Preliminar

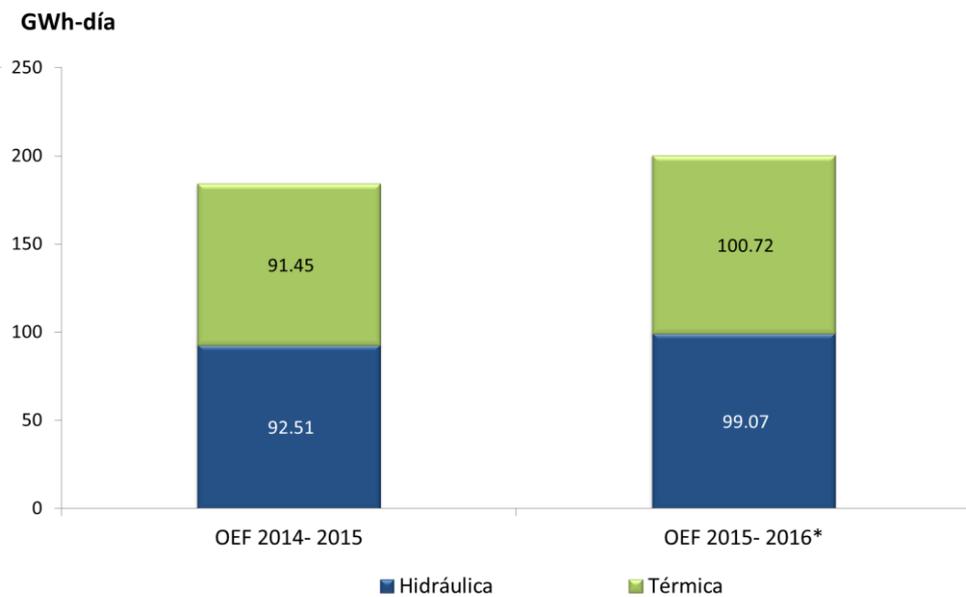
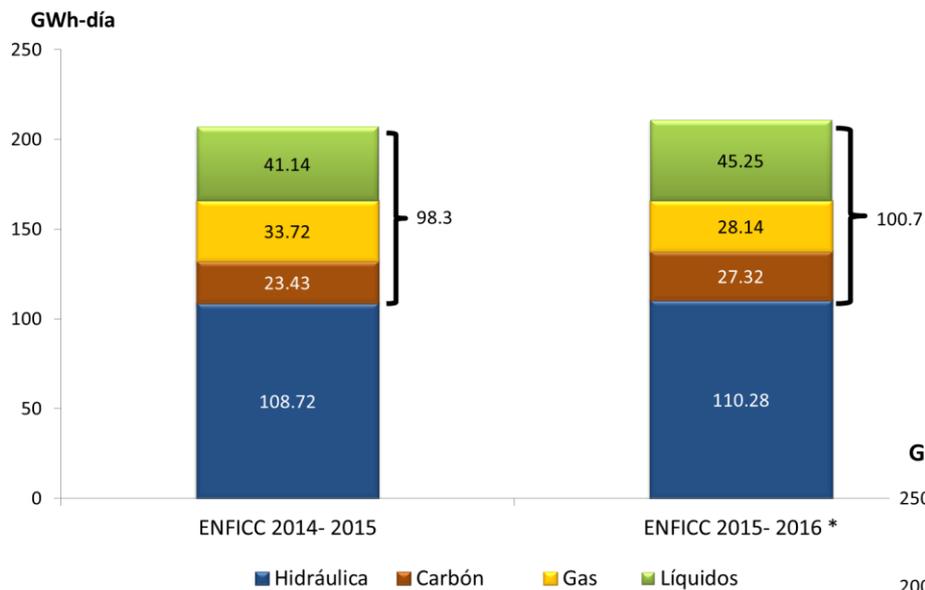


	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16
Alto	5,570	5,253	5,617	5,430	5,602	5,465	5,648	5,614	5,562	5,747	5,562	5,707	5,701	5,540	5,863
Medio	5,480	5,167	5,487	5,345	5,514	5,379	5,562	5,528	5,477	5,657	5,475	5,618	5,613	5,455	5,773
Bajo	5,390	5,082	5,358	5,259	5,426	5,293	5,477	5,443	5,393	5,568	5,388	5,529	5,526	5,371	5,684
Real	5,310	5,048	5,533	5,278	5,623	5,413	5,669	5,691	5,701	5,763	5,441	5,703	5,584		

Enero de 2016 creció frente a enero de 2015 en un 5.7% (En enero de 2015 la demanda creció 3.0%).

En la publicación de octubre de los escenarios UPME se esperaba para enero de 2016 según el escenario bajo 5,668 GWh, frente a 5,526 GWh del mismo escenario publicado por la Unidad el 29 de enero de 2016.

# ENFICC y OEF



\* En ENFICC y OEF 2015-2016 no se incluye Gecelca 3.2 (5.4 GWh-día).

Para la vigencia 2015-2016 la ENFICC y OEF de Termocandelaria 1 es 3.63 GWh-día y de Termocandelaria 2 es 3.41 GWh (total 7.04 GWh-día).

# PANORAMA ENERGÉTICO

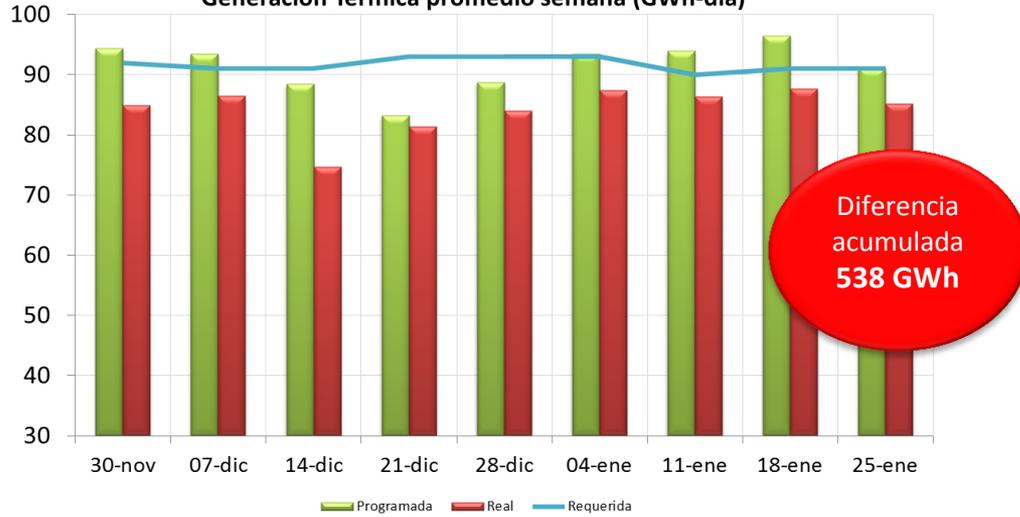
- Análisis energético de mediano plazo



filial de isa

# ¿Cómo va la situación energética frente a lo esperado?

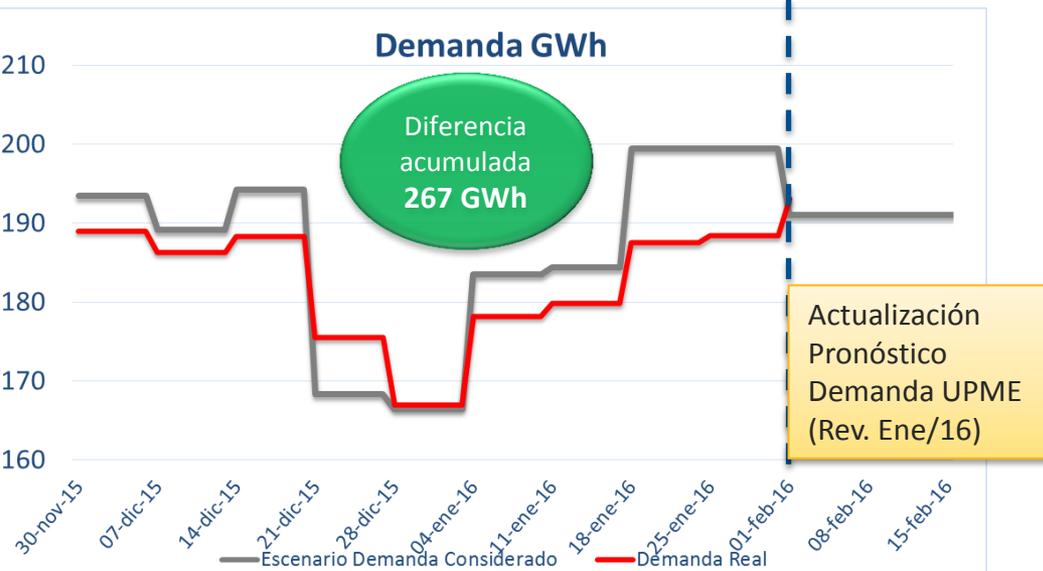
### Generación Térmica promedio semana (GWh-día)



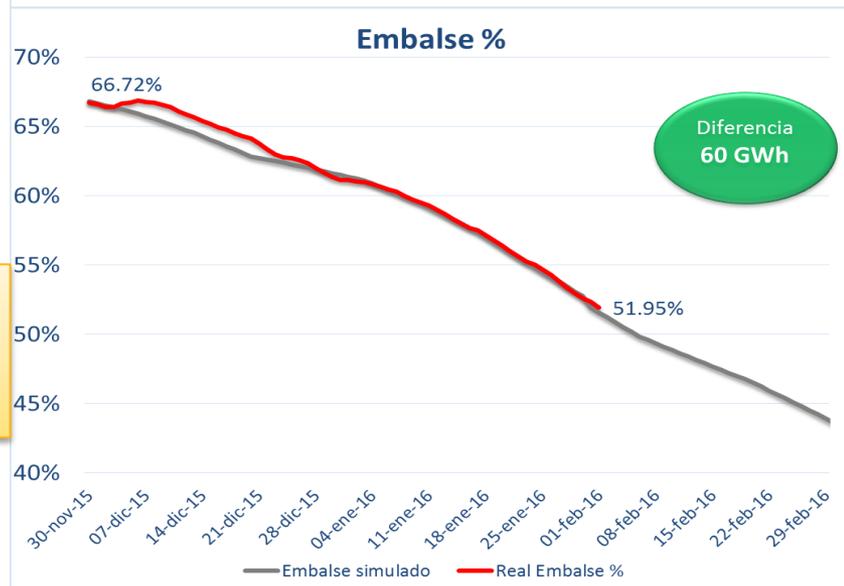
### Promedio Aportes GWh-día



### Demanda GWh



### Embalse %



# Información básica de las simulaciones

## Demanda Nacional

Colombia: Escenario Alto hasta abril, luego escenario medio (Rev. Enero 2016)



Definido en la reunión N° 59 del SPO



## Parque térmico (Info Agentes)

Guajira 1. Disponible 30% hasta Abr30/16  
 Tebsa. Disponible 591 MW hasta Feb29/16  
 Flores IV. Disponible 430MW . Hasta Nov/16

14 GWh/día

Desbalance hídrico

## Embalses

Se utiliza el NEP para cada embalse

## Parámetros

**Heat Rate Térmicas:** valores reportados incrementados en 15%.  
**IHF** reportados para el cálculo de la ENFICC (Unidades térmicas)  
**IH e ICP** calculados para las plantas hidráulicas

## Precios de combustibles

Precios UPME (Mayo de 2015 – Publicados Enero de 2016) + Gas OCG a 11.28 US\$/MBTU

## Combustible

Contratos de gas y líquidos disponibles para todo el horizonte

## Costos de racionamiento

Último Umbral publicado en enero de 2016 por la UPME

## Fecha entrada proyectos de generación

Gecelca 3.2: 21 de octubre de 2016

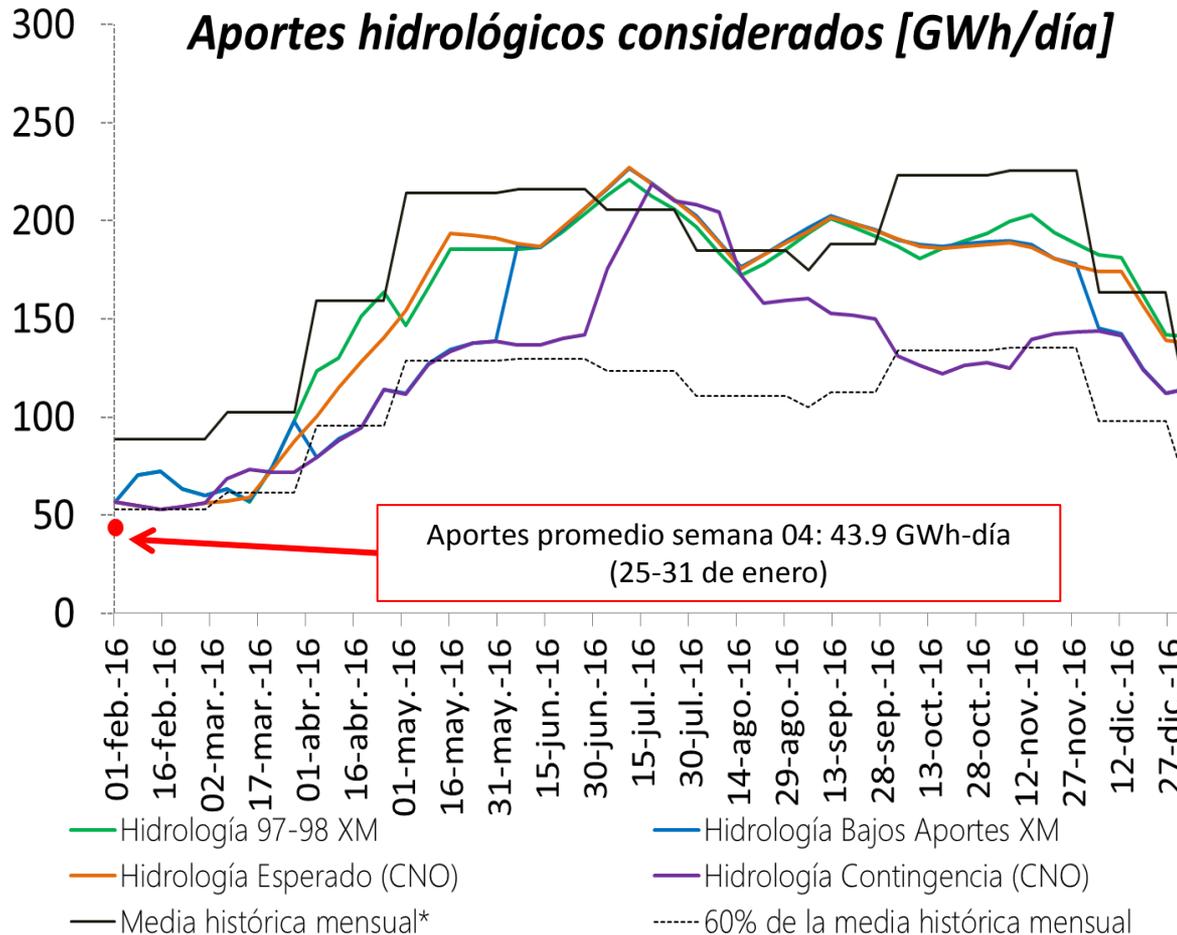
## Plantas menores y cogeneradores

Diciembre a Abril 4.8\*\* GWh/día, y de Mayo a Noviembre 6.4\* GWh/día.

\*Promedio móvil de generación real de los últimos 7 días

\*\* 75% de la generación real de los últimos 7 días

# Supuestos y aportes hídricos



## Caso 1

Ene/16 – Abr/16 (hidrología año 98) + May/16 (caso esperado del SH)

## Caso 2

Hidrología Bajos Aportes XM: Feb/16 – Mar/16 (hidrología año 98) + Abr/16 - May/16 (caso contingencia\* (SH)) + Jun/16 – Nov/16 (caso esperado del (SH)\*) + Dic/16 en adelante (hidrología año 92-93)

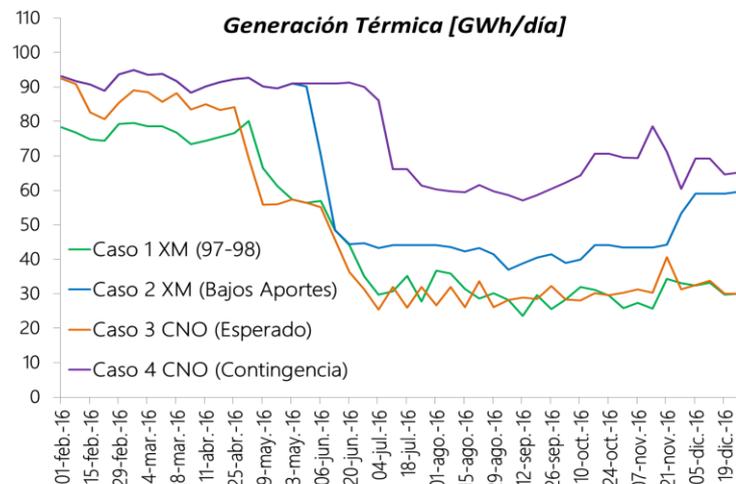
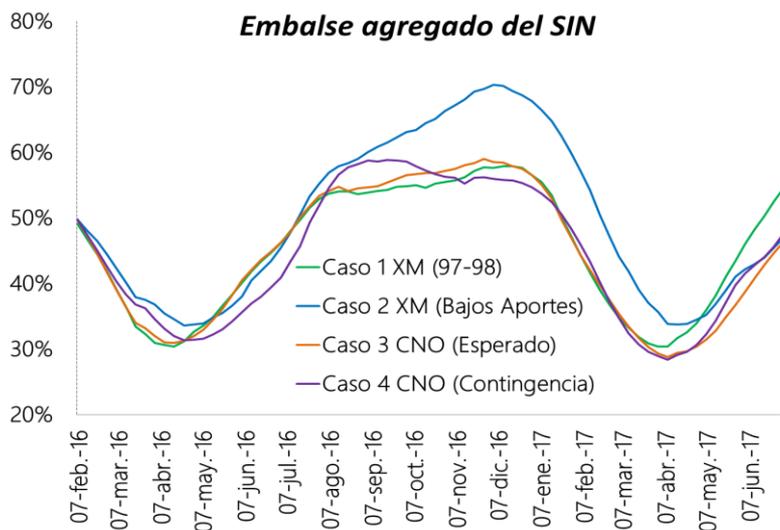
## Caso 3

Hidrología Esperado\* (SH) del CNO.

## Caso 4

Hidrología Contingencia\* (SH) del CNO.

# Resultados de las simulaciones



## Evolución del embalse %

	Nivel mínimo	30/11/2016
Caso 1 XM (97-98)	30.4%	57.7%
Caso 2 XM (Bajos Aportes)	33.6%	69.6%
Caso 3 CNO (Esperado)	30.9%	59.0%
Caso 4 CNO (Contingencia)	31.3%	56.2%

Gen. Térmica promedio [GWh/día]	Caso 1 XM hasta abril/16	Caso 2 XM hasta junio/16	Caso 3 CNO hasta mayo/16	Caso 4 CNO hasta julio/16
<b>Febrero</b>	76	91	87	91
<b>Marzo</b>	79	94	87	94
<b>Abril</b>	75	91	85	91
<b>Mayo</b>		91	60	91
<b>Junio</b>		63		91
<b>Julio</b>				74
<b>Promedio</b>	77	86	80	88



filial de isa

# Ejercicio Balance Energético feb-abr 2016

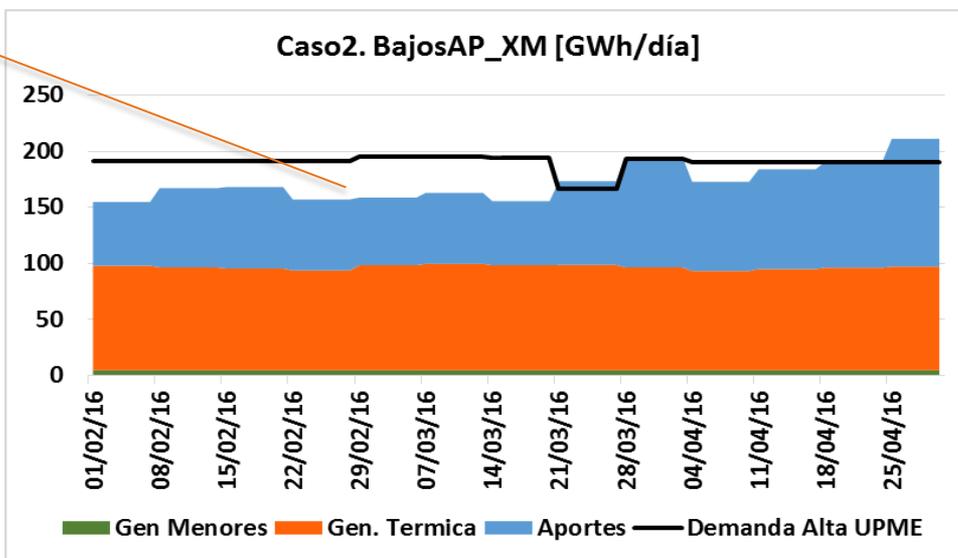
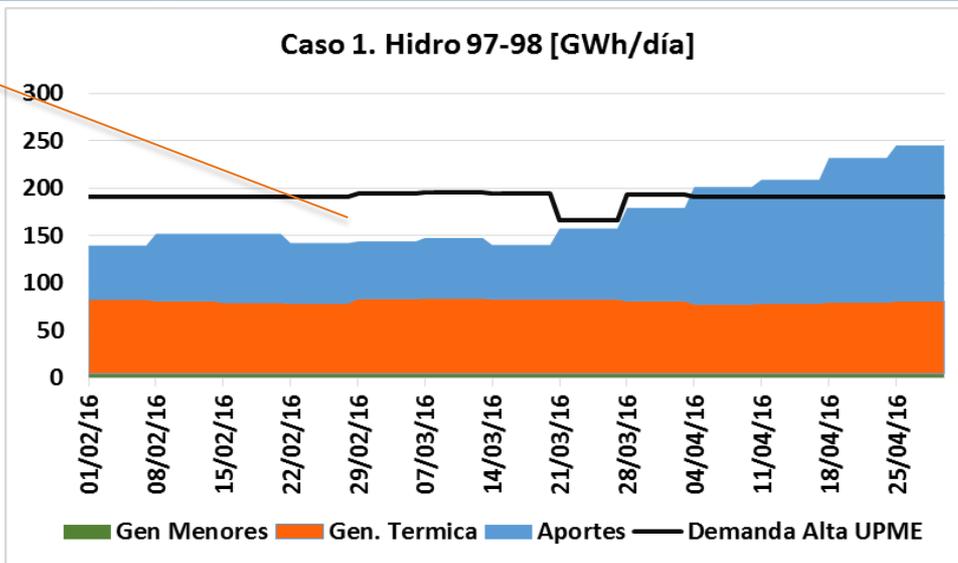
	Gen.Térmica Caso 1 [GWh/día]	Gen.Térmica Caso 2 [GWh/día]
Feb	76	91
Mar	79	94
Abr	75	91

Requerimiento de energía del embalse: 3424 GWh

Energía disponible en volumen útil del SIN a 01/02/2016:  
**3790 GWh**  
Descontando el 30% del embalse agregado del SIN

>

Requerimiento de energía del embalse: 2864 GWh



Nivel mínimo embalse SIN	
Caso 1 [%]	Caso 2 [%]
32.1	35.3

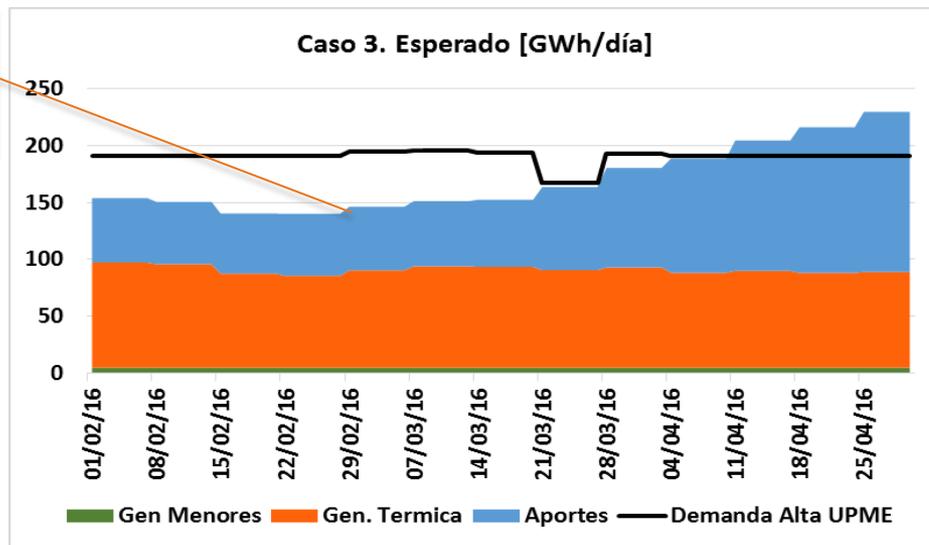


filial de isa

# Ejercicio Balance Energético feb-abr 2016

	Gen.Térmica Caso 3 [GWh/día]	Gen.Térmica Caso 4 [GWh/día]
Feb	87	91
Mar	87	94
Abr	85	91

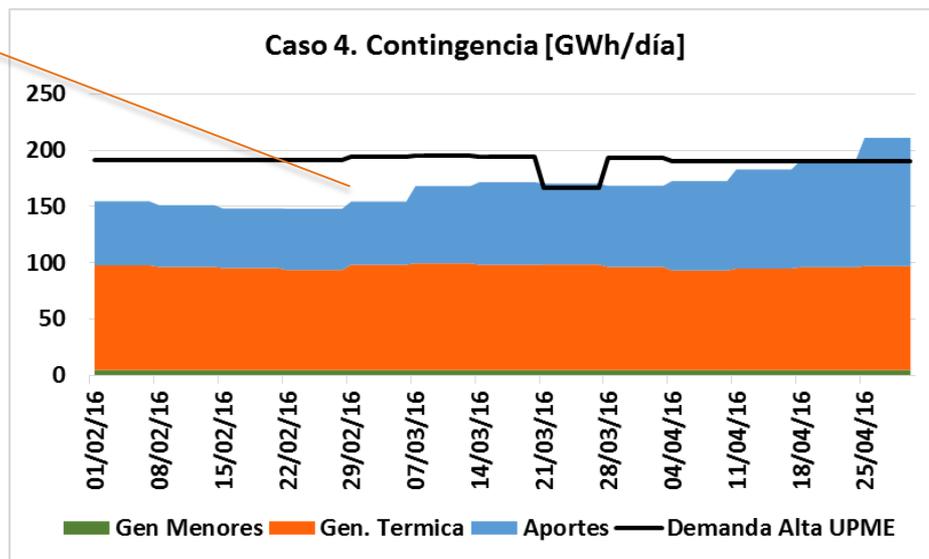
Requerimiento  
energía del  
Embalse:  
3360 GWh



Energía disponible en  
volumen útil del SIN a  
01/02/2016:  
**3790 GWh**  
Descontando el 30% del embalse  
agregado del SIN

>

Requerimiento  
energía del  
embalse:  
3258 GWh



Nivel mínimo embalse SIN	
Caso 3 [%]	Caso 4 [%]
32.4	33

De presentarse condiciones deficitarias en aportes similares a las consideradas, con supuestos de demanda entregados por la UPME, la disponibilidad de generación hidráulica y térmica reportada y demás información suministrada por los agentes, los resultados de las simulaciones indican que:

Los indicadores de confiabilidad cumplen con los criterios establecidos en el Código de Operación

Se requiere mantener los promedios de generación térmica indicados en un periodo superior a 20 semanas.

El SIN cuenta con los recursos necesarios para afrontar una hidrología deficitaria siempre y cuando se disponga de al menos la energía firme comprometida por parte de cada uno de los generadores del sistema.

La persistencia de los niveles de bajos aportes durante el segundo trimestre de 2016 y/o desviaciones considerables de los pronósticos de demanda y/o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y/o prolongados.

Recomendación	Dirigido a
<p>Maximizar la disponibilidad del parque térmico para mantener los niveles de generación térmica real promedio semanal por encima de 90 GWh/día, situación que se puede extender hasta junio de 2016. Para alcanzar estos niveles de térmica, se requiere de todo el parque térmico instalado.</p>	<p>Agentes CNO CACSE</p>
<p>Gestionar la máxima disponibilidad de Gas para el sector térmico</p>	<p>MME</p>
<p>Para una planeación mas ajustada es necesario tener mayor <u>certidumbre de la información del sector gas</u>. (Balance de gas, cantidades contratadas, mantenimientos, entre otros)</p>	<p>CACSE CNOGas</p>
<p>Intensificar las campañas de ahorro y uso eficiente de la energía, con el fin de crear conciencia en los usuarios para disminuir el consumo y agilizar la implementación de mecanismos de respuesta de demanda como herramientas para la operación segura y confiable del SIN.</p>	<p>MME</p>

Recomendación	Dirigido a
<p>La calidad de las simulaciones para la planeación operativa energética, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, requiere la gestión adecuada y el <u>reporte oportuno y fiel de los agentes de toda la información para el planeamiento y la operación del sistema interconectado nacional</u>. Entre otras variables, se debe tener la <u>mejor calidad de las mediciones de aportes y nivel de embalses</u>, parámetros de plantas (factor de conversión, heat rate, cantidades contratadas de suministro de combustibles), derrateos por nivel de embalse</p>	<p>Agentes CNO CACSSSE</p>
<p>Teniendo en cuenta la magnitud y efecto en la planeación, se requiere revisar la información de los desbalances energéticos de los embalses del SIN.</p>	<p>Agentes CNO</p>
<p>Identificar las restricciones que puedan tener algunas plantas del sistema para operar con <u>bajos niveles de embalse mediante los estudios de análisis de potencia</u>.</p>	<p>Agentes CNO</p>
<p>Gestionar la entrada oportuna de la planta de Regasificación para afrontar el verano 2016-2017.</p>	<p>MME</p>

# VARIOS

- Indicadores enero 2016
- Nuevo indicador desviación demanda
- Nuevas Resoluciones
- Nuevos Indicadores 2016

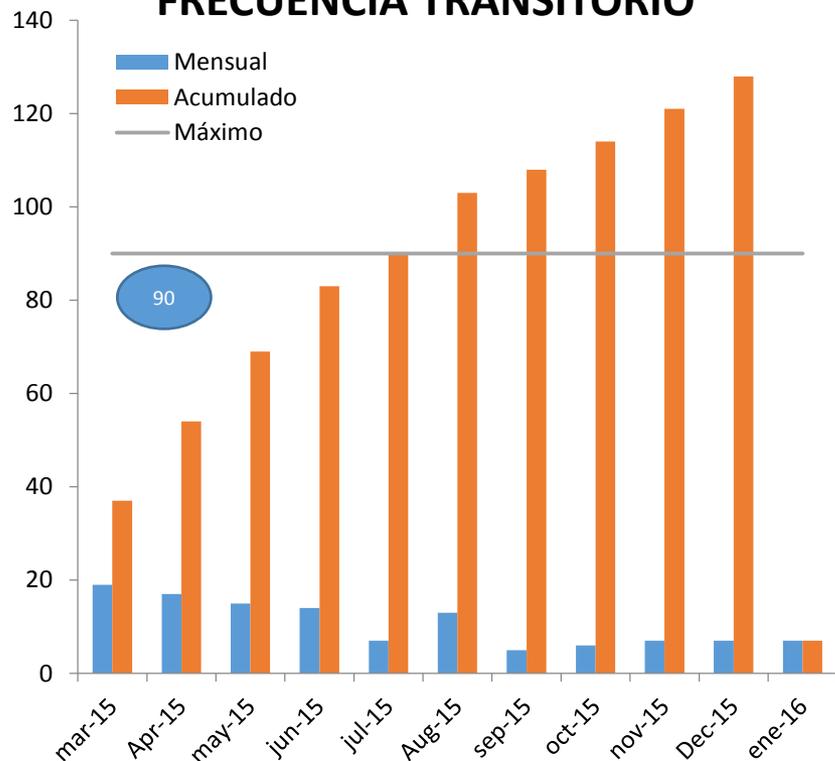




# Indicadores calidad operación enero 2016

---

## FRECUENCIA TRANSITORIO

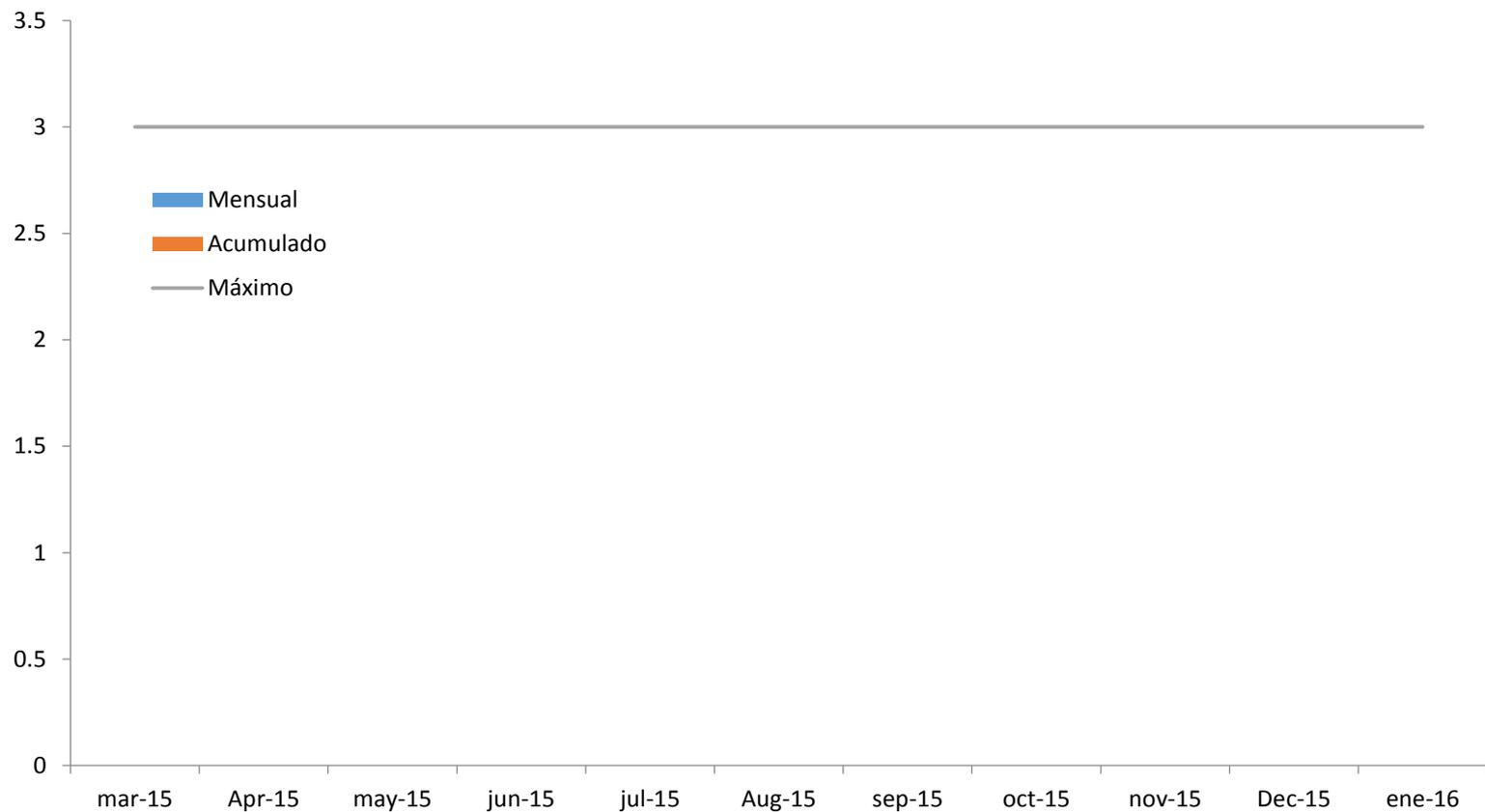


Fecha	Duración	Frecuencia	Descripción
13/01/2016 04:21	3	59.78	Disparo de la G-TEF03 de Flores IV con 156 MW. El agente reporta como causa falla en el diferencial de corriente del generador.
14/01/2016 10:58	7	59.7	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 253 MW. El agente reporta actuación de la protección diferencial del transformador.
16/01/2016 08:54	4	59.77	Disparo de la unidad 1 de Termo Sierra con 143 MW. El agente reporta activación manual del sensor del sistema contra incendio.
20/01/2016 20:23	7	59.64	Disparo de T/Flores I con 150 MW y Termoflores IV con 565 MW. El agente reporta causa sin aclarar.
25/01/2016 01:32	4	59.77	Disparo de la unidad Tasajero 02 con 167 MW por falla en el boiler de la caldera. En el momento la unidad se encontraba en pruebas.
28/01/2016 11:39	4	59.76	Disparo de las unidades de generación Flores IV con una potencia de 252 MW y Flores I con una potencia de 149 MW, la frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.76 Hz. El agente reporta problema en el transformador de servicios auxiliares.
31/01/2016 00:26	1	59.79	Disparo de la planta Guajira 2 con 145 MW, el agente reporta señal falsa de baja presión de caldera.

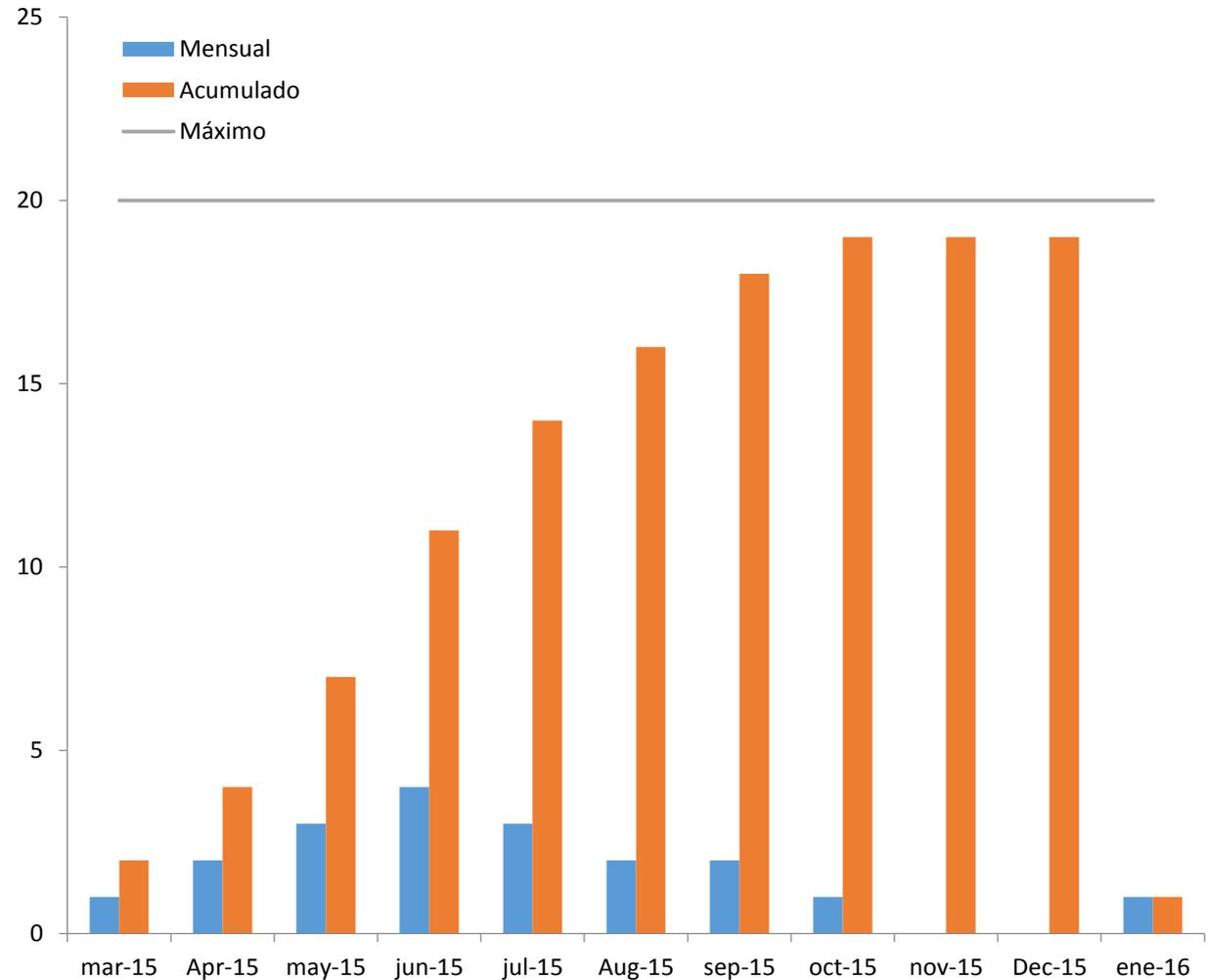
Durante el mes de enero de 2016 se presentaron 7 eventos de frecuencia transitorios, alcanzando un total de 7 eventos en el año (Inferior al máximo establecido en CNO).

En el mes de enero de 2016 no se presentaron eventos de frecuencia lenta en el sistema.

## FRECUENCIA LENTO

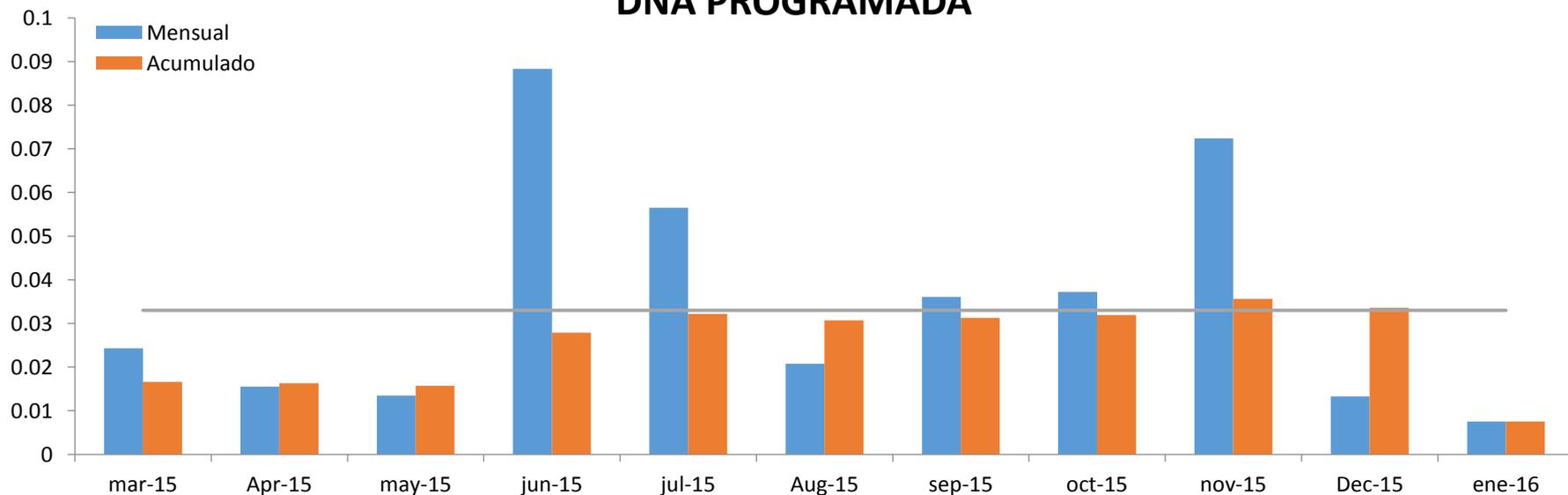


## TENSIÓN



En el mes de enero se presentó 1 evento de tensión en el sistema; ocurrido el 20/01/2016 debido a la Desconexión de los elementos de la subestación Termoflores por 220 y 110 kV. El agente reporta causa sin aclarar.

## DNA PROGRAMADA



Por causas programadas se dejaron de atender en el mes de enero 0.41 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

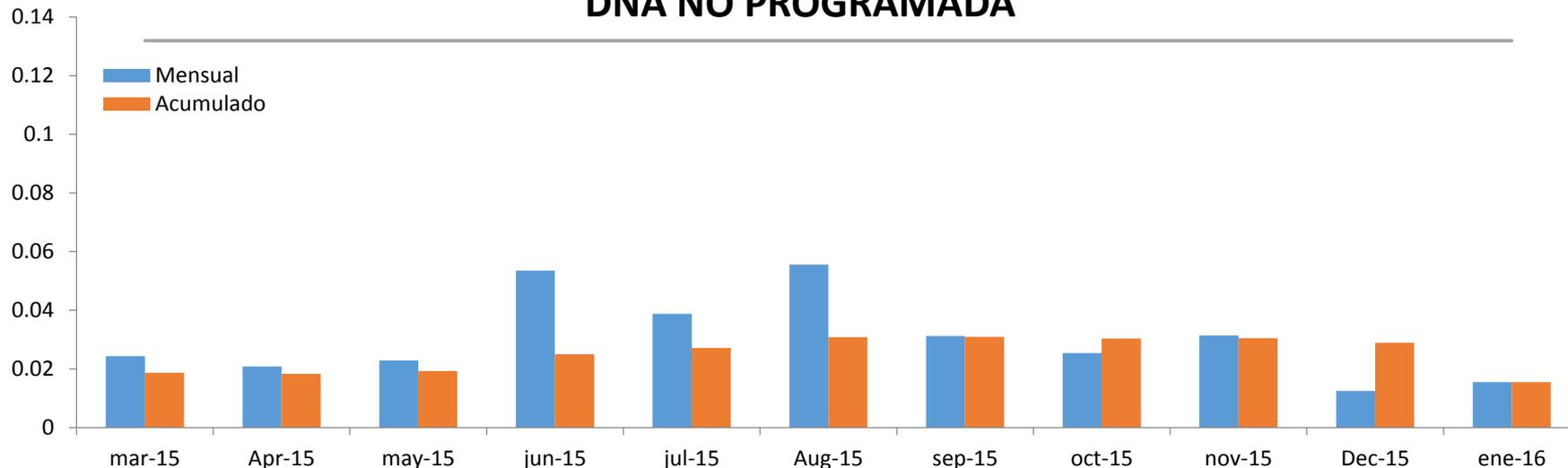
Fecha	MWh	Descripción
17/01/2016 06:00	112.47	Trabajos sobre consignaciones nacionales C0128248 y C0128248 sobre los activos BT MOCOA 1 50 MVA 230 kV y BT MOCOA 1 50 MVA 115 kV.
31/01/2016 06:06	103.14	Trabajos sobre consignación nacional C0128273 sobre el activo respectivamente. El agente reporta BT MOMPOX 1 16 MVA 110 kV mantenimiento preventivo sobre los activos.
31/01/2016 08:09	101.13	Trabajos sobre consignaciones nacionales C0123718, C0128327 y C0128447 sobre el circuito y las bahías asociadas al grupo de activos CERROMATOSO A PLANETA RICA 110 kV. El agente reporta mantenimiento correctivo.



filial de isa

# Porcentaje de DNA No Programada

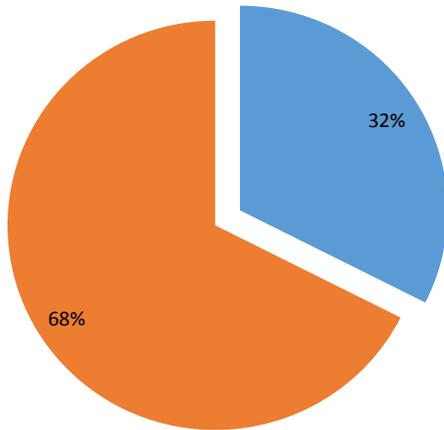
## DNA NO PROGRAMADA



Por causas no programadas se dejaron de atender en el mes de enero 0.86 GWh. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
13/01/2016 00:51	187.47	Disparo del circuito Ternera - Gambote 66 kV, quedando sin tensión la subestación Gambote 66 kV
20/01/2016 20:22	123.72	DNA por desconexión de los elementos de la subestación Termoflores por 220 y 110 kV. El agente reporta causa sin aclarar.
01/01/2016 00:00	105.23	Indisponibilidad del circuito FLORENCIA - EL DONCELLO 115 kV. El agente reporta causa sin aclarar. A las 23:26 del 31/12/2015 normalizan carga parcialmente por 34.5 kV a través del trafo 01 115/34.5 kV S/E Florencia 115 kV. 14:56 horas normalizada la línea y 15:02 horas finaliza DNA.

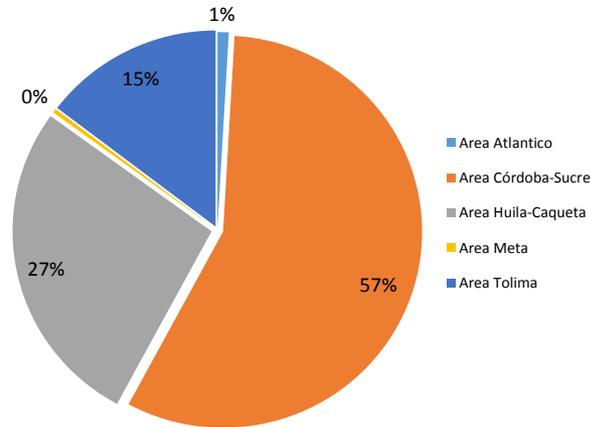
**%DNA**



■ % Programada  
■ % No Programada

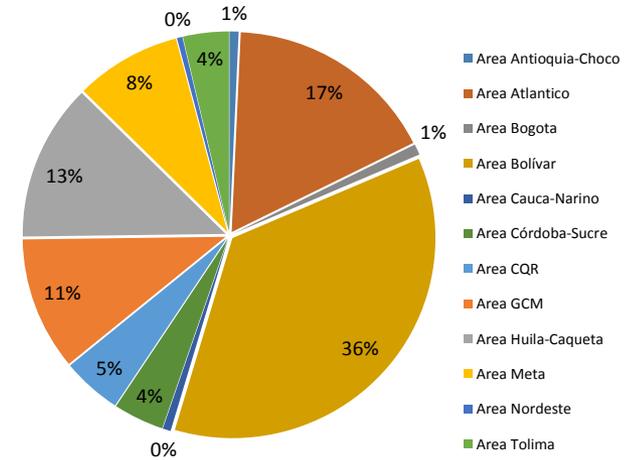
El total de demanda no atendida para el mes de enero fue de 1.28 GWh.

**DEMANDA PROGRAMADA POR ÁREAS**



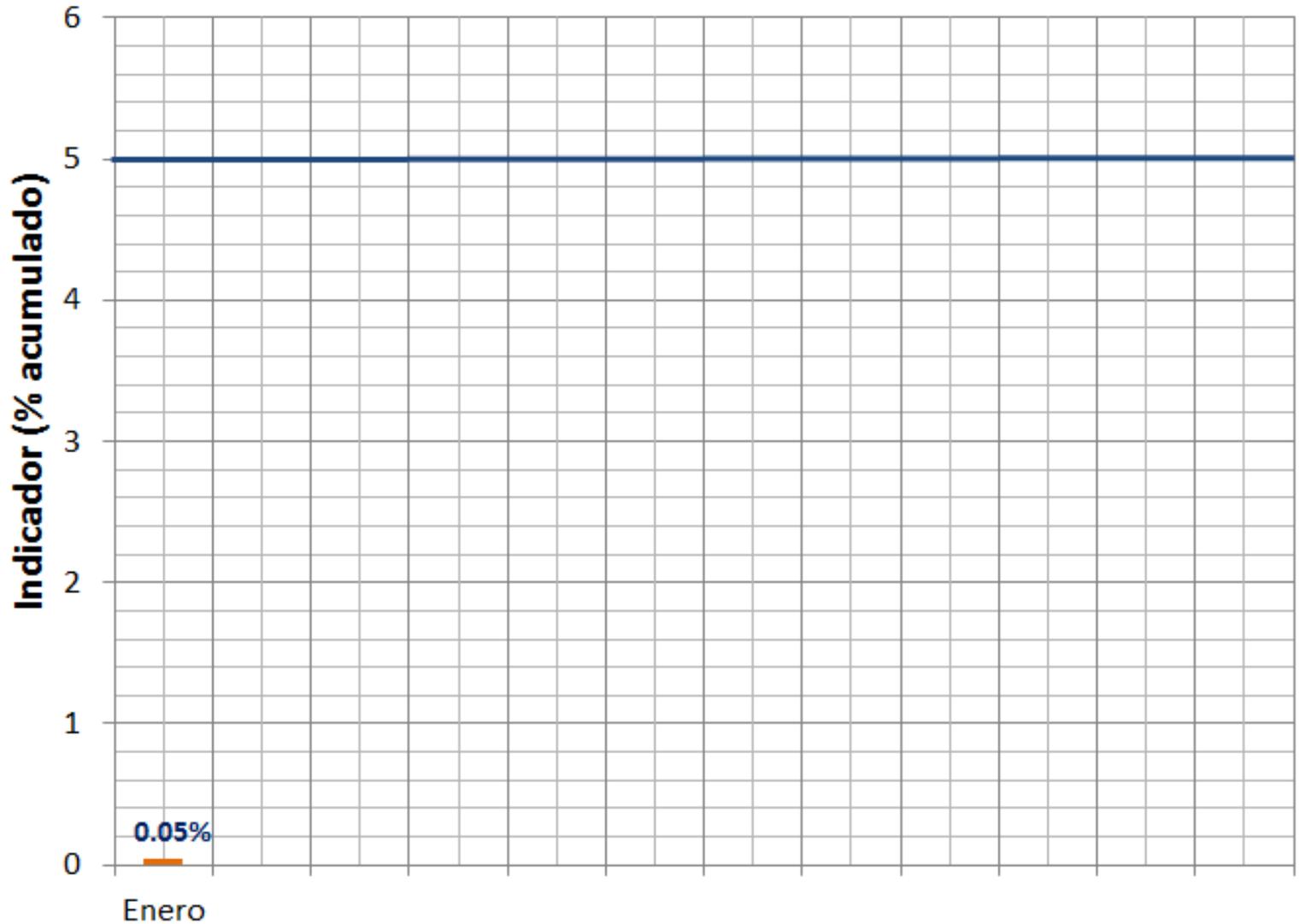
Subarea	Valor (MWh)
Area Atlántico	3.8
Area Córdoba-Sucre	236.22
Area Huila-Caqueta	112.47
Area Meta	1.38
Area Tolima	60.8

**DEMANDA NO PROGRAMADA**



Subarea	Valor (MWh)
Area Antioquia-Choco	6.19
Area Atlántico	146.17
Area Bogotá	7.5
Area Bolívar	311.43
Area Cauca-Nariño	5.53
Area Córdoba-Sucre	34.88
Area CQR	41.22
Area GCM	92.83
Area Huila-Caqueta	109.33
Area Meta	73.03
Area Noroeste	3.75
Area Tolima	31.55

# Indicador Acumulado Oscilaciones de muy baja frecuencia





# Nuevo indicador desviación demanda

---

- **Los días martes** de cada semana, **el CND** publicará en sus servidores un pronóstico elaborado por él para cada UCP (Unidad de Control de Pronostico), correspondiente a la semana comprendida entre el lunes siguiente y el domingo posterior a ese lunes.
- De igual manera **entre el día jueves de cada semana y el día viernes a más tardar a las 13:00** horas, **los administradores de las UCPs** entregarán su pronóstico el cual será empleado en el Despacho Económico.

- **DEFINICIÓN:** Mide para el mes, el número de días en que la desviación del pronóstico oficial de demanda para el SIN con respecto a la demanda real es mayor al valor absoluto del 5%.

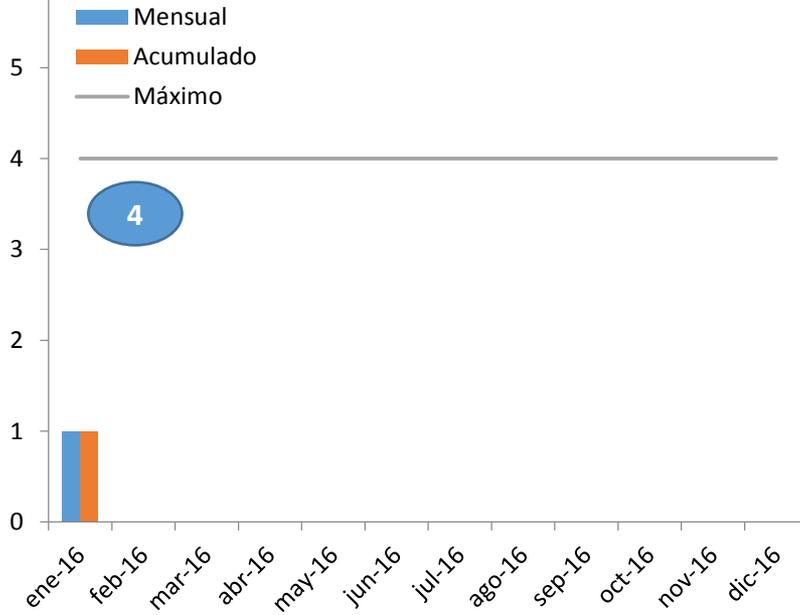
**FORMA DE CÁLCULO:** Número de días del mes en el que la desviación > 5%

- $\text{Desviación} = \text{Valor Absoluto} \left[ \frac{\text{Demanda Real Atendida en el día } t - \text{Pronóstico para el día } t}{\text{Demanda Real Atendida en el día } t} \right] * 100$
- Propuesta de métrica: Máximo cuatro días al año.

# Indicador Calidad del Pronóstico Oficial

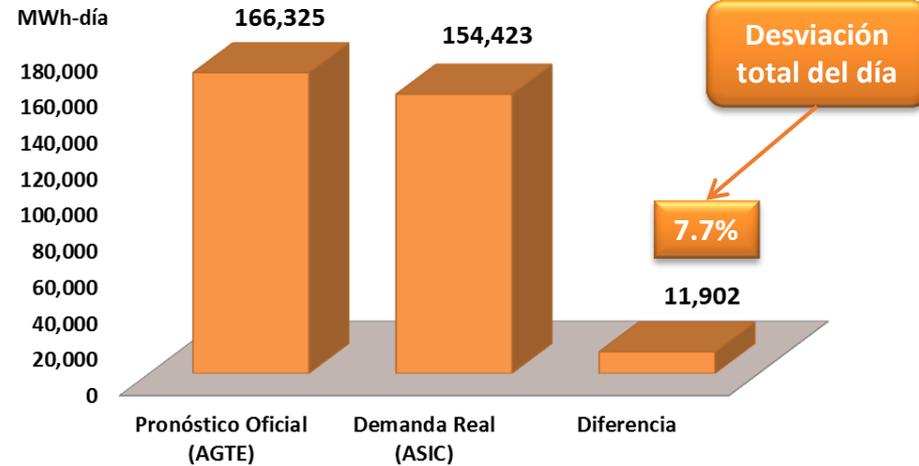
## Demanda Real (ASIC) Vs Pronóstico Oficial (AGTE) - SIN

### Desviaciones Superiores al 5%

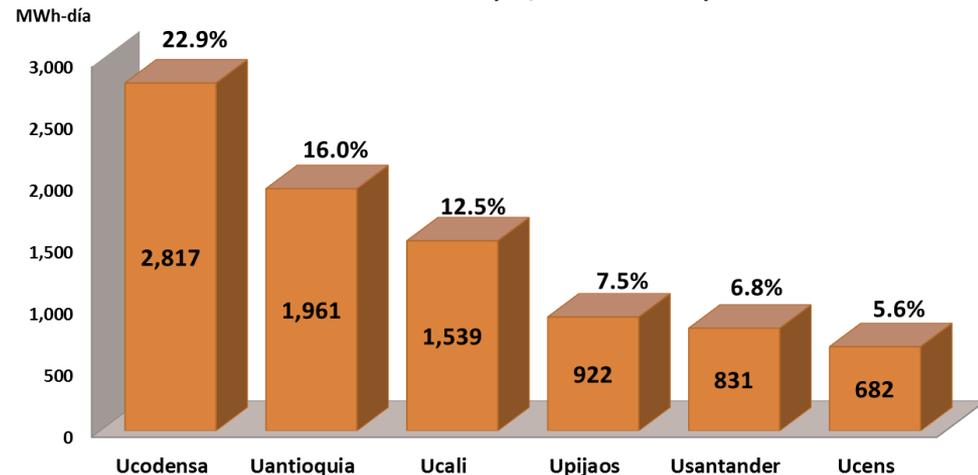


Durante el mes de enero de 2016 se presentó un día (02 de enero) en el que la demanda real estuvo desviada en un valor superior al 5% respecto al pronóstico oficial de demanda de energía.

### Desviación 02 de Enero de 2016



### UCPs con participación mayor al 5% de la Desv. Total del día 02 de Enero de 2016 (11,902 MWh-día)





# Nuevas Resoluciones CREG

---

**Resolución 001 de 2016:** Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se modifica el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía como parte del Reglamento de Operación.

**Resolución 009 de 2016:** Por la cual se establecen medidas para las exportaciones de energía eléctrica ante la presencia del fenómeno de El Niño.



# Nuevos indicadores operación 2016

---

# Indicador de Tensión fuera de rango.

Se considera deterioro en el nivel de tensión, cuando este queda por fuera de los rangos definidos en el Código de Operación por un lapso mayor de un minuto (90-110% para 220/230 kV y entre 90-105% para 500 kV).

- Para el seguimiento del cumplimiento se excluyen las condiciones de deterioro de la tensión causadas por atentados.
- Para el seguimiento del cumplimiento se incluirán sólo aquellos eventos de tensión que afecten la calidad del voltaje con una duración superior a un (1) minuto.
- El índice de tensión por fuera del rango se calculará mensualmente, como el número de veces que se desvíe la tensión por fuera de los rangos de calidad con una duración superior a un minuto.

2015 Número máximo: 20 eventos/año

2016 Número máximo: 20 eventos/año



## Propuesta Variaciones lentas de frecuencia

---

Se considera desviación de frecuencia del SIN, cuando esta variable sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión de carga, eventos en la red de transporte o cuando las plantas asignadas para el control de frecuencia del SIN se quedan sin margen de regulación.

El índice de desviación de frecuencia lenta del SIN se calculará mensualmente como el número de veces que se desvíe la frecuencia y permanezca por fuera del rango por un periodo mayor a 60 segundos.

2015 Número máximo: 3 eventos/año

2016 Número máximo: 2 eventos/año



# Propuesta Variaciones Transitorias de Frecuencia

Se considera desviación de frecuencia del SIN, cuando esta variable sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), debido a pérdida de unidades de generación, conexión o desconexión de carga, eventos en la red de transporte o cuando las plantas asignadas para el control de frecuencia del SIN se quedan sin margen de regulación.

El índice de desviación de frecuencia transitorio del SIN se calculará mensualmente como el número de veces que se desvíe la frecuencia y permanezca por fuera del rango por un periodo menor a 60 segundos.

2015: Número máximo: 90 eventos/año

2016: Número máximo: 90 eventos/año



# Propuesta demanda no atendida Programada.

---

Se considera demanda no atendida programada, cuando ocurre la ausencia del suministro debido a las siguientes causas:

Mantenimientos en equipos del Sistema Interconectado Nacional - SIN.

Determinada desde el despacho diario por déficit de generación ante indisponibilidad de unidades o por insuficiencia en el suministro de combustibles.

Programada mediante Acuerdo del CNO.

Se excluye la limitación de suministro, debida al cumplimiento de la Resolución CREG 116 de 1998 y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Se calcula como: MWh no atendidos en el período de interés / MWh de demanda total en el período de interés.

Número máximo: 0.0333 % anual

Número máximo: 0.0333 % anual

# Propuesta demanda no atendida No Programada.

---

Se considera demanda no atendida no programada, cuando ocurre la ausencia del suministro debido a las siguientes causas:

- Salidas forzadas de elementos del Sistema Interconectado Nacional SIN.
- Condición eléctrica o energética ocasionada por atentados en contra de elementos del SIN.

Se calcula como: MWh no atendidos por causas no programadas en el período de interés / MWh de demanda total en el período de interés.

2015: Número máximo: 0.132 % anual

2016: Número máximo: 0.1 % anual



# Amortiguamiento del modo de muy baja frecuencia.

Mide el comportamiento global del amortiguamiento del modo de oscilación de muy baja frecuencia presente en el SIN, evidenciado en el seguimiento operativo diario mediante el reporte de los modos de oscilación.

- Se calcula como:  $I = (\text{Numerador}/\text{Denominador}) * 100$

Dónde:

## Numerador:

Se consideran los modos de oscilación del SIN con las siguientes características:

Frecuencia	Amplitud	Amortiguamiento	Amortiguamiento sostenido	Duración
< 0.1 Hz	> 40 mHz	< 10%	< 20%	> 60s

## Denominador:

Se determina el porcentaje de participación de éstos modos, respecto al total de modos identificados con las siguientes características:

Frecuencia	Amplitud	Amortiguamiento	Amortiguamiento sostenido	Duración
< 0.1 Hz	> 10 mHz	Cualquiera	Cualquiera	> 60s

Se excluyen los eventos en el STN >N-1 (exceptuando las condiciones que estén siendo cubiertas en la operación) y/o eventos de pérdida de generación  $\geq 273$  MW.

2015: Número máximo: 5 % acumulado/año

2016: Número máximo: 2 % acumulado/año



# Propuesta indicador Desviación de demanda

---

**DEFINICIÓN:** Mide para el mes, el número de días en que la desviación del pronóstico oficial de demanda para el SIN con respecto a la demanda real es mayor al valor absoluto del 5%.

**FORMA DE CÁLCULO:** Número de días del mes en el que la desviación > 5%

Desviación = Valor Absoluto [(Demanda Real Atendida en el día t - Pronóstico para el día t)/( Demanda Real Atendida en el día t)]\*100

Métrica      2016:      Máximo      cuatro      días      al      año.



■ filial de isa

Calle 12 Sur No. 18 - 168 Bloque 2  
PBX: (574) 3172244 - Fax: (574) 3170989  
Medellín Colombia.

 @XM\_filial\_ISA

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

# Obras de expansión para eliminar riesgos de desconexión preventiva de demanda

Restricción	Proyecto	Fecha prevista	Estado
Riesgo de desatención de demanda por sobrecarga en Valledupar 220/34.5 kV.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proyecto San Juan 220/110kV y obras asociadas.</li> </ul>	2020	<ul style="list-style-type: none"> <li>Definido en Plan de Expansión 2015-2029</li> </ul>
Riesgo de desatención de demanda en El Paso 110 kV y El Banco 110 kV por bajas tensiones.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Compensación capacitiva de 12Mvar en El Banco 110kV</li> <li>La Loma 500/110kV y obras asociadas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2016</li> <li>2018</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En ejecución</li> <li>Adjudicada. Pendiente aprobación de ingresos</li> </ul>
Riesgo de desatención de demanda en Córdoba-Sucre por agotamiento en transformación y red de 110kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Chinú – Montería – Urabá 220kV (STN)</li> <li>Nueva Montería 220/110kV y obras asociadas (STR)</li> <li>Corredor Chinú – Tolviejo – Bolívar 220kV con nuevo punto de conexión en Tolviejo 220/110kV y segundo circuito Nueva Montería – Riosinú 110kV.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2016</li> <li>2017</li> <li>2020</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En ejecución</li> <li>En ejecución</li> <li>Definido en Plan de Expansión 2015-2029</li> </ul>
Riesgo de desatención de demanda por bajas tensiones en el corredor Cocorná – Vasconia 110 kV.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nuevo punto de conexión La Sierra 220/110kV y línea La Sierra – Cocorná 110kV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2017</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En ejecución</li> </ul>

# Obras de expansión para eliminar riesgos de desconexión preventiva de demanda

Restricción	Proyecto	Fecha prevista	Estado
Riesgo de desatención de demanda por sobrecarga y bajas tensiones en el corredor Betania – Doncello 115 kV.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Segundo transformador Altamira 230/115kV</li> </ul>	ND	<ul style="list-style-type: none"> <li>Definido en el Plan de Expansión 2015-2029 como obra necesaria en los términos de la resolución CREG 024 de 2013, ya que los ORs involucrados no presentaron ninguna propuesta de expansión.</li> <li>Pendiente por convocatoria 024.</li> </ul>
Riesgo de desatención de demanda en Norte de Santander por agotamiento en transformación y red de 115kV.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Repotenciación circuito San Mateo – Ínsula 115kV.</li> <li>Dos ATRs Ocaña 230/115kV. ATR 2 San Mateo 230/115kV. Nueva subestación Aguachica Nueva 115kV y obras asociadas. Compensación capacitiva en Aguachica, Ayacucho y Tibu 115kV. Repotenciación circuitos Ocaña – Convención y Belén – Ínsula 115kV.</li> <li>Repotenciación circuito Tibu - Zulia 115kV</li> <li>Repotenciación circuito Convención – Tibu 115kV.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2016</li> <li>2017</li> <li>2018</li> <li>2019</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En ejecución.</li> <li>Concepto UPME.</li> </ul>

# Obras de expansión para eliminar riesgos de desconexión preventiva de demanda

Restricción	Proyecto	Fecha prevista	Estado
Riesgo de desatención de demanda por sobrecarga en Paipa – Barbosa 115 kV.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento de capacidad del circuito Paipa – Barbosa 115kV realizando el cambio de los transformadores de corriente en la bahía de Barbosa hacia Paipa a nueva relación 400/5.</li> <li>Subestación Alto Ricaurte 115kV y obras asociadas y subestación Jenesano 115kV y obras asociadas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2016</li> <li>2018</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En ejecución</li> <li>Concepto UPME.</li> </ul>
Riesgo de desatención de demanda por sobrecarga en red de 57.5 kV en Bogotá.	<ul style="list-style-type: none"> <li>ND</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ND</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ND</li> </ul>
Riesgo de desatención de demanda por sobrecarga en Ocoa – Barzal 115 kV.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Subestación Catama 115kV conectada mediante corredor Ocoa – Catama – Suria 115kV. Traslado de carga de Barzal a Catama 115kV.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2017</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Concepto UPME</li> </ul>

# Volumen de los embalses a febrero 3

Volumen Util  
Diario

Nombre	%
--------	---

ANTIOQUIA	%
AMANI	50.4
MIRAFLORES	61.3
PENOL	57.4
PLAYAS	77.5
PORCE II	47.8
PORCE III	58.1
PUNCHINA	36.0
RIOGRANDE2	39.9
SAN LORENZO	78.9
TRONERAS	42.0
<b>total Antioquia</b>	<b>57.2</b>

CARIBE	%
URRA1	70.9
<b>total Caribe</b>	<b>70.9</b>

CENTRO	%
AGREGADO BOGOTA	47.9
BETANIA	70.1
EL QUIMBO	43.6
MUNA	34.4
PRADO	14.9
TOPOCORO	38.5
<b>total Centro</b>	<b>45.7</b>

Volumen Util  
Diario

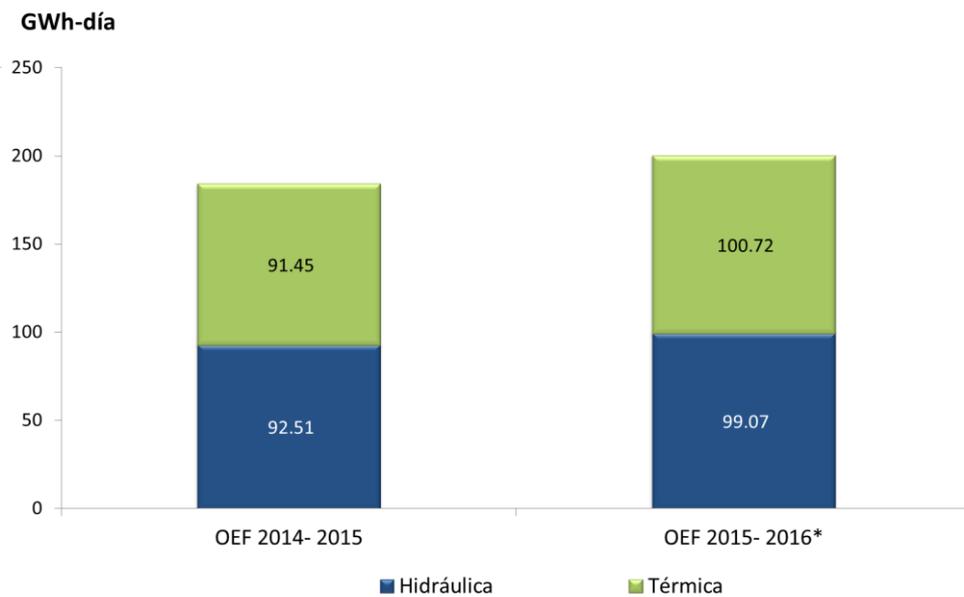
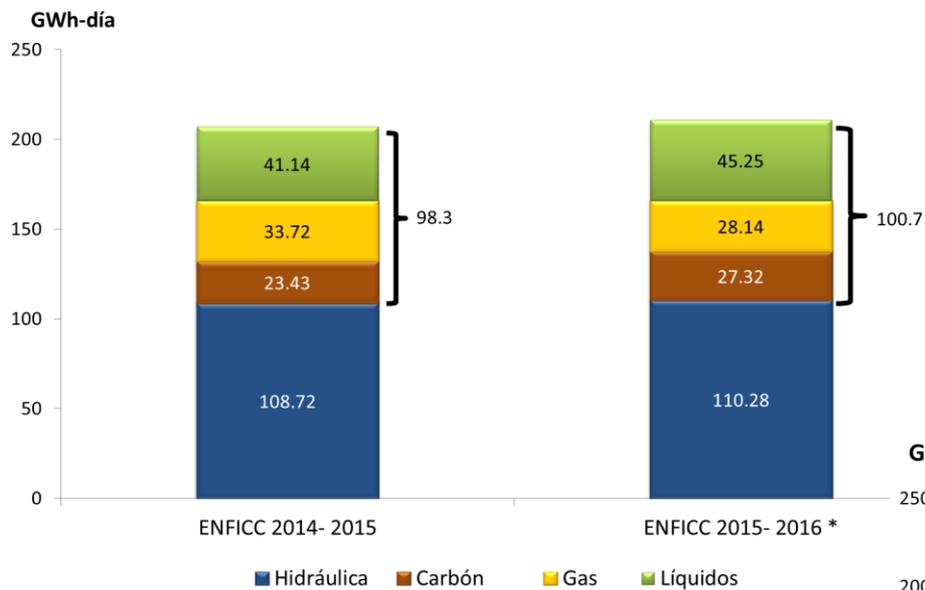
Nombre	%
--------	---

ORIENTE	%
CHUZA	55.7
ESMERALDA	46.8
GUAVIO	52.7
<b>total Oriente</b>	<b>51.8</b>

VALLE	%
ALTOANCHICAYA	38.7
CALIMA1	18.5
SALVAJINA	38.4
<b>total Valle</b>	<b>28.7</b>

<b>Total Acumulado -SIN-</b>	<b>51.05%</b>
------------------------------	---------------

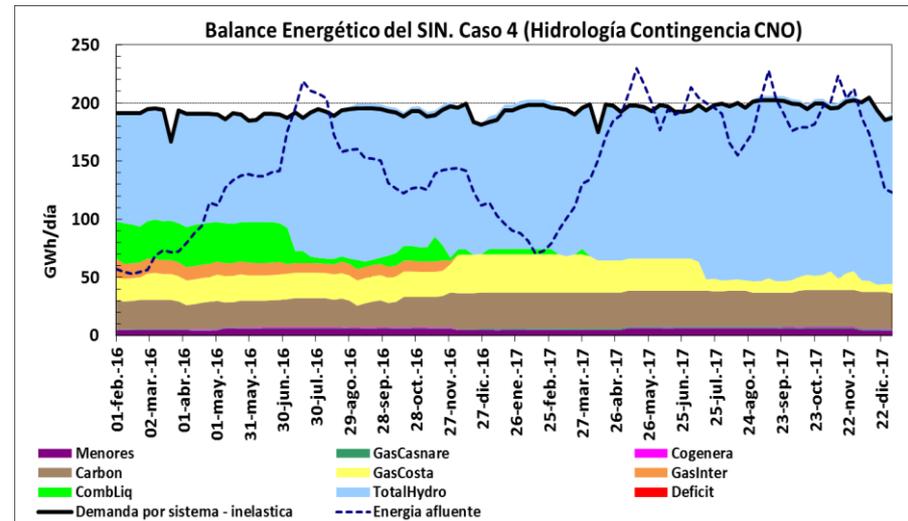
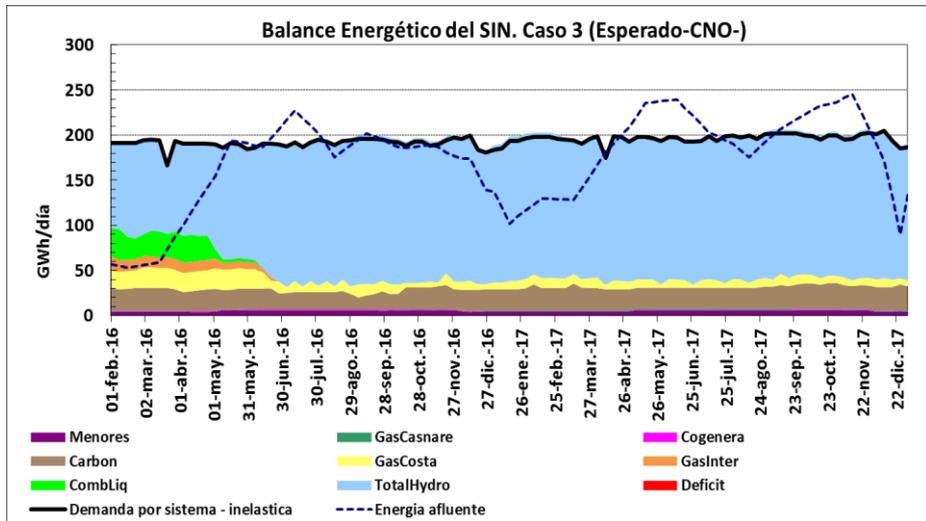
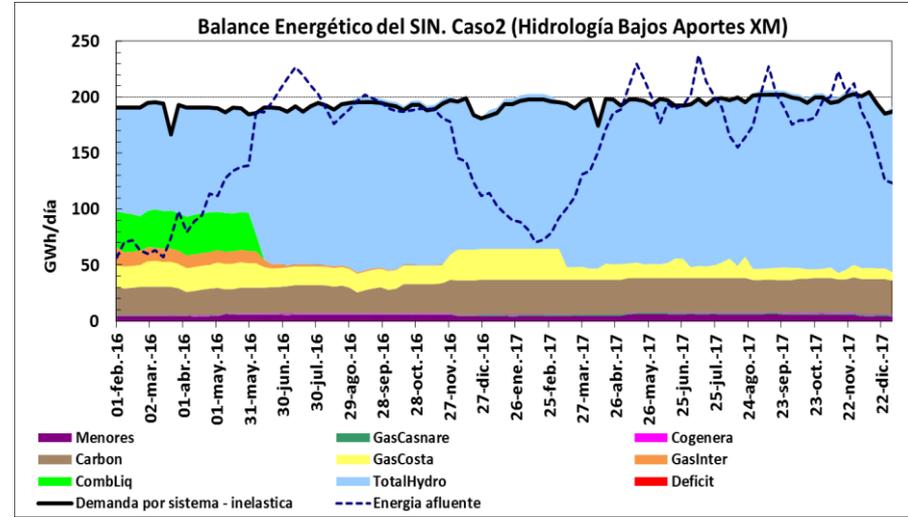
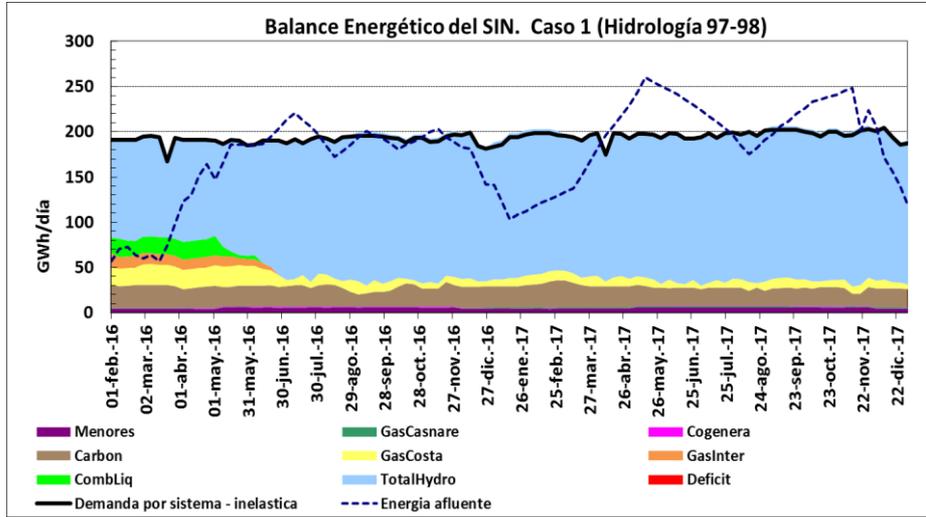
# ENFICC y OEF

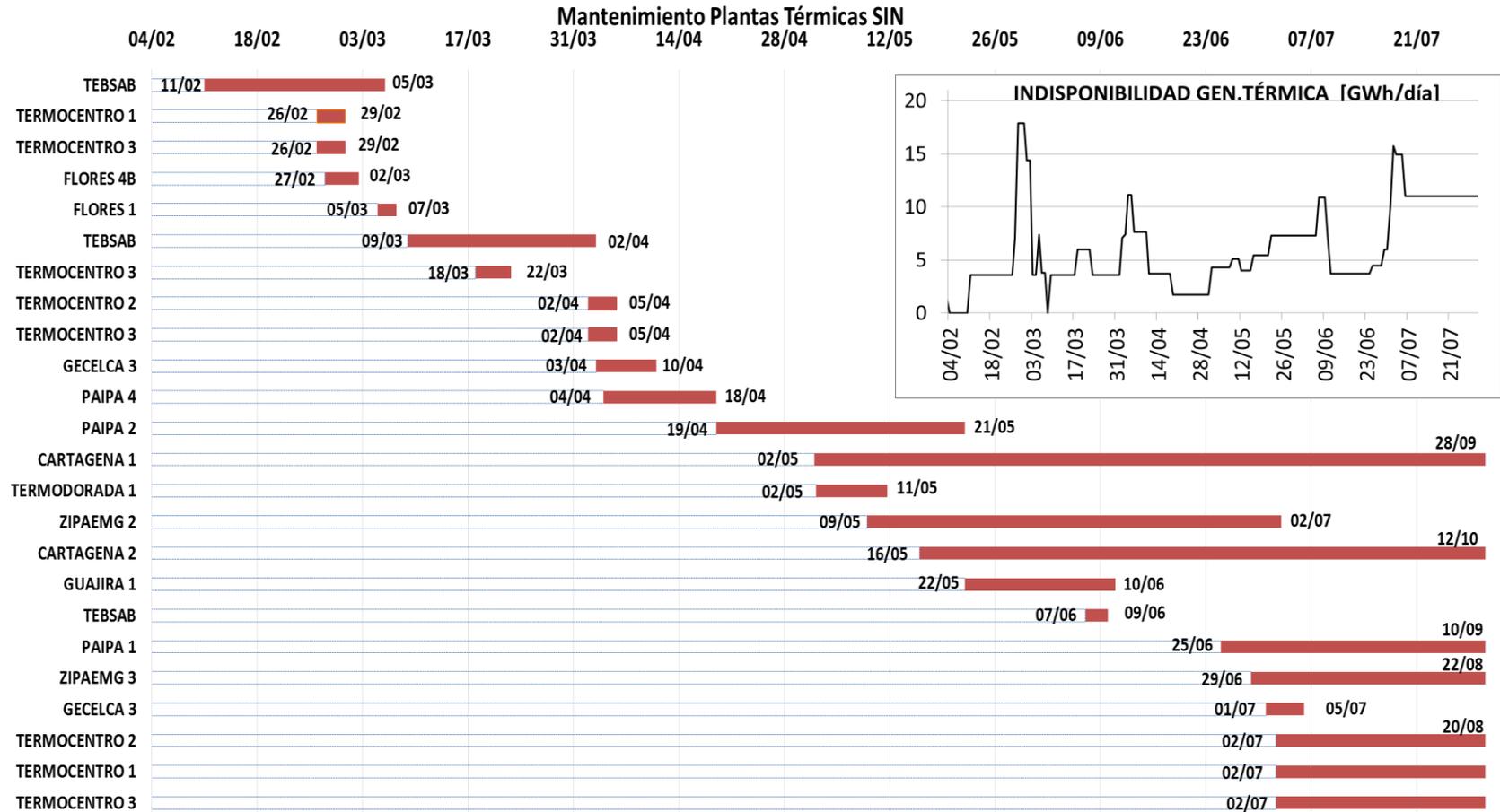


\* En ENFICC y OEF 2015-2016 no se incluye Gecelca 3.2 (5.4 GWh-día).

Para la vigencia 2015-2016 la ENFICC y OEF de Termocandelaria 1 es 3.63 GWh-día y de Termocandelaria 2 es 3.41 GWh (total 7.04 GWh-día).

# Resultados Simulaciones SDDP





## Mantenimientos generación Hidráulica:

- La central Guavio estará en mantenimiento entre el 06 y 07 de Feb/16. (P22 al P07). 1200 MW indisponibles.
- La central La Tasajera estará en manenimiento del 7 al 9 y del 28 al 30 de May/16. 306 MW indisponibles.

# Mantenimientos Generación Térmica

csgID	ultNombre	fechaIniPro	fechaFinPro	estadoActual	MWMto
C0112414	TEBSAB	11/02/2016 0:00	05/03/2016 23:59	Solicitada	149
C0122319	TERMOCENTRO 1	26/02/2016 0:00	29/02/2016 17:00	Solicitada	97
C0122320	TERMOCENTRO 3	26/02/2016 0:00	29/02/2016 17:00	Solicitada	50
C0128540	FLORES 4B	27/02/2016 0:00	02/03/2016 12:00	Solicitada	450
C0128541	FLORES 1	05/03/2016 0:00	07/03/2016 12:00	Solicitada	158
C0121793	TEBSAB	09/03/2016 0:00	02/04/2016 23:59	Solicitada	149
C0122321	TERMOCENTRO 3	18/03/2016 0:00	22/03/2016 17:00	Solicitada	100
C0122323	TERMOCENTRO 2	02/04/2016 0:00	05/04/2016 17:00	Solicitada	96
C0122324	TERMOCENTRO 3	02/04/2016 0:00	05/04/2016 17:00	Solicitada	50
C0126933	GECELCA 3	03/04/2016 0:00	10/04/2016 23:59	Solicitada	164
C0126975	PAIPA 4	04/04/2016 0:00	18/04/2016 23:59	Solicitada	154
C0116131	PAIPA 2	19/04/2016 0:00	21/05/2016 23:59	Solicitada	72
C0110121	CARTAGENA 1	02/05/2016 0:00	28/09/2016 23:59	Solicitada	61
C0124937	TERMODORADA 1	02/05/2016 6:00	11/05/2016 17:00	Solicitada	46
C0123471	ZIPAEMG 2	09/05/2016 0:00	02/07/2016 23:59	Solicitada	34
C0128430	CARTAGENA 2	16/05/2016 0:00	12/10/2016 23:59	Solicitada	60
C0112243	GUAJIRA 1	22/05/2016 0:00	10/06/2016 23:59	Solicitada	149
C0121794	TEBSAB	07/06/2016 0:00	09/06/2016 23:59	Solicitada	149
C0128215	PAIPA 1	25/06/2016 0:00	10/09/2016 23:59	Solicitada	31
C0110184	ZIPAEMG 3	29/06/2016 0:00	22/08/2016 23:59	Solicitada	63
C0126935	GECELCA 3	01/07/2016 0:00	05/07/2016 23:59	Solicitada	164
C0121790	TERMOCENTRO 2	02/07/2016 7:00	20/08/2016 17:00	Solicitada	96
C0119990	TERMOCENTRO 1	02/07/2016 7:00	20/08/2016 17:00	Solicitada	97
C0119991	TERMOCENTRO 3	02/07/2016 7:00	20/08/2016 17:00	Solicitada	50