



# **Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2015.**



## Introducción

El Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado, es un documento anual de referencia, destinado a todos aquellos que se interesan en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en el comportamiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM).

La navegación de este informe, ofrece una nueva y renovada interfaz de usuario, que proporciona la información más relevante del comportamiento de las principales variables que influyen de manera más palpable en la operación del SIN y en la dinámica del Mercado, y permite realizar la descarga de los datos con los cuales fueron elaboradas las gráficas.

Este documento hace especial énfasis en la evolución de variables tan cambiantes como la oferta de electricidad (capacidad de generación, consumo de combustibles), el comportamiento de la demanda de energía ya sea del SIN en su totalidad, o de manera regional; la planeación de la operación del SIN y su gestión.

Merecen especial atención los indicadores de calidad de la operación, los cuales permiten tomarle el pulso al Sistema Interconectado e identificar aspectos sobre los cuales convendrá prestar una atención especial. En este sentido, se presentan las restricciones eléctricas de la red y los principales eventos que afectaron la operación del SIN durante el año.

Así mismo, se presentan las variables financieras y de mercado de mayor interés para los administradores y propietarios de los recursos de generación, tales como las transacciones en el MEM (compras, ventas, evolución de precios, intercambios internacionales de energía, etc); el transporte de energía eléctrica en el SIN y su remuneración; la administración financiera del mercado.

Debido a que el clima tiene un impacto decisivo en la hidrología nacional, y en particular sobre los caudales afluentes a los embalses de generación, se dedicó un capítulo especial al análisis del comportamiento de las variables climáticas más importantes y que han mostrado tener una gran incidencia en la distribución espacio-temporal del caudal en los últimos años.

Finalmente, dado lo importante que es la preservación y observancia del marco jurídico establecido y la normatividad vigente, encargada de regular la actividad de todos los participantes en el Sector Eléctrico Colombiano, se muestra la dinámica de toda la normatividad aplicable a la operación y administración del mercado.

Se invita a navegar por este sitio y aprovechar la oportunidad de enriquecerla a través del envío de comentarios.



filial de isa

## Cifras relevantes

### Presentación

El 2015 se caracterizó por ser un año donde se gestó, desarrolló e intensificó uno de los más fuertes eventos El Niño registrados desde mediados del siglo pasado. El valor máximo alcanzado en el Índice Oceánico de El Niño (ONI sigla en inglés) fue de 2.3°C, igual al observado en El Niño 1997-98 para esta misma época. Es así como durante todo el año 2015, la mayor parte del Pacífico ecuatorial fue dominada por un calentamiento anómalo y que arrancó en el Pacífico central durante el primer trimestre del año, y alcanzó su máxima intensidad en esta franja del Pacífico hacia los meses de marzo-abril, junio, agosto-septiembre, y octubre-diciembre. Evidencia del efecto de El Niño sobre el sector eléctrico se encontrará en el comportamiento durante 2015 de variables como: la demanda, los aportes hídricos, los niveles de los embalses, la generación térmica, el precio de bolsa, entre otros.

La demanda de energía en Colombia se vio impactada en el año por las altas temperaturas presentadas en el tercer y cuarto trimestre ocasionada por el fenómeno de El Niño, el cual se reflejó en el crecimiento obtenido en el año del consumo de energía eléctrica del mercado regulado que alcanzó un 5.5%, en tanto el mercado no regulado solo creció el 1.7%. El bajo crecimiento que durante 2015 tuvo la demanda de energía del mercado no regulado se debió principalmente al no repunte de la industria manufacturera en el país y a la contracción del consumo de energía para la actividad de explotación de minas y canteras, ocasionado esencialmente por la crisis petrolera a nivel mundial. Por su parte, la demanda de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia creció el 4.2%. Por tipos de días, los días comerciales presentaron el mayor crecimiento con un 4.2%, los domingos con un 4.1% y los sábados 3.8%.

Para cubrir la demanda de energía del SIN, se produjeron 66,548.5 GWh, 3.5% por encima de lo registrado en el año 2014, con la siguiente composición: 42,463.8 GWh energía hidráulica (crece 0.7%), 20,613.2 GWh energía térmica (crece 12.1%), 3,453.5 GWh energía plantas menores y Cogeneradores (decrece 8.3%). El crecimiento de la generación no se dio en la misma magnitud del de la demanda (4.2%), debido a que las exportaciones a Ecuador fueron inferiores frente a las de 2014. Por otra parte, los intercambios internacionales registraron las siguientes cifras: exportaciones a Ecuador 457.2 GWh (decrecimiento del 44.5%) e importaciones desde Ecuador 45.2 GWh (decrece 3.6%).

La generación de 2015 se logró utilizando los 16,420 MW de capacidad efectiva neta instalada en el SIN (valor al 31 de diciembre de 2015). Al comparar la capacidad con la registrada en 2014 se observa un crecimiento en 931 MW, equivalentes al 6%. Este aumento obedece principalmente a la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas El Quimbo 396 MW, Carlos Lleras 78 MW,



Cucuana 58 MW, San Miguel 44 MW, Bajo Tuluá 19.9 MW y Providencia 4.9 MW y las centrales térmicas Gecelca 3 164 MW y Tasajero 2 160 MW y a la actualización en térmicas de los combustibles principales que respaldan las obligaciones de energía firme para la vigencia diciembre 1 de 2015 a noviembre 30 de 2016 para el cargo por confiabilidad.

Consistente con el impacto que un evento El Niño tiene sobre la disponibilidad hídrica en Colombia, durante 2015 los aportes acumulados siempre fueron inferiores a los que se hubieran dado si todas las series hidrológicas hubieran contribuido con el caudal medio mensual. Esta diferencia permite concluir que en 2015 hubo un déficit de aportes energéticos del orden del 21%, es decir, más del doble que lo registrado en los últimos dos años (déficits de 9% para 2014 y 2013) y es una clara muestra del impacto que El Niño ha tenido en los aportes agregados al SIN. Así, los aportes hídricos al SIN para 2015 fueron deficitarios, ingresando 48,103.5 GWh (79.4% de la media histórica). Es importante anotar también, que desde mediados de 2012 los aportes al SIN han sido mayoritariamente deficitarios, lo cual muestra que el sistema hídrico colombiano se encuentra atravesando por una fase prolongada de bajos aportes, la cual podría incidir en los tiempos de recuperación de cada cuenca una vez finalice el actual evento El Niño.

Consecuente con los bajos aportes de 2015 el embalse agregado del SIN finalizó a diciembre 31 con reservas de 10,563.0 GWh (61.2% de la capacidad útil) inferiores en 1,569.1 GWh a las reservas de 2014 (12,132.1 GWh - 75.4% de la capacidad útil). Esta situación de disminución se dio a pesar de que el 16 de noviembre ingresó al SIN el embalse El Quimbo, el cual otorgó reservas hídricas adicionales por 641.7 GWh. Por efecto de El Quimbo, la capacidad útil de almacenamiento del SIN aumentó 1,098.94 GWh, pasando de 16,162.53 GWh a 17,261.47 GWh.

XM en desarrollo de las funciones asignadas como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC y Centro Nacional de Despacho- CND permanentemente realizó análisis de la situación energética, eléctrica del SIN y de Operación y Administración del Mercado, y adelantó acciones para mitigar los probables riesgos de desatención de la demanda, y garantizar una operación segura, confiable y económica. En particular, ante las condiciones hidroclimáticas del año 2015 presentó en forma continua ante los diferentes foros y comités del sector eléctrico y gas, así como al Ministerio de Minas y Energía, el seguimiento a la situación energética por la disminución en los aportes hídricos, así como también, los resultados de los análisis del planeamiento energético de mediano plazo mediante simulaciones determinísticas y estocásticas, considerando diferentes escenarios de aportes hídricos, demanda y disponibilidad de combustibles. Como resultado de su participación en diferentes reuniones y foros presentó y entregó recomendaciones oportunas que debían dirigidas a los agentes, la CREG, el MME, el CNO, entre otros. Durante 2015 realizó el seguimiento a la condición del Sistema aplicando lo establecido en el Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento (Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014) y publicó la información correspondiente.



En 2015 XM trabajó de la mano con el Ministerio de Minas y Energía, el Consejo Nacional de Operación - CNO -, y otras instituciones, en el monitoreo continuo de las condiciones energéticas y eléctricas para garantizar el abastecimiento de la demanda colombiana. Como resultado de la aplicación de sus funciones, apoyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- lo que trajo como resultado cambios regulatorios necesarios para mantener la atención de la demanda, y garantizar una operación segura, confiable y económica.

Por otro lado, se mantuvo la publicación periódica del Boletín Energético, el cual puede ser consultado por cualquier persona en nuestra página web.

En 2015 los indicadores de calidad de la operación del SIN mostraron resultados satisfactorios, evidenciados en un registro de 19 eventos de tensión por fuera de rango - sin atentados -, cuando el límite máximo era de 20, y no se presentaron variaciones lentas de frecuencia durante el año, por debajo del límite máximo de 3.

Como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), XM administró durante el año 2015 \$ 3,909,286 millones por concepto de transacciones en la bolsa nacional de energía, \$ 1,516,468 millones por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN y \$ 218,201 millones por concepto de los fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE.

Por su parte el precio promedio ponderado de bolsa nacional (\$/kWh) en 2015 fue de 378.31 \$/kWh, lo que representa un crecimiento del 67.76% frente al registrado en 2014 (225.51 \$/kWh). Este crecimiento se explica por la respuesta de los generadores hidráulicos ante la disminución de los aportes hídricos debido al evento El Niño. Al superar el precio de bolsa nacional horario el precio de escasez, se refleja en el valor de la liquidación de las desviaciones del Cargo por Confiabilidad las cuales registraron un valor de \$ 1,321,945 millones.

Al cierre de diciembre de 2015 la deuda total de los agentes del Mercado alcanzó \$237,672 millones, de los cuales \$228,509 millones corresponden a Transacciones en Bolsa, \$8,980 millones a STN, \$9.5 millones a STR, y servicios por \$172.5 millones.

El cumplimiento en 2015 de los indicadores de calidad de la administración financiera del Mercado evidencia una adecuada gestión financiera. En particular, el indicador de oportunidad en la aprobación de las garantías dentro de los plazos definidos en las normas se cumplió en un 100%, y el tiempo de distribución de los recursos, con una meta de 3 días hábiles, se cumplió con un tiempo de transferencia promedio de 1.35 días.



## Anexos cifras relevantes

### Variables de la operación del SIN

**Variables de la operación del SIN**

Variables	2014	2015	Variación	Crec.
<b>OFERTA</b>				
Volumen útil diario (GWh)	12,132.1	10,563.0	-1,569.1	-12.9%
Volumen respecto a capacidad útil	75.4%	61.2%		
Aportes hídricos (GWh)	50,318.6	48,103.5	-2,215.1	-4.4%
Aportes respecto a la media histórica	91.2%	79.4%		
Vertimientos (GWh)	776.0	883.5	107.5	13.9%
Capacidad neta SIN (MW)	15,489	16,420	931	6.0%
<b>GENERACIÓN</b>				
Hidráulica(GWh)	42,157.6	42,463.8	306.1	0.7%
Térmica(GWh)	18,405.7	20,631.2	2,225.5	12.1%
Plantas Menores (GWh)	3,292.5	2,927.3	-365.2	-11.1%
Cogeneradores (GWh)	472.0	526.2	54.2	11.5%
TOTAL(GWh)	64,327.9	66,548.5	2,220.6	3.5%
<b>INTERCAMBIOS INTERNACIONALES</b>				
Exportaciones a Ecuador(GWh)	824.0	457.2	-366.8	-44.5%
Importaciones de Ecuador(GWh)	46.9	45.2	-1.7	-3.6%
Exportaciones a Venezuela(GWh)	25.0	3.4	-21.6	-86.4%
<b>DEMANDA</b>				
Comercial (GWh)(1)	64,374.7	66,592.7	2,218.0	3.4%
Nacional del SIN(GWh)(2)	63,571.2	66,174.0	2,602.8	4.2%
Regulada(GWh)(2)	42,323.0	44,630.0	2,307.0	5.5%
No Regulada(GWh)(2)	20,867.1	21,187.0	319.9	1.7%
No atendida(GWh)	45.6	40.8	-4.8	-10.5%
Potencia(MW)	9,551	10,095	544	5.7%

(1) Llamada demanda total. Incluye la demanda nacional del SIN, mas exportaciones a Ecuador y Venezuela menos demanda no atendida

(2) El crecimiento de la demanda Nacional, la Regulada y la No Regulada se calcula ponderada por tipo de día

## VARIABLES DEL MERCADO

Variables del mercado				
Variables	2014	2015	Variación	Crec.
<b>TRANSACCIONES</b>				
Energía transada en bolsa (GWh)	15,544	16,905	1,362	8.76%
Energía transada en contratos (GWh)	69,846	71,564	1,718	2.46%
Total energía transada (GWh)	85,390	88,469	3,079	3.61%
Desviaciones (GWh)	132.5	199.2	67	50.41%
Porcentaje de la demanda transada en bolsa (%)	24.15%	25.56%	0.014	5.87%
Porcentaje de la demanda transada en contratos (%)	108.50%	108.22%	-0.003	-0.26%
Valor transado en bolsa nacional (millones \$)	3,452,384	3,909,286	456,901	13.23%
Valor transado en contratos (millones \$)	9,181,926	10,263,984	1,082,057	11.78%
Precio promedio aritmético bolsa nacional (\$/kWh)	224.99	378.19	153	68.09%
Precio promedio ponderado bolsa nacional (\$/kWh)	225.51	378.31	153	67.76%
Precio promedio ponderado contratos (\$/kWh)	131.46	143.42	12	9.10%
Restricciones sin alivios (millones \$)	285,640	487,683	202,043	70.73%
Responsabilidad comercial AGC (millones pesos)	257,418	391,933	134,515	52.26%
Desviaciones (millones \$)	12,949	61,062	48,113	371.57%
Cargos CND y ASIC (millones \$)	95,291	102,210	6,919	7.26%
Total transacciones mercado sin contratos (millones \$)	4,103,681	4,952,173	848,492	20.68%
Total transacciones del mercado (millones \$)	13,285,608	15,216,156	1,930,549	14.53%
Rentas de congestión (millones \$)	326.69	88.23	-238	-72.99%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones \$)	1,909,027	2,752,241	843,213	44.17%
Desviaciones del Cargo por Confiabilidad (millones \$)	191	1,321,945	1,321,754	
<b>LAC</b>				
FAZNI (1) (millones \$)	69,609	77,096	7,487	10.76%
FOES (2) (millones \$)	261	70.584	-191	-72.98%
FAER (3) (millones pesos)	79,668	88,218	8,550	10.73%
PRONE (4) (millones pesos)	54,032	52,816	-1,216	-2.25%
Cargos por uso (5) STN (millones \$)	1,332,605	1,516,468	183,863	13.80%
Cargos por uso STR (millones \$)	1,003,869	1,083,492	79,623	7.93%
Cargos por uso SDL (6) (millones \$)	3,231,165	3,563,861	332,696	10.30%

- (1) FAZNI - Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas.
- (2) FOES - Fondo de energía social
- (3) FAER - Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas
- (4) PRONE - Programa de normalización de redes eléctricas
- (5) El valor de cargos por uso del STN incluye la contribución al FAER y la contribución PRONE
- (6) Corresponde a los ingresos para las ADD (áreas de distribución) Oriente, Occidente, Sur y Centro desde enero a noviembre 2012

### Agentes del mercado

Agentes del mercado		
Actividad	Registrados	Transando
Generadores	62	47
Transmisores	12	10*
Operadores de red	31	29*
Comercializadores	96	68
Fronteras usuarios regulados	8,957	
Fronteras usuarios no regulados	5,461	
Fronteras de alumbrado público	372	

\* Corresponde a los agentes a los que se les liquida Cargos por Uso STN, STR y ADD



## Líneas de transmisión del SIN

Líneas de transmisión del SIN	
Líneas	Longitud km
Transmisión 110 - 115 kV	10,346.6
Transmisión 138 kV	15.5
Transmisión 220 - 230 kV	12,137.2
Transmisión 500 kV	2,489.5
TOTAL SIN	24,988.7

## Oferta y generación

### Condiciones climáticas

Uno de los factores que más afecta la variabilidad climática a escala multianual sobre el territorio colombiano, es el comportamiento de las variables atmosféricas y oceánicas en el Pacífico tropical. Esto se debe a que perturbaciones periódicas generadas por cualquiera de los extremos de las variables asociadas con El Niño y la Oscilación del Sur (ENOS), conocidas como El Niño o La Niña, modulan el comportamiento del clima en nuestro país y afectan de manera decisiva la distribución de las precipitaciones a nivel estacional.

En este sentido, vale la pena destacar el papel del Índice Oceánico de El Niño (ONI, por su sigla en inglés), el cual refleja el grado de calentamiento de las aguas superficiales en el Pacífico ecuatorial central (entre 120W y 170W) e influye directamente en el grado de interacción océano-atmósfera en esta zona del Pacífico. La importancia de este indicador radica en que hoy en día es utilizado para identificar, hacer seguimiento y caracterizar la fortaleza de alguno de los extremos del ENOS, ya sea El Niño (evento cálido) o La Niña (evento frío).

La tabla 1 del Anexo presenta la última versión de los valores del ONI desde 1950. En la misma tabla, se resaltan en rojo y azul los episodios El Niño y La Niña, respectivamente. De acuerdo con este indicador, valores iguales o superiores (inferiores) a 0.5 (-0.5) indican calentamiento (enfriamiento). Si este calentamiento (enfriamiento) se prolonga por cinco o más períodos consecutivos, entonces se dice que se presentó El Niño (La Niña). La figura 1 del Anexo muestra el comportamiento del ONI, desde 1950.

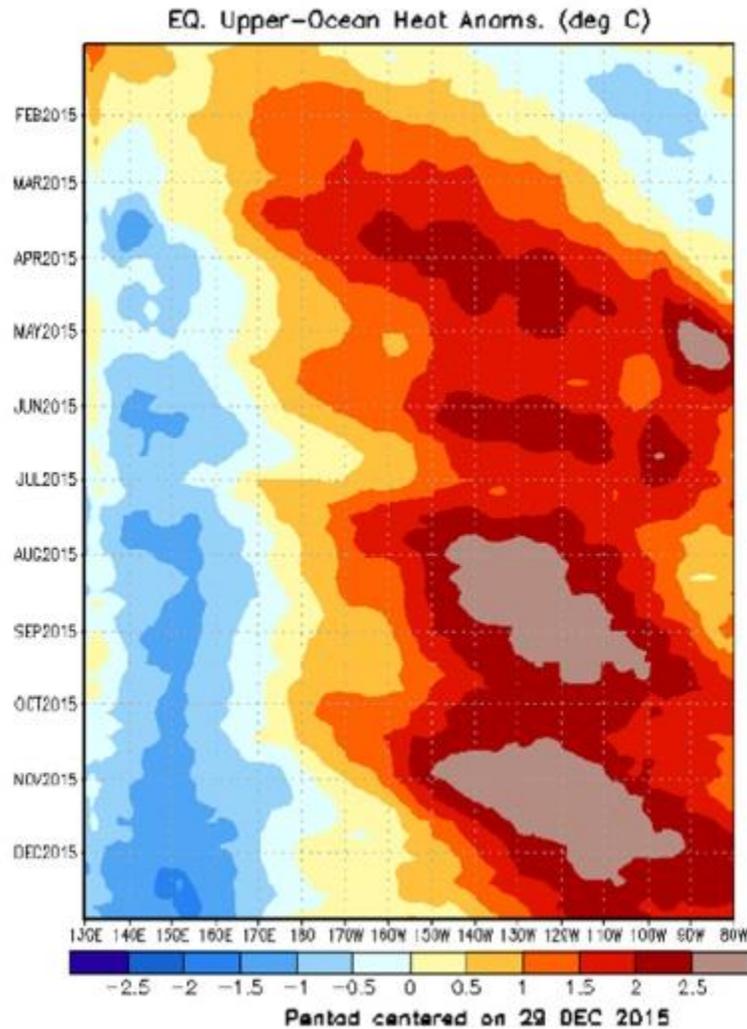
Así, con base en este indicador y revisando los datos históricos, se puede decir que 2015 se caracterizó por ser un año donde se gestó, desarrolló e intensificó uno de los más fuertes eventos El Niño registrados desde mediados del siglo pasado. El valor máximo alcanzado por el índice del ONI, fue de 2.3°C, igual al observado en El Niño 1997-98 para esta misma época. Es importante anotar que la versión anterior del ONI (basada en otro período para el cálculo de sus estadísticos), sitúa el origen del actual episodio en el trimestre sep-nov/2014, momento a partir del cual sus valores se han mantenido por encima de 0.5°C y el valor máximo del ONI, según dicha referencia fue de 2.5°C.

En la figura 1 se presentan las anomalías de calor superficial a lo largo del Pacífico Ecuatorial (en sus primeros 300 metros de profundidad). En el extremo derecho se hallan las costas de Sudamérica. Las zonas en color azul corresponden a anomalías negativas, o enfriamiento; en tanto que los colores amarillo a rojo denotan anomalías positivas, es decir, el calentamiento que cuando adquiere valores del ONI superiores a 0.5 durante al menos cinco meses consecutivos, señala la presencia de condiciones asociadas con El Niño.

En este sentido, puede observarse que durante todo el año 2015, la mayor parte del Pacífico ecuatorial fue dominada por un calentamiento anómalo y que arrancó en el Pacífico central durante el primer trimestre el año, y alcanzó su máxima intensidad

en esta franja del Pacífico (picos superiores a 2.5°C), hacia los meses de marzo-abril, junio, agosto-septiembre, y octubre-diciembre.

Figura 1. Anomalías del contenido de calor superficial oceánico – fuente CPC-NCEP (NOAA)



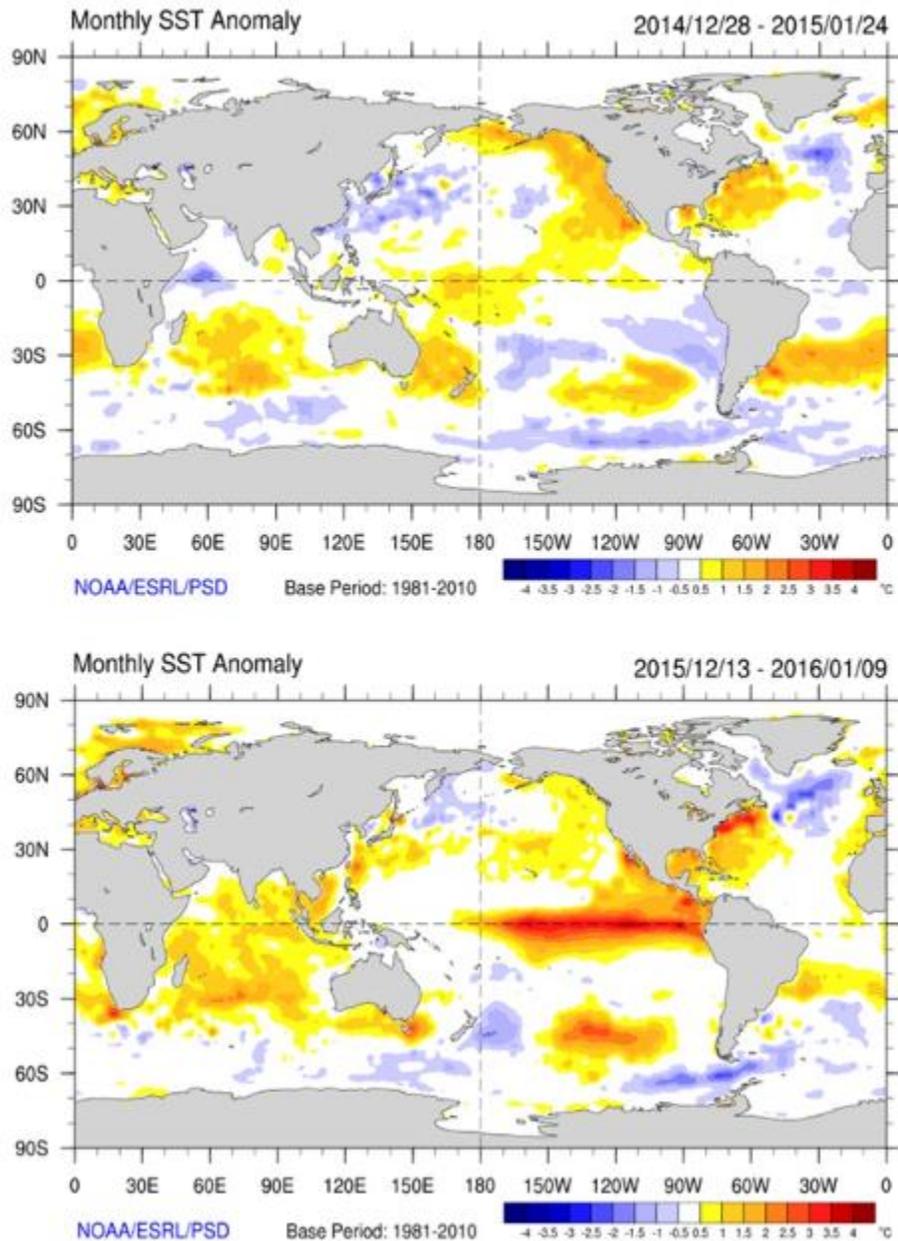
### Campos de anomalías de la temperatura superficial del mar (TSM)

Las imágenes de la figura 2 muestran el comportamiento de las anomalías de la temperatura superficial del mar (TSM) sobre todo el océano mundial en enero y diciembre de 2015; es decir se puede ver la variación del campo térmico superficial durante el año pasado. Por convención, las zonas en azul corresponden a enfriamiento (anomalías negativas), en tanto que el degradado amarillo-naranja se asocia con condiciones cálidas (anomalías positivas).

Como puede verse en las imágenes, a comienzos de año el Pacífico tropical se mantenía en condiciones relativamente neutrales, en tanto que hacia finales del

mismo, el calentamiento anómalo se había intensificado y ya abarcaba todo el Pacífico ecuatorial al este de la línea de cambio de fecha (180). La magnitud de estas anomalías térmicas, y la localización de ellas reflejan la fase de maduración de un episodio fuerte.

Figura 2. Campo de anomalías de la TSM en el océano. Fuente: NOAA. Physical Sciences Division



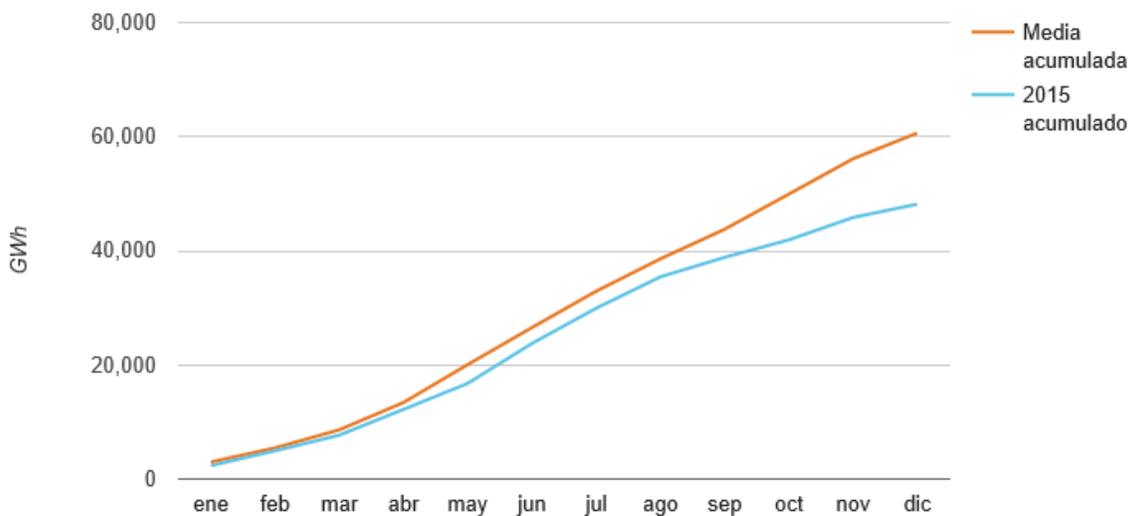
## Aportes

En la gráfica 1 se compara la afluencia hidrológica acumulada a los embalses asociados al SIN durante 2015, (expresada en energía), versus la afluencia media acumulada (utilizando los promedios mensuales para todas las series hidrológicas). Es decir, se analiza el comportamiento de un embalse de volumen infinito que se llena bajo dos condiciones: caudales registrados en 2015 (línea azul) y caudal medio mensual (línea naranja). La diferencia que se obtiene entre ambas curvas al finalizar el año permite identificar el déficit o el exceso de energía afluente.

Nótese que durante 2015 los aportes acumulados siempre fueron inferiores a los que se hubieran dado si todas las series hidrológicas hubieran contribuido con el caudal medio mensual. Esta diferencia permite concluir que en 2015 hubo un déficit de aportes energéticos del orden del 21%, es decir, más del doble que lo registrado en los últimos dos años (déficits de 9% para 2014 y 2013) y es una clara muestra del impacto que El Niño ha tenido en el agregado del SIN durante el año pasado.

La pendiente de los distintos tramos que forman las curvas permite evaluar visualmente el comportamiento de los aportes: a mayor pendiente mayores contribuciones energéticas y viceversa. Aquellos segmentos de curva donde las líneas son paralelas corresponden a aportes cercanos a la media.

Gráfica 1. Aportes energéticos acumulados durante 2015 versus valores medios mensuales





filial de isa

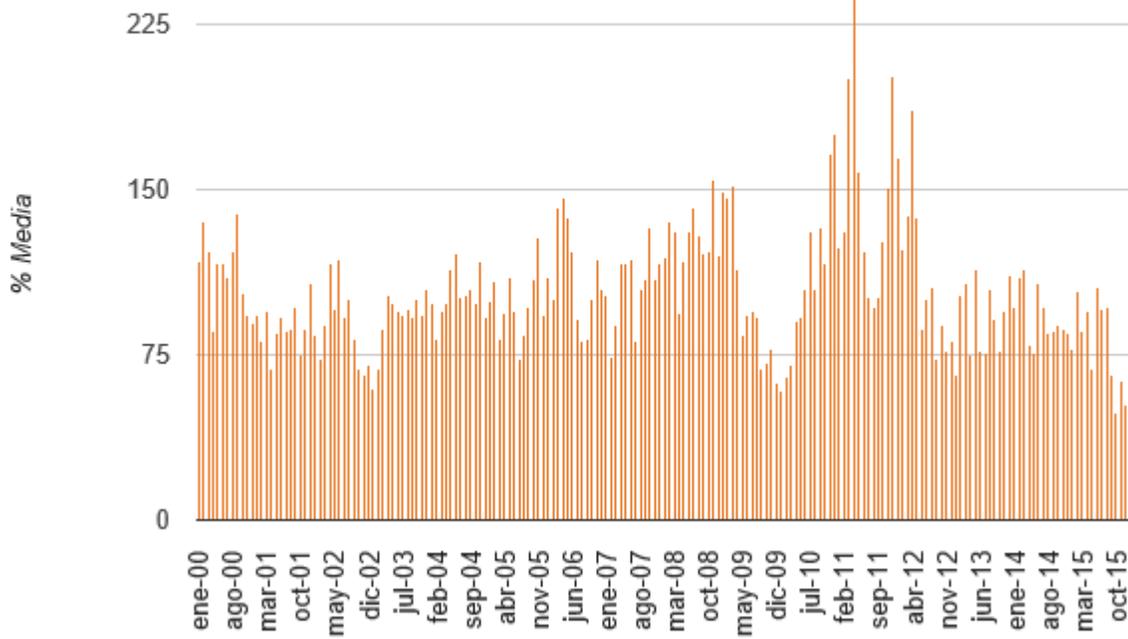
**Ver Tabla**

**v**

Mes	Aportes GWh	Media histórica GWh	Aporte en % de la media	Acumulado aportes Año GWh	Acumulado Medias Año GWh
ene-15	2287.89	2921.13	78.32	2287.89	2921.13
feb-15	2590.79	2472.96	104.76	4878.68	5394.09
mar-15	2736.33	3165.72	86.44	7615.00	8559.81
abr-15	4525.87	4791.60	94.45	12140.88	13351.41
may-15	4559.11	6640.51	68.66	16699.99	19991.92
jun-15	6989.46	6484.50	107.79	23689.45	26476.42
jul-15	6179.33	6372.98	96.96	29868.78	32849.40
ago-15	5497.01	5677.03	96.83	35365.79	38526.43
sep-15	3416.90	5176.80	66.00	38782.70	43703.23
oct-15	3063.36	6166.83	49.67	41846.06	49870.06
nov-15	3922.82	6189.30	63.38	45768.88	56059.36
dic-15	2334.63	4512.67	51.74	48103.51	60572.03

La gráfica 2 muestra la evolución de aportes energéticos (en su componente hidráulica) al SIN, en lo que va corrido de este siglo, expresados en porcentaje de la media. En la escala vertical de esta figura, 100% corresponde a la media, de ahí que valores por debajo de ella se consideran deficitarios y arriba de la misma, como aportes en exceso de la media. Así, se puede ver muy bien, el impacto del anterior episodio cálido (El Niño 2009-2010) en los bajos aportes al SIN, seguido de La Niña 2010-2011, el resurgimiento de condiciones típicas de La Niña durante 2011-2012, seguido de la fase de gestación de condiciones tipo El Niño en la segunda mitad de 2012, que a la postre no se concretaron con la aparición de un evento de esta naturaleza y finalmente el año 2015, el cual fue mayormente deficitario. Es importante anotar también, que desde mediados de 2012 los aportes al SIN han sido mayormente deficitarios, lo cual muestra que nos hayamos en una fase prolongada de bajos aportes, la cual podría incidir en los tiempos de recuperación de cada cuenca.

**Gráfica 2. Evolución histórica de los aportes energéticos al SIN. Fuente: agentes generadores del SIN.**



## Reservas

Al finalizar diciembre de 2015, las reservas hídricas útiles almacenadas en los embalses del SIN se situaron en el 61.2% del embalse útil, es decir en 10,562.99 GWh. Esto equivale a un 12.9% por debajo de lo registrado a finales de 2014 (12,132.08 GWh, equivalentes al 75.4% de la capacidad útil de ese año).

Esta reducción porcentual del embalse útil evidencia el impacto de El Niño en los caudales afluentes al SIN, los cuales fueron siempre deficitarios. Adicionalmente, la entrada de la central El Quimbo en noviembre de 2015 contribuyó de manera significativa al aumento de las reservas útiles del SIN en ese mes. Dichas reservas pasaron de 16,162.53 GWh en octubre, a 17,261.47 GWh en noviembre, es decir un incremento del orden del 6.8% del embalse agregado.

**Tabla 1. Evolución mensual de las reservas del SIN en 2015**

Fecha	Volumen Util Diario (1) GWh	Volumen Util Diario (2) %	Capacidad Util (3) GWh
ene/2015	10,489.86	65.2	16,091.62
feb/2015	8,990.60	55.9	16,091.62
mar/2015	7,248.26	45.1	16,067.01
abr/2015	7,296.64	45.4	16,072.99
may/2015	7,431.35	46.2	16,072.99
jun/2015	9,788.33	60.8	16,087.27
jul/2015	10,890.50	67.7	16,088.32
ago/2015	11,216.45	69.7	16,088.32
sep/2015	10,432.96	64.9	16,087.28
oct/2015	10,101.28	62.5	16,162.53
nov/2015	11,516.89	66.7	17,261.47
dic/2015	10,562.99	61.2	17,269.07

(1) Volumen Util Diario: Volumen almacenado por encima del Nivel Mínimo Técnico, reportado diariamente por los agentes (Según Acuerdo No. 294 del CNO - julio 11 de 2004)

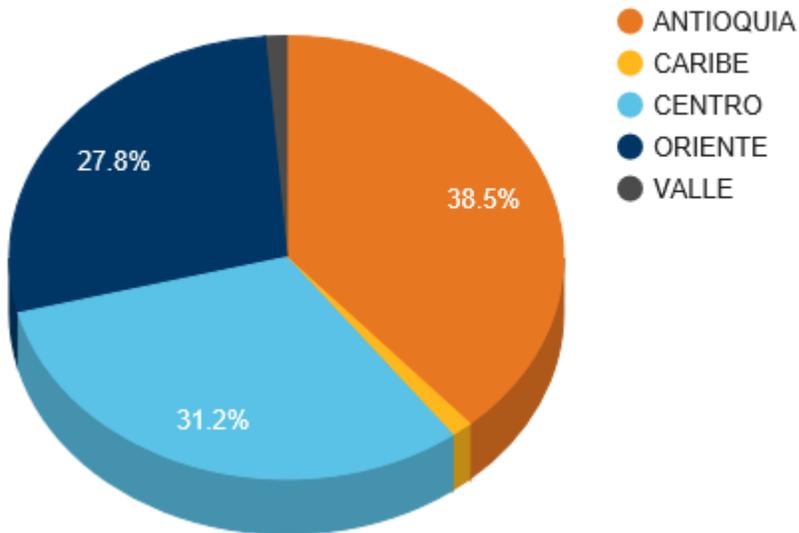
(2) Corresponde a la relación entre el Volumen Util Diario y la Capacidad Util del Embalse.

(3) Capacidad Util: Corresponde al Volumen Util del Embalse, que se define como el volumen almacenado entre el Nivel Mínimo Técnico y el Nivel Máximo Físico.

### Reservas por región

En la gráfica 3 se muestra la participación de las diferentes regiones hidrológicas en las reservas del embalse útil al finalizar el año. En este sentido, a la región Antioquia le correspondió el 38.5%, seguida de Centro (31.2%) y Oriente (27.8%).

Gráfica 3. Participación reservas por región a 31 de diciembre de 2015



Ver Tabla

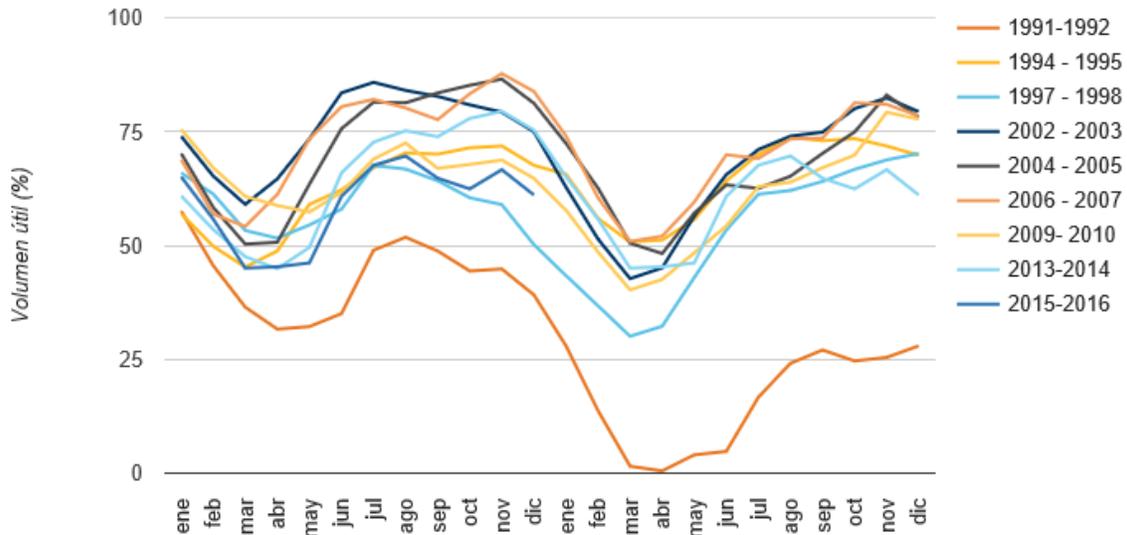
v

RESERVAS EN EMBALSES A DICIEMBRE DE 2015		
ANTIOQUIA	38.5	4067.6
CARIBE	1.3	134.0
CENTRO	31.2	3292.1
ORIENTE	27.8	2937.3
VALLE	1.2	132.0
TOTAL	100.0	10563.0

En la gráfica 4 se presenta la evolución del embalse agregado durante los años 2014-15 comparado con los bienios en que se han presentado eventos El Niño de acuerdo con el índice Oceánico El Niño (ONI: Oceanic El Niño Index).



**Gráfica 4. Comparación evolución embalse agregado años 2013-14 con eventos El Niño recientes**



En la gráfica 4 se destaca que en los primeros meses de 2015, los valores del embalse agregado siguieron la tendencia estacional, es decir, una caída a niveles mínimos anuales como resultado de la finalización de la temporada de estiaje de finales de 2014 – comienzos de 2015.

Sin embargo, este descenso de las reservas se vio afectado por los bajos aportes que se registraron en esa estación. Por ello, y a causa de la formación y maduración del actual episodio El Niño, en el transcurso de 2015, la recuperación de las reservas no fue satisfactoria. Como puede verse, desde agosto de 2015, las reservas agregadas ocupan el tercer lugar en comparación con los otros eventos El Niño presentados en este análisis.

### Generación del SIN

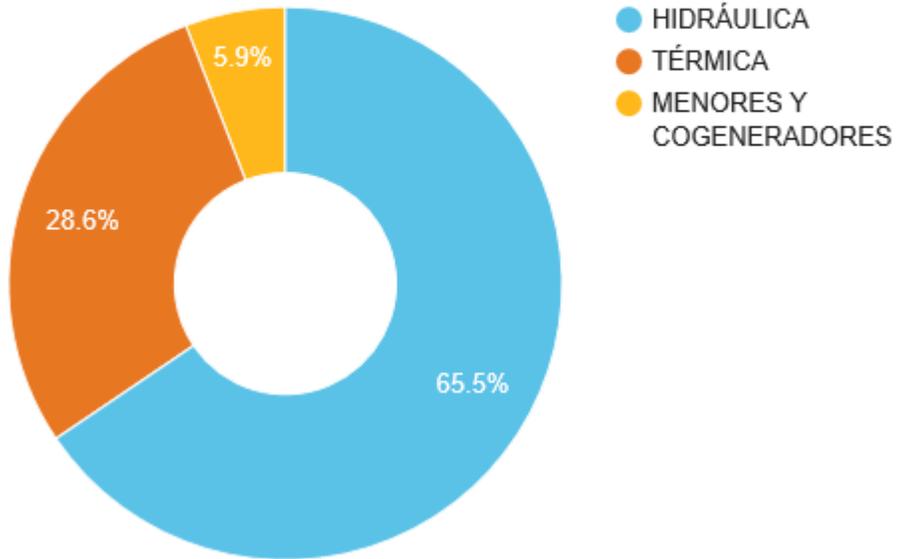
A diciembre 31 de 2015, la generación anual de energía eléctrica en Colombia fue de 66,548.5 GWh, 3.5% por encima de la registrada en 2014 para este mismo período (64,327.9 GWh). Este crecimiento está asociado principalmente con el aumento en la demanda del SIN.

En 2015 se destaca el incremento de la generación térmica con un crecimiento del 12.1% frente a 2014, pasando de una participación del 29% en 2014, al 31% en 2015 (ver gráfica 5), mientras la generación hidráulica para 2015 aumentó en un 0.7% frente a 2014. El crecimiento en la generación térmica fue consecuencia del déficit en aportes hídricos evidenciado desde septiembre de 2015 (entre septiembre y diciembre de 2015 ingresaron aportes equivalentes al 57.8% de la media histórica). Este déficit es ocasionado por el fenómeno de El Niño que se desarrolló durante el segundo semestre de 2015.

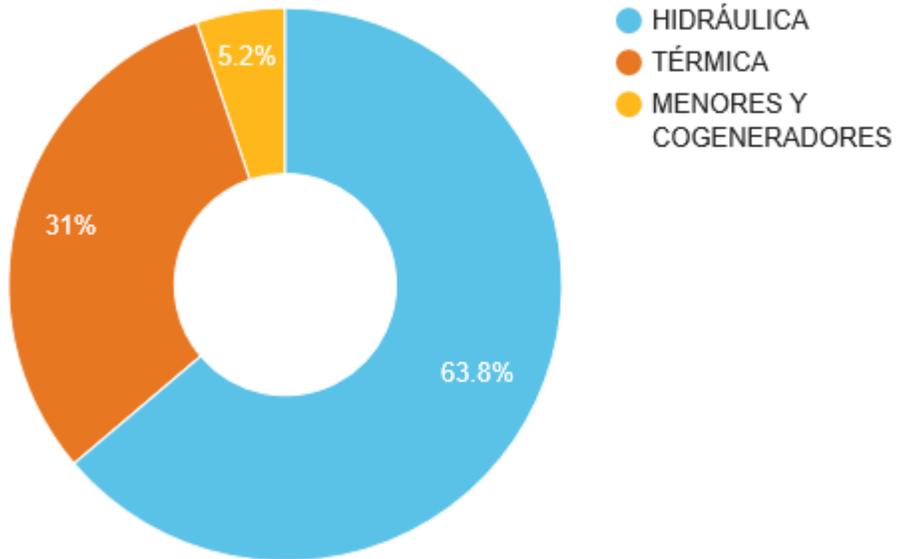


Gráfica 5. Composición de la generación del SIN en 2014 y 2015

Composición de la generación del SIN en 2014



Composición de la generación del SIN en 2015



## Consumo de combustibles

**Tabla 2. Consumo de combustible en el SIN (GBTU) 2014 y 2015**

Combustible (1)	2014	2015	Participación en 2015
Gas	110,296.90	108,553.88	58.30%
Carbón (2)	53,264.90	58,453.07	31.40%
ACPM (*)	1,240.90	11,726.13	6.30%
Combustoleo (*)	1,480.30	7,003.89	3.76%
Jet A1	28.3	446.35	0.24%
Total	166,311.30	186,183.31	100.00%

(1) Consumo declarado por los agentes generadores ante el ASIC.

(2) El consumo de carbón se calcula a partir de la curva de eficiencias declarada.

(\*) Con base en las circulares CREG de declaración de parámetros para el ENFICC y de la clasificación de Ecopetrol, se adopta los nombres de combustibles líquidos para las plantas térmicas así: DIESEL, ACPM o FUEL OIL No. 2 como ACPM, y FUEL OIL, FUEL OIL No. 6 o COMBUSTÓLEO como Combustoleo.

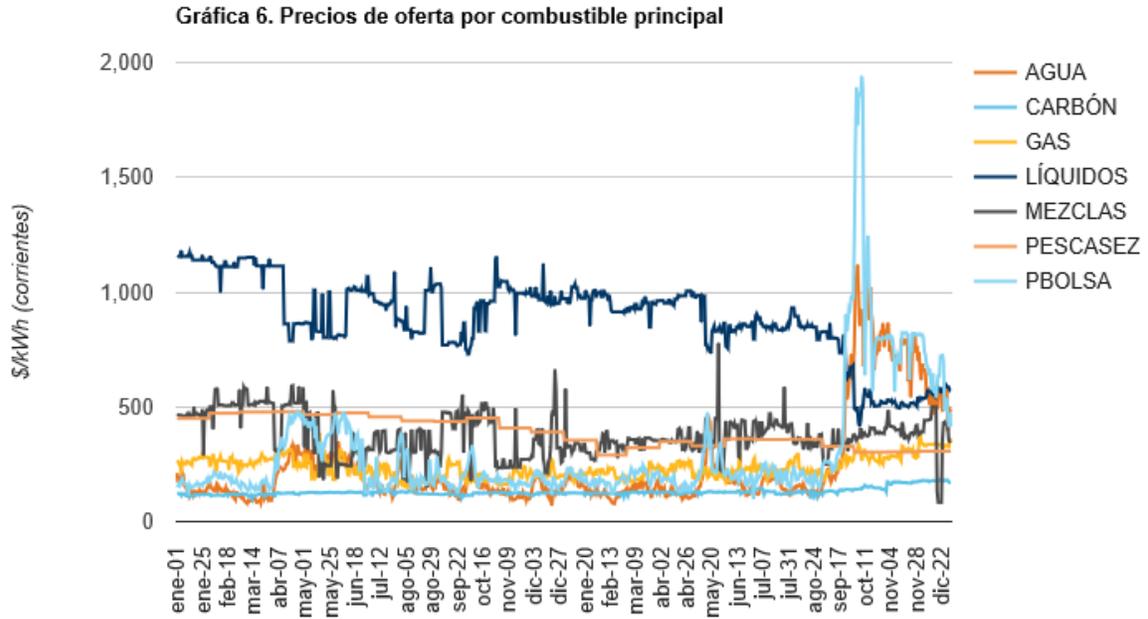
## Capacidad efectiva neta

La capacidad efectiva neta del SIN al finalizar el 2015 fue 16,420 MW. Al comparar la capacidad con la registrada en 2014 se observa un crecimiento en 931 MW, equivalentes al 6%. Este aumento obedece principalmente a la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas El Quimbo 396 MW, Carlos Lleras 78 MW, Cucuana 58 MW, San Miguel 44 MW, Bajo Tulua 19.9 MW y PROVIDENCIA 4.9 MW y las centrales térmicas Gecelca 3 164 MW y Tasajero 2 160 MW y a la actualización en térmicas de los combustibles principales que respaldan las obligaciones de energía firme para la vigencia diciembre 1 de 2015 a noviembre 30 de 2016 para el cargo por confiabilidad.

**Tabla 3. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2014 y 2015**

Recursos	2014 MW	2015 MW	Participación %	Variación (%) 2014 - 2015
Hidráulicos	10,315	10,892	66.60%	5.59%
Térmicos	4,402	4,743	28.42%	7.19%
Gas	1,757	1,548		-13.50%
Carbón	1003	1339		25.09%
Fuel - Oil	--	--		--
Combustóleo	297	299		0.67%
ACPM	1023	1247		17.96%
Jet1	46	46		0.00%
Gas-Jet A1	276	264		-4.55%
Menores	694.65	698.42	4.48%	0.54%
Hidráulicos	584.88	608.55		3.89%
Térmicos	91.35	71.45		-27.85%
Eólica	18.42	18.42		0.00%
Cogeneradores	77.3	86.6	0.50%	10.74%
Total SIN	15,489	16,420	100.00%	5.67%

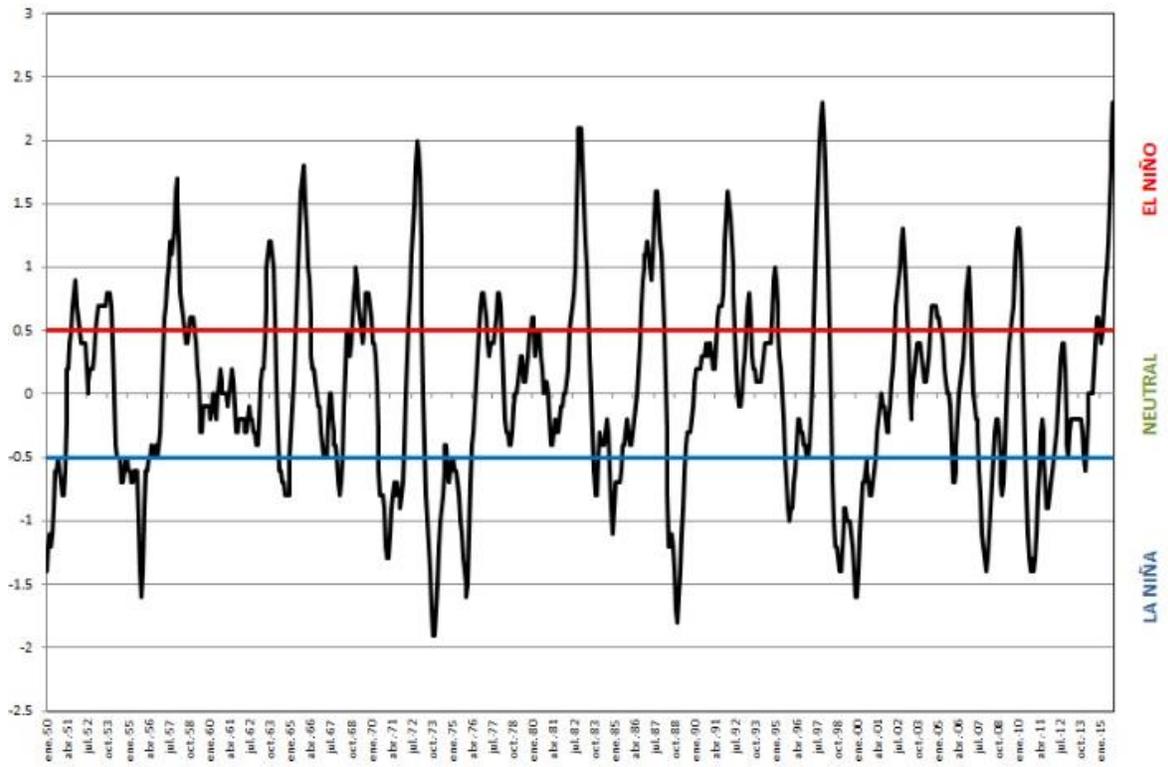
## Precios de oferta



## Anexos Oferta y generación Índice Oceánico de El Niño (ONI)

El Índice Oceánico de El Niño (ONI en inglés), cuyo comportamiento se puede observar en la figura 1, es de hecho el estándar que la NOAA utiliza para identificar eventos cálidos (El Niño) y fríos (La Niña) en el océano Pacífico tropical. Se calcula como la media móvil de tres meses de las anomalías de la temperatura superficial del mar para la región El Niño 3.4 (es decir, la franja comprendida entre 5°N-5°S y 120°-170°W).

Figura 1. Comportamiento del índice ONI desde 1950.



En la siguiente tabla 4 se pueden ver los valores del ONI, calculados por la NOAA

**Tabla 4. Índice Oceánico de El Niño (ONI).**

Año	DEF	EFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDE
1950	-1.4	-1.2	-1.1	-1.2	-1.1	-0.9	-0.6	-0.6	-0.5	-0.6	-0.7	-0.8
1951	-0.8	-0.6	-0.2	0.2	0.2	0.4	0.5	0.7	0.8	0.9	0.7	0.6
1952	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.2	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3
1953	0.5	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.7
1954	0.7	0.4	0.0	-0.4	-0.5	-0.5	-0.5	-0.7	-0.7	-0.6	-0.5	-0.5
1955	-0.6	-0.6	-0.7	-0.7	-0.7	-0.6	-0.6	-0.6	-1.0	-1.4	-1.6	-1.4
1956	-0.9	-0.6	-0.6	-0.5	-0.5	-0.4	-0.5	-0.5	-0.4	-0.4	-0.5	-0.4
1957	-0.3	0.0	0.3	0.6	0.7	0.9	1.0	1.2	1.1	1.2	1.3	1.6
1958	1.7	1.5	1.2	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6
1959	0.6	0.5	0.4	0.2	0.1	-0.2	-0.3	-0.3	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
1960	-0.1	-0.2	-0.1	0.0	-0.1	-0.2	0.0	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0
1961	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.1	0.2	0.1	-0.1	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2
1962	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.2	-0.1	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4
1963	-0.4	-0.2	0.1	0.2	0.2	0.4	0.7	1.0	1.1	1.2	1.2	1.1
1964	1.0	0.6	0.1	-0.3	-0.6	-0.6	-0.7	-0.7	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8
1965	-0.5	-0.3	-0.1	0.1	0.4	0.7	1.0	1.3	1.6	1.7	1.8	1.5
1966	1.3	1.0	0.9	0.6	0.3	0.2	0.2	0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.3
1967	-0.4	-0.5	-0.5	-0.5	-0.2	0.0	0.0	-0.2	-0.3	-0.4	-0.4	-0.5
1968	-0.7	-0.8	-0.7	-0.5	-0.1	0.2	0.5	0.4	0.3	0.4	0.6	0.8
1969	0.9	1.0	0.9	0.7	0.6	0.5	0.4	0.5	0.8	0.8	0.8	0.7
1970	0.6	0.4	0.4	0.3	0.1	-0.3	-0.6	-0.8	-0.8	-0.8	-0.9	-1.2
1971	-1.3	-1.3	-1.1	-0.9	-0.8	-0.7	-0.8	-0.7	-0.8	-0.8	-0.9	-0.8



filial de isa

1972	-0.7	-0.4	0.0	0.3	0.6	0.8	1.1	1.3	1.5	1.8	2.0	1.9
1973	1.7	1.2	0.6	0.0	-0.4	-0.8	-1.0	-1.2	-1.4	-1.7	-1.9	-1.9
1974	-1.7	-1.5	-1.2	-1.0	-0.9	-0.8	-0.6	-0.4	-0.4	-0.6	-0.7	-0.6
1975	-0.5	-0.5	-0.6	-0.6	-0.7	-0.8	-1.0	-1.1	-1.3	-1.4	-1.5	-1.6
1976	-1.5	-1.1	-0.7	-0.4	-0.3	-0.1	0.1	0.3	0.5	0.7	0.8	0.8
1977	0.7	0.6	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.8	0.8
1978	0.7	0.4	0.1	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.1	0.0
1979	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.1	0.1	0.2	0.3	0.5	0.5	0.6
1980	0.6	0.5	0.3	0.4	0.5	0.5	0.3	0.2	0.0	0.1	0.1	0.0
1981	-0.2	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.1	-0.1	0.0
1982	0.0	0.1	0.2	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.5	1.9	2.1	2.1
1983	2.1	1.8	1.5	1.2	1.0	0.7	0.3	0.0	-0.3	-0.6	-0.8	-0.8
1984	-0.5	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.3	-0.6	-0.9	-1.1
1985	-0.9	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.6	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.3
1986	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.1	0.0	0.2	0.4	0.7	0.9	1.0	1.1
1987	1.1	1.2	1.1	1.0	0.9	1.1	1.4	1.6	1.6	1.4	1.2	1.1
1988	0.8	0.5	0.1	-0.3	-0.8	-1.2	-1.2	-1.1	-1.2	-1.4	-1.7	-1.8
1989	-1.6	-1.4	-1.1	-0.9	-0.6	-0.4	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.1
1990	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0.4	0.4
1991	0.4	0.3	0.2	0.2	0.4	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	1.2	1.4
1992	1.6	1.5	1.4	1.2	1.0	0.8	0.5	0.2	0.0	-0.1	-0.1	0.0
1993	0.2	0.3	0.5	0.7	0.8	0.6	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
1994	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6	0.9	1.0
1995	0.9	0.7	0.5	0.3	0.2	0.0	-0.2	-0.5	-0.7	-0.9	-1.0	-0.9
1996	-0.9	-0.7	-0.6	-0.4	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.5



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
1999	-1.4	-1.2	-1.0	-0.9	-0.9	-1.0	-1.0	-1.0	-1.1	-1.2	-1.4	-1.6
2000	-1.6	-1.4	-1.1	-0.9	-0.7	-0.7	-0.6	-0.5	-0.6	-0.7	-0.8	-0.8
2001	-0.7	-0.6	-0.5	-0.3	-0.2	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.2	-0.3	-0.3
2002	-0.2	-0.1	0.1	0.2	0.4	0.7	0.8	0.9	1.0	1.2	1.3	1.1
2003	0.9	0.6	0.4	0.0	-0.2	-0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4
2004	0.3	0.2	0.1	0.1	0.2	0.3	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
2005	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.4	-0.7
2006	-0.7	-0.6	-0.4	-0.2	0.0	0.1	0.2	0.3	0.5	0.8	0.9	1.0
2007	0.7	0.3	0.0	-0.1	-0.2	-0.2	-0.3	-0.6	-0.8	-1.1	-1.2	-1.3
2008	-1.4	-1.3	-1.1	-0.9	-0.7	-0.5	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3	-0.5	-0.7
2009	-0.8	-0.7	-0.4	-0.1	0.2	0.4	0.5	0.6	0.7	1.0	1.2	1.3
2010	1.3	1.1	0.8	0.5	0.0	-0.4	-0.8	-1.1	-1.3	-1.4	-1.3	-1.4
2011	-1.3	-1.1	-0.8	-0.6	-0.3	-0.2	-0.3	-0.5	-0.7	-0.9	-0.9	-0.8
2012	-0.7	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3	-0.1	0.1	0.3	0.4	0.4	0.2	-0.2
2013	-0.4	-0.5	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3
2014	-0.5	-0.6	-0.4	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.6	0.6
2015	0.5	0.4	0.5	0.7	0.9	1.0	1.2	1.5	1.8	2.0	2.3	

Para efectos históricos, la identificación de episodios cálidos El Niño (anomalías positivas) o fríos La Niña (anomalías negativas), ocurre cuando el valor del ONI supera el umbral de  $+0.5^{\circ}\text{C}$  para El Niño o es inferior a  $-0.5^{\circ}\text{C}$  para La Niña, durante al menos cinco períodos consecutivos.

Como puede verse en la anterior tabla, el anterior episodio El Niño se había presentado en 2009-10. El Niño actual también fue precedido por dos eventos fríos: en 2010-11 y 2011-12.

Finalmente, los valores del ONI para El Niño 2016 muestran que este evento está entre los tres más fuertes de los registrados desde 1950.

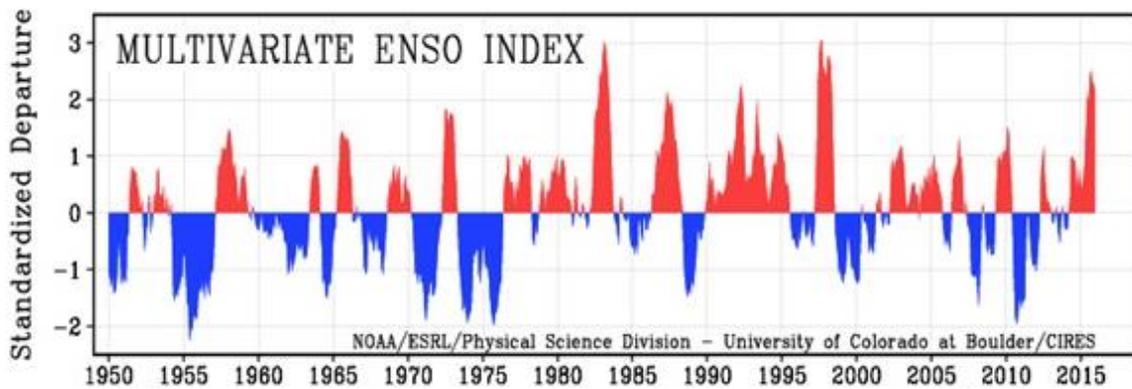


## Índice multivariado ENSO

El Niño Oscilación del Sur (ENOS) es el fenómeno natural más importante que refleja el acoplamiento entre el océano y la atmósfera, ya que es capaz de modular la variabilidad climática a escala interanual.

El Índice Multivariado del ENSO monitorea las seis variables más importantes del Pacífico tropical. Estas variables son: presión atmosférica a nivel del mar, componentes zonal y meridional del viento en superficie, la temperatura superficial del mar, la temperatura del aire a nivel del mar y la nubosidad.

La figura 2 presenta la evolución del índice multivariado del ENSO, desde 1950. Los episodios cálidos aparecen en rojo y los fríos en azul.

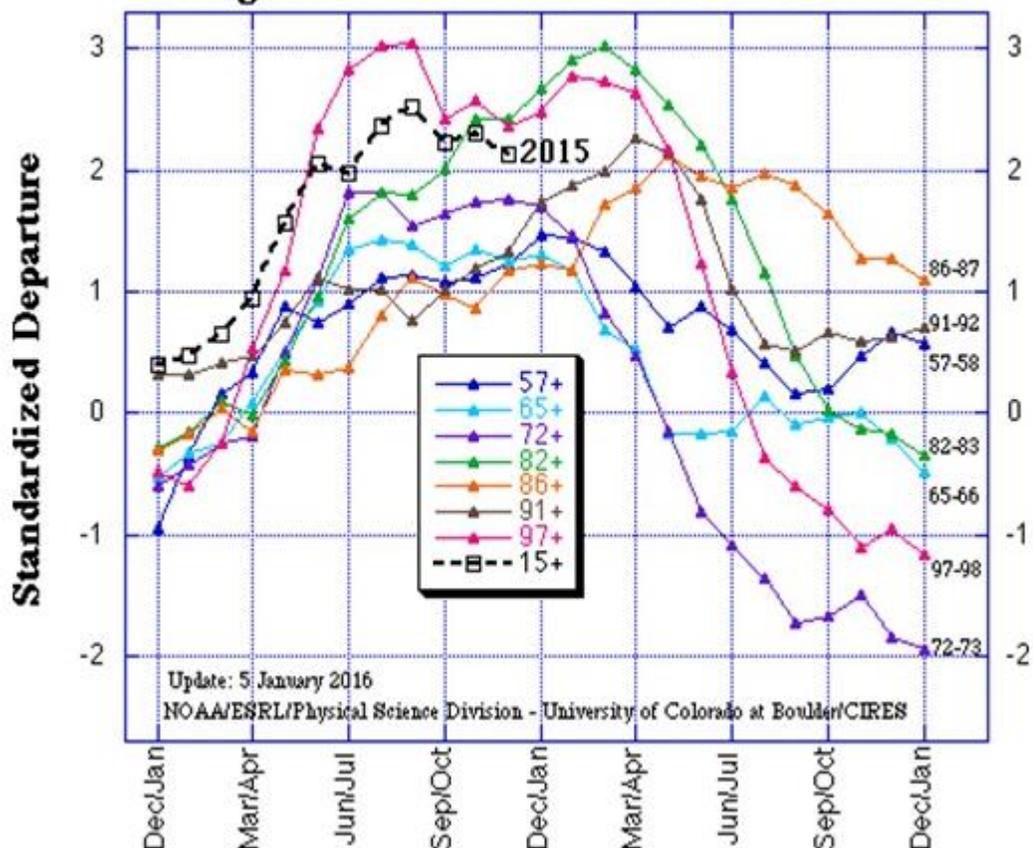


La siguiente figura presenta la comparación entre los siete eventos El Niño más fuertes, junto con el actual. Como puede verse, el actual episodio 2015-16 está entre los tres eventos más fuertes de los registros históricos.

Figura 3. Índice Multivariado del ENSO para los siete eventos el Niño más fuertes desde 1950, versus El Niño 2015-16



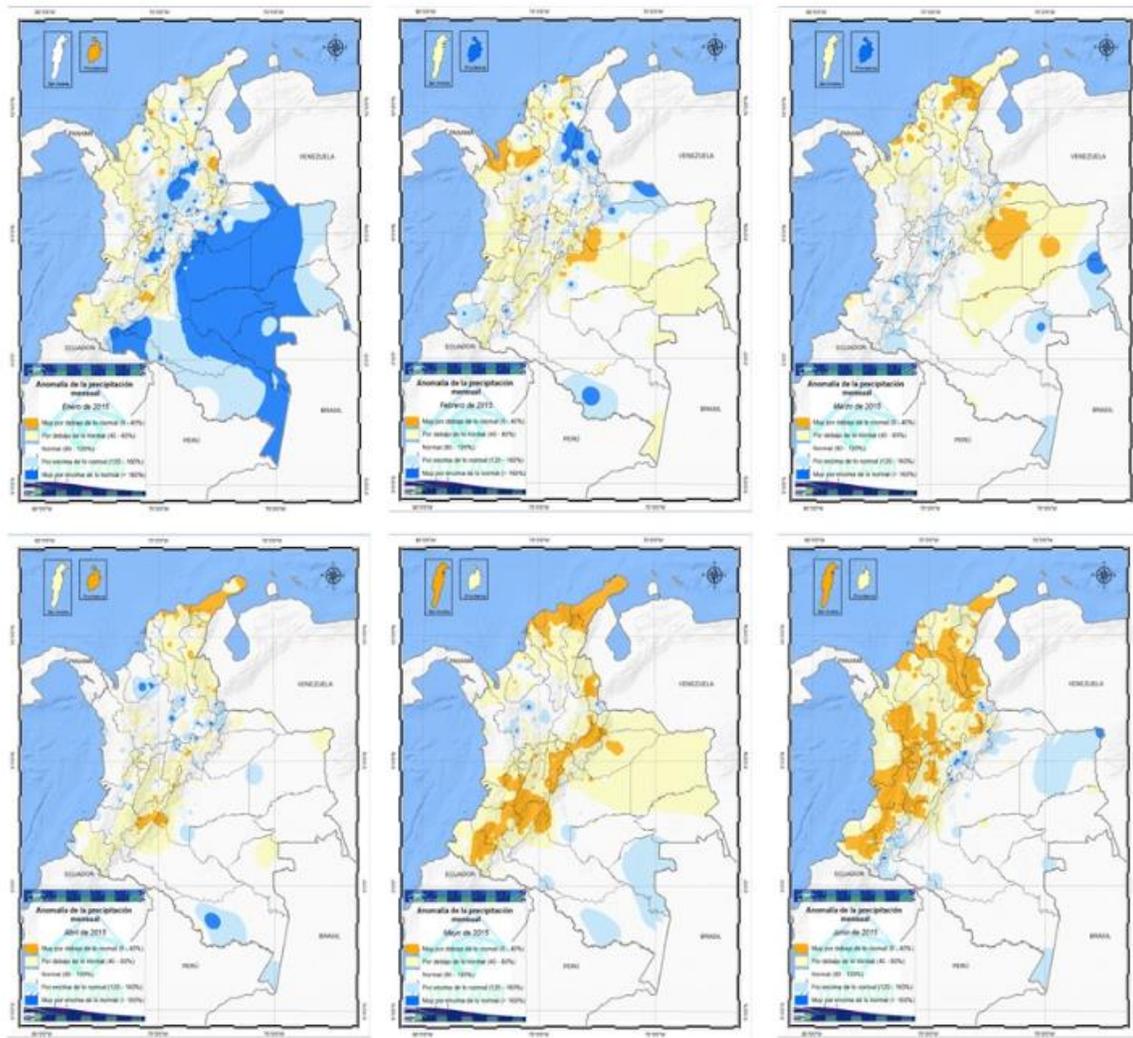
### Multivariate ENSO Index (MEI) for the seven strongest El Niño events since 1950 vs. 2015

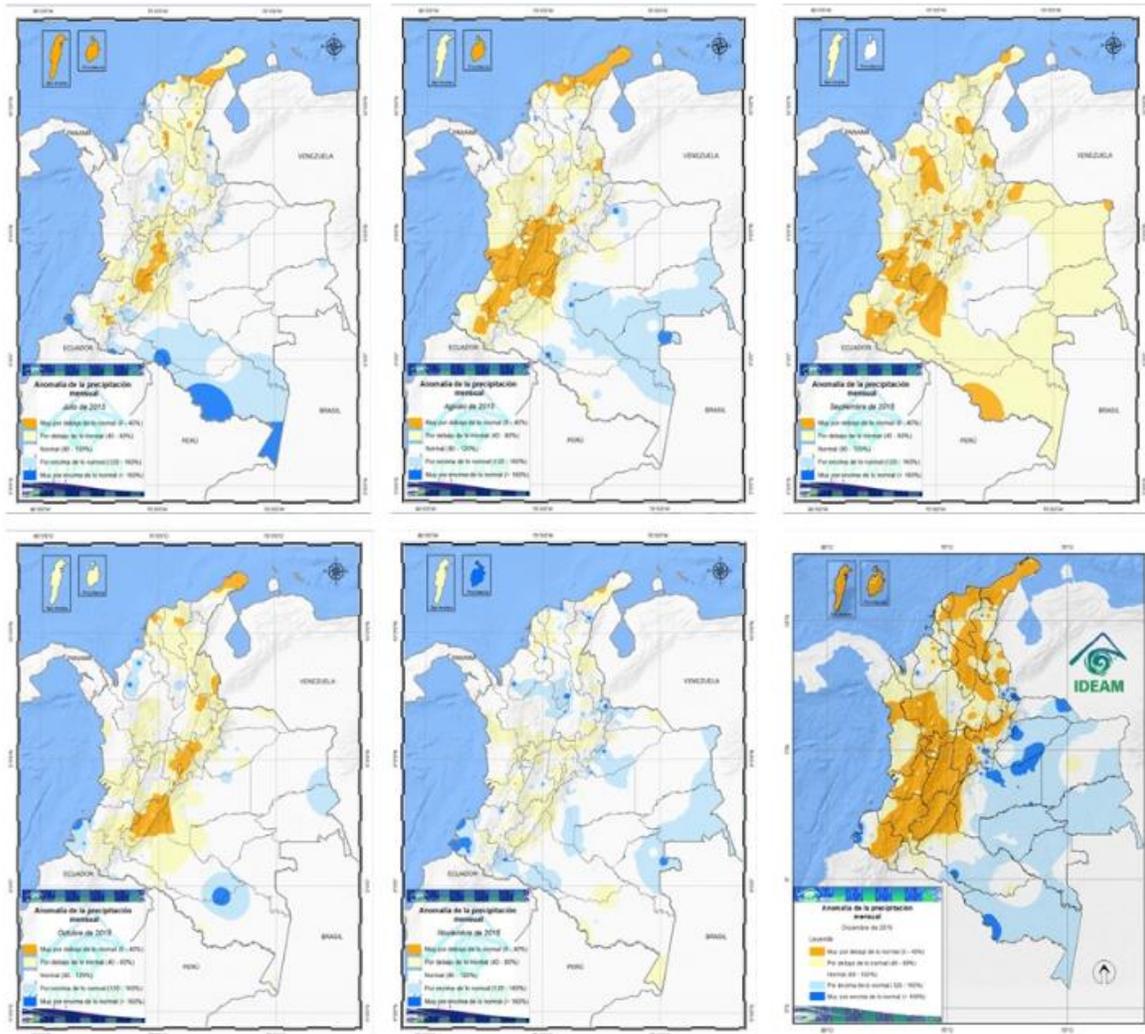


### Anomalías precipitación en Colombia

La figura 5 muestra el comportamiento de las precipitaciones sobre el territorio nacional durante 2015, según el IDEAM. Para una fácil interpretación, estas precipitaciones se expresan como anomalías y su escala de categorías se presenta en la parte inferior izquierda de cada una de ellas.

Figura 5. Anomalías mensuales de la precipitación sobre Colombia año 2015 - (Fuente: IDEAM)

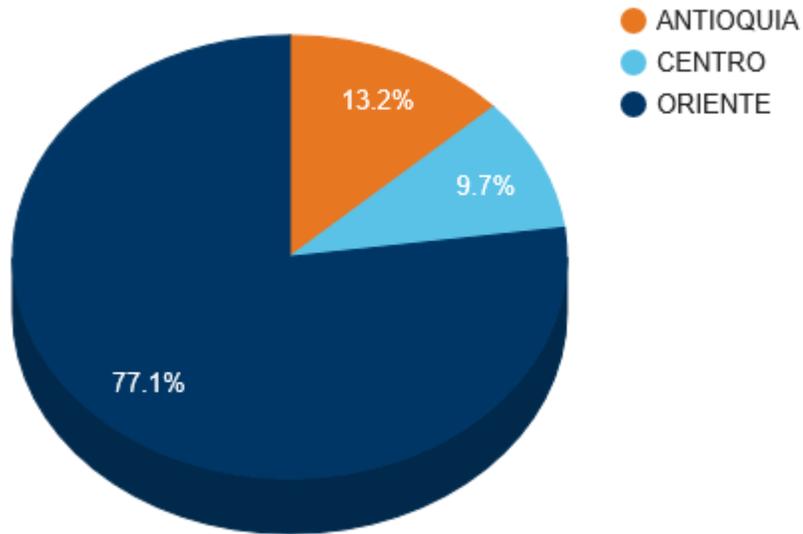




En el contexto del calentamiento que se viene desarrollando en 2015 a lo largo de la cuenca del Pacífico tropical, como puede verse en los mapas del IDEAM, el impacto climático se ha sentido en todas las regiones geográficas de Colombia, en algún momento del año. Así, el déficit de precipitaciones se hizo particularmente severo en la regione Andina durante los meses de junio a agosto y en la mayor parte del año sobre la costa Caribe.

## Vertimientos por región

Gráfica 7. Vertimientos por región 2015



Región	Vertimientos GWh	Porcentaje
Antioquia	116.3	13.2
Caribe		
Centro	86.0	9.7
Oriente	681.3	77.1
Valle		
Total	883.5	

Durante 2015 los vertimientos totales del SIN fueron de 883.5 GWh, ligeramente superiores a los registrados en 2014 (776.0 GWh). Al igual que durante 2014, la gran mayoría de estos vertimientos (77.1%) se registraron en la región Oriente, seguida muy de lejos por Antioquia con el 13.2% y Centro con el 9.7% del total. En las demás regiones (Caribe y Valle) no hubo vertimientos.

## Generación por agente

Tabla 5. Generación por agente 2015

Agente Generador	Generación GWh	Participación %
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	13,994.480	21.03%
EMGESA S.A. E.S.P.	13,748.781	20.66%
ISAGEN S.A. E.S.P.	12,820.792	19.27%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	6,971.657	10.48%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	4,109.998	6.18%
ZONA FRANCA CELSIA S.A E.S.P.	2,917.232	4.38%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	2,838.605	4.27%
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	2,552.347	3.84%
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	1,228.346	1.85%
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	1,081.700	1.63%
CELSIA S.A E.S.P.	677.016	1.02%
TERMOVALLE S.A.S. E.S.P.	584.828	0.88%
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	495.924	0.75%
CENTRAL TERMoeLECTRICA EL MORRO 2 S.A.S. E.S.P.	485.882	0.73%
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	409.442	0.62%
LA CASCADA S.A.S. E.S.P	275.659	0.41%
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P (REESTRUCTURADA)	268.234	0.40%
VATIA S.A. E.S.P.	182.485	0.27%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	160.861	0.24%
PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	144.849	0.22%
HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S A S E S P	88.969	0.13%
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	80.252	0.12%

COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	52.253	0.08%
TERMOVALLE S.C.A. E.S.P.	51.183	0.08%
ENERGIA DEL RIO PIEDRAS S.A. E.S.P.	43.213	0.06%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	35.929	0.05%
TERMOCANDELARIA S.C.A. - E.S.P. (INTERVENIDA)	31.688	0.05%
CEMEX ENERGY S.A.S E.S.P.	30.487	0.05%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	24.556	0.04%
SURENERGY S.A.S. E.S.P.	20.139	0.03%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	19.247	0.03%
HZ ENERGY S.A.S. E.S.P.	15.205	0.02%
RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	14.576	0.02%
IAC ENERGY S.A.S. E.S.P.	13.902	0.02%
ENERGIA RENOVABLE DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	12.936	0.02%
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	12.065	0.02%
ENERCO S.A. E.S.P.	11.173	0.02%
TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	10.990	0.02%
EMPRESA MULTIPROPOSITO DE CALARCA S.A. E.S.P.	9.717	0.01%
GENERAMOS ENERGIA S.A. E.S.P.	4.633	0.01%
GENELEC S.A. E.S.P.	4.612	0.01%
DICELER S.A. E.S.P.	3.023	0.00%
GENERPUTUMAYO S.A.S. E.S.P.	2.940	0.00%
ENERVIA S.A. E.S.P.	2.657	0.00%
GENERADORA COLOMBIANA DE ELECTRICIDAD S.C.A. E.S.P.	1.833	0.00%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	1.178	0.00%
Total general	66,548.474	100%

## Generación por recurso

Tabla 6. Generación por recurso 2015

Recurso	Generación GWh	Participación %
GUAVIO	6,602.700	9.92%
SAN CARLOS	5,558.966	8.35%
TEBSAB	5,089.067	7.65%
CHIVOR	4,109.998	6.18%
PAGUA	3,476.096	5.22%
SOGAMOSO	3,176.918	4.77%
PORCE III	2,966.694	4.46%
GUATRON	2,528.142	3.80%
FLORES 4B	2,424.764	3.64%
GUATAPE	2,248.003	3.38%
TERMOCENTRO CC	1,942.473	2.92%
BETANIA	1,549.557	2.33%
PAIPA 4	1,339.132	2.01%
PLAYAS	1,328.583	2.00%
PORCE II	1,291.303	1.94%
ALBAN	1,245.796	1.87%
TERMOSIERRAB	1,211.578	1.82%
TASAJERO 1	1,183.518	1.78%
LA TASAJERA	1,138.807	1.71%
URRA	1,081.700	1.63%
MIEL I	1,003.381	1.51%
GUAJIRA 2	950.669	1.43%
JAGUAS	657.402	0.99%
TERMOVALLE 1	636.011	0.96%



■ filial de isa

SALVAJINA	612.042	0.92%
PAIPA 2	557.676	0.84%
TERMOEMCALI 1	495.924	0.75%
FLORES 1	492.467	0.74%
PAIPA 3	481.073	0.72%
MERILECTRICA 1	458.584	0.69%
AMOYA LA ESPERANZA	409.039	0.61%
ZIPAEMG 5	377.017	0.57%
GECELCA 3	358.668	0.54%
ZIPAEMG 4	355.555	0.53%
DARIO VALENCIA SAMPER	277.912	0.42%
GUAJIRA 1	272.502	0.41%
ZIPAEMG 3	269.571	0.41%
CALIMA	246.388	0.37%
TERMOYOPAL 2	242.310	0.36%
SAN FRANCISCO	215.430	0.32%
ESMERALDA	175.479	0.26%
PAIPA 1	174.465	0.26%
EL MORRO 1	173.375	0.26%
TERMOYOPAL 1	167.132	0.25%
EL QUIMBO	159.002	0.24%
EL MORRO 2	157.934	0.24%
CIMARRON	154.574	0.23%
BARRANQUILLA 3	150.748	0.23%
BARRANQUILLA 4	150.004	0.23%
ZIPAEMG 2	147.700	0.22%



■ filial de isa

PROENCA 1	144.849	0.22%
PROELECTRICA 2	138.446	0.21%
MAYAGUEZ 1	138.300	0.21%
CARTAGENA 2	134.513	0.20%
EL POPAL	133.086	0.20%
PRADO	132.213	0.20%
MONTAÑITAS	129.847	0.20%
PROELECTRICA 1	129.788	0.20%
RIO MAYO	122.283	0.18%
INGENIO PROVIDENCIA 2	112.882	0.17%
NIQUIA	110.844	0.17%
CARTAGENA 3	107.755	0.16%
LA HERRADURA	106.049	0.16%
AYURA	93.733	0.14%
SONSON	92.169	0.14%
CARTAGENA 1	89.983	0.14%
FLORIDA	89.554	0.13%
CARLOS LLERAS	88.969	0.13%
RIO PIEDRAS	88.586	0.13%
INSULA	84.072	0.13%
INCAUCA 1	73.450	0.11%
CALDERAS	72.612	0.11%
TERMODORADA 1	69.135	0.10%
JEPIRACHI 1 - 15	68.377	0.10%
TERMOCANDELARIA 2	66.239	0.10%
GUANAQUITAS	58.635	0.09%
CUCUANA	56.734	0.09%



■ filial de isa

ALTO TULUA	53.757	0.08%
BAJO TULUA	53.622	0.08%
PALMAS SAN GIL	53.360	0.08%
LA VUELTA	52.002	0.08%
TEQUENDAMA	50.621	0.08%
SALTO II	48.637	0.07%
TERMOCANDELARIA 1	45.701	0.07%
CARUQUIA	45.168	0.07%
TASAJERO 2	44.828	0.07%
AGUA FRESCA	43.213	0.06%
CEMENTOS DEL NARE	37.926	0.06%
AMAIME	37.429	0.06%
RIO FRIO II	34.514	0.05%
LAGUNETA	33.897	0.05%
SUEVA 2	30.487	0.05%
PRADO IV	28.063	0.04%
RIO BOBO	24.061	0.04%
NIMA	22.886	0.03%
PURIFICACION	20.139	0.03%
VENTANA A	19.267	0.03%
RIOGRANDE I	19.179	0.03%
BELMONTE	19.176	0.03%
CASCADA	19.141	0.03%
EL LIMONAR	18.912	0.03%
SANTA ANA	17.292	0.03%
INGENIO RIOPAILA 1	17.198	0.03%
MIROLINDO	17.065	0.03%



filial de isa

COCONUCO	15.615	0.02%
LA CASCADA (ANTIOQUIA)	14.874	0.02%
MANANTIALES	14.789	0.02%
PAJARITO	13.976	0.02%
LA NAVETA	13.902	0.02%
IQUIRA I	13.872	0.02%
BARROSO	13.318	0.02%
EL BOSQUE	12.936	0.02%
RIONEGRO	12.065	0.02%
RUMOR	11.899	0.02%
CHARQUITO	11.857	0.02%
SAJANDI	11.365	0.02%
SUBA	11.144	0.02%
TERMOPIEDRAS	10.990	0.02%
PROVIDENCIA	10.648	0.02%
SAN MIGUEL	10.577	0.02%
COGENERADOR COLTEJER 1	10.549	0.02%
INGENIO RISARALDA 1	10.388	0.02%
SANTIAGO	10.179	0.02%
RIO CALI	9.267	0.01%
USAQUEN	9.061	0.01%
CARACOLI	9.043	0.01%
RIOFRIO (TAMESIS)	8.572	0.01%
RIO SAPUYES	8.490	0.01%
CENTRAL CASTILLA 1	8.422	0.01%
RIO PALO	6.739	0.01%



■ filial de isa

SAN CANCIO	6.512	0.01%
MUNICIPAL	6.375	0.01%
NUEVO LIBARE	6.365	0.01%
IQUIRA II	6.249	0.01%
JULIO BRAVO	6.027	0.01%
RIO FRIO I	5.840	0.01%
URRAO	5.765	0.01%
OVEJAS	5.690	0.01%
CAMPESTRE (CALARCA)	5.633	0.01%
LA CASCADA ( ABEJORRAL)	4.614	0.01%
PATICO - LA CABRERA	4.612	0.01%
INTERMEDIA	4.606	0.01%
LA REBUSCA	4.557	0.01%
LA PITA	4.435	0.01%
PASTALES	4.336	0.01%
MONDOMO	3.728	0.01%
INGENIO PICHICHI 1	3.632	0.01%
ASNAZU	3.615	0.01%
INGENIO SAN CARLOS 1	3.564	0.01%
RIO GRANDE	3.441	0.01%
PUENTE GUILLERMO	3.310	0.00%
CURRUCUCUES	3.023	0.00%
SAN FRANCISCO (Putumayo)	2.940	0.00%
VENTANA B	2.876	0.00%
INZA	2.798	0.00%
RIO RECIO	2.710	0.00%



■ filial de isa

SILVIA	2.565	0.00%
UNION	2.270	0.00%
NUTIBARA	2.238	0.00%
CAMPESTRE (EPM)	1.859	0.00%
SAN JOSE	1.833	0.00%
BAYONA	1.815	0.00%
PAPELES NACIONALES	1.786	0.00%
GUACAICA	1.572	0.00%
REMEDIOS	1.525	0.00%
BELLO	1.495	0.00%
SANTA RITA	1.462	0.00%
CENTRAL TUMACO 1	1.035	0.00%
SAN JOSE DE LA MONTAÑA	0.448	0.00%
AMERICA	0.177	0.00%
INGENIO LA CARMELITA	0.133	0.00%
Total general	66,548.474	100%

## Disponibilidad promedio

Tabla 7. Disponibilidad promedio (MW) 2014-2015					
Despachadas centralmente	Disponibilidad promedio real		Capacidad efectiva promedio 2015	% Respecto a capacidad efectiva promedio 2015	
	2014	2015			
Hidráulica	8,145.5	8,330.6	10,398.3	80.1%	
Térmica	3,891.7	3,804.1	4,473.3	85.0%	
<b>Total</b>	<b>12,037.2</b>	<b>12,134.73</b>	<b>14,871.68</b>	<b>81.6%</b>	
<b>No Despachadas Centralmente ( * )</b>					
Menor	375.9	334.2	699.1	47.8%	
Cogenerador	53.9	60.1	81.3	73.9%	
<b>Total</b>	<b>429.7</b>	<b>394.2</b>	<b>780.4</b>	<b>50.5%</b>	
<b>Disponibilidad promedio total</b>	<b>12,466.9</b>	<b>12,529.0</b>	<b>15,652.1</b>	<b>80.0%</b>	

(\*) Calculada a partir de la generación real

## ENFICC plantas despachadas centralmente

**Tabla 8. ENFICC verificada para plantas despachadas centralmente. Diciembre 2014 - noviembre 2015 y diciembre 2015 - noviembre 2016.**

Agente	Planta	Tipo Planta	2014-2015 ENFICC (kWh-día)	2015-2016 ENFICC (kWh-día)
EPSA	ALBAN	Hidráulica	2,143,200	2,143,200
ISAGEN	AMOYA - LA ESPERANZA	Hidráulica	587,031	587,031
EMGESA	BETANIA	Hidráulica	5,045,768	5,045,768
EPSA	CALIMA	Hidráulica	263,800	263,800
HIDRALPOR.	CARLOS LLERAS RESTREPO	Hidráulica	-	547,945
EMGESA	CARTAGENA 1	Térmica	971,721	1,125,067
EMGESA	CARTAGENA 2	Térmica	1,052,505	1,231,296
EMGESA	CARTAGENA 3	Térmica	1,154,728	1,310,115
AES CHIVOR	CHIVOR	Hidráulica	8,014,422	8,014,422
EPSA	CUCUANA	Hidráulica	136,986	136,986
CHEC	ESMERALDA	Hidráulica	433,364	433,364
GECELCA	GECELCA3	Térmica	3,060,000	3,060,000
GECELCA	GECELCA32	Térmica	-	5,400,000
EPM	GUATAPE	Hidráulica	5,478,044	5,478,044
EPM	GUATRON	Hidráulica	6,239,381	7,097,895
EMGESA	GUAVIO	Hidráulica	12,472,925	12,472,925
ISAGEN	JAGUAS	Hidráulica	1,525,480	1,525,480
EPM	LATASAJERA	Hidráulica	3,625,923	3,625,923
CELSIA	MERILECTRICA 1	Térmica	3,846,412	3,846,412
ISAGEN	MIEL I	Hidráulica	2,548,982	2,548,982
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 1	Térmica	619,811	524,794



■ filial de isa

GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 2	Térmica	1,134,882	1,134,882
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 3	Térmica	1,584,677	1,584,677
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 4	Térmica	3,532,007	3,532,007
EMGESA	PARAISO-GUACA	Hidráulica	10,684,932	10,655,738
EPM	PLAYAS	Hidráulica	3,280,800	3,280,800
EPM	PORCE 2	Hidráulica	4,006,881	3,641,679
EPM	PORCE 3	Hidráulica	9,189,843	9,189,843
EPSA	PRADO	Hidráulica	184,127	184,127
PROELECTRICA	PROELECTRICA	Térmica	1,941,017	1,941,017
EMGESA	QUIMBO	Hidráulica	4,794,521	4,794,521
EPSA	SALVAJINA	Hidráulica	1,846,233	1,846,233
LA CASCADA	SAN MIGUEL	Hidráulica	-	336,096
ISAGEN	SANCARLOS	Hidráulica	13,321,651	13,321,651
CHEC	SANFRANCISCO	Hidráulica	553,872	553,872
ISAGEN	SOGAMOSO	Hidráulica	10,385,562	10,385,562
TERMOTASAJERO	TASAJERO I	Térmica	3,696,226	3,696,226
TERMOTASAJERO	TASAJERO II	Térmica	-	3,647,996
GECELCA	TEBSA	Térmica	17,501,198	17,501,198
GECELCA	TERMOBARRANQUILLA 3	Térmica	1,111,736	1,111,736
GECELCA	TERMOBARRANQUILLA 4	Térmica	1,138,538	1,138,538
TERMOCANDELARIA	TERMOCANDELARIA 1	Térmica	3,631,666	3,631,666
TERMOCANDELARIA	TERMOCANDELARIA 2	Térmica	3,410,942	3,410,942
ISAGEN	TERMOCENTRO	Térmica	6,375,437	6,375,437
CHEC	TERMODORADA1	Térmica	1,069,340	890,487
TERMOEMCALI I	TERMOEMCALI 1	Térmica	4,802,441	4,802,441

COLINVERSIONES ZF	TERMOFLORES 1	Térmica	3,523,350	3,523,350
COLINVERSIONES ZF	TERMOFLORES 4	Térmica	10,260,000	10,260,000
GECELCA	TERMOGUAJIRA 1	Térmica	2,818,800	2,818,800
GECELCA	TERMOGUAJIRA 2	Térmica	2,736,380	2,736,380
EPM	TERMO SIERRA	Térmica	7,901,127	6,905,160
EPSA	TERMOVALLE1	Térmica	4,534,965	3,743,117
TERMOYOPAL	TERMOYOPAL	Térmica	641,088	641,088
EMGESA	TERMOZIPA 2	Térmica	327,753	669,695
EMGESA	TERMOZIPA 3	Térmica	1,233,686	1,233,686
EMGESA	TERMOZIPA 4	Térmica	1,349,252	1,349,252
EMGESA	TERMOZIPA 5	Térmica	1,341,462	1,341,462
URRA	URRA	Hidráulica	1,961,129	1,961,129
TOTAL HIDRÁULICA			108,724,857	110,073,016
TOTAL TÉRMICA			98,303,147	106,118,924

Nota 1: La ENFICC que se presenta es la verificada para efectos de la asignación de las Obligaciones de Energía Firme (OEF).

Nota 2: En la tabla no se incluyen los valores de la ENFICC verificada de las plantas TERMOCOL (4,596,475 kWh-día), MIEL 2 (505,205 kWh-día), AMBEIMA (205,479 kWh-día), PORVENIR II (3,958,904 kWh-día) y PORCE IV (5,269,745 kWh-día), dado que perdieron su OEF.

## Obligaciones de energía firme (OEF)

**Tabla 8. Asignación de obligaciones de energía firme. Diciembre 2014 - noviembre 2015 y diciembre 2015 - noviembre 2016**

Planta	OEF Anual 2014-2015 (kWh-año)	OEF Anual 2015-2016 (kWh-año)	Tipo de planta
ALBAN	736,397,729.37	784,411,200.00	Hidráulica
AMOYA - LA ESPERANZA	214,266,315.00	214,853,346.00	Hidráulica
BETANIA	1,733,712,251.82	1,846,751,088.00	Hidráulica
CALIMA	90,640,967.25	96,550,800.00	Hidráulica
CARLOS LLERAS RESTREPO	-	200,547,870.00	Hidráulica
CARTAGENA 1	333,880,710.14	411,774,522.00	Térmica
CARTAGENA 2	361,637,874.28	450,654,336.00	Térmica
CARTAGENA 3	396,761,420.88	479,502,090.00	Térmica
CHIVOR	2,916,160,570.32	2,933,278,452.00	Hidráulica
CUCUANA	49,499,840.00	50,136,876.00	Hidráulica
EL QUIMBO	-	852,328,722.00	Hidráulica
ESMERALDA	148,902,699.51	158,611,224.00	Hidráulica
GECELCA 3	-	1,119,960,000.00	Térmica
GECELCA 32	-	1,976,400,000.00	Térmica
GUATAPE	1,988,262,955.47	2,004,964,104.00	Hidráulica
GUATRON	2,264,591,175.64	2,597,829,570.00	Hidráulica
GUAVIO	4,285,663,329.86	4,565,090,550.00	Hidráulica
JAGUAS	556,635,806.36	558,325,680.00	Hidráulica
LATASAJERA	1,316,033,310.05	1,327,087,818.00	Hidráulica
MERILECTRICA 1	1,321,616,770.72	1,407,786,792.00	Térmica
MIEL I	930,320,030.00	808,428,852.00	Hidráulica
PAIPA 1	212,965,384.96	192,074,604.00	Térmica



■ filial de isa

PAIPA 2	389,942,388.90	415,366,812.00	Térmica
PAIPA 3	544,490,735.62	579,991,782.00	Térmica
PAIPA 4	1,213,588,062.20	1,292,714,562.00	Térmica
PARAISO GUACA	3,671,313,596.52	3,900,000,108.00	Hidráulica
PLAYAS	1,190,770,482.73	1,200,772,800.00	Hidráulica
PORCE 2	1,454,302,494.55	1,332,854,514.00	Hidráulica
PORCE 3	3,354,292,695.00	3,363,482,538.00	Hidráulica
PRADO	63,265,539.71	67,390,482.00	Hidráulica
PROELECTRICA 1	666,928,196.84	672,100,074.00	Térmica
SALVAJINA	634,360,670.53	675,721,278.00	Hidráulica
SAN MIGUEL	-	123,011,136.00	Hidráulica
SAN CARLOS	4,861,983,290.31	4,875,724,266.00	Hidráulica
SANFRANCISCO	190,308,922.71	202,717,152.00	Hidráulica
SOGAMOSO	400,042,920.00	840,590,004.00	Hidráulica
T SIERRA1	2,714,805,889.43	2,527,288,560.00	Térmica
TASAJERO 1	1,270,013,266.90	1,352,818,716.00	Térmica
TASAJERO 2	-	1,335,166,902.00	Térmica
TEBSA TOTAL	6,387,854,346.95	6,405,438,468.00	Térmica
TERMOBQLLA 3	394,744,410.84	406,895,376.00	Térmica
TERMOBQLLA 4	403,953,505.63	416,704,908.00	Térmica
TERMOCANDELARIA 1	1,247,830,625.33	1,329,189,756.00	Térmica
TERMOCANDELARIA 2	1,171,990,455.30	1,248,404,772.00	Térmica
TERMOCENTRO -1	2,223,797,927.64	2,333,409,942.00	Térmica
TERMODORADA1	367,422,334.79	325,918,242.00	Térmica
TERMOEMCALI 1	1,650,105,752.06	1,757,693,406.00	Térmica
TERMOFLORES	1,210,613,540.39	1,289,546,100.00	Térmica
TERMOFLORES 4	3.744.900.000.00	3.755.160.000.00	Térmica



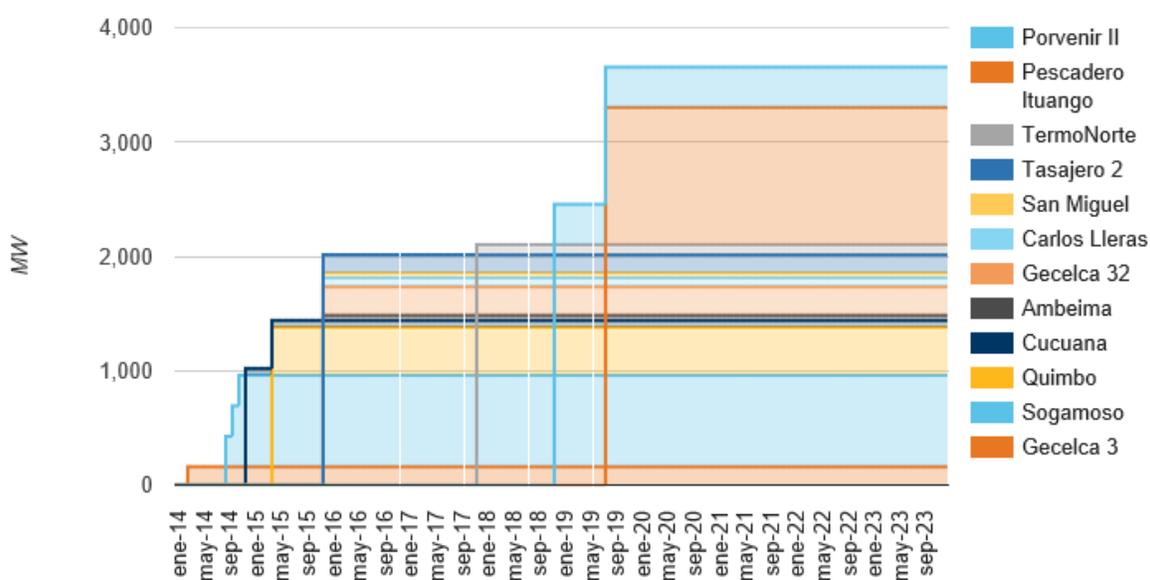
TERMOGUAJIRA 1	968,532,063.99	1,031,680,800.00	Térmica
TERMOGUAJIRA 2	940,212,774.67	1,001,515,080.00	Térmica
TERMOVALLE1	1,558,201,721.14	1,369,980,822.00	Térmica
TERMOYOPAL	220,276,104.67	234,638,208.00	Térmica
URRA	715,811,800.70	717,773,214.00	Hidráulica
ZIPA BOGOTA 2	112,615,045.26	245,108,370.00	Térmica
ZIPA BOGOTA 3	423,891,176.35	451,529,076.00	Térmica
ZIPA ISA 4	463,599,341.71	493,826,232.00	Térmica
ZIPA ISA 5	460,922,718.75	490,975,092.00	Térmica
<b>Total</b>	<b>67,145,633,939.75</b>	<b>75,100,448,046.00</b>	

Las obligaciones de energía firme que se muestran en la tabla anterior incluyen las cesiones de OEF realizadas para los períodos presentados, de acuerdo con las Resoluciones CREG 148 de 2010 y CREG 114 de 2014.

### **Expansión de generación a largo plazo**

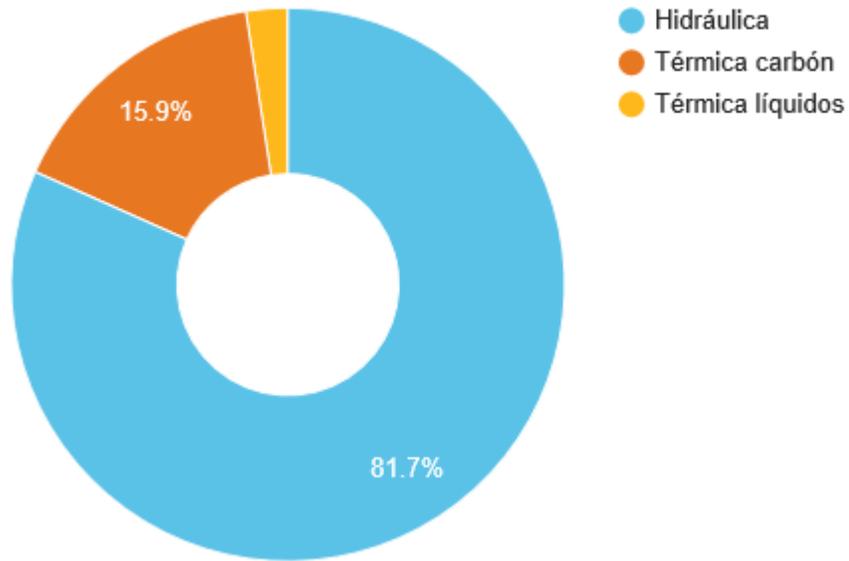
La expansión de generación mediante el cargo por confiabilidad permite el desarrollo de nuevos proyectos en el país de tal forma que en el futuro sea posible garantizar la confiabilidad energética del SIN. La gráfica 8 presenta los proyectos de expansión de generación en el período de tiempo 2014 a 2020. Adicionalmente la gráfica 9, muestra la expansión de generación por tipo de tecnología.

Gráfica 8 – Expansión de generación en el largo plazo (2014 – 2020)



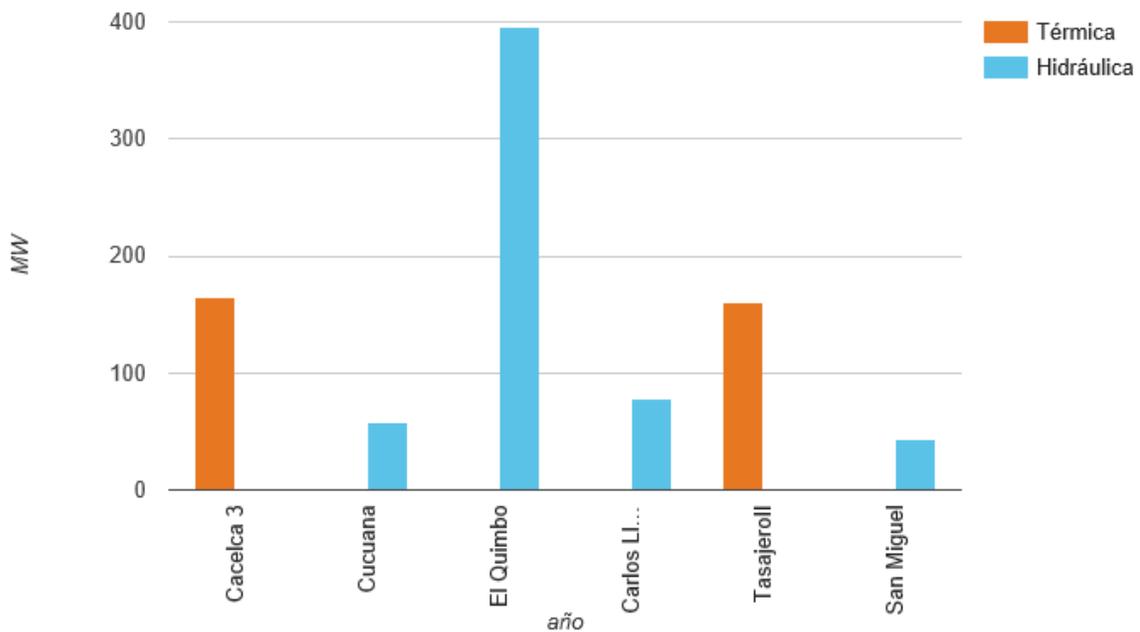
Proyecto	Capacidad MW
Gecelca 3	164
Sogamoso	800
Quimbo	420
Cucuana	60
Ambeima	45
Gecelca 32	250
Carlos Lleras Restrepo	78
San Miguel	42
Tasajero II	160
Termonorte	88
Pescadero Ituango	1,200
Porvenir II	352
<b>Total</b>	<b>3,659</b>

Gráfica 9 – Tecnologías en plan de expansión de generación del SIN (MW)



Durante el año 2015 entraron en operación 900 MW correspondientes a proyectos de generación con Obligaciones de Energía Firme. En la gráfica 10 se observan los proyectos de expansión de generación que entraron en operación durante el 2015.

Gráfica 10 – Expansión de generación que entraron en operación durante el 2015.





### **Expansión de transmission**

Durante el 2015 entraron en operación 4 proyectos del Sistema de Transmisión Nacional y 17 de proyectos del Sistema de Transmisión Regional, 7 de ellos corresponden a proyectos de conexión al STN. Para cada uno de los proyectos se coordinaron las actividades relacionadas con la conexión y puesta en servicio de proyectos al Sistema Interconectado Nacional. En la tabla 1 se observan los proyectos que entraron en operación durante el año 2015.

**Tabla 1. Proyectos de transmisión que entraron en operación en el año 2015**

Item	Tipo Proyecto	Proyecto
1	STN	Mejora interconectividad Reforma 230 kV
2		Transformador Copey 450 MVA 500/220 kV
3		Compensación estática Termocol
4		Statcom Bacatá
5	Conexión al STN	Transformador provisional Cuestecitas 60MVA
6		Bahía de transformación El Bosque 2 230 kV
7		Bahía de transformación la Reforma 230 kV
8		Transformador Bacatá 450 MVA 500/115 kV
9		Transformador Sabanalarga 90 MVA 220/110/13.8 kV
10		Bahía de transformador Purnio 150 MVA 230 kV
11		Transformador Purnio 150 MVA 230/115 kV
12	STR	Condensador Ocoa
13		Condensador Suria
14		Condensador Puerto Gaitán
15		Línea Riogrande - Yarumal II
16		Subestación Gualanday 115/34.5 kV
17		Subestación Hobo (Normalización)
18		Subestación Alférez 115 kV Secciona línea Melendez
19		Línea Juanchito - Candelaria 2



20		Normalización de la "T" en Natagaima
21		Línea La Dorada - Purnio 115 kV

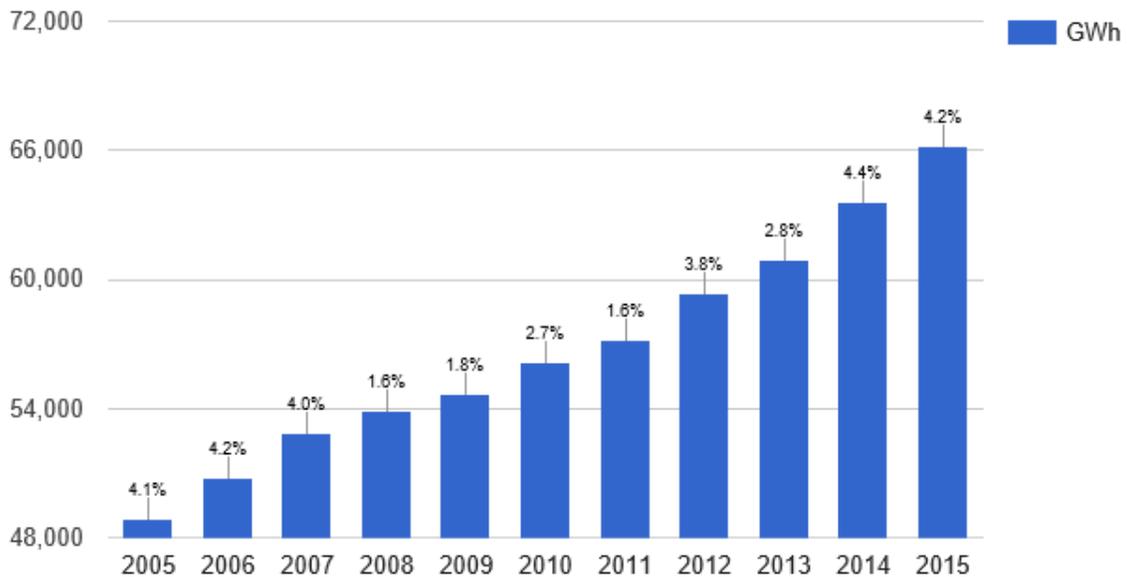
## Demanda de electricidad

### Demanda de energía nacional

La demanda de energía en Colombia en el año 2015 se vio impactada por las altas temperaturas presentadas en el tercer y cuarto trimestre ocasionada por el fenómeno de El Niño, aspecto que se observa en el comportamiento dado en el tercer y cuarto trimestre en las regiones cálidas del país, el cual se refleja en el crecimiento obtenido en el año del consumo de energía eléctrica del mercado regulado que alcanzó un 5.5%, en tanto el mercado no regulado solo creció el 1.7%.

En Colombia en el año 2015 la demanda de energía eléctrica creció el 4.2%, con un consumo de 66,174 GWh (ver gráfica 1). Por tipos de días, los días comerciales fue el que presentó el mayor crecimiento con un 4.2%, los domingos con un 4.1% y los sábados 3.8%

**Gráfica 1 - Comportamiento de la demanda de energía anual en Colombia - GWh**



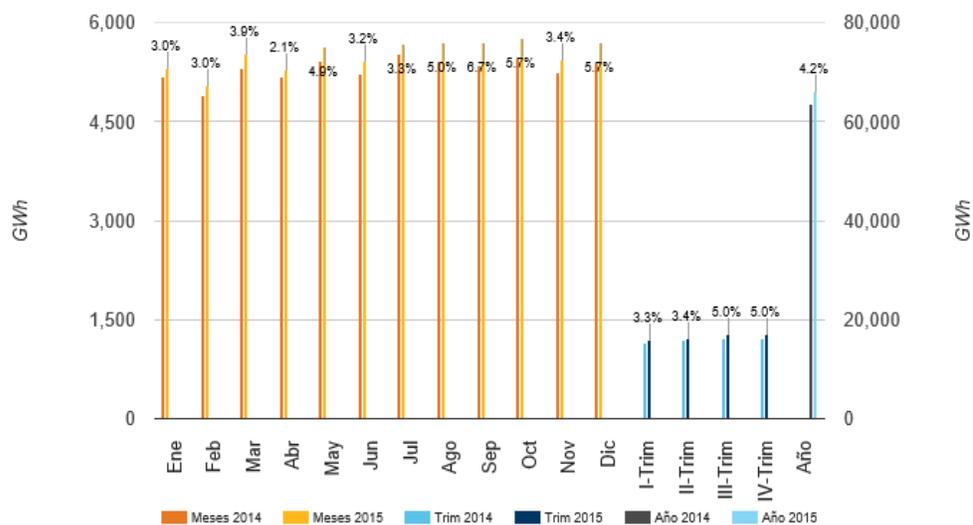
## Ver Tabla

v

Año	GWh	Porcentaje
2005	48829	4.1%
2006	50815	4.2%
2007	52853	4.0%
2008	53870	1.6%
2009	54679	1.8%
2010	56148	2.7%
2011	57155	1.6%
2012	59370	3.8%
2013	60890	2.8%
2014	63571	4.4%
2015	66174	4.2%

En la gráfica 2 se muestra el comportamiento de la demanda de energía del SIN a nivel mensual, trimestral y anual, donde se destaca que el mes con mayor consumo de energía fue octubre con 5,763 GWh y el de mayor crecimiento fue septiembre con 6.7%, a nivel trimestral, el tercer trimestre fue donde se presentó la mayor demanda con 17,062 GWh con un crecimiento del 5.0%.

Gráfica 2 - Comportamiento de la demanda de energía a nivel mensual, trimestral y anual - GWh





**Ver Tabla** v

	Meses 2014	Meses 2015	Trim 2014	Trim 2015	Año 2014	Año 2015		Crecimiento
Ene	5167	5310						3.0%
Feb	4902	5048						3.0%
Mar	5317	5533						3.9%
Abr	5169	5278						2.1%
May	5411	5623						4.9%
Jun	5218	5413						3.2%
Jul	5514	5669						3.3%
Ago	5419	5691						5.0%
Sep	5346	5701						6.7%
Oct	5461	5763						5.7%
Nov	5251	5441						3.4%
Dic	5397	5703						5.7%
I-Trim			15386	15891				3.3%
II-Trim			15798	16314				3.4%
III-Trim			16278	17062				5.0%
IV-Trim			16109	16907				5.0%
Año					63571	66174		4.2%

El bajo crecimiento que durante 2015 tuvo la demanda de energía del mercado no regulado se debió principalmente al no repunte de la industria manufacturera en el país y a la contracción del consumo de energía para la actividad de explotación de minas y canteras, ocasionado esencialmente por la crisis petrolera a nivel mundial. Por otro lado aunque su participación es baja en la conformación del comportamiento de la demanda de energía del mercado no regulado, es bueno resaltar el alto crecimiento de la actividad Electricidad, gas de ciudad y agua que alcanzó un 22.7%, este aumento fue causado principalmente por el mayor consumo de energía para bombeo debido al fenómeno de El Niño (ver tabla 1).

**Tabla 1 - Demanda de energía por tipos de mercados y actividades económicas - GWh**

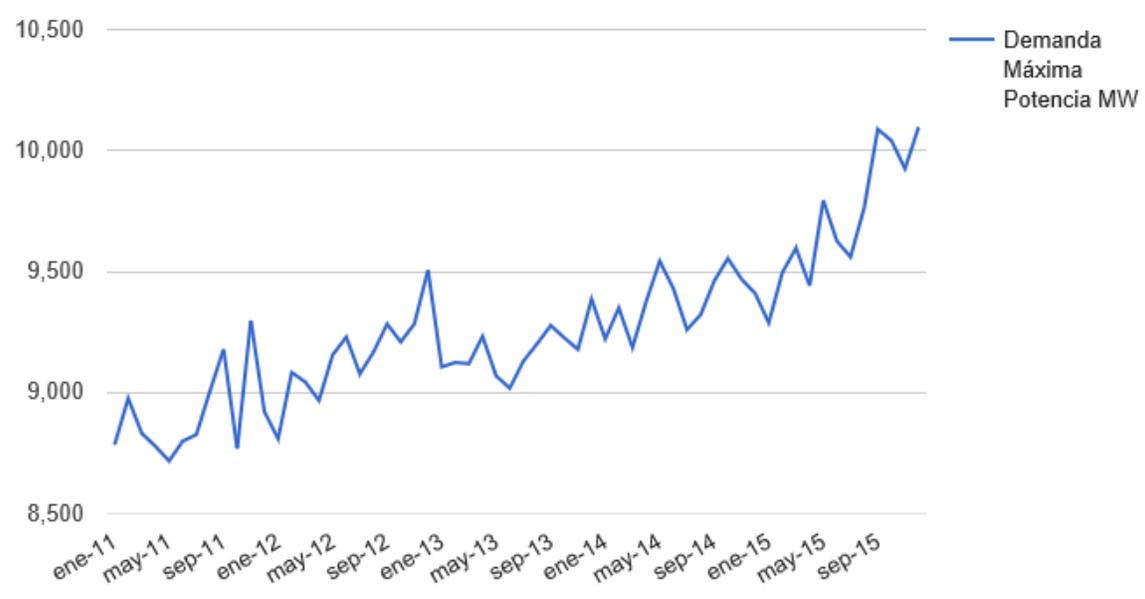
	<b>Demanda 2014 GWh</b>	<b>Demanda 2015 GWh</b>	<b>Crec.</b>	<b>Participación</b>
Regulado	42,323	44,630	5.5%	69%
No Regulado	20,864	21,187	1.7%	31%
Industrias manufactureras	9,493	9,491	0.2%	43.6%
Explotación de minas y canteras	4,382	4,637	5.8%	22.6%
Servicios sociales, comunales y personales	1,845	1,809	-1.9%	8.2%
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	1,465	1,431	-2.2%	7.0%
Electricidad, gas de ciudad y agua	387	475	22.7%	2.4%
Transporte, almacenamiento y comunicación	301	355	18.3%	1.8%
Agropecuario, silvicultura, caza y pesca	546	591	8.4%	2.8%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	1,119	1,125	0.7%	5.4%
Construcción	1,327	1,274	-3.9%	6.1%

## Demanda de potencia nacional

En 2015 la demanda máxima de potencia se presentó el día miércoles 2 de diciembre en el período 19, con un valor máximo de potencia de 10095 MW y un crecimiento del 7.3% con respecto a 2014 (ver gráfica 3).



Gráfica 3 - Demanda máxima de potencia MW - 2011 a 2015



## Ver Tabla

v

Mes-año	Demanda Máxima Potencia MW
ene-11	8,780
feb-11	8,973
mar-11	8,828
abr-11	8,775
may-11	8,714
jun-11	8,796
jul-11	8,823
ago-11	9,003
sep-11	9,176
oct-11	8,764
nov-11	9,295
dic-11	8,917
ene-12	8,806
feb-12	9,080
mar-12	9,040
abr-12	8,964
may-12	9,152
jun-12	9,226
jul-12	9,074
ago-12	9,164
sep-12	9,280
oct-12	9,206
nov-12	9,281



filial de isa

dic-12	9,504
ene-13	9,103
feb-13	9,121
mar-13	9,116
abr-13	9,229
may-13	9,065
jun-13	9,015
jul-13	9,127
ago-13	9,198
sep-13	9,274
oct-13	9,223
nov-13	9,175
dic-13	9,383
ene-14	9,218
feb-14	9,347
mar-14	9,183
abr-14	9,372
may-14	9,540
jun-14	9,427
jul-14	9,257
ago-14	9,318
sep-14	9,458
oct-14	9,551
nov-14	9,466
dic-14	9,407



ene-15	9285
feb-15	9493
mar-15	9594
abr-15	9438
may-15	9791
jun-15	9623
jul-15	9557
ago-15	9760
sep-15	10085
oct-15	10038
nov-15	9922
dic-15	10095

La demanda mínima de potencia en 2015 se presentó el 1 de enero en el período 7 con una demanda de potencia de 4508 MW, con un crecimiento del 5.7% con relación al 2014 que fue de 4264X MW.

## Demanda de energía por regions

A nivel regional con excepción de la región Centro y Sur, se observa que en el 2015 el resto de las regiones presentaron un aumento en el consumo de la demanda de energía, donde se destaca el crecimiento de la Costa Atlántica con del 6.5% y la región de Tolima, Huila y Caquetá (THC) con un 6.6% (ver tabla 2).

**Tabla 2 - Comportamiento de la demanda de energía en 2015 a nivel regional (\*)**

Región	2014	Crec	2015	Crec
Centro	16,088.6	2.8%	16,447.1	2.4%
Antioquia	9,046.1	3.0%	9,319.0	3.2%
Costa Atlántica	14,055.1	6.1%	14,958.0	6.5%
Valle	6,922.5	2.3%	7,170.2	3.7%
Oriente	6,577.1	3.8%	6,872.5	4.5%
CQR	2,543.4	4.0%	2,665.3	4.9%
THC	2,513.1	4.7%	2,678.1	6.6%
Sur	1,793.6	3.9%	1,859.7	3.7%
Chocó	213.0	7.2%	228.8	7.5%
Guaviare	48.5	3.9%	51.3	5.8%
** Cargas STN	3,045.9	-0.3%	3,494.5	14.4%

(\*) El seguimiento de la demanda por región se realiza a partir de la demanda comercial.

(\*\*) Corresponden a cargas conectadas directamente al STN y no tienen asociado un OR. No se incluyen las exportaciones a Ecuador.

### **Demanda Trimestral por Regiones**

En la tabla 3 se muestra el comportamiento de la demanda de energía a nivel trimestral por regiones, donde se puede observar un mayor crecimiento en todas las regiones de los trimestres III y IV con relación a los dos primeros trimestres del 2015, este mayor crecimiento se debe a la causa expuesta al principio del presente informe.

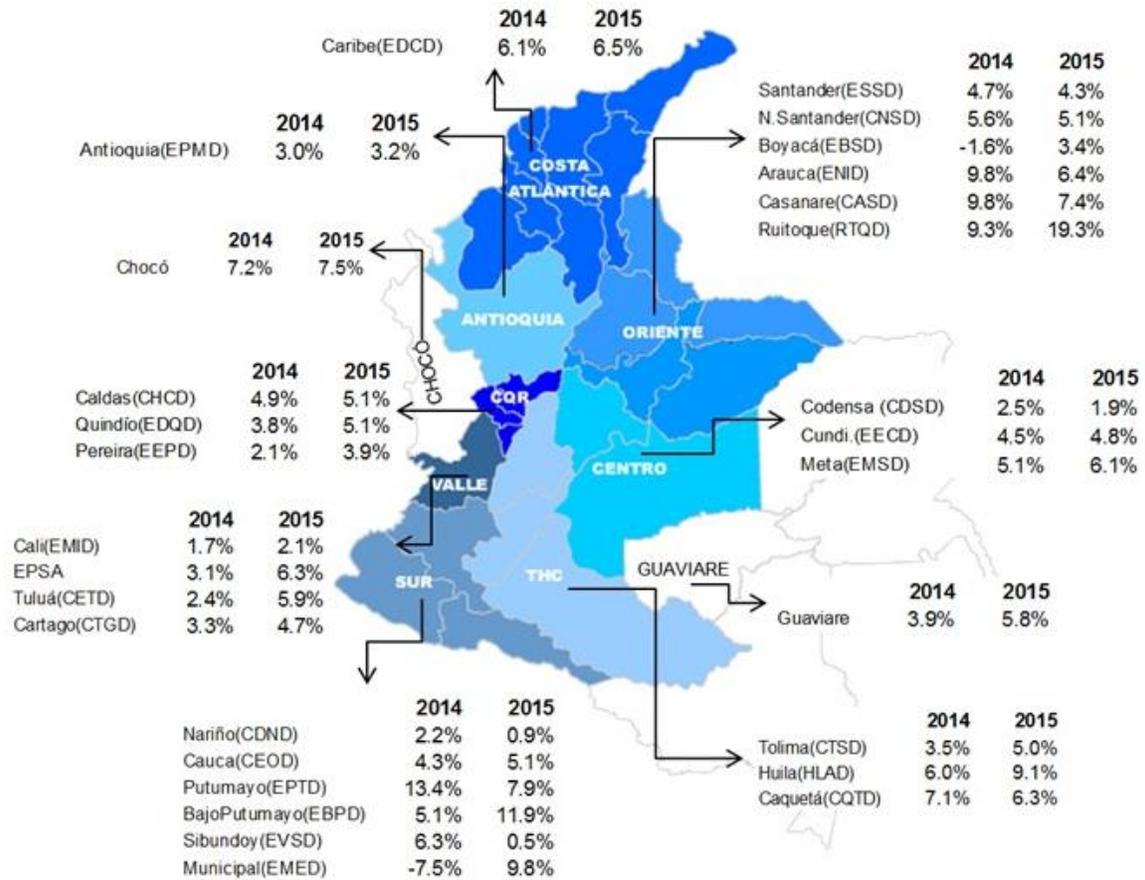
**Tabla 3 - Comportamiento de la demanda de energía trimestral en 2015 a nivel regional**

Región	Trimestre	2014	Crec	2015	Crec
Centro	I	3,960.5	4.0%	3,996.4	0.9%
	II	3,980.5	2.7%	4,051.2	2.0%
	III	4,068.6	2.4%	4,217.3	3.9%
	IV	4,079.0	2.3%	4,182.3	2.5%
Antioquia	I	2,206.8	2.9%	2,247.5	1.9%
	II	2,237.3	2.9%	2,290.8	2.6%
	III	2,325.5	3.8%	2,406.2	3.7%
	IV	2,276.6	2.1%	2,374.5	4.3%
Costa Atlántica	I	3,307.2	5.8%	3,425.0	3.6%
	II	3,541.8	5.8%	3,714.6	5.0%
	III	3,649.6	7.3%	3,929.1	7.8%
	IV	3,556.6	5.4%	3,889.2	9.4%
Valle	I	1,685.3	2.2%	1,739.7	3.2%
	II	1,722.6	2.5%	1,762.3	2.5%
	III	1,790.2	2.7%	1,868.5	4.6%
	IV	1,724.5	1.6%	1,799.7	4.3%
Oriente	I	1,606.0	3.6%	1,666.6	3.8%
	II	1,637.4	4.9%	1,685.5	3.1%
	III	1,678.9	4.8%	1,754.9	4.7%
	IV	1,654.9	1.9%	1,765.5	6.6%
CQR	I	616.0	4.1%	638.8	3.7%
	II	630.6	4.3%	660.3	4.9%
	III	650.3	4.8%	689.5	6.2%
	IV	646.5	2.6%	676.8	4.7%

CQR	I	616.0	4.1%	638.8	3.7%
	II	630.6	4.3%	660.3	4.9%
	III	650.3	4.8%	689.5	6.2%
	IV	646.5	2.6%	676.8	4.7%
THC	I	610.3	5.9%	633.5	3.8%
	II	620.4	5.0%	644.9	4.1%
	III	646.5	4.6%	706.2	9.4%
	IV	635.9	3.5%	693.5	9.1%
Sur	I	436.2	3.1%	453.2	3.9%
	II	446.7	3.0%	457.0	2.4%
	III	452.5	3.5%	474.7	5.1%
	IV	458.2	6.1%	474.9	3.7%
Chocó	I	51.4	4.3%	54.5	6.1%
	II	52.5	8.0%	55.6	6.2%
	III	54.4	9.2%	58.8	8.3%
	IV	54.8	7.2%	59.9	9.3%
Guaviare	I	12.8	8.0%	12.8	-0.6%
	II	11.6	2.5%	12.1	4.1%
	III	11.7	4.4%	12.8	9.8%
	IV	12.3	0.7%	13.6	10.4%

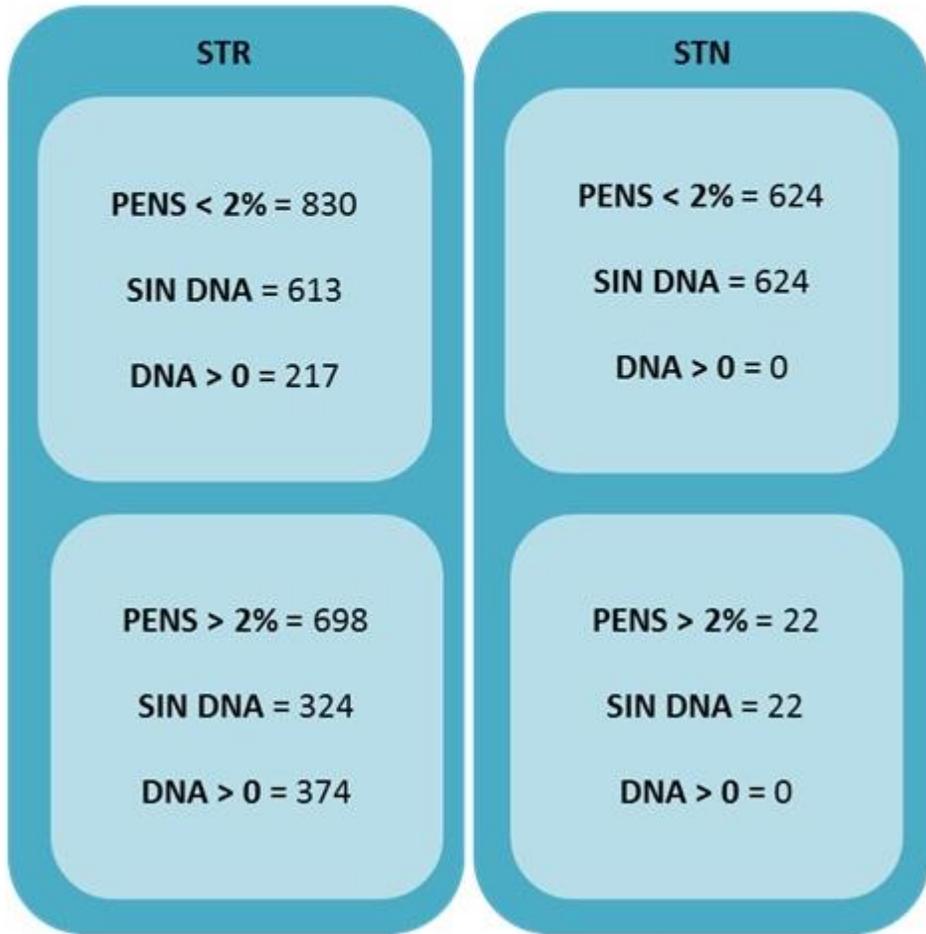
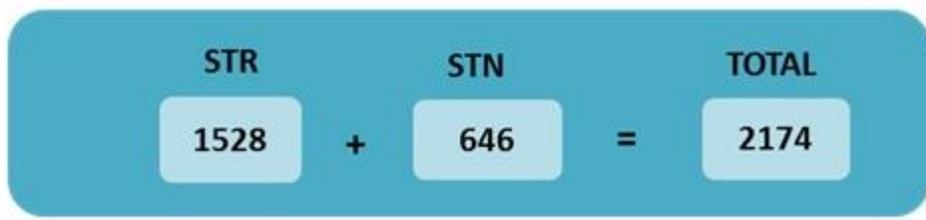
## Demanda de energía por operadores de red (OR)

Figura 1 - Comportamiento de la demanda de energía por operador de red – OR (\*)



## Cálculo de la ENS (Energía No Suministrada) y PENS (Porcentaje de Energía No Suministrada)

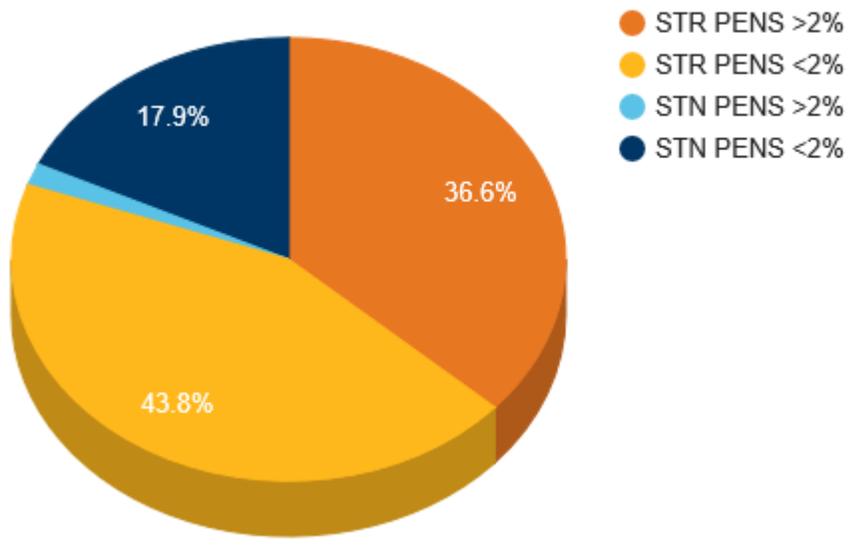
Atendiendo lo establecido en las Resoluciones CREG 093 y 094 de 2012, en el 2015 se le calculó la ENS (Energía No Suministrada) y el PENS (Porcentaje de Energía No Suministrada) a 2174 eventos de los cuales el 70% se presentaron en el STR (Sistema de Transmisión Regional) y el 30% en el STN (Sistema de Transmisión Nacional).



En los tres años de medición de la energía no suministrada – ENS, las estadísticas presentadas son:



**Gráfica 4 – Eventos presentados 2013 Total Eventos = 1700**

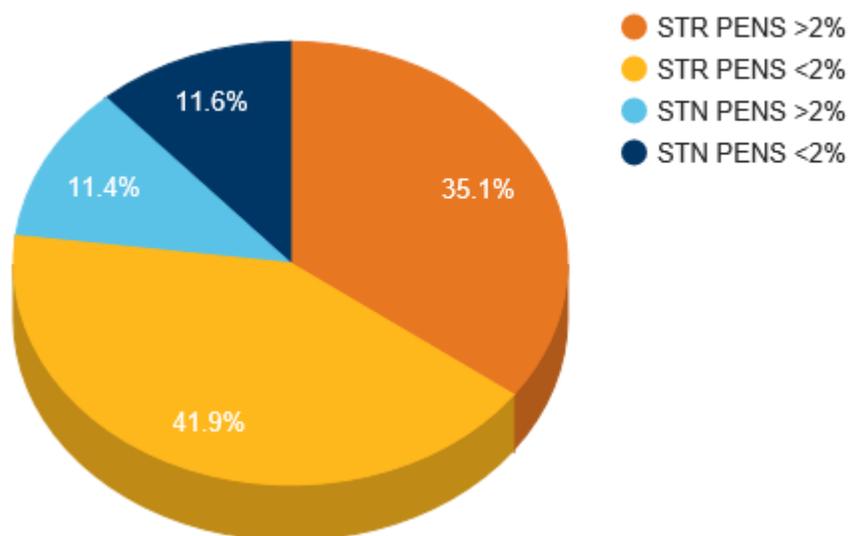


**Ver Tabla** v

Eventos presentados 2013	
STR PENS >2%	623
STR PENS <2%	745
STN PENS >2%	27
STN PENS <2%	305



Gráfica 5 – Eventos presentados 2014 Total Eventos = 2259



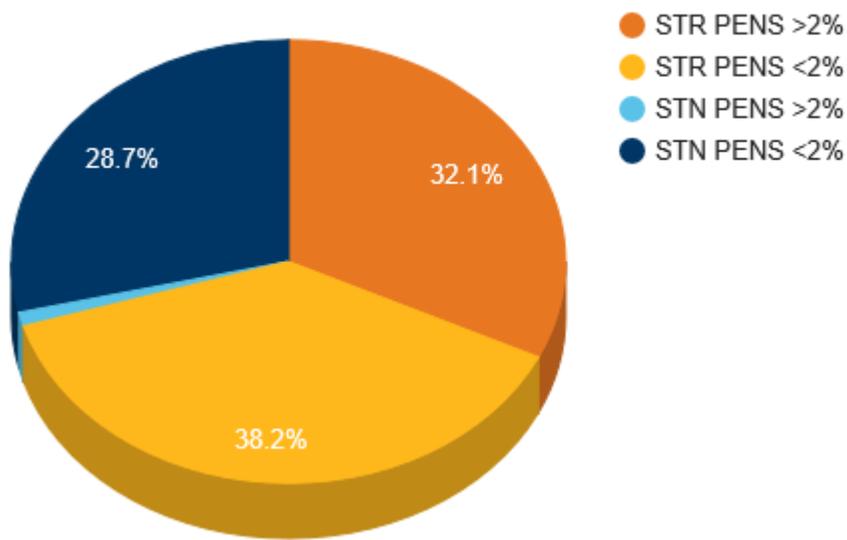
[Ver Tabla](#)

v

Eventos presentados 2014	
STR PENS >2%	793
STR PENS <2%	946
STN PENS >2%	258
STN PENS <2%	262



Gráfica 6 – Eventos presentados 2015 Total Eventos = 2174



Ver Tabla

v

Eventos presentados 2015	
STR PENS >2%	698
STR PENS <2%	830
STN PENS >2%	22
STN PENS <2%	624

## Anexos Demanda de electricidad

### Fronteras por departamento

**Tabla 3 - Fronteras por departamento mercado no regulado - alumbrado público y regulado**

Departamento	Mercado No Regulado + Alumbrado		Mercado Regulado*	
	No. Fronteras a final del año	Energía Fronteras (GWh)	No. Fronteras a final del año	Energía Fronteras (GWh)
VALLE	953	231.58	2905	23.72
ANTIOQUIA	886	229.94	797	15.49
DISTRITO CAPITAL	1037	223.93	1228	28.40
BOYACA	181	151.18	188	2.69
CUNDINAMARCA	384	144.93	349	6.22
CORDOBA	124	142.78	192	2.57
ATLANTICO	497	90.43	1106	15.14
BOLIVAR	291	84.19	219	5.22
SANTANDER	215	75.26	567	12.45
ARAUCA	10	47.92	2	0.00
META	121	37.02	129	1.28
CALDAS	112	34.15	85	0.92
TOLIMA	139	32.34	118	1.99
CAUCA	109	31.96	87	1.05
MAGDALENA	137	31.01	479	11.79
LA GUAJIRA	21	26.53	84	1.78
CESAR	78	21.12	133	2.81
NORTE DE SANTANDER	134	20.44	332	2.62
RISARALDA	109	18.34	102	1.36
HUILA	158	17.32	55	1.06
SUCRE	58	9.8	100	1.38



filial de isa

PUTUMAYO	5	5.22	0	-
CASANARE	38	4.83	22	0.53
QUINDIO	63	4.83	53	0.73
NARINO	42	4.23	300	2.85
CHOCO	2	0.66	0	-
CAQUETA	7	0.46	0	-
Total	5834	1,780.9	8980	127.3

(\*) La información del mercado regulado corresponde a las fronteras registradas ante el ASIC y no al total de la demanda regulada.

## Fronteras por empresa

**Tabla 4 - Fronteras por empresas mercado no regulado - alumbrado público y regulado**

Comercializador	Mercado No Regulado + Alumbrado		Mercado Regulado*	
	No. Fronteras a final del año	Energía Fronteras (GWh)	No. Fronteras a final del año	Energía Fronteras (GWh)
EEPPM	1387	389.28	1	1.66
ISAGEN	273	343.33	0	-
EMGESA S.A.	860	281.88	0	-
ELECTRICARIBE	1122	210.83	15	1.02
AES CHIVOR	8	77.20	0	-
EPSA(PACIFICO)	576	73.49	239	0.31
EMCALI EICE ESP	278	69.32	13	0.64
PROELECTRICA RESTRUC	2	66.95	0	-
VATIA S.A.	69	6.26	3575	60.54
GECELCA S.A. E.S.P	9	56.59	0	-
DICEL	160	19.21	2917	28.23
ENERTOTAL	48	10.04	1823	25.60
ENERCOSTA	15	31.51	0	-
CODENSA	2	19.94	0	-
E.M.S.A. E.S.P.	77	19.17	0	-
ENERTOLIMA	87	17.81	0	-
CEMEX ENERGY	7	13.67	0	-
ELECTROHUILA	141	11.63	0	-

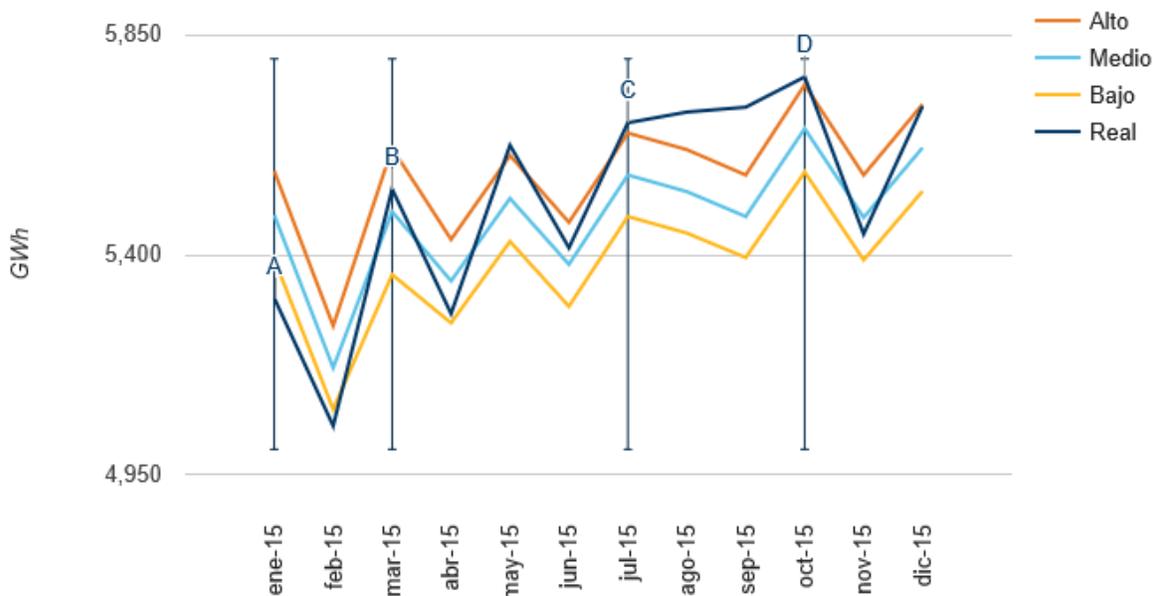
EEP(PEREIRA)	51	10.45	18	0.33
RUITOQUE S.A. E.S.P.	33	3.35	125	4.02
EBSA (BOYACA)	136	7.20	0	-
ENERGIA EFICIENTE	203	6.59	0	-
ITALENER	21	5.82	0	-
CETSA(TULUA)	31	5.00	1	0.25
CEO S.A.S. ESP	44	4.47	0	-
CEDENAR	25	3.33	0	-
EEC - E.S.P.	14	2.98	0	-
ENERGIA Y AGUA	29	2.91	0	-
ESSA(SANTANDER)	0	-	4	2.22
ENERCA S.A. E.S.P.	24	2.14	0	-
<b>Total</b>	<b>5834</b>	<b>1780.91</b>	<b>8980</b>	<b>127.31</b>

Nota: Se muestran los primeros 30 comercializadores más representativos en el mercado por el número de fronteras y su respectiva demanda de energía. Para el orden se tuvo en cuenta la suma de la demanda de energía del mercado regulado y no regulado.

## Escenarios UPME

En la gráfica 7 se muestra donde se ubicó la demanda real de energía en el año 2015, con relación a los escenarios de pronósticos bajo, medio y alto de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), como también las fechas donde se actualizaron estos escenarios por la Unidad.

Gráfica 7 – Seguimiento a la demanda mensual de energía y escenarios UPME



## Planeación y operación del SIN

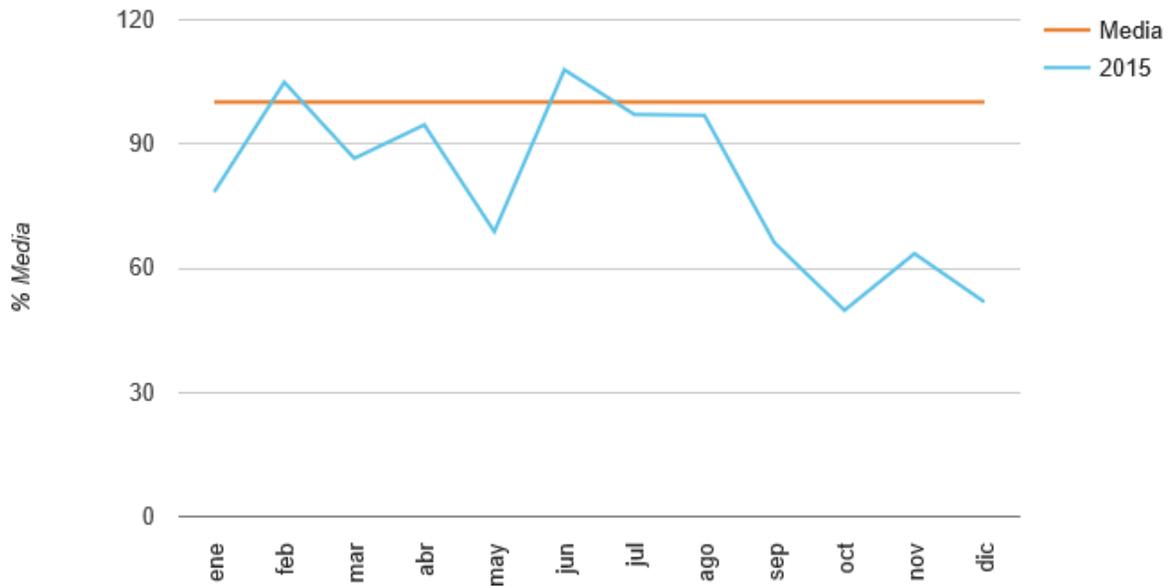
### Seguimiento a la situación energética por disminución en aportes durante el año 2015

El comportamiento de los aportes durante 2015 estuvo determinado por el cambio en la tendencia de algunas variables climáticas del Pacífico tropical, hacia valores de un evento “El Niño”. En enero la TSM (Temperatura Superficial del Mar) excedió los umbrales de condiciones débiles “El Niño”. En mayo, se indicó la probabilidad de que el océano Pacífico tropical permaneciera por encima de los umbrales de “El Niño” a lo largo de todo el horizonte, teniendo como pronóstico de los diferentes modelos una TSM de +1.6°C y +2.9°C. En agosto, el Bureau of Meteorology (BOM) de Australia, ENSO Wrap-Up mencionó que “El Niño” 2015 ya estaba bien establecido y continuaba reforzándose, con valores pico similares a los alcanzados durante los eventos El Niño de 2002 y 2009. En noviembre, habían transcurrido seis (6) meses desde que el Niño 2015 se estableciera en el Pacífico. Los indicadores del océano y la atmósfera han estado de manera persistente en niveles fuertes, comparables a los eventos “El Niño” de 1997-98 y 1982-83.

De acuerdo con las condiciones mencionadas, en la gráfica 1 se observa que en 10 de los 12 meses del año se presentaron aportes deficitarios. Los únicos meses que los aportes hidrológicos se ubicaron alrededor de la media histórica fue en febrero y junio, 104.7% y 107.8% respectivamente, y, para los últimos 4 meses los aportes se ubicaron por debajo del 60% de la media histórica. Con estas tendencias en las variables climáticas y los pronósticos de aportes, el CND con el fin de garantizar

una operación segura, confiable y económica presentó ante los diferentes foros y comités del sector eléctrico y gas, así como al Ministerio de Minas y Energía, el seguimiento a la situación energética por la disminución en los aportes hídricos, así como también, los resultados de los análisis del planeamiento energético de mediano plazo mediante simulaciones determinísticas y estocásticas, considerando diferentes escenarios de aportes hídricos, demanda y disponibilidad de combustibles.

**Gráfica 1 – Aportes hídricos agregado SIN 2015**

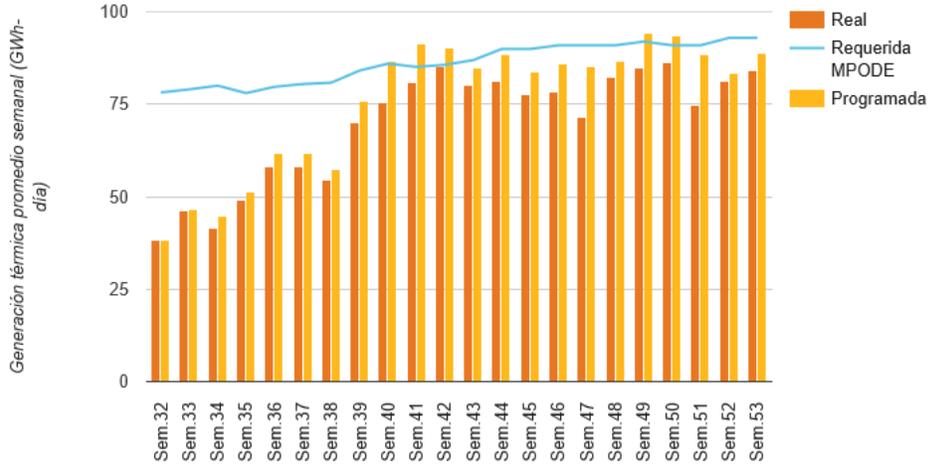


Los resultados de las simulaciones energéticas permitieron dar señales al sector eléctrico sobre generación térmica y necesidades de combustibles (carbón, gas y líquidos) para afrontar la situación de “El Niño”, caracterizada por los aportes hídricos deficitarios, siendo más notorio a partir de agosto de 2015. Haciendo énfasis en las cantidades de gas y líquidos contratadas por los distintos agentes para su generación, estimando los requerimientos necesarios de combustibles para cubrir satisfactoriamente la demanda de energía en condiciones de aportes hídricos deficitarios.

En la gráfica 2 se muestra la evolución del requerimiento semanal de generación térmica desde agosto de 2015 y el comportamiento de la generación programada y la generación real, mostrando que los requerimientos de generación térmica arrojados por el modelo de análisis energético superan los valores registrados históricamente.



Gráfica 2 – Seguimiento generación térmica con respecto a los requerimientos del análisis energético



Ver Tabla

v

**Seguimiento generación térmica con respecto a los requerimientos del análisis energético**

Fecha	Semana	Requerida MPODE	Real	Programada
03-ago	Sem.32	78.24	38.21	38.15
10-ago	Sem.33	79.08	46.24	46.60
17-ago	Sem.34	80.08	41.56	44.92
24-ago	Sem.35	78.06	49.23	51.30
31-ago	Sem.36	79.77	58.27	61.84
07-sep	Sem.37	80.52	58.26	61.70
14-sep	Sem.38	80.89	54.41	57.57
21-sep	Sem.39	84.17	69.86	75.83
28-sep	Sem.40	86.03	75.63	86.52
05-oct	Sem.41	85.15	80.78	91.16
12-oct	Sem.42	85.71	85.36	90.14
19-oct	Sem.43	87	79.99	84.99
26-oct	Sem.44	90	81.26	88.36
02-nov	Sem.45	90	77.61	83.91
09-nov	Sem.46	91	78.36	86.07
16-nov	Sem.47	91	71.34	85.05
23-nov	Sem.48	91	82.16	86.47
30-nov	Sem.49	92	84.88	94.36
07-dic	Sem.50	91	86.41	93.42
14-dic	Sem.51	91	74.65	88.48
21-dic	Sem.52	93	81.29	83.23
28-dic	Sem.53	93	84.02	88.72

Las respuestas a estas señales fueron monitoreadas mediante el seguimiento a los valores reales de las principales variables energéticas tales como evolución de los embalses y del embalse agregado del SIN, aportes hídricos, demanda de energía, generación térmica e hidráulica y exportaciones.

A pesar del comportamiento de los aportes, las reservas del embalse agregado del SIN iniciaron, a partir de mayo, una etapa de recuperación, que junto al aumento de la generación térmica durante los últimos cuatro (4) meses permitió alcanzar un



volumen útil de 66.72% para afrontar el verano 2015-2016 (30 de noviembre de 2015).

## Análisis a posteriori del planteamiento

En este aparte se realiza una visión retrospectiva a los estudios energéticos realizados al inicio de cada año. El objetivo de ese análisis consiste en la comparación, a posteriori, entre la evolución esperada (proyectada de simulaciones) y real de algunas variables energéticas significativas para el SIN durante el año anterior. Los valores proyectados se toman de la primera simulación de largo plazo mensual estocástica realizada a comienzos de año.

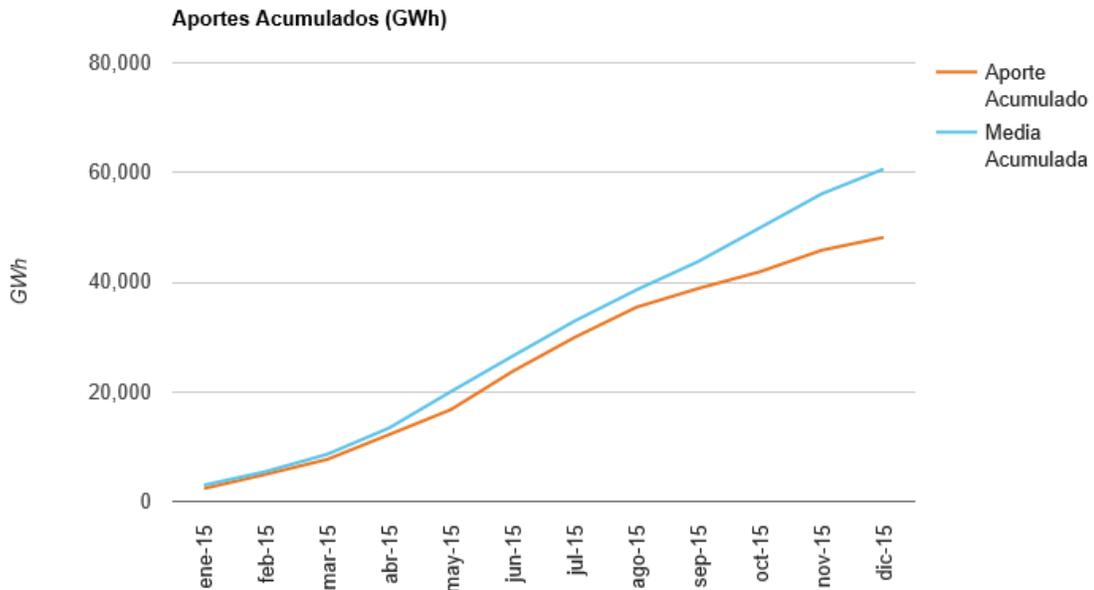
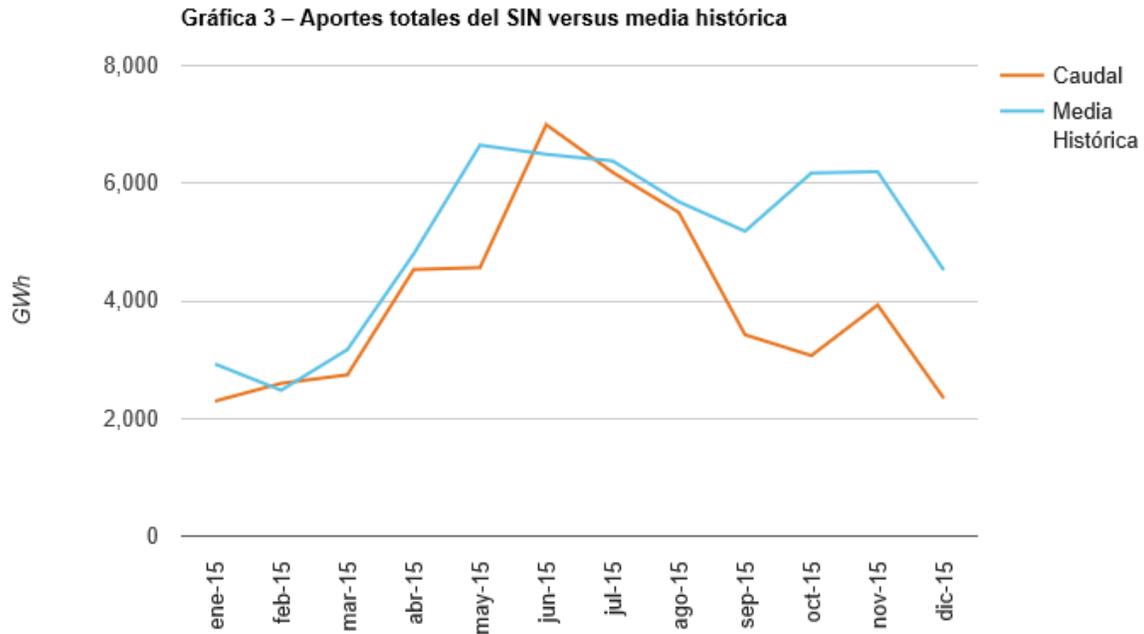
Este ejercicio busca determinar si la evolución de las distintas variables energéticas del SIN ocurridas en la operación real durante el 2015, guardan similitud con señales entregadas en el estudio de largo plazo de inicio de del año. De esta forma es posible analizar las señales entregadas al sector eléctrico a través los estudios energéticos regulados, e intentar explicar las diferencias o similitudes teniendo en cuenta los supuestos que fueron considerados.

La primera corrida del modelo usado para el análisis energético de largo plazo, realizada en enero de 2015, tuvo los siguientes supuestos:

Descripción del Supuesto	
Modelo de Optimización	SDDP versión 12.0.5
Tipo de Estudio	Estocástico 100 series Modelo ARP (Política 40F/30B). • Colombia Autónomo • Coordinado Colombia - Ecuador- Panamá
Horizonte	120 meses (Ene/15- Dic/24)
Demanda	Escenario medio de UPME (Noviembre/14)
Precios de Combustible	Proyecciones UPME Junio/2014 para Gas, Carbón y Fuel Oil. Incluye precios de GNL a partir de Enero 2016
Disponibilidad de Combustible	Gas Natural: Contratos reportados por los agentes y actualizados con la circular CREG 083 de 2014. Contratos de gas extendido: Es decir, bajo el supuesto que la contratación 2015-2016 sea igual a la ya establecida para el 2014-2015. Después con la entrada de la regasificadora, se libera la disponibilidad de gas en la costa atlántica y a 150 GBTUD para el interior del país. Carbón: Sin limitaciones de suministro. Líquidos: Cantidades contratadas en las distintas vigencias del CXC
Interconexiones internacionales	Ecuador : (Máxima 220 MW; Media 400 MW; Mínima 500MW - 9GWh/día Col-Ecu, 0GWh/día Ecu - Col. Panamá : 250 MW -Factor de Carga 0.7 -a partir de Enero 2019
Plan de Expansión	Fechas de entrada en operación reportada por los agentes al momento de la corrida.
Parámetros	Heat Rate Térmica a Gas : Se considera eficiencias reportadas incrementados en 15% de acuerdo con la recomendación dada por el Subcomité de Plantas del CNO.



A continuación la comparación del comportamiento real de las principales variables energéticas durante el año 2015, con respecto a los resultados del modelo de largo plazo SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica):

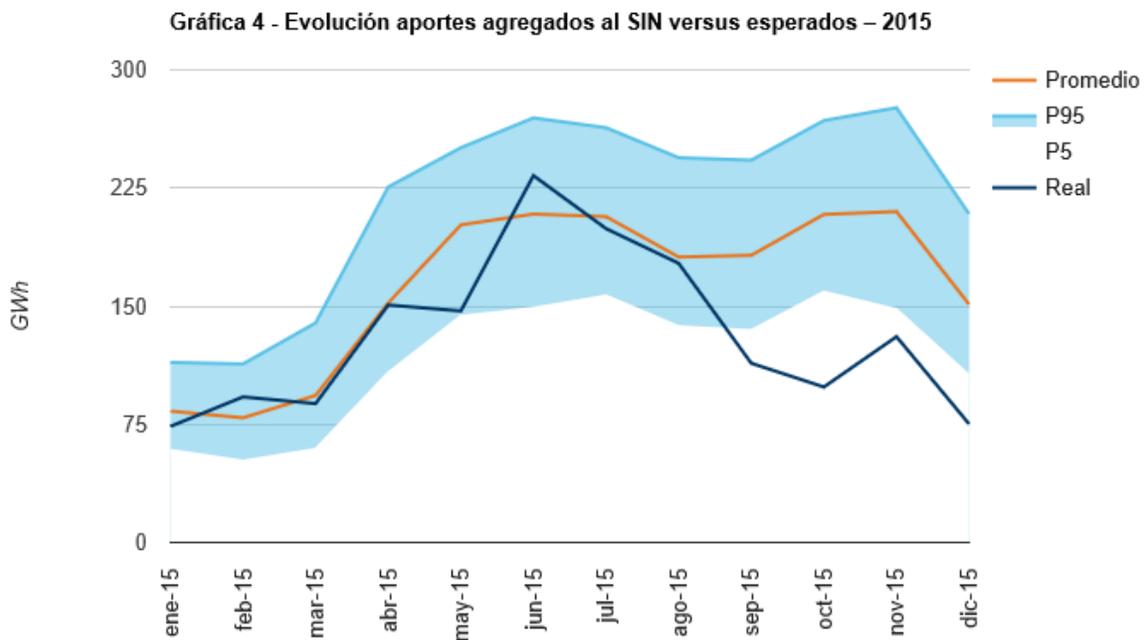


Las desviaciones en el segundo semestre a partir de septiembre, son significativas debido al fortalecimiento del fenómeno de “El Niño” en el Pacífico. Esto se aprecia claramente en la curva de aportes acumulados, donde la separación de la evolución



real con respecto a la media histórica, se acentúa en la segunda mitad de 2015. La energía total de aportes al final del 2015 corresponde a 79.4% el total de la media histórica anual (en este caso 60.6TWh)

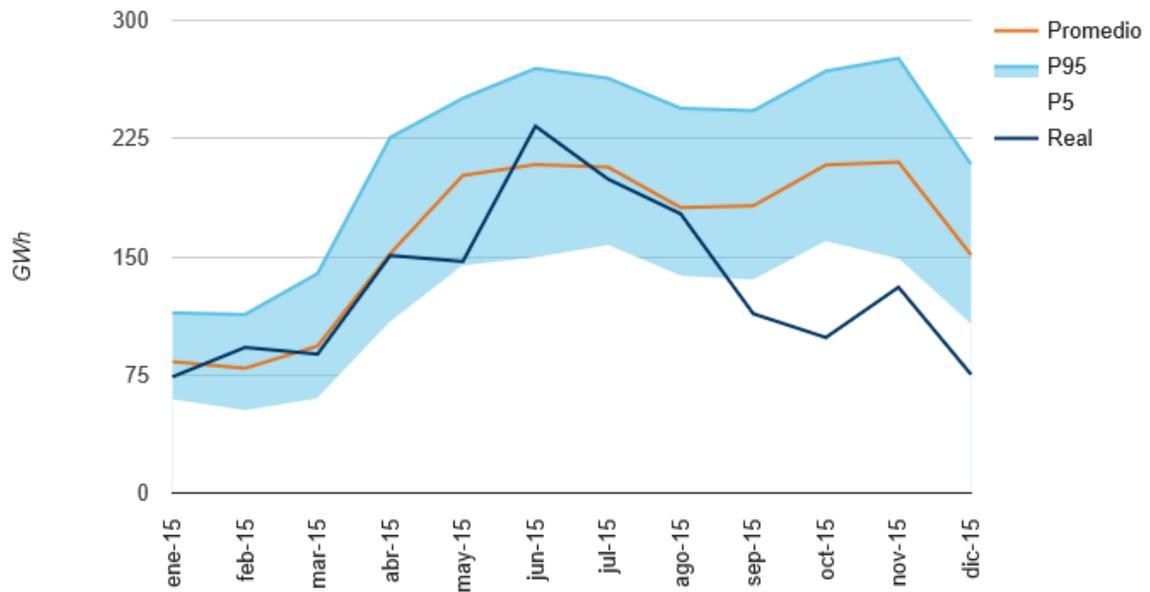
En la gráfica 4, se compara el aporte real 2015 con el espectro de aportes que el modelo energético generó en la simulación de enero (Mediante el uso del modelo ARP). En ella se muestra como el valor real se mantuvo dentro del rango del P5 – P95 hasta agosto, y a partir de septiembre, por los efectos de desarrollo del calentamiento del Pacífico, los aportes totales se ubicaron por fuera de esta franja y por debajo del P5. Es importante aclarar que en las simulaciones se consideró los aportes del proyecto El Quimbo operando desde septiembre, cuando en la operación real generó a partir de octubre.



Con respecto a la demanda de energía, la simulación del largo plazo de enero, consideró el escenario de crecimiento medio proyectado por la UPME a finales de 2014. La grafica 5 ilustra el comportamiento de la demanda real del SIN respecto a las proyecciones de la UPME. Se puede apreciar como de enero a abril la demanda se sitúa prácticamente por fuera de la franja de escenarios Alto-Bajo de UPME, y solo a partir de mayo los valores reales ingresan a esta franja. En los meses de septiembre, octubre y diciembre, se incrementó la demanda del SIN acercándose al escenario alto, dado las altas temperaturas registradas en el país durante estos meses (meses precisamente mostraron bajos aportes hídricos). En términos anuales, la demanda total del SIN registró un valor de 66.17 TWh situándose entre los escenarios medio y bajo de UPME.



Gráfica 4 - Evolución aportes agregados al SIN versus esperados – 2015

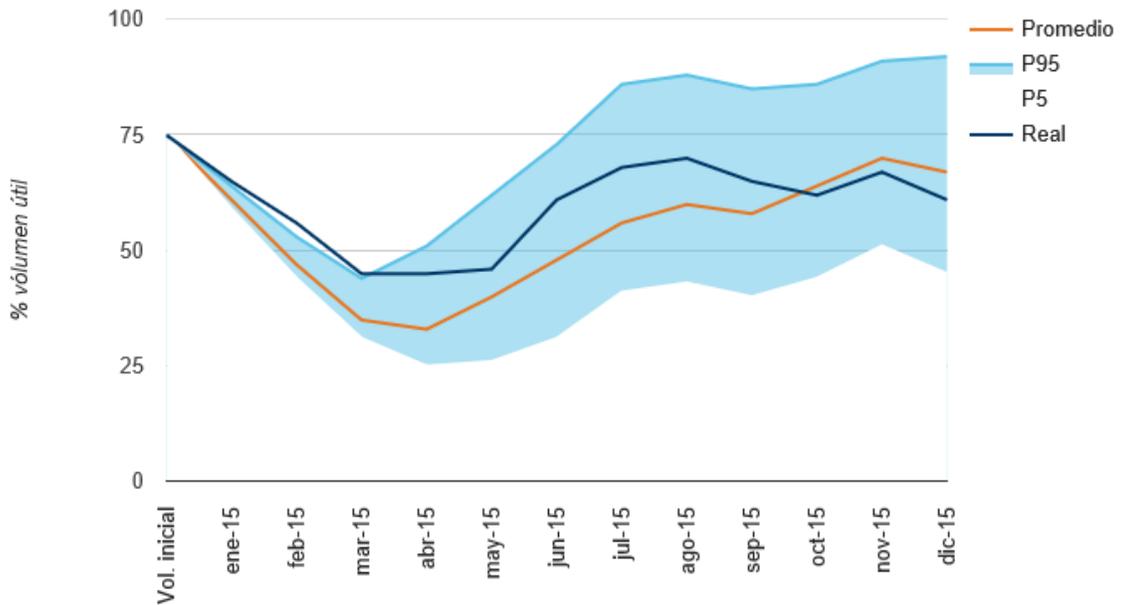


En la gráfica 6 se contrasta la evolución real del embalse agregado del SIN con la banda de variación de las reservas totales de los escenarios estocásticos en el primer año (de una simulación de 10 años). Esta banda de variación está formada por el percentil 95% y el 5%. En las simulaciones se esperaba en general un mayor descenso de las reservas en el verano 2015, sin embargo, en la operación real las reservas no descendieron por debajo del 45% en marzo, lo que hizo que en este periodo la evolución del embalse agregado se situara por encima de la franja de percentiles 95%-5%. En los siguientes meses las reservas se ubicaron en dicha franja, y con la disminución de aportes debido a “El Niño” en el último tercio del año, las reservas no repuntaron lo esperado en los meses octubre y noviembre, y descendieron a 61.2% al final de diciembre, y ubicándose por debajo del promedio del estudio estocástico.



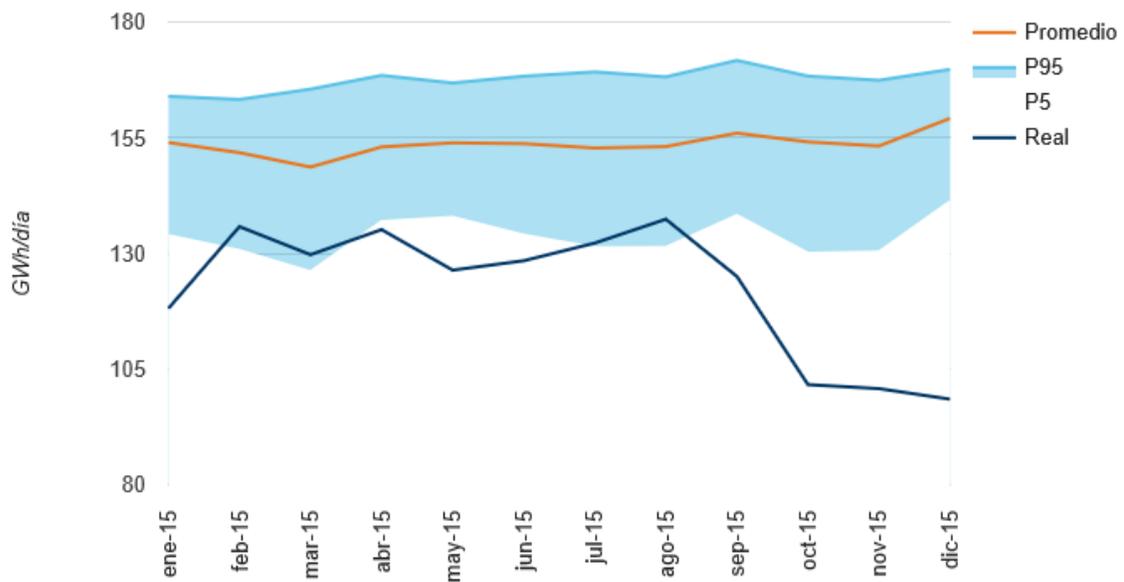
filial de isa

Gráfica 6 - Evolución embalse agregado del SIN versus esperado - 2015



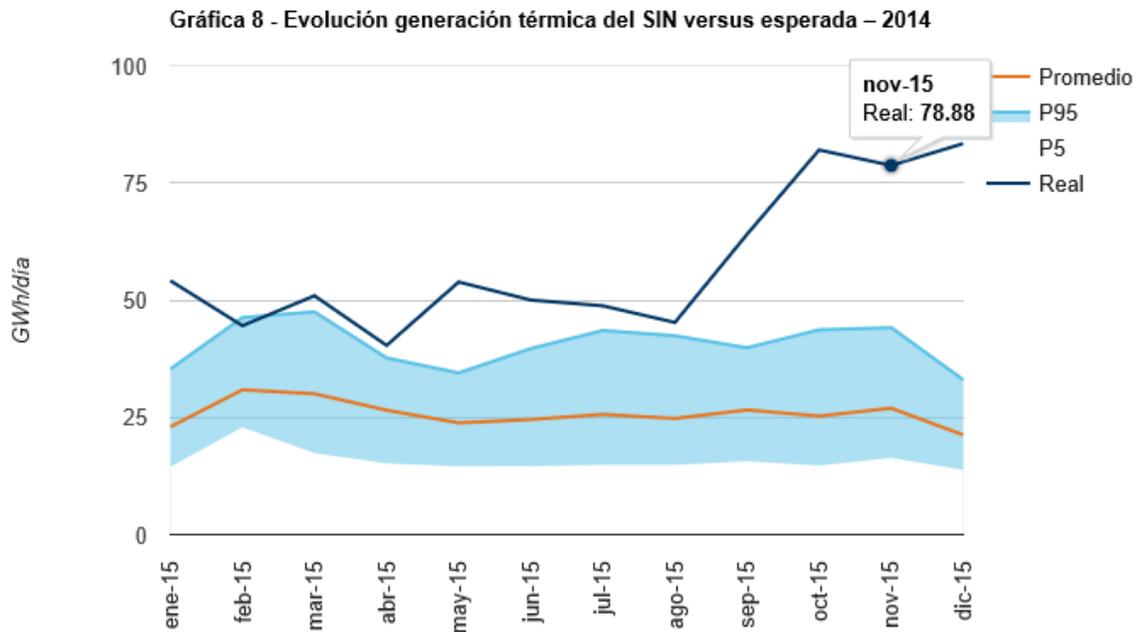
La comparación de la generación hidráulica (grafica 7) muestra claramente como las expectativas de la generación hidráulica fueron muy optimistas frente a la realidad de la operación. Este tipo de resultados ha sido característico del modelo SDDP. Las expectativas y la percepción del riesgo de los agentes en el mercado de energía producen una operación más conservadora en el manejo del recurso hídrico respecto del modelo. Hasta agosto se aprecia como la generación hidráulica se ubica cercano al percentil 5%. A partir de septiembre con el desarrollo del fenómeno del Niño se disminuye notoriamente esta variable desviándose ampliamente de la franja de percentiles 95%-5% del modelo.

Gráfica 7 - Evolución generación hidráulica del SIN versus generación esperada - 2015





Consecuentemente con el resultado observado en la generación hidráulica, la generación térmica esperada por el modelo presenta una desviación importante con el valor real, siendo el modelo muy pesimista en esta variable. La grafica 8 muestra que la evolución real de la generación térmica queda prácticamente fuera de la franja de percentiles 95%-5% de lo esperado por el modelo energético. Esta desviación es muy acentuada de septiembre a diciembre cuando la térmica incrementa su participación debido a la respuesta del mercado a la presencia de “El Niño”



Este resultado, al igual que estudios anteriores, muestra una clara tendencia del modelo al uso intensivo del recurso hidráulico para lograr su función objetivo de minimizar costos operativos. Esta tendencia está fuertemente condicionada por la historia hidrológica (donde los eventos deficitarios extremos son de baja probabilidad) el sistema que determina la política operativa del uso del agua. Aunque las diferencias se atribuyen primordialmente a la percepción del riesgo de los agentes, mencionada anteriormente, es importante de garantizar calidad de la información de entrada al modelo energético para buscar una mayor aproximación de los resultados a la realidad operativa.

### Coordinación gas-electricidad

El Centro Nacional de Despacho (CND), durante el 2015, participó activamente en los distintos foros de integración con otros sectores energéticos fundamentales para el suministro de combustibles primarios a las plantas de generación térmica. Foros del alcance del Consejo Nacional de Operación, tanto para el sector gas (CNO – gas) como para el sector eléctrico (CNO-Eléctrico) fueron claves para una atención de la demanda eléctrica bajo una operación confiable, económica y segura.

El 2015 presentó grandes retos en la coordinación del suministro de combustibles para las plantas de generación térmica ante intervenciones en los campos de producción del sector gas. Intervenciones en los campos de producción de la Guajira desencadenaron una coordinación gas-electricidad-líquidos, con el fin de



sustituir con combustibles alternos, en las plantas de generación con capacidad de operación dual, las limitaciones presentadas en el sector gas y superar con éxito la atención confiable de la demanda eléctrica durante los trabajos realizados.

## Consignaciones

Las intervenciones por mantenimiento sobre los diferentes equipos que componen el Sistema Interconectado Nacional (SIN), son un factor de alta importancia para mantener la confiabilidad en la atención de la demanda eléctrica del país. Por esta razón, el Centro Nacional de Despacho (CND) busca viabilizar el mayor número de las intervenciones solicitadas por los operadores de equipos del SIN manteniendo la operación del sistema bajo condiciones de confiabilidad, seguridad y economía.

Durante el año 2015, de las intervenciones viabilizadas por el CND se ejecutaron 12,417, cabe indicar que toda solicitud de intervención realizada por cada uno de agentes operadores de equipos del SIN, debe cumplir el proceso de análisis de los trabajos, el cual consta de: identificación de riesgos para la operación, chequeo de simultaneidades, análisis eléctrico y energético y aprobación de la intervención para su ejecución

Los agentes del SIN solicitan sus intervenciones ante el CND mediante consignaciones nacionales, en el aplicativo WEB Sistema Nacional de Consignaciones (SNC), el cual facilita la identificación de los riesgos asociados al SIN de cada una de las consignaciones.

Del total de consignaciones nacionales ejecutadas, el 8% (985) fueron sobre unidades de generación de energía y el 92% (11,432) sobre equipos asociados a la transmisión de energía en el SIN. La Figura 1 presenta la desagregación del total de consignaciones ejecutadas durante el 2015.

Figura 1. Desagregación del total de consignaciones ejecutadas durante 2015

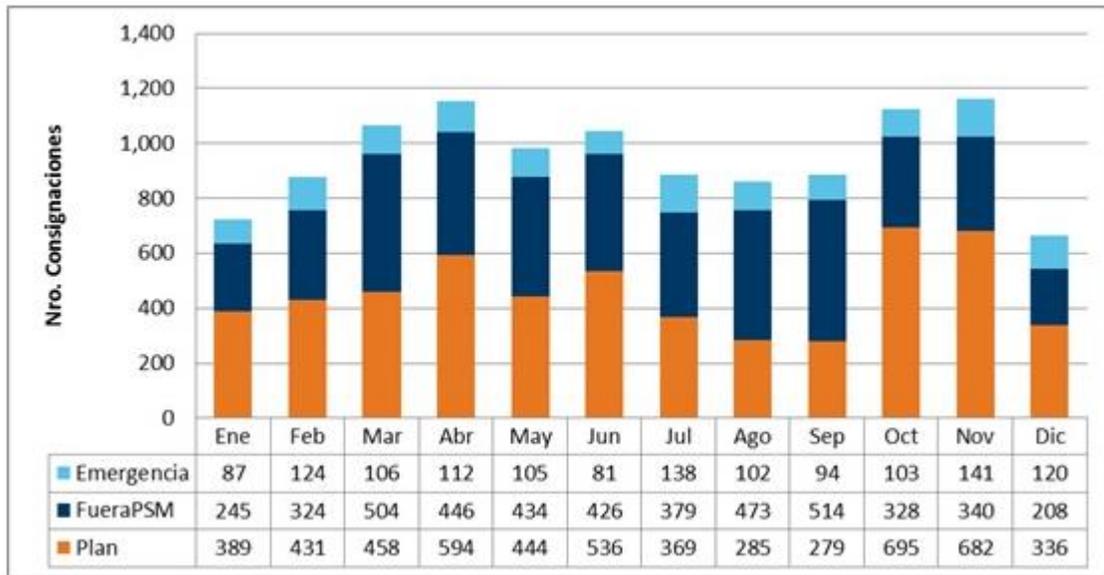


Las consignaciones se discriminan por tipo de ingreso, teniendo en cuenta aquellas que son solicitadas por plan anual de mantenimientos (PAM) y plan semestral de mantenimientos (PSM) para consignaciones de generación y transmisión respectivamente, así como aquellas solicitadas por fuera de PAM o PSM y las solicitadas por emergencia, para el 2015 el 48% del total de las consignaciones ejecutadas fueron planeadas dentro de los PSM y el PAM.



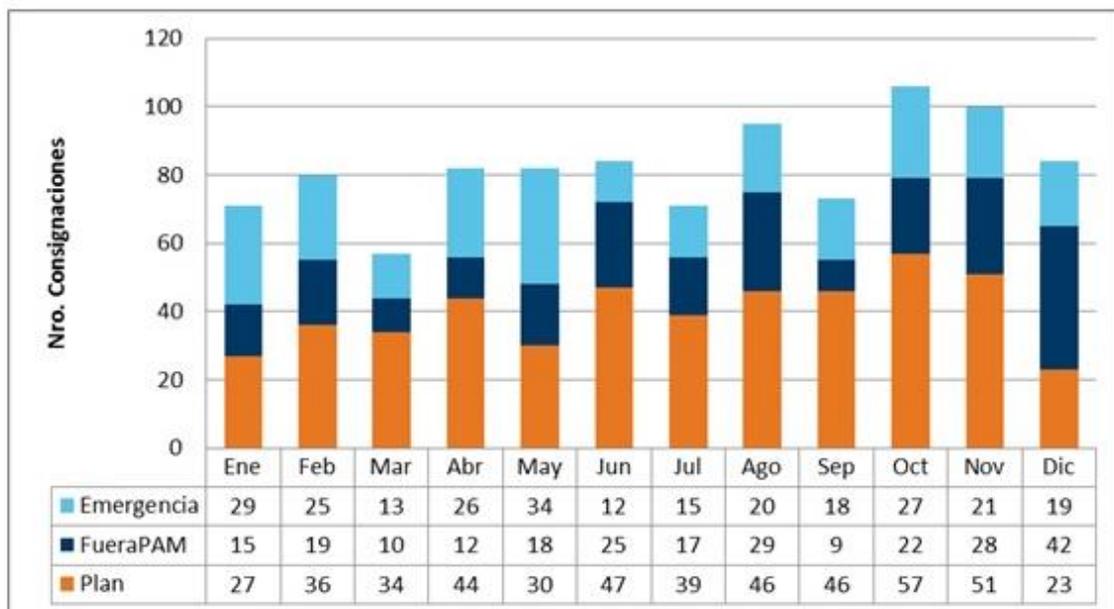
Para las consignaciones nacionales de transmisión los meses con mayor número de solicitudes ejecutadas se situaron en abril (1,152) y Noviembre (1,163), como lo muestra la Figura 2.

**Figura 2. Consignaciones de Transmisión ejecutadas durante 2015**



Para las consignaciones nacionales sobre unidades de generación los meses con mayor número de solicitudes ejecutadas se situaron en Octubre (106) y Noviembre (100), como lo muestra la Figura 3.

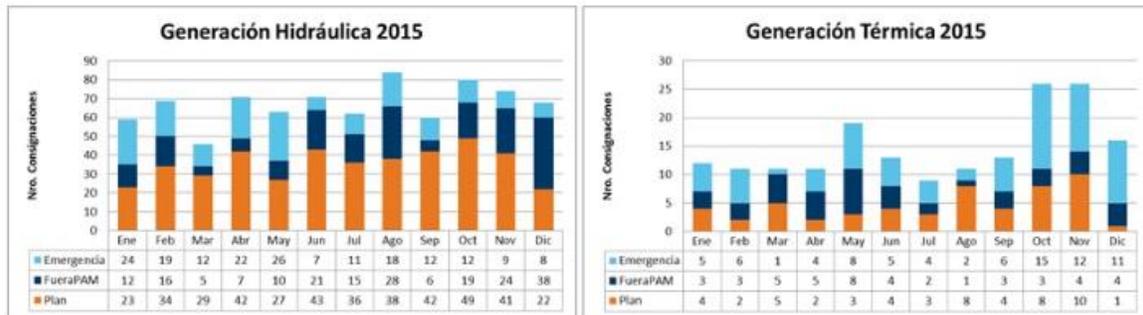
**Figura 3. Consignaciones de Generación ejecutadas durante 2015**





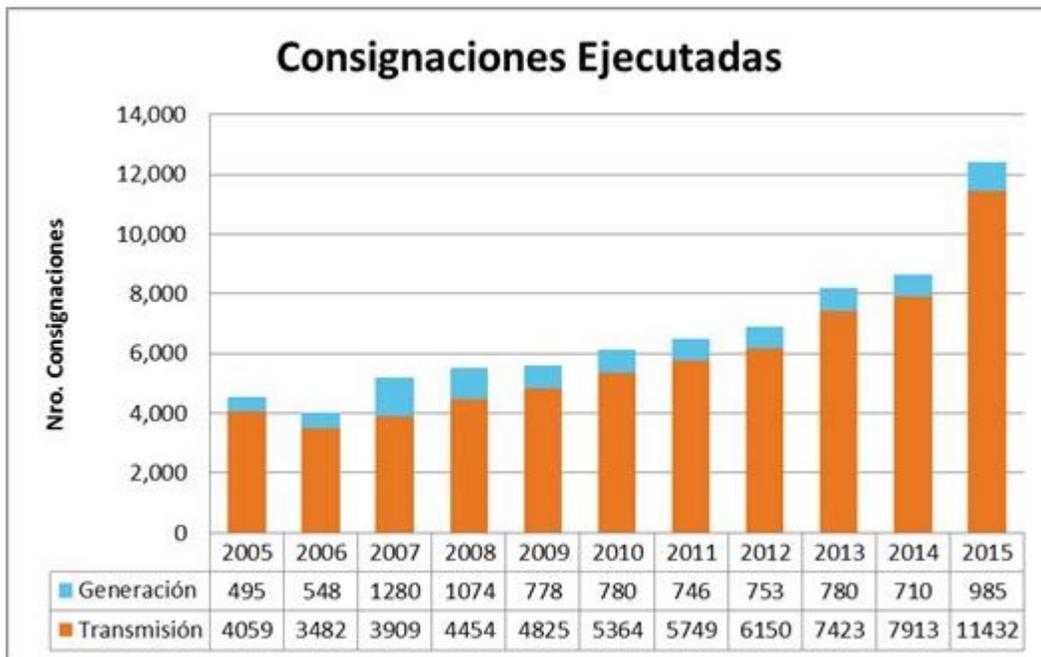
Desagregando los mantenimientos de generación por tipo de recurso, Figura 4, se evidencia una disminución de las consignaciones de generación hidráulica de emergencia para el ultimo trimestres de 2015, así mismo, se evidencia un aumento en las consignaciones de generación térmica de emergencia, para este mismo periodo, coincidiendo con el inicio de la temporada seca.

**Figura 4. Consignaciones de Generación por tipo de recurso ejecutadas 2015**



El 2015 presentó un incremento del 44% sobre el número de intervenciones ejecutadas en el año anterior, manteniendo el crecimiento progresivo desde el año 2007 y presentando un aumento importante en el número de intervenciones ejecutadas, como se ilustra en la Figura 5.

**Figura 5. Evolución de la Ejecución de Consignaciones 2005 – 2015**



## Atentados a la infraestructura SIN

En las tablas se muestra un resumen de los atentados ocurridos en el SIN en el año 2015 con resolución mensual. Esta clasificación se hizo según se muestra en las tablas por empresa, por mes y por departamento; siendo INTERCOLOMBIA la empresa que más atentados sufre en su infraestructura eléctrica con un 37.14% y Junio el mes que más eventos registra en el año.

El circuito con mayor número de atentados fue OCAÑA - LOS PALOS 1 230 kV, con 3 atentados.

Tabla 1 - Atentados SIN por empresa		
Empresa	Acumulado 2015	% Atentados
CEDENAR	5	14.29%
CEO	1	2.86%
EEB	2	5.71%
ENERTOLIMA	6	17.14%
EPSA	6	17.14%
INTERCOLOMBIA	13	37.14%
TRANSELCA	2	5.71%
TOTAL	35	100,00

Tabla 2 - Atentados SIN mensual			
Mes	Otras empresas	INTERCOLOMBIA	Total
ENERO	2	0	2
FEBRERO	0	0	0
MARZO	2	0	2
ABRIL	0	0	0
MAYO	2	3	5
JUNIO	9	5	14
JULIO	2	5	7
AGOSTO	0	0	0
SEPTIEMBRE	0	0	0
OCTUBRE	5	0	5
NOVIEMBRE	0	0	0
DICIEMBRE	0	0	0
TOTAL	22	13	35

**Tabla 3 - Atentados SIN por departamento**

Departamento	Acumulado
ANTIOQUIA	1
CUNDINAMARCA	2
LA GUAJIRA	2
NARIÑO	5
NORTE DE SANTANDER	7
TOLIMA	6
VALLE DEL CAUCA	12
TOTAL	35

### Seguimiento a la cargabilidad de los transformadores del STN

Durante el año 2015, XM realizó el seguimiento diario a la carga de los transformadores del STN, mediante el software PI, con datos del SCADA cada 4 segundos. Según las medidas registradas durante el año, los valores de carga por encima del 95% de la capacidad máxima declarada y de sobrecarga eléctrica para los transformadores del STN, estuvieron asociados principalmente a mantenimientos, eventos ocurridos en la zona de ubicación del activo y limitación de la capacidad de los transformadores, debido al aumento de la potencia demandada en la zona.

Asimismo, se evidenció que para el año 2015, la mayor recurrencia en alta carga y sobrecarga eléctrica de los equipos, se presentó en el transformador 1 de la subestación El Copey y el transformador 3 de la subestación Valledupar, ambas subestaciones a 220 kV.

Se destaca que durante 2015 entraron en operación los siguientes Transformadores:

Transformador	Capacidad Alta MVA	Capacidad Media MVA	Capacidad Baja MVA	Tipo	Uso	Fecha Entrada
PURNIO No 1 de 150 MVA 230/115/13.8 kV	150	150	25	Transformador	Conexión	2015-02-25
BACATA No 2 de 450 MVA 500/120/11.4 KV	450	450	4.98	Transformador	Conexión	2015-04-22
JUANCHITO No 5 de 25 MVA 110/34.5/13.2 KV	25	25	8.33	Banco	STR	2015-06-03
EL COPEY No 2 de 450 MVA 500/220/34.5 KV	450	450	150	Transformador	Uso	2015-11-24
CUESTECITAS No 4 de 60 MVA 220/110 KV	60	0	60	Banco	Conexión	2015-10-09
SABANALARGA No 9 de 90 MVA 220/110/13.8 KV	90	90	30	Transformador	Conexión	2015-03-07

### Indicadores de la operación

Los indicadores de la operación del SIN miden en términos generales la gestión realizada por XM en la operación según los límites acordados para el año 2015 mediante Resoluciones CREG y Acuerdos CNO. La Tabla 4 muestra los indicadores de calidad de operación del SIN en 2014 y 2015.

**Tabla 4 - Indicadores de calidad de la operación del SIN 2014 – 2015**

Indicador	2014		2015	
	Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Variaciones de tensión por fuera del rango sin atentados(1). Medida: [Número Eventos/año]	9	20(1)	19	20(1)
Variaciones lentas de Frecuencia sin atentados 59.8-60.2Hz(2). Medida: [Número Eventos/año]	1	3	0	3
Porcentaje de demanda no Atendida por causas programadas(3). Medida: [% anual]	0.0355%	0.0333%	0.0336%	0.0333%
Porcentaje de demanda no Atendida por causas no programadas(4). Medida: [% anual]	0.0351%	0.1320%	0.0289%	0.1320%
Variación de frecuencia transitorio (5)Medida: [Número Eventos/año]	84	90	128	90

(1)Un evento de tensión se registra cuando ésta queda por fuera de los rangos definidos en el código de operación (90-110% para 220/230kV y entre 90-105% para 500kV) por un lapso mayor de un minuto con afectación directa sobre la demanda del sistema. Límite establecido en la Resolución CREG 174 de 2013, la meta se define en periodos trimestrales en 5 como máximo.

(2)Una variación lenta de frecuencia se registra cuando la frecuencia eléctrica del SIN sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), por un tiempo superior a 60 segundos. Límite establecido en la Resolución CREG 174 de 2013.

(3)La demanda no atendida programada es la ausencia del suministro debido a las siguientes causas: mantenimientos en equipos del SIN, determinada desde el despacho diario por déficit de generación ante indisponibilidad de unidades o por insuficiencia en el suministro de combustible o programada mediante Acuerdo del CNO debida a atentados. Límite establecido en el Acuerdo CNO 729.

(4)La demanda no atendida no programada corresponde a la ausencia del suministro debido a salidas forzadas de elementos del SIN o condición eléctrica o energética ocasionada por atentados en contra de elementos del SIN. Límite establecido en el Acuerdo CNO 729.

(5) Una variación transitoria de frecuencia se registra cuando la frecuencia del SIN sale de su rango (59.8 - 60.2 Hz), por un tiempo inferior a 60 segundos. Límite establecido en el Acuerdo CNO 729.

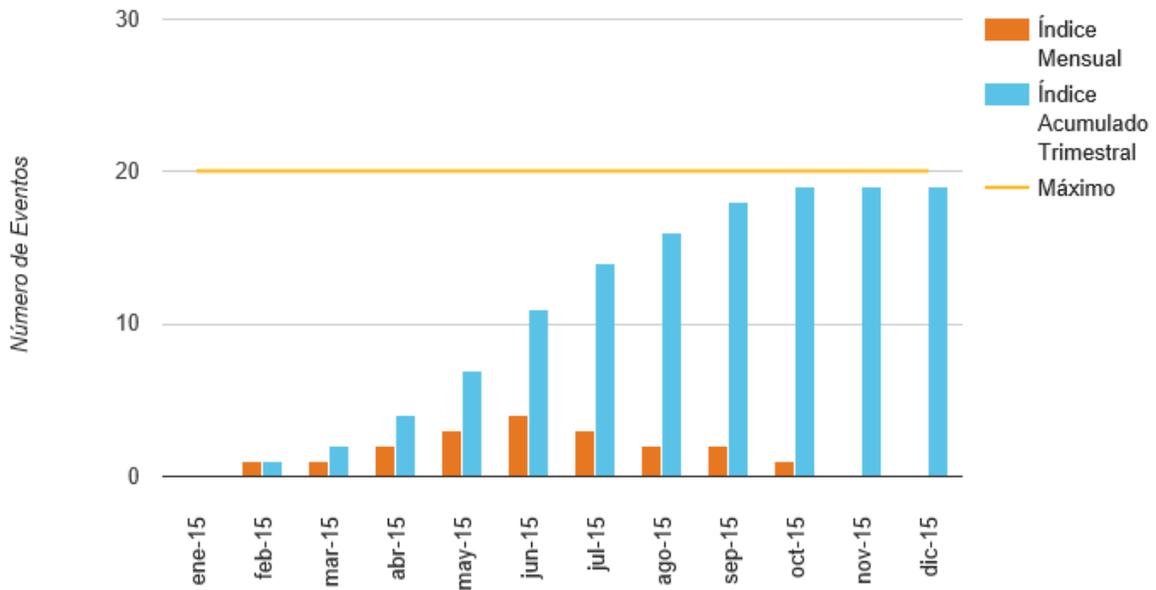
## Tensión fuera de rango

En la gráfica 11 se muestran los índices de tensión fuera de rango tanto mensual como acumulado para el año 2015. Además se mostrará el límite máximo permitido para este año el cual es 5 eventos por trimestre, según lo establecido en la Resolución CREG 174 de 2013.



filial de isa

Gráfica 11 - Tensión fuera de rango enero 2015 – diciembre 2015

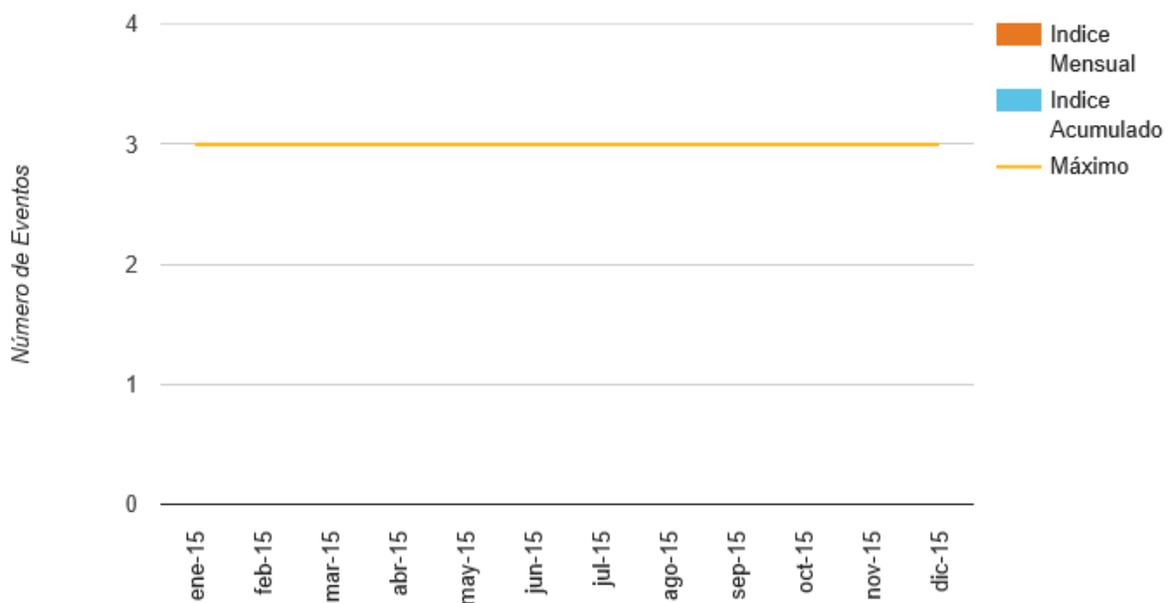


Durante el año 2015 no se superó el límite máximo permitido de número de eventos de tensión por fuera de rango, alcanzando un total de 19 eventos en el año. Además se puede evidenciar que para algunos meses no se presentaron eventos de tensión, y para los meses de mayo, junio y julio se presentaron el mayor número de eventos de tensión con 3, 4 y 3 registros para cada mes respectivamente.

### Variaciones lentas de frecuencias

En la gráfica 12 se presenta el registro de variaciones lentas de frecuencia en el sistema de potencia por fuera del rango de 59.80 - 60.20 Hz durante el año 2015.

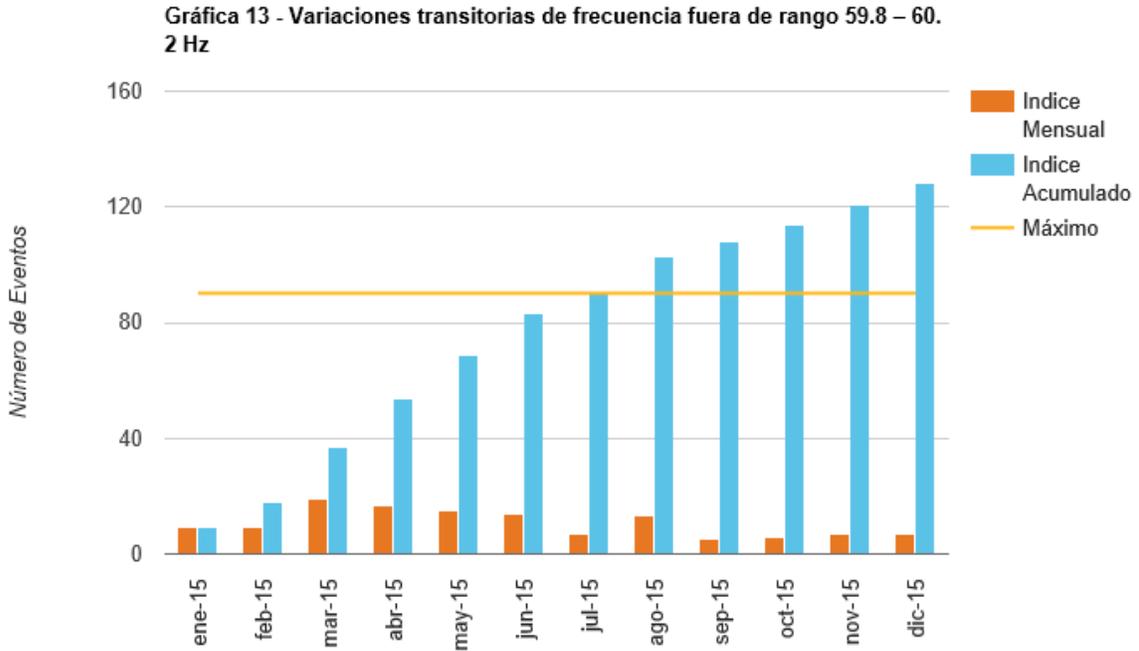
Gráfica 12 - Variaciones lentas de frecuencia fuera de rango 59.8 – 60.2 Hz



Para el año 2015 no se presentaron eventos de frecuencia lento por fuera de rango.

### Variaciones transitorias de frecuencias

En la gráfica 13 se presenta el registro de variaciones transitorias de frecuencia en el sistema de potencia por fuera del rango de 59.80 - 60.20 Hz durante el año 2015.

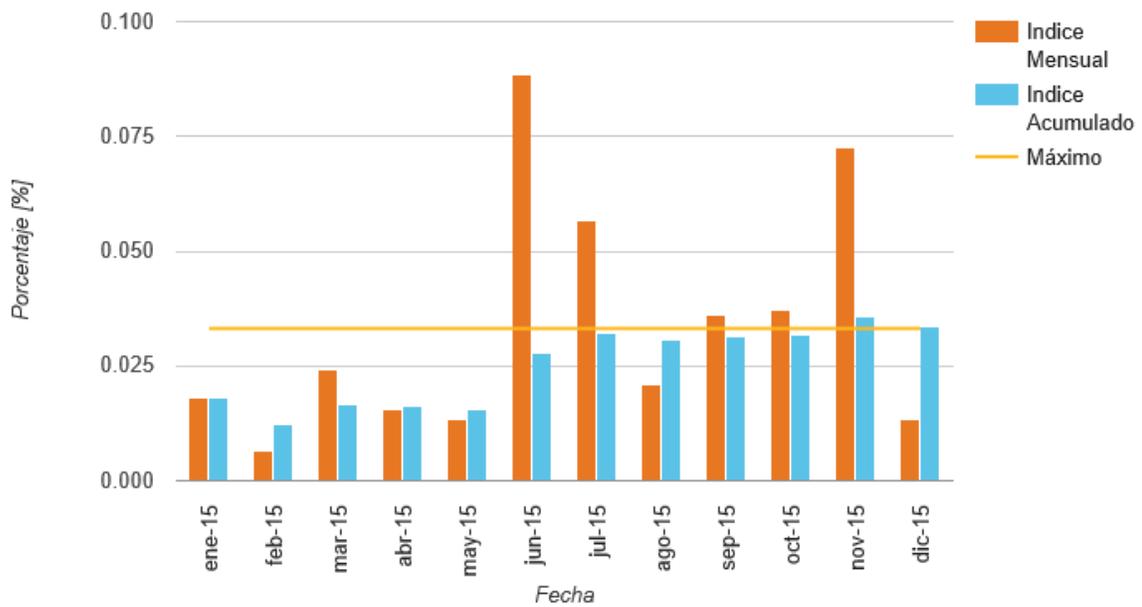


Durante los meses de marzo y abril se presentaron el mayor número de eventos transitorios de frecuencia, con 19 y 17 eventos respectivamente. De los 128 eventos transitorios de frecuencia 114 fueron asociados a unidades de generación. Las plantas de generación que presentaron más disparos ocasionando excursiones de la frecuencia por fuera de los valores regulatorios fueron Sogamoso, Porce III y Guajira con 68,18 y 11 eventos respectivamente.

### Demanda no atendida por causas programadas

La gráfica 14 muestra el porcentaje (índice) de demanda no atendida programada para el año 2015. Esta gráfica incluye el porcentaje mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.

Gráfica 14 - Demanda no atendida programada enero 2015 – diciembre 2015

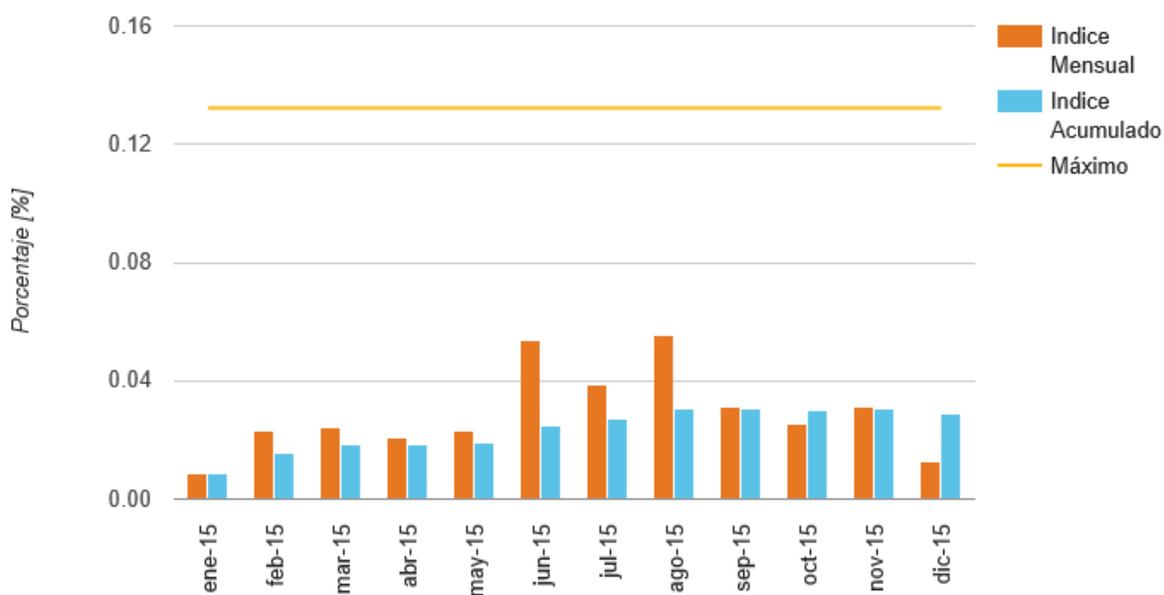


En el mes de junio se presentó el valor máximo de demanda no atendida programada con 0,0883 %. En los meses de junio, julio, septiembre, octubre y noviembre se superó el límite máximo (0,033 %).

### Demanda no atendida por causas no programadas

En la gráfica 15 se presenta el porcentaje (índice) de demanda no atendida no programada para el año 2015. Esta gráfica incluye el porcentaje mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.

Gráfica 15 - Demanda no atendida no programada enero 2015 – diciembre 2015



Durante el 2015 la demanda no atendida por causas no programadas fue inferior al límite máximo (0.132%) durante los 12 meses del año.

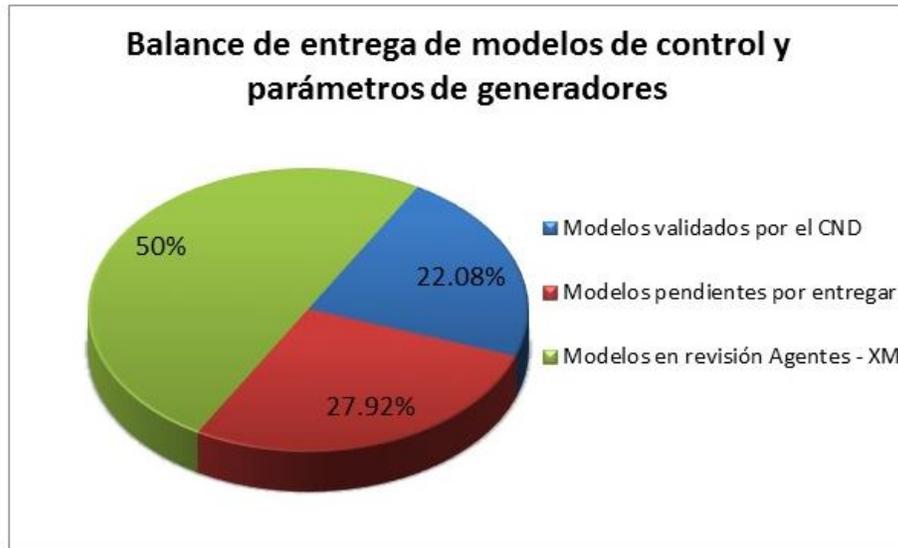
## Controles de generación

### Modelos de Controles y Parámetros de Generadores

Con el objetivo de mejorar el modelo agregado de la operación del sistema, con el que se realizan las labores de planeación de corto, mediano y largo plazo del SIN, durante el 2015 los agentes generadores y el CND continúan trabajando en la obtención de los modelos validados de los controles y parámetros de los generadores despachados centralmente dándole continuidad al Acuerdo CNO 830. Con este trabajo se pretende emular de forma más precisa el comportamiento dinámico del sistema ante diferentes situaciones, con lo que se pueden definir con mayor certeza sus límites operativos.

Hasta la fecha se han realizado las pruebas necesarias y se han revisado informes de modelos y parámetros de generadores correspondientes al 79.18% de la capacidad instalada del SIN (16 GW), de la cual el 22.08% ya superó con éxito la etapa de validación y están siendo incluidos en la base de datos en la que se modela la operación del sistema. El detalle puede observarse en la figura 16.

Figura 16. Balance de entrega de modelos de control y parámetros de generadores.



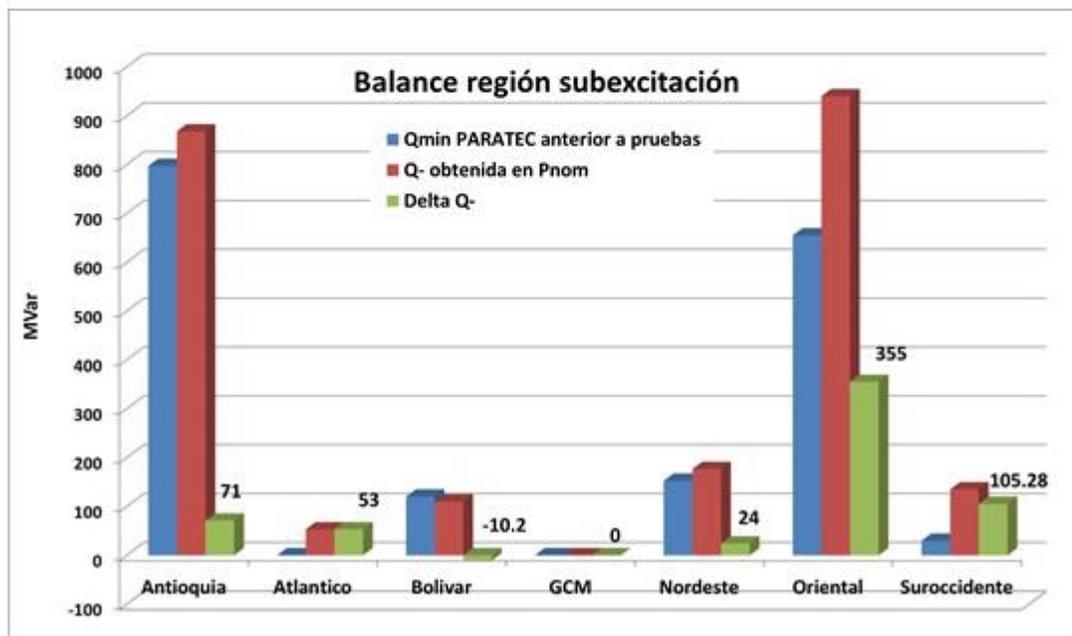
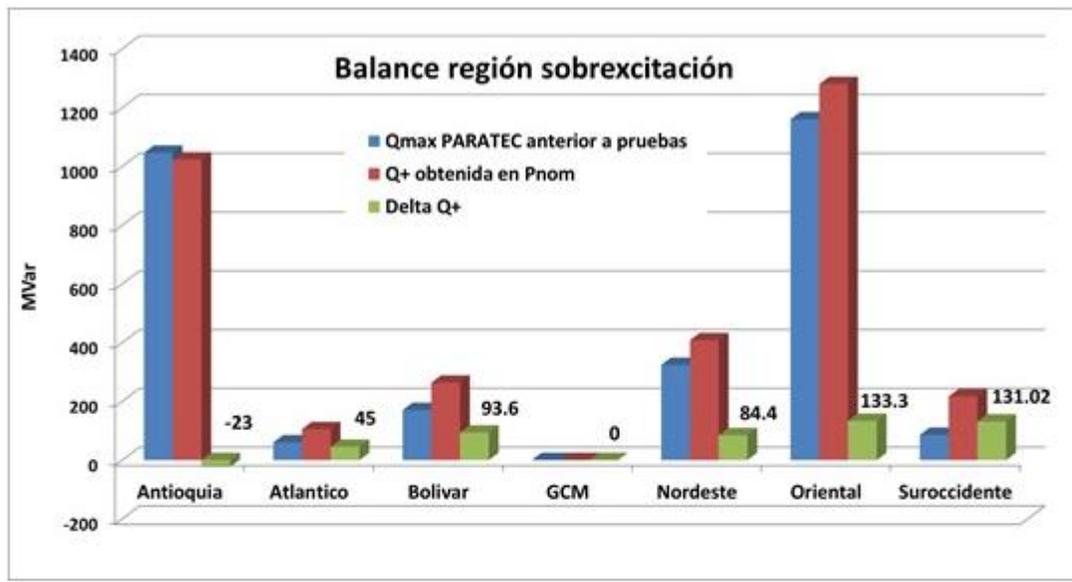
### Pruebas de Potencia Reactiva en Generadores

En julio de 2014 se logró la aprobación del Acuerdo CNO 689 que define los procedimientos para la realización de las pruebas de potencia reactiva en generadores despachados centralmente, al tiempo que regula la participación de los auditores de dichas pruebas y especifica criterios de ajustes para los limitadores del sistema de excitación de los generadores.

Durante el 2015, XM lideró el proceso de planeación y coordinación de las pruebas de potencia reactiva con base en la información suministrada por los Agentes. En el balance de resultados para las pruebas realizadas entre el 2013 y el 2015, se ha encontrado una capacidad de potencia reactiva adicional de 464.32 MVar en la región de entrega de reactivos y de 598.08 MVar en la región de absorción respecto a lo reportado originalmente para estas plantas, con un porcentaje de avance del 44% con respecto a la capacidad instalada del SIN (16 GW). En la figura 17 se presenta un detalle del balance de pruebas de potencia reactiva realizadas hasta la fecha considerando el punto de potencia nominal de los generadores.



Figura 17. Balance región sobreexcitación y subexcitación.



### Estabilidad dinámica del SIN

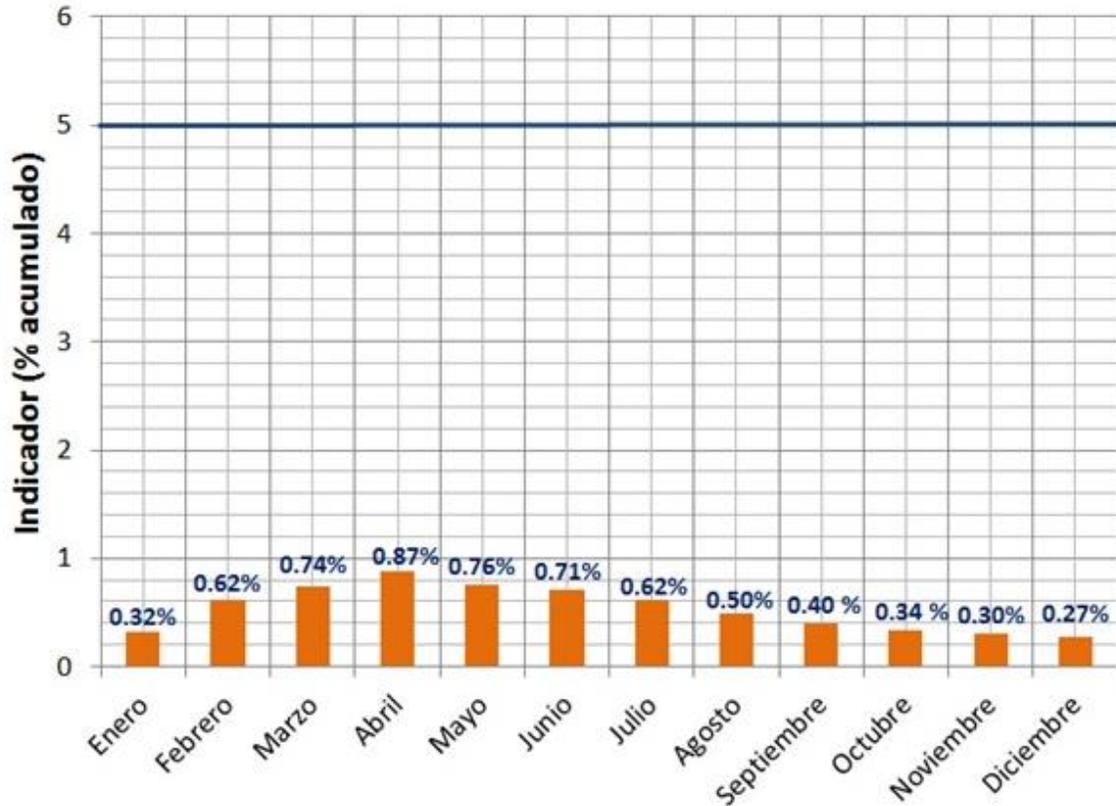
Continuando con las iniciativas que buscan contribuir con la estabilidad del SIN, en el 2015 se realizó un inventario del estado de los PSSs de los generadores del SIN en aras de definir mapa de ruta para el ajuste de estos dispositivos.

Con el objetivo de realizar el seguimiento al comportamiento dinámico del sistema y verificar el impacto de las diferentes medidas tomadas para el control de oscilaciones, se definió un indicador que determina el comportamiento del modo de oscilación de muy baja frecuencia. Este indicador que se calcula con la información proveniente de las PMUs instaladas en el sistema, se mantuvo por debajo del umbral establecido que corresponde al 5 %, mostrando que el sistema presenta un



comportamiento estable y validando la eficacia de las medidas tomadas para el control de oscilaciones.

**Figura 18. Seguimiento al comportamiento dinámico del sistema.**



### **Dispositivos FACTS**

Con el fin de apoyar a los agentes propietarios de estos dispositivos y evaluar conjuntamente el ajuste de la función de amortiguamiento de estos dispositivos útil para mejorar la estabilidad del SIN, se participó en las pruebas de fábrica del STATCOM de Bacatá y en los estudios de ajuste de la función de amortiguamiento correspondiente.

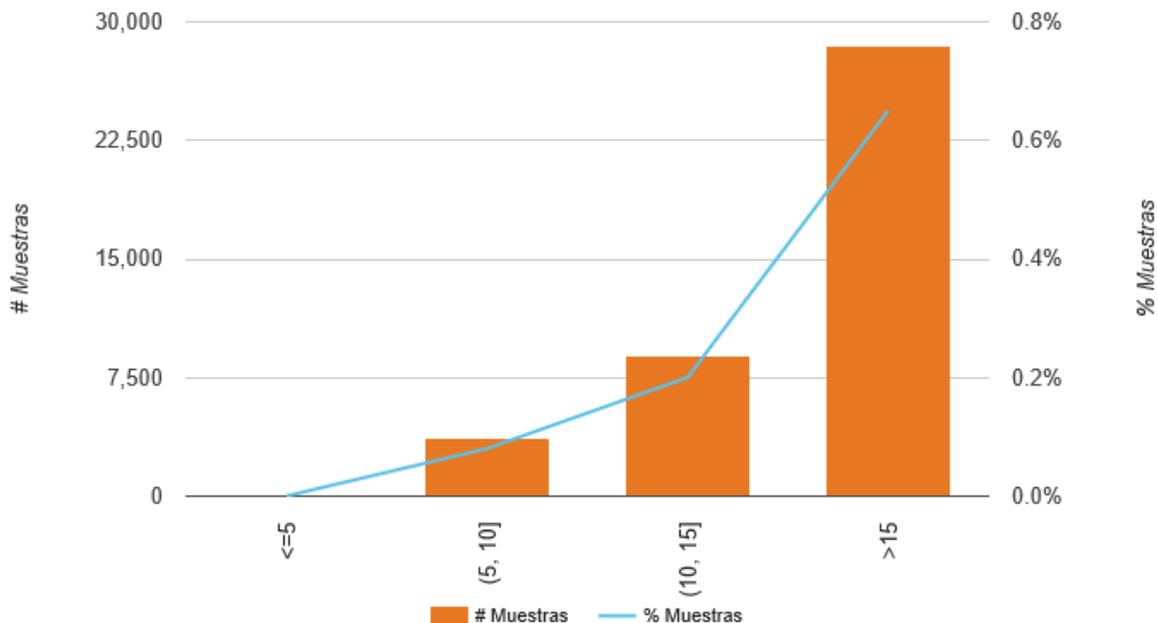
Asimismo y con el fin de definir lineamientos para el modelamiento de los dispositivos FACTS que permitan mejorar los estudios de planeación, en el 2015 se trabajó con los agentes que disponen de estos equipos en la definición de un Acuerdo para establecer estos requerimientos.

## Seguimiento a las oscilaciones en el SIN

Durante el 2015 las oscilaciones estuvieron controladas. El análisis del amortiguamiento de oscilaciones del modo mecánico se realizó empleando el aplicativo PhasorPoint de Psymetrix, el cual consulta directamente los datos de las diferentes Unidades de Medición Fasorial (PMUs) instaladas en el SIN, teniendo en cuenta el número total de muestras de estabilidad oscilatoria que presenten una amplitud superior a los 30 mHz. Se excluyen eventos en el Sistema de Transmisión Nacional -STN- en los que se presente desconexiones mayores a 1 elemento (STN > N-1), y/o eventos de pérdida de generación mayor a 273 MW. Los resultados obtenidos se clasifican de acuerdo con el valor de amortiguamiento en cuatro rangos así: el primer rango son los valores inferiores o iguales al 5%, el segundo los datos mayores al 5% y menores o iguales al 10%, el tercero valores mayores al 10% y menores o iguales al 15%, y finalmente el cuarto rango serán todos los amortiguamientos superiores al 15%.

De acuerdo con lo anterior, para el año 2015 se obtuvieron un número total de 4,405,586 muestras, de las cuales 40,982 presentaron una amplitud superior a los 30 mHz, que representan el 0.93 % de las muestras totales, y se repartieron en los rangos de amortiguamiento como se indica en la gráfica 17.

**Gráfica 17. Histograma de amortiguamientos con amplitudes > 30mHz durante el 2015.**



## Seguimiento al desempeño del servicio de Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia del SIN

Durante el 2015 se realizó el análisis del comportamiento de la Regulación Primaria de frecuencia, primera acción de control realizada automáticamente por las



unidades de generación para atender el desbalance carga – generación, para todos los generadores del SIN cuando la frecuencia eléctrica del sistema se encontró por fuera de los rangos de operación permitidos (59.8 – 60.2 Hz).

Durante el segundo semestre del 2015, se comenzó a evidenciar la disminución de respuesta de regulación primaria de frecuencia debida principalmente a limitaciones por temperatura de algunas unidades térmicas. Motivo por el cual en el mes de diciembre se reportaron al ASIC las unidades/plantas despachadas centralmente que no cumplieron con lo requerido en la resolución CREG 023 de 2001, la cual establece los lineamientos para el debido cumplimiento de la regulación primaria de frecuencia.

De igual forma, se realizó el seguimiento diario a las unidades que prestaron el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC), acción de control en la que se disminuye o se inyecta potencia adicional al sistema con el fin de alcanzar el valor de frecuencia nominal después de un evento de desbalance de carga-generación.

Durante el 2015 se realizaron cambios de regulador de velocidad de las unidades Chivor 2, Chivor 7, Chivor 8, La Tasajera 2, Alto Anchicaya 1 por lo cual no estuvieron disponibles para prestar servicio de AGC durante la modernización. Adicionalmente se retiró dos veces de AGC, según el acuerdo CNO 577, la unidad Alto Anchicaya 2 debido a incorrecto funcionamiento durante la prestación de regulación secundaria de frecuencia, ver la tabla 5.

**Tabla 5. Causa de pérdida de elegibilidad de AGC durante el 2015.**

Fecha	Unidad	Elegibilidad AGC	Causa
9-abr	CHIVOR 7	No	Modernización de los reguladores de velocidad
9-abr	CHIVOR 8	No	Modernización de los reguladores de velocidad
19-abr	CHIVOR 7	Si	Pruebas exitosas
24-abr	CHIVOR 8	Si	Pruebas exitosas
28-may	CHIVOR 2	No	Modernización de los reguladores de velocidad
7-jun	CHIVOR 2	Si	Pruebas exitosas
8-jun	LA TASAJERA 2	No	Modernización de los reguladores de velocidad
5-ago	ALTO ANCHICAYA 2	No	Retiro de AGC, según acuerdo CNO 577.
8-ago	LA TASAJERA 2	Si	Pruebas exitosas
12-ago	ALTO ANCHICAYA 2	Si	Pruebas exitosas
19-ago	ALTO ANCHICAYA 1	No	Modernización de los reguladores de velocidad
10-sep	ALTO ANCHICAYA 1	Si	Pruebas exitosas
14-oct	LA TASAJERA 1	No	Modernización de los reguladores de velocidad
23-oct	CHIVOR 3	No	Modernización de los reguladores de velocidad
11-nov	CHIVOR 3	Si	Pruebas exitosas
12-nov	ALTO ANCHICAYA 2	No	Retiro de AGC, según acuerdo CNO 577.
15-nov	ALTO ANCHICAYA 2	Si	Pruebas exitosas
2-dic	LA TASAJERA 1	Si	Pruebas exitosas

## Esquema de Desconexión Automática de Carga - EDAC

En el año 2015, cumpliendo con lo exigido por la regulación vigente, XM realizó el estudio “Revaluación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia -EDAC- 2015”, el cual fue presentado el 19 de marzo de 2015 en el subcomité de Análisis de Planeamiento Eléctrico - CNO.

Como resultado de este análisis, se encontró que de acuerdo con los eventos analizados, la actuación del EDAC es confiable para cubrir desbalances generación-demanda en el Sistema Interconectado Nacional -SIN-, por lo cual se recomendó dar continuidad al esquema vigente.



El 9 de abril de 2015 se aprobó el Acuerdo CNO 742, el cual sustituyó el Acuerdo 673 de 2014 y estableció los siguientes aspectos asociados al EDAC por baja frecuencia para el SIN:

- Aprobar el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia que cubre un 40% del total de demanda, distribuido en 8 etapas con desconexiones de carga del 5% (con retardos desde 200 ms en las dos primeras etapas, 400 ms en las dos siguientes y hasta 4000 ms en la última etapa).
- Realizar pruebas a las etapas 7 y 8 del Esquema EDAC, conforme a lo establecido en el Acuerdo 741 de 2015 y entregar los resultados de las mismas a más tardar el 31 de octubre de 2015 de acuerdo a los formatos previstos en el Anexo 2 de dicho Acuerdo.

**Tabla 4 – Esquema de Desconexión Automática de Carga**

Etapa	Ajustes Umbral		Desconexión de Carga[%]	Ajustes df/dt		
	Frecuencia [Hz]	Retardo Intencional [ms]		Frecuencia [Hz]	df/dt [Hz/s]	Retardo Intencional [ms]
1	59.4	200	5			
2	59.2	200	5			
3	59.0	400	5			
4	58.8	400	5			
5	58.6	600	5			
6	58.6	1000	5			
7	58.4	2000	5	58	-0.3	200
8	58.4	4000	5	58	-0.2	400

En cuanto al reporte de las pruebas del EDAC del año 2015 definidas para las etapas 7 y 8 y considerando las desviaciones máximas permitidas en el Acuerdo CNO 741 de 2015, 11 empresas reportaron resultados satisfactorios de las pruebas del EDAC, 8 empresas quedaron con pendientes de entrega de acuerdo a la información solicitada para las pruebas del EDAC y 10 empresas aún no han presentado este reporte de pruebas.



filial de isa

## Proyectos para la planeación y operación confiable y segura del SIN

### Programa de proyectos Nuevo Centro de Control

Descripción: El programa de proyectos Nuevo Centro de Control se definió para implementar mejoras sustanciales en los procesos que comprenden la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional SIN, soportadas en la adquisición de sistemas de información y equipos de última tecnología, en el conocimiento científico actual y en el conocimiento desarrollado como parte del proyecto. Se espera una mejora significativa de la calidad y la eficiencia de los procesos, impactando positivamente la seguridad, calidad, confiabilidad y economía en la operación del SIN.

Este programa consta de 5 proyectos: SCADA/EMS, Interfaces, Mejoramiento de Procesos, Videowall y Sistema de Planeación y Ejecución de Maniobras SPEM.

Objetivo: Los objetivos específicos de cada proyecto del programa son:

- SCADA/EMS: Adquisición e implementación de la plataforma de tiempo real para la coordinación de la operación del SIN.
- Proyecto Interfaces (Integración): Desarrollo de la integración, de la plataforma de tiempo real adquirida con los sistemas de información de XM, usando un esquema de arquitectura orientada a servicios
- Mejoramiento de Procesos: Análisis, diseño y rediseño de los procesos de la coordinación de la operación del SIN y la gestión del cambio correspondiente a la adquisición de nueva tecnología y a la adopción de nuevos procesos.
- Videowall: Adquisición y puesta en operación del sistema de proyección de la Sala de Control del Centro Nacional de Despacho.
- Sistema de planeación y ejecución de maniobras SPEM: Diseñar, desarrollar y poner en servicio el sistema de información para apoyar la planeación y la ejecución de maniobras de equipos del SIN.

### Logros 2015 en los proyectos del programa

- SCADA/EMS: En el 2015 se realizó la depuración de la BD y la migración de la BD al sistema SP7. Se implementó el Sistema SCADA/EMS en Alemania. Se realizó el entrenamiento del personal de XM para la ejecución de las pruebas en fábrica FAT y se concluyeron con éxito las pruebas en Fábrica FAT del Sistema SCADA/EMS.
- Video Wall: Se realizó el desmontaje del sistema actual de Videowall y la adecuación del espacio físico para el montaje, Se llevó a cabo el montaje del nuevo Videowall, el entrenamiento del personal de la Sala de Control y la puesta en operación y pruebas del nuevo Videowall.
- Interfaces de intercambio de información. Se realizó el diseño de interfaces con base en la identificación realizada en el 2014 y en la estrategia definida. Se desarrollaron los servicios para validar su funcionamiento con base en el análisis de la plataforma del Sistema Spectrum Power 7 y las facilidades que tiene este Sistema para la integración con otros sistemas de información.
- Sistema de planeación y ejecución de maniobras: Se implementó la primera iteración del proyecto SPEM. (Módulo de planeación de maniobras) y se especificó en detalle a
-

- SIEMENS las funciones del módulo de ejecución para su integración con el sistema SPM (Switching Procedure Management) del Spectrum Power 7.
- Mejoramiento de Procesos: Se realizó una investigación en Conciencia Situacional con la UPB y se diseñaron despliegues especiales con este concepto. Se realizó una investigación en métodos de balance carga – generación en el SIN Colombiano (UTP) y se hizo un modelaje del problema para el sistema colombiano. Se desarrolló un diseño preliminar de los procesos de coordinación asistida de maniobras en tiempo real y operación multisitio y se realizó la Gestión del cambio con la entrada en operación del Videowall.

## Incorporación de plantas eólicas al SIN

### Antecedentes

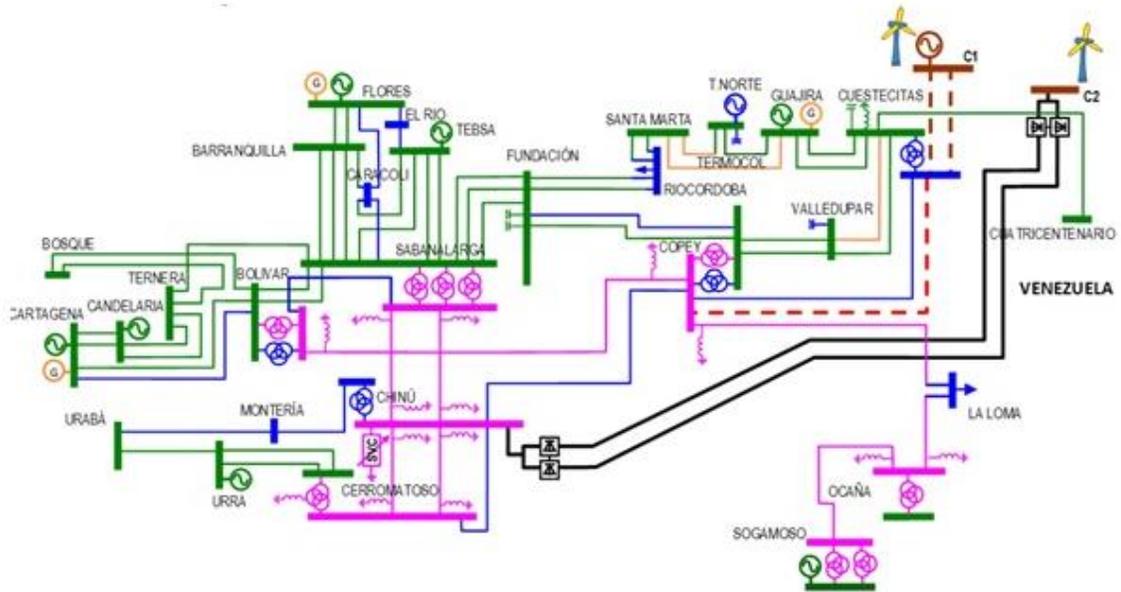
Según lo ha informado la UPME en el Plan de Expansión 2015-2029, existe por parte de algunos inversionistas el interés de desarrollar la actividad de generación de energía mediante la instalación de parques de generación eólicos. Las manifestaciones de interés superan los 3.000 MW, los cuales están concentrados en el departamento de la Guajira (Ver Figura 1).

Figura 1. Ubicaciones conjuntos parques eólicos. Fuente: UPME / XM



El Plan de Expansión 2015-2029 define además la red objetivo para evacuar esta generación, la cual contempla la posibilidad de usar tecnología HVDC en una de sus alternativas. La red objetivo se ilustra en la figura 2.

Figura 2. Red objetivo UPME. Fuente: UPME



Para establecer los requisitos de conexión para este tipo de plantas, la UPME contrató un estudio, el cual fue presentado a la CREG. La recomendación de este informe es propender por la neutralidad en la exigencia de requisitos respecto a otras tecnologías de generación, las cuales emplean máquinas sincrónicas como interfaz entre la fuente primaria de energía y el sistema eléctrico de potencia, en contraste con la tecnología eólica que se apoya en convertidores de electrónica de potencia para este fin. Para garantizar esta neutralidad el estudio recomienda requisitos mínimos para soportabilidad ante variaciones de tensión, capacidad de intercambio de potencia reactiva y respuesta primaria de frecuencia, entre otros temas.

XM ha identificado que la materialización de estas iniciativas requiere gestionar el cambio respecto a la reglamentación y los procesos operativos actuales. Para dimensionar el mismo, se ha gestionado la consecución de la información de promotores de los proyectos así como de fabricantes de turbinas. Simultáneamente se llevó a cabo un ejercicio de vigilancia tecnológica. Por otro lado se comparó el nivel de variabilidad en la potencia activa que introduciría la incorporación de estos parques con el nivel actual de variabilidad de la demanda de potencia del sistema eléctrico colombiano.

### Ejercicio de vigilancia tecnológica

Con el objetivo de dar respuesta a las problemáticas que se podrían presentar desde el punto de vista operativo luego de incorporar un bloque importante de energía eólica, se identificó la necesidad de vigilar el desarrollo de la capacidad de control de tensión y frecuencia de la tecnología de generación eólica, así como la



forma en que la misma maximiza la capacidad de incorporación de esta tecnología al sistema eléctrico de potencia.

Dentro del ejercicio se destaca el incremento en la cantidad de publicaciones del tema en los últimos 10 años, las cuales se concentran en China, USA, India, Japón, Reino Unido y España.

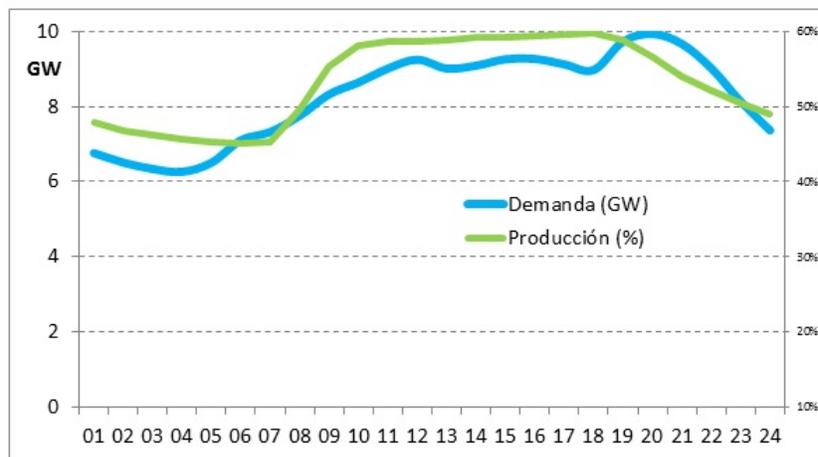
Las principales conclusiones del ejercicio respecto a la tecnología de generación eólica son:

- Países con potencial eólico menor al colombiano, tienen iniciativas de este tipo.
- Distribución característica de la generación eólica o de su potencial tipo Weibull.
- El desempeño de la tecnología actual de conversión es comparable al de las máquinas sincrónicas:
  - El control de voltaje es manejable.
  - Los aerogeneradores pueden contribuir a la regulación primaria de frecuencia.
- La reserva para control de frecuencia es un resultado del análisis estadístico histórico y es altamente impactado por la frecuencia de actualización de los pronósticos y la cantidad de potencia eólica incorporada.
- Mediante la incorporación de algunos elementos regulatorios en Colombia se podrían incorporar cantidades importantes de potencia eólica

### Efectos esperados en la operación del SIN

El análisis de los efectos esperados en la operación del SIN comienza comparando el nivel de generación eólica que se incorporaría y la demanda de potencia del SIN (Ver Figura 3). Posteriormente se compara la variabilidad de demanda actual del SIN y la variabilidad esperada, luego de incorporar una capacidad de generación eólica del orden de 3.000 MW.

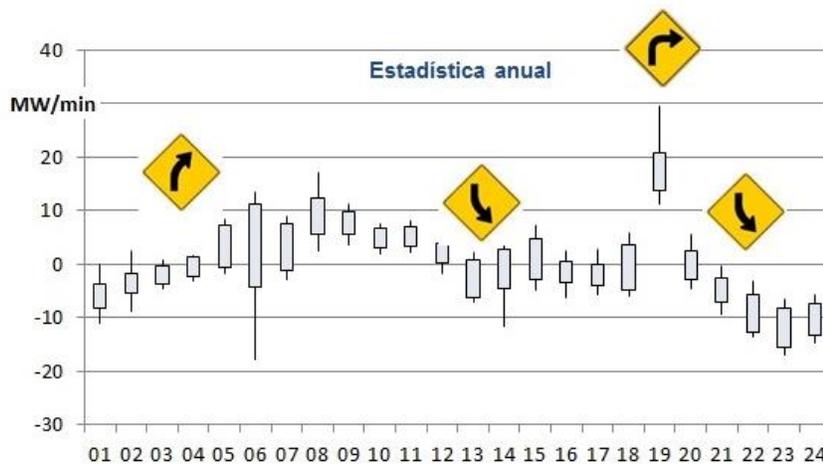
Figura 3. Producción esperada vs demanda de potencia. Fuente: XM



Se observa para el caso colombiano una alta coincidencia entre los perfiles de demanda de potencia y de generación eólica esperada para las diferentes horas de un día típico, así como un nivel de participación esperado del orden del 20%.

Para analizar la variabilidad de potencia a que está sometido el parque de generación actual se caracterizan las variaciones de la curva de demanda del sistema cada diez minutos, agrupándolas para cada uno de los períodos del día mediante un diagrama de Caja-Bigotes (Ver Figura 4).

Figura 4. Variabilidad de demanda actual del SIN. Fuente: XM



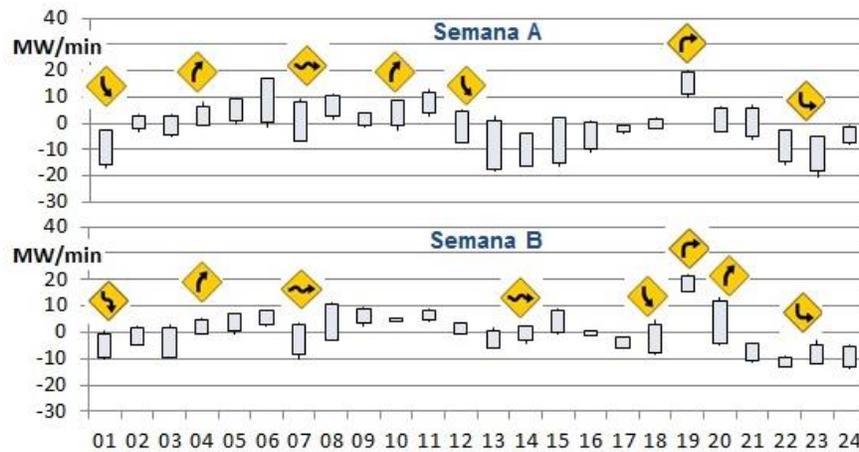
Este diagrama sintetiza para cada una de las horas del día la información estadística acerca de las variaciones diez minutales de la curva de demanda, presentando en la caja el rango que agrupa el 90% de la muestra y con los bigotes la totalidad de la misma. Se evidencian intervalos de tiempo con un marcado ascenso o descenso en el nivel de variaciones, los cuales se resaltan en la figura mediante señales de tránsito.

En esta figura se observa que las variaciones de demanda pueden ser adecuadamente caracterizadas a nivel anual teniendo en cuenta que se obtienen valores bastante acotados en todos los períodos del día así como intervalos de tiempo típicos tanto para el aumento como para la disminución.

Para analizar la variabilidad esperada luego de incorporar más de 3.000 MW de generación eólica, se repite el ejercicio anterior analizando en este caso la diferencia entre la curva de demanda y la de generación eólica. Los resultados se presentan en la Figura 5 para dos semanas diferentes.



Figura 5. Variabilidad esperada. Fuente: XM



En este caso se observa un orden de magnitud en las variaciones de potencia similar al mostrado en la Figura 4 y por lo tanto no se esperan efectos adversos en la operación respecto a este tema.

Sin embargo, la característica de las variaciones cambia de una semana a otra (Ver Figura 5). Debido a esto, las variaciones esperadas requieren ser caracterizadas con una resolución por lo menos a nivel semanal, por lo que el pronóstico de corto plazo de la generación eólica, idealmente intradiario, cobra especial relevancia. Adicionalmente, el hecho que la característica de variación cambie a nivel semanal implica la necesidad de implementar una metodología diferente para la regulación terciaria de frecuencia.

Estos análisis preliminares se fundamentan en los datos de series de vientos y conversión de energía suministrados por sólo dos de los promotores. Los mismos serán actualizados conforme se reciba información por parte de los demás promotores.

## Conclusiones

- El desempeño de la tecnología actual de conversión de energía utilizado para generación eólica es comparable al de las máquinas sincrónicas.
- Mediante la incorporación de algunos elementos regulatorios en Colombia se podrían incorporar cantidades importantes de potencia eólica
- Con los datos de vientos disponibles y para el nivel de incorporación de tecnología eólica considerado no se observa una alteración significativa en los niveles de variabilidad de potencia a nivel diez minutil, y por lo tanto no se esperan efectos adversos en la operación respecto a este tema.
- Para obtener una adecuada caracterización de las variaciones de potencia esperadas se requiere una caracterización con una resolución por lo menos a nivel semanal, por lo que el pronóstico de corto plazo de la generación eólica, idealmente intradiario, cobra especial relevancia

- El hecho que la característica de variación cambie a nivel semanal implica la necesidad de implementar una metodología diferente para la regulación terciaria de frecuencia.
- Se deben incorporar al análisis los datos de series de vientos de todos los promotores.

## Pasos siguientes

Dentro de los pasos a seguir se han identificado los siguientes temas:

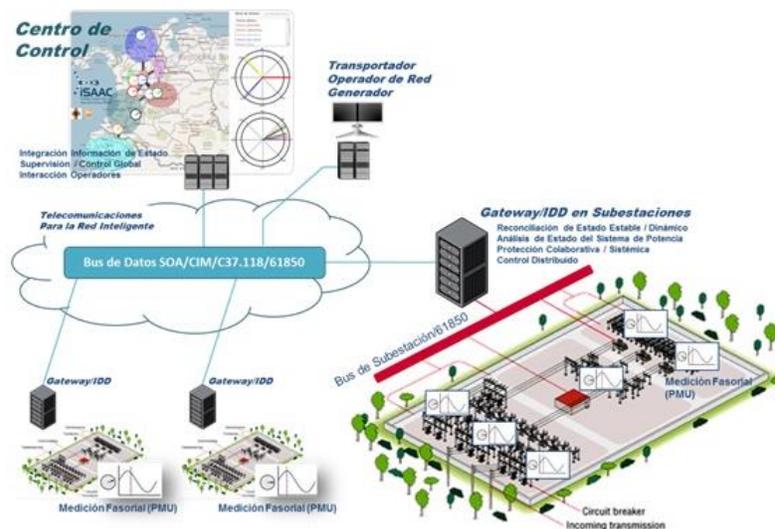
- Análisis y propuesta de red objetivo que permita el mayor aprovechamiento y flexibilidad de este tipo de generación a la operación del SIN
- Procedimientos y herramientas para el pronóstico de vientos, así como la infraestructura de medición necesaria.
- Determinación de los requerimientos de reserva rodante para el control de frecuencia y de intercambios. Necesidad y requerimientos del servicio de “fast ramping”
- Procedimientos para la programación de generación teniendo en cuenta grandes cantidades de energía eólica.
- Procedimientos operativos para limitar la generación eólica en tiempo real ante contingencias o mantenimientos en la red de transporte.
- Supervisión en tiempo real de parques eólicos, en particular respecto al uso de unidades de medición fasorial (PMUs) u otros medios de supervisión avanzada.

## Proyecto iSAAC (sistema inteligente de supervisión y control avanzado)

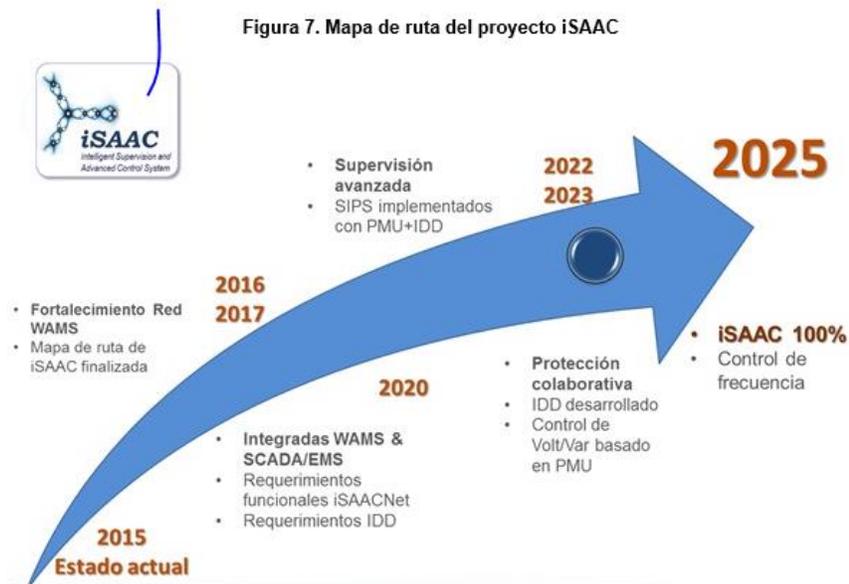
### Descripción:

El proyecto iSAAC ha sido concebido para establecer las bases de una futura supervisión inteligente y un control avanzado del sistema eléctrico colombiano. Este concepto podrá igualmente revolucionar el actuar de los operadores a nivel mundial, pues está ideado para romper varios de los paradigmas actuales y aprovechar los enormes avances tecnológicos que se han dado en las comunicaciones y en la computación. En la figura 6 se ilustra de manera conceptual la arquitectura funcional en la que está basada la propuesta del proyecto iSAAC.

Figura 6. Visión Funcional del Sistema Inteligente de Supervisión y Control Avanzado



El proyecto iSAAC es concebido como un proyecto a largo plazo, mediante el cual se logre una evolución natural de la supervisión tradicional actual. Para tan fin se ha trazado un mapa de la ruta a seguir en los próximos años, tal y como se ilustra en la figura 7.



### Logros 2015:

Cada una de los componentes de iSAAC requiere desarrollarse para posibilitar la implementación de la supervisión inteligente, los controles avanzados y los esquemas de protección sistémicos del sistema interconectado. En aras de alcanzar los objetivos finales del proyecto, durante el año 2015 se avanzó en los siguientes aspectos:

### Fortalecimiento red WAMS

- Instalación de PMUs adicionales para la supervisión directamente en bornes de todas las unidades de Guavio y TEBSA;
- Instalación de PMUs a nivel de 500 kV en las subestaciones Bacatá (línea a Primavera), y Cerromatoso (línea a Chinú);
- Estudios de integración de la red WAMS a la plataforma SIGUARD del nuevo centro de control;

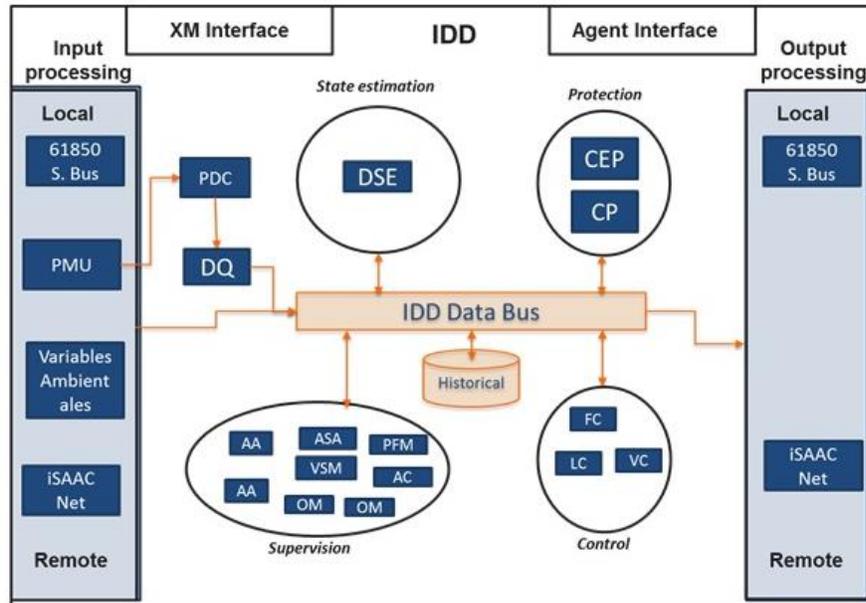
### iSAACnet:

- Esclarecimiento en conjunto con INTERNEXA de las exigencias técnicas de la nueva de red de comunicaciones;
- Definición de políticas para el manejo y almacenamiento de datos en las subestaciones;
- Seguimiento a los indicadores de calidad de datos recibidos;

## IDD

- Desarrollo de talleres de expertos, con el apoyo del CIDET, para establecer el diseño conceptual del IDD (Intelligent Decision Device). El consenso final obtenido en los talleres, se presenta en la figura 8.

Figura 8. Diseño Conceptual del IDD según consenso de expertos



### Ambiente de pruebas de concepto

El control y la protección sistémica, requieren de un cuidadoso diseño y una exhaustiva verificación ante múltiples condiciones operativas posibles y diversas perturbaciones. Los programas de simulación digitales, tales como el DigSILENT Power Factory, resultan realmente ineficientes para realizar esta labor. Por esta razón, se han desarrollado los denominados simuladores de tiempo real, en los cuales es posible ejecutar miles de simulaciones centenas de veces más rápido que los programas tradicionales de simulación. De hecho, muchas empresas líderes a nivel mundial en la operación de sus sistemas eléctricos utilizan estos dispositivos, como Southern California Edison e Hydro Quebec, entre otras conocidas.

Para que el proyecto iSAAC pueda alcanzar los objetivos propuestos para el control y la protección sistémicas, se aprobó la adquisición para el año 2016 de una herramienta (hardware y software) que permita realizar las miles de simulaciones en tiempo real, que se requieren para validar responsablemente estas estrategias avanzadas. Es importante destacar que este tipo de herramientas tienen muchos otros usos, que podrían igualmente ser aprovechados, tanto por XM como por otras empresas, incluso de sectores diferentes al eléctrico.



Además de potenciar el avance del proyecto iSAAC, el disponer y saber utilizar un simulador de tiempo real, colocaría realmente a XM en el conocimiento y la tecnología de punta de los sistemas de potencia

#### Validación de Parámetros de Unidades Generadora

Se finalizó con la Universidad Federal de Santa Catarina UFSC, Florianópolis, Brasil, la investigación que buscaba desarrollar una nueva metodología para la validación de modelos de unidades generadoras, utilizando registros sincrofasoriales, a través de la tesis doctoral de Jorge Enrique Gómez Castro titulada “Validação de modelos de simulação em sistemas elétricos utilizando medição fasorial sincronizada”

#### Participación en eventos externos

Asistencia a diferentes foros nacionales e internacionales, tales como,

- 2015 IEEE PES General Meeting, Denver, July 26-30;
- NASPI meeting de marzo y octubre;
- CIGRE Grid of the Future Symposium, October 11-13;
- Presentación experiencias medición fasorial en Colombia (iSAAC) en un Panel del ISGT (Innovative Smart Grid Technologies-Latin America) IEEE LA, Montevideo;
- Obtención del segundo lugar en el Premio Ámbar 2015 a la Investigación y Desarrollo del Sector Eléctrico Colombiano, con el trabajo “Validación de modelos, de la teoría a la práctica”;
- Publicación en revista indexada del artículo: Gomez J.E., Decker I.C “A novel model validation methodology using synchrophasor measurements”. ELSEVIER. Electric Power Systems Research. Volume 119, February 2015, Pages 207–217.

## Anexos

### Planeación Operación del SIN

#### Eventos tensión fuera de rango

En la tabla que se muestra a continuación se encuentra el detalle de los eventos de tensión fuera de rango registrados en 2015.

Tabla 5 – Eventos tensión fuera de rango	
Fecha ocurrencia	Descripción
2015-02-09 7:40	Se presentó la desconexión de todos los interruptores asociados a la subestación Urrá 230 kV, adicionalmente se presentó apertura de la bahía de línea en la subestación Urabá hacia Urrá 230 kV. El evento ocasionó ausencia de tensión en las subestaciones Urrá 230 kV, Urabá a 230/110 kV y Apartado 110 kV. Al momento del evento se encontraba en ejecución la consignación nacional C011884 sobre la bahía de acople en Urrá 230 kV. El agente reporta que no identificó la causa del evento.
2015-03-10 10:32	Disparo de todos los elementos asociados a la subestación Termo Flores II 220 kV incluida la generación de Termoflores IV por 220 kV con 350 MW aproximadamente. El agente reporta disparo asociado a la consignación C0112399 sobre el modulo común de Termo Flores II 220 kV. En el evento no dispararon los activos por 110 kV de la subestación Termo Flores II 110 kV ni la generación de Termo Flores IV 110 kV. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.59 Hz.
2015-04-01 7:29	Disparo en ambos extremos del circuito Juanchito - Salvajina 230 kV, campo M040 en subestación Juanchito 230kV y de la bahía de línea Salvajina hacia Pance 230kV. Por el evento se disparo la unidad 2 de Salvajina que estaba en línea. El agente reporta que la causa del evento es descargas atmosféricas en la zona. Previo al evento a las 07:21 horas se presentó disparo en ambos extremos del circuito Juanchito - Salvajina 230 kV y el campo M040 en subestación Juanchito 230kV, así como recierre positivo de la bahía de línea Salvajina hacia Pance 230kV.
2015-04-18 15:43	Disparo del circuito Urrá - Urabá 220 kV, quedando sin tensión las subestaciones Urabá 220/110 kV y Apartado 110 kV. El agente reporta tormentas en la zona.



■ filial de isa

2015-05-03 21:32	Disparo en ambos extremos de los circuitos Juanchito - Salvajina 230 kV y Pance - Salvajina 230kV. Por el evento se disparo la unidad 2 de Salvajina que estaba en línea con 77 MW. El agente reporta que la causa del evento fue descargas atmosféricas en la zona. Al momento de la normalización se presentó problemas con el cierre en las bahías de línea de Salvajina 230 kV, por falla en el mecanismo hidráulico de cierre de los interruptores según lo reporta el agente.
2015-05-22 6:50	Apertura de los circuitos Guajira - Cuestecitas 1 y 2 220 kV dejando sin tensión las subestaciones: Cuestecitas Intercolombia y Transelca a 220 kV y Cuestecitas, Riohacha, Jepirachi, Maicao y Puerto Bolívar a 110 kV. El agente reporta alta contaminación en la zona. El circuito Valledupar-Cuestecitas 220 kV se encontraba indisponible desde las 05:10 horas por la misma causa.
2015-05-25 3:12	Indisponibilidad del activo Urrá - Urabá 230 kV. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.
2015-06-04 0:16	Disparo de los circuitos Copey - Ocaña 500 kV y Fundación - Copey 230 kV. Para el circuito Copey - Ocaña 500 kV el agente informa que según los registros se observa falla evolutiva, quedando para revisión la línea. Para el circuito Fundación- Copey 230 kV se procede a realizar intento de cierre pero se presentan problemas con la bahía de línea en Copey 230kV, el agente reporta contacto sulfatado en la bobina de cierre del interruptor. Entre las 00:16 horas hasta 00:24 horas, debido a la salida de los circuitos se presentó evento de tensión en la subestación de Copey 500kV.
2015-06-04 0:48	Disparo del circuito Bolívar - Sabanalarga 1 220kV con 30.3 MW. El agente reporta puente roto fase C en la estructura 136 de la línea. Debido al evento de las 00:02 horas, de los circuitos Copey - Ocaña 500 kV y Fundación - Copey 230 kV, que produjo evento de tensión, se presenta nuevamente evento de tensión ante la indisponibilidad de los tres circuitos, entre las 00:48 horas hasta 02:08 horas en las subestaciones de Bolívar 500kV y Copey 500kV.



■ filial de isa

<p>2015-06-10 8:25</p>	<p>Disparo por sobrecarga de la bahía de línea en Termoflores I - Oasis 110 kV, ocasionando el disparo de la generación de Termoflores IV y dejando desatendidas y sin tensión las subestaciones Termoflores por 220, 110, Flores 34.5 kV y Rio Mar a 34.5 kV. Previo a este evento, se encontraban abiertos los circuitos Termoflores II - NUEVA BARRANQUILLA 1 y 2 220 kV por consignaciones nacionales C0120800 y C0120801.</p>
<p>2015-06-15 15:00</p>	<p>Se presenta apertura en la subestación Alto Anchicayá 230 kV, de las bahías hacia Pance y Yumbo 230 kV, y recierre exitoso de la bahía de línea Yumbo a Alto Anchicayá 230 kV. El agente reporta actuación de protección distancia (ANSI 21) zona 1, ante falla en la fase B. A esta misma hora se presentó apertura del circuito Bajo Anchicayá -Chipichape 2 a 115 kV.</p>
<p>2015-07-08 2:17</p>	<p>Disparo de los circuitos en ambos extremos Ternera - Termocandelaria 1 220 kV, Termocandelaria - Termocartagena 1 220 KV. Las unidades de Generación Termocandelaria 1 y 2 se encontraban fuera de servicio. Los circuitos Ternera - Termocandelaria 2 220 KV y Termocandelaria - Termocartagena 2 220 KV abrieron en los extremos remotos a Termocandelaria. Se realizó maniobra de apertura sobre los transformadores Termocandelaria 4 Y 5 220/110 KV. En 110 KV quedaron sin tensión las subestaciones Termocandelaria, Nueva Cospique y Argos. El agente reporta explosión de PT en la bahía de línea en Termocandelaria a Cartagena 1 220 KV.</p>
<p>2015-07-12 21:00</p>	<p>Disparo de todos los elementos de la subestación Copey 220 kV dejando sin tensión las subestaciones Copey, El Paso, El Banco, Valledupar, San Juan, La Jagua y Codazzi a 110 kV. En el momento del evento la subestación Valledupar se encontraba dividida por recomendación eléctrica asociada a trabajos de las consignaciones C0120174 y C0120945 sobre ambas bahías del activo COPEY - VALLEDUPAR 2 220 kV. El agente reporta actuación de protección diferencial de barras.</p>

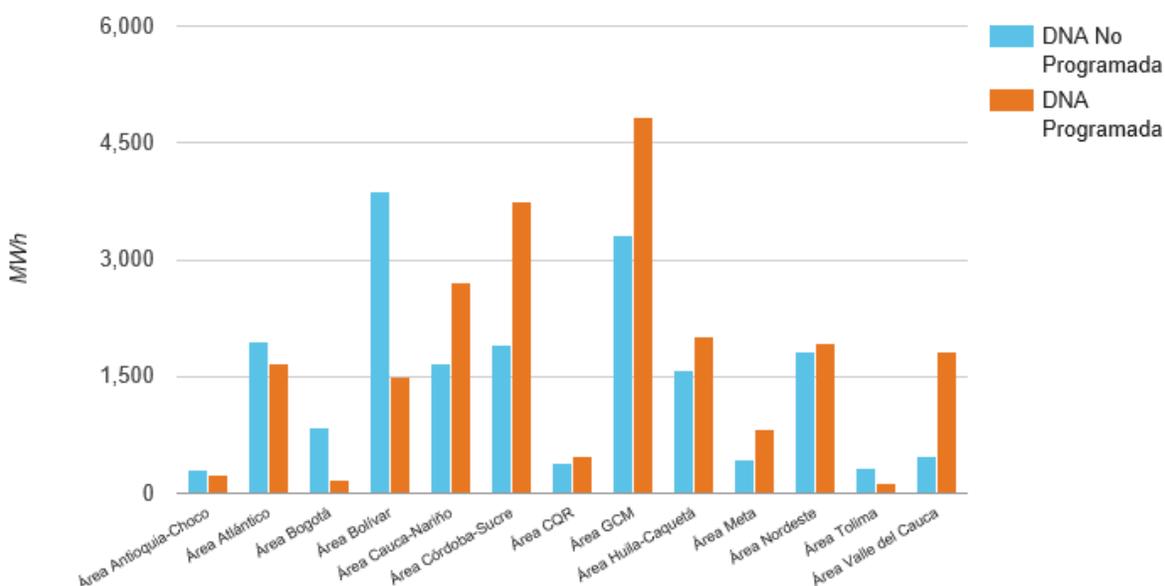


2015-07-30 10:41	Apertura de las bahías de línea en la subestación San Mateo 230 kV hacia Tasajero, Belén, Ocaña y de la bahía del transformador 1. Adicionalmente, se presentó apertura en la subestación San Mateo 115 kV de la bahía de línea hacia Ínsula, la bahía del autotransformador 1 y transformadores 7, 8 y 9. Se presentó apertura de las líneas Ínsula - San Mateo 115 kV e Ínsula - Zulia 115 kV en ambos extremos. El agente reporta causa bajo análisis.
2015-08-16 18:56	Disparo del circuito Urrá - Urabá 230 kV. El agente reporta actuación de protección distancia por descargas atmosféricas.
2015-08-31 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.
2015-09-01 13:18	Disparo de la línea Cuestecitas - Valledupar 220 kV quedando sin tensión las subestaciones Cuestecitas 220 y 110 kV, Maicao 110 kV y Riohacha 110 kV. El reporte inicial del agente indica que el disparo de la línea Cuestecitas - Valledupar 220 kV se debió a una sobretensión. En el momento del evento se encontraban indisponibles por catástrofe natural los circuitos Termoguajira - Cuestecitas 1 y 2 220 kV.
2015-09-25 7:10	Disparo del circuito Belén - San Mateo 230 kV, quedando sin tensión la subestación BELÉN por los niveles de tensión de 230 kV y 115 kV, y la subestación de Sevilla 115 kV. En el momento del disparo se encontraba en mantenimiento la BL1 Belén a Tasajero 230 kV bajo los trabajos de la consignación C0126832 y abierta la BL1 Ínsula a Belén 115 kV operativamente. El agente reporta falla en el interruptor s20 en subestación Belén 230 kV por desbalance de fases.
2015-10-23 15:47	Desconexión de los circuitos Pance - Salvajina 1 230 kV y Juanchito - Salvajina 1 230 kV, dejando sin tensión y desatendida la demanda de la subestación Salvajina 230 kV. Al momento del evento la unidad 2 de Salvajina se encontraba generando una potencia activa de 30 MW. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.

## Demanda no atendida por causas programadas y no programadas por áreas operativas

En la gráfica 7 se presenta la demanda no atendida por causas programadas y no programadas por áreas operativas en el año 2015.

Gráfica 7 - Resumen demanda no atendida programada y no programada por área operativa año 2015.



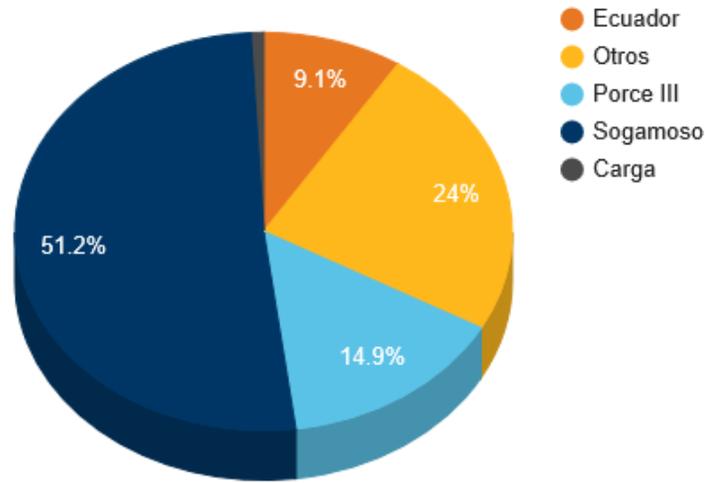
El área con mayor demanda no atendida programada es GCM (Guajira, Cesar, Magdalena), esto debido a la gran cantidad de mantenimientos sobre transformadores de carga y circuitos radiales.

El área con mayor demanda no atendida no programada es Bolívar. Los eventos más relevantes fueron la indisponibilidad de los transformadores Ternera 3 66/13.2 kV y Ternera 5 66/13.2 kV por falla en un cable de potencia de 13.2 kV y la indisponibilidades del circuito Ternera – Gambote 66kV.

### Eventos de variación de frecuencia del sistema

Durante el 2015 se presentaron 121 eventos de frecuencia, de los cuales 62 fueron ocasionados por disparo de las unidades en Sogamoso, 18 por disparo de unidades de Porce III, 11 debido a pérdidas de generación en Ecuador, 1 debido a perdida de carga y los demás se presentaron por disparo en unidades del Sistema Interconectado Nacional, ver gráfica 8.

Gráfica 8. Causa de eventos de frecuencia durante el 2015.



Ver Tabla

v

Causa de eventos de frecuencia durante el 2015

Ecuador	11
Otros	29
Porce III	18
Sogamoso	62
Carga	1
Total general	121

**Eventos de variación transitoria de frecuencia con mayor impacto:**

Enero 12 (08:14 horas): Disparo de la unidad de generación 3 de Sogamoso con una potencia de 273 MW, el agente reporta que se presentó problema en el sistema de enfriamiento. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.62 Hz.

Enero 22 (17:36 horas): Se pierde la generación de las unidades 1 y 2 de Porce III las cuales se encontraban generando 352 MW al quedar aisladas del SIN, debido a que en la subestación Porce III 500 kV se encontraban abiertos los interruptores asociados a Barra 2 por los trabajos de la consignación nacional C0111838 y disparo del corte central 5M020 por el que estaba saliendo la generación de las unidades. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.62 Hz.

Febrero 18 (00:25 horas): S Disparo de la unidad Sogamoso 02 con 262 MW aproximadamente. El agente reporta disparo durante las pruebas de potencia reactiva. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.57 Hz.



Febrero 23 (17:18 horas): Se presenta evento en el sistema Ecuatoriano al dispararse el circuito Totorá - Santa Rosa a 230 kV, con lo que se presenta el disparo de las unidades 1 y 5 de Paute con 160 MW y de la unidad térmica de vapor Gonzalo Ceballos con 62 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.62 Hz.

Abril 26 (04:54 horas): Disparo de la Unidad 3 de Sogamoso con 254 MW. El agente reporta fuga de aceite en unidad hidráulica que controla el regulador de velocidad. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.56 Hz.

Abril 28 (05:21 horas): Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 254 MW. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento del transformador elevador. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.58 Hz.

Mayo 4 (05:40 horas): Disparo de las unidades 1 y 2 Sogamoso con 488 MW. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.46 Hz.

Mayo 10 (08:07 horas): Disparo de las unidades Sogamoso 1 y 2 con 410 MW. El agente reporta fallas en el sistema de enfriamiento. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.55 Hz.

Junio 6 (05:30 horas): Disparo de las unidades Porce III 2, 3 y 4 con 400 MW por aislamiento del SIN. Se presenta apertura de las bahías de línea y cortes centrales asociados a la reconfiguración San Carlos - Porce III - Cerromatoso 500 kV con recierre exitoso de las bahías de línea y cortes centrales en los extremos de Cerromatoso y San Carlos 500 kV. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.47 Hz.

Junio 7 (00:01 horas): Disparo de las unidades Porce III 2, 3 y 4 con 400 MW por aislamiento del SIN. Se presenta apertura de las bahías de línea y cortes centrales asociados a la reconfiguración San Carlos - Porce III - Cerromatoso 500 kV simultáneo con recierre exitoso de Primavera - Cerromatoso 500 kV. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.54 Hz.

Agosto 25 (14:25 horas): Disparo de las unidades de generación Sogamoso 2 Y 3 con 452 MW en total. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.62 Hz.

Octubre 31 (04:18 horas): Evento en el sistema de Ecuador, con la pérdida de aproximadamente 400 MW en Paute. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.64 Hz.

Octubre 31 (11:06 horas): Evento en el sistema de Ecuador, con la pérdida de aproximadamente 450 MW en su sistema. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.62 Hz.

## Transacciones del Mercado Mayorista

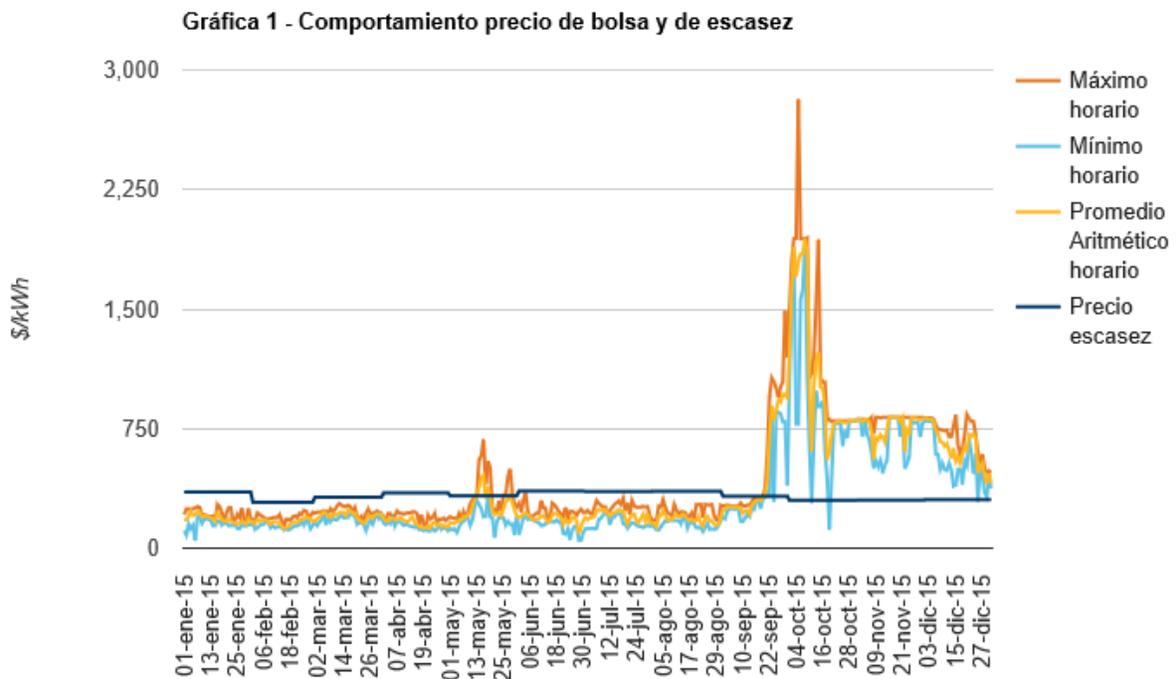


## Precio de bolsa

En la gráfica 1 se ilustra la evolución del precio de bolsa y el precio de escasez durante el año 2015, donde se puede apreciar que los mayores precios de bolsa se presentaron en los meses de septiembre y octubre, con precios superiores a los 2,500\$/kWh, que coinciden con el fenómeno de El Niño presente en esos meses. Así mismo se observa el impacto de la implementación de la Resolución CREG 172 de 2015, a partir de finales de octubre de 2015, a través de la cual se definió el precio máximo a las ofertas de precio para el despacho diario en el Mercado de Energía Mayorista.

Para el año 2015, el máximo valor del precio de bolsa nacional horario se presentó el día 05 de octubre con un valor de 2,821.71 \$/kWh en el período 09, y el valor mínimo el día 01 de enero con un valor de 46.79 \$/kWh en el período 03.

Durante el 2015, el precio de bolsa superó el precio de escasez en el mes de mayo los días comprendidos del 14 al 19 y del 25 al 29, en el mes de septiembre los días entre el 20 y 30, y en los meses de octubre, noviembre y diciembre todos los días.



Ver Tabla

v

**Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)**

	Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio Aritmetico horario	Precio escasez	PB > PE
1	01-ene-15	212.21	111.70	178.61	354.54	NO
2	02-ene-15	248.48	84.48	180.84	354.54	NO
3	03-ene-15	248.87	153.87	199.91	354.54	NO
4	04-ene-15	242.91	122.91	237.91	354.54	NO
5	05-ene-15	251.60	143.60	208.08	354.54	NO
6	06-ene-15	252.79	46.79	213.01	354.54	NO
7	07-ene-15	263.13	198.13	230.16	354.54	NO
8	08-ene-15	257.66	202.66	228.41	354.54	NO
9	09-ene-15	210.27	157.11	199.30	354.54	NO
10	10-ene-15	212.26	181.73	204.12	354.54	NO
11	11-ene-15	207.03	192.03	201.75	354.54	NO
12	12-ene-15	202.93	180.09	196.14	354.54	NO
13	13-ene-15	199.04	178.78	194.31	354.54	NO
14	14-ene-15	203.48	142.48	187.29	354.54	NO
15	15-ene-15	182.61	143.61	171.46	354.54	NO
16	16-ene-15	276.30	172.30	224.07	354.54	NO
17	17-ene-15	262.15	172.15	204.73	354.54	NO
18	18-ene-15	222.31	147.09	179.43	354.54	NO
19	19-ene-15	176.30	162.29	171.22	354.54	NO
20	20-ene-15	217.62	162.61	170.54	354.54	NO
21	21-ene-15	254.85	142.85	185.26	354.54	NO

22	22-ene-15	255.37	143.37	171.42	354.54	NO
23	23-ene-15	172.54	143.54	164.53	354.54	NO
24	24-ene-15	179.29	153.29	159.62	354.54	NO
25	25-ene-15	214.71	124.71	151.50	354.54	NO
26	26-ene-15	192.47	124.47	156.77	354.54	NO
27	27-ene-15	255.31	147.31	171.73	354.54	NO
28	28-ene-15	174.27	142.25	164.31	354.54	NO
29	29-ene-15	174.05	140.53	154.91	354.54	NO
30	30-ene-15	252.59	148.59	187.33	354.54	NO
31	31-ene-15	186.71	149.71	166.83	354.54	NO
32	01-feb-15	175.80	156.80	166.52	289.79	NO
33	02-feb-15	176.71	120.10	156.22	289.79	NO
34	03-feb-15	222.98	128.47	181.21	289.79	NO
35	04-feb-15	213.21	144.20	171.53	289.79	NO
36	05-feb-15	203.39	152.89	178.25	289.79	NO
37	06-feb-15	193.93	151.94	179.22	289.79	NO
38	07-feb-15	182.85	170.85	176.60	289.79	NO
39	08-feb-15	183.76	161.75	164.07	289.79	NO
40	09-feb-15	189.39	129.39	151.39	289.79	NO
41	10-feb-15	193.64	141.62	166.63	289.79	NO
42	11-feb-15	194.28	129.28	165.78	289.79	NO
43	12-feb-15	194.01	134.01	164.99	289.79	NO
44	13-feb-15	211.42	138.42	158.08	289.79	NO
45	14-feb-15	178.78	129.28	138.71	289.79	NO
46	15-feb-15	133.87	120.87	127.58	289.79	NO
47	16-feb-15	182.88	119.88	131.36	289.79	NO

48	17-feb-15	182.73	116.73	135.91	289.79	NO
49	18-feb-15	175.94	121.94	154.10	289.79	NO
50	19-feb-15	199.08	135.08	166.60	289.79	NO
51	20-feb-15	203.80	143.70	164.81	289.79	NO
52	21-feb-15	193.61	141.61	163.86	289.79	NO
53	22-feb-15	219.37	149.37	174.71	289.79	NO
54	23-feb-15	213.31	173.31	182.89	289.79	NO
55	24-feb-15	239.24	146.24	183.46	289.79	NO
56	25-feb-15	234.76	172.76	200.32	289.79	NO
57	26-feb-15	204.18	169.18	189.69	289.79	NO
58	27-feb-15	201.52	123.47	190.31	289.79	NO
59	28-feb-15	227.34	145.34	169.67	289.79	NO
60	01-mar-15	221.45	161.55	172.08	321.96	NO
61	02-mar-15	227.60	142.60	184.56	321.96	NO
62	03-mar-15	228.59	165.59	196.01	321.96	NO
63	04-mar-15	227.15	177.15	209.50	321.96	NO
64	05-mar-15	236.75	225.75	231.25	321.96	NO
65	06-mar-15	233.56	145.45	218.27	321.96	NO
66	07-mar-15	222.37	193.37	206.15	321.96	NO
67	08-mar-15	248.86	168.35	193.38	321.96	NO
68	09-mar-15	233.42	192.42	215.74	321.96	NO
69	10-mar-15	242.91	179.91	209.26	321.96	NO
70	11-mar-15	266.78	179.78	209.14	321.96	NO
71	12-mar-15	281.77	197.22	223.12	321.96	NO
72	13-mar-15	271.43	207.93	228.75	321.96	NO
73	14-mar-15	262.61	191.61	224.07	321.96	NO
74	15-mar-15	262.27	193.27	208.86	321.96	NO

75	16-mar-15	271.43	195.97	242.52	321.96	NO
76	17-mar-15	261.83	220.83	234.55	321.96	NO
77	18-mar-15	231.26	210.30	220.14	321.96	NO
78	19-mar-15	257.39	201.49	220.89	321.96	NO
79	20-mar-15	201.60	151.61	191.79	321.96	NO
80	21-mar-15	186.54	161.43	176.74	321.96	NO
81	22-mar-15	202.56	161.45	171.22	321.96	NO
82	23-mar-15	164.49	151.09	157.85	321.96	NO
83	24-mar-15	220.73	112.73	170.73	321.96	NO
84	25-mar-15	247.32	152.82	204.93	321.96	NO
85	26-mar-15	219.11	177.09	200.32	321.96	NO
86	27-mar-15	219.09	152.09	192.37	321.96	NO
87	28-mar-15	225.86	186.76	210.83	321.96	NO
88	29-mar-15	234.86	211.86	216.20	321.96	NO
89	30-mar-15	226.46	185.89	217.74	321.96	NO
90	31-mar-15	218.43	206.43	211.62	321.96	NO
91	01-abr-15	195.56	159.56	186.20	348.86	NO
92	02-abr-15	188.16	149.20	173.40	348.86	NO
93	03-abr-15	219.15	165.15	171.67	348.86	NO
94	04-abr-15	219.12	155.12	189.34	348.86	NO
95	05-abr-15	193.54	184.18	187.37	348.86	NO
96	06-abr-15	204.45	139.34	183.12	348.86	NO
97	07-abr-15	235.13	167.13	182.09	348.86	NO
98	08-abr-15	219.80	169.70	187.83	348.86	NO
99	09-abr-15	221.38	160.28	188.15	348.86	NO
100	10-abr-15	214.75	144.75	174.97	348.86	NO
101	11-abr-15	220.93	153.13	171.16	348.86	NO



■ filial de isa

102	12-abr-15	223.77	144.97	167.19	348.86	NO
103	13-abr-15	221.81	140.01	185.75	348.86	NO
104	14-abr-15	230.61	135.61	197.14	348.86	NO
105	15-abr-15	230.00	132.50	160.26	348.86	NO
106	16-abr-15	219.15	137.15	152.57	348.86	NO
107	17-abr-15	149.20	119.20	136.86	348.86	NO
108	18-abr-15	214.34	119.34	134.07	348.86	NO
109	19-abr-15	150.09	111.03	128.94	348.86	NO
110	20-abr-15	139.75	119.75	128.88	348.86	NO
111	21-abr-15	209.28	109.28	142.48	348.86	NO
112	22-abr-15	184.51	109.21	130.08	348.86	NO
113	23-abr-15	195.50	127.50	159.15	348.86	NO
114	24-abr-15	219.78	109.78	163.60	348.86	NO
115	25-abr-15	160.31	119.21	145.56	348.86	NO
116	26-abr-15	183.14	144.14	155.50	348.86	NO
117	27-abr-15	181.89	119.39	138.56	348.86	NO
118	28-abr-15	190.28	130.28	146.22	348.86	NO
119	29-abr-15	174.83	124.83	134.34	348.86	NO
120	30-abr-15	190.39	110.39	136.67	348.86	NO
121	01-may-15	200.00	125.10	163.33	330.27	NO
122	02-may-15	190.32	116.32	158.98	330.27	NO
123	03-may-15	190.29	123.29	155.79	330.27	NO
124	04-may-15	185.06	100.36	172.41	330.27	NO
125	05-may-15	220.44	135.44	171.04	330.27	NO
126	06-may-15	192.09	162.09	179.28	330.27	NO
127	07-may-15	230.68	170.58	200.76	330.27	NO
128	08-may-15	201.53	186.53	195.69	330.27	NO

129	09-may-15	224.47	194.47	211.51	330.27	NO
130	10-may-15	280.81	145.81	219.14	330.27	NO
131	11-may-15	304.30	179.30	266.18	330.27	NO
132	12-may-15	315.10	260.10	304.85	330.27	NO
133	13-may-15	330.13	300.13	323.46	330.27	NO
134	14-may-15	558.08	275.08	381.49	330.27	SI
135	15-may-15	581.08	250.08	447.03	330.27	SI
136	16-may-15	686.49	198.75	459.74	330.27	SI
137	17-may-15	400.11	200.11	313.51	330.27	SI
138	18-may-15	550.08	327.08	389.10	330.27	SI
139	19-may-15	505.48	198.83	327.29	330.27	SI
140	20-may-15	254.23	194.23	230.55	330.27	NO
141	21-may-15	239.87	66.17	213.77	330.27	NO
142	22-may-15	234.27	167.92	217.79	330.27	NO
143	23-may-15	300.33	194.30	218.91	330.27	NO
144	24-may-15	230.70	196.57	205.09	330.27	NO
145	25-may-15	334.36	191.37	246.67	330.27	SI
146	26-may-15	331.98	146.46	290.57	330.27	SI
147	27-may-15	450.31	170.00	304.98	330.27	SI
148	28-may-15	500.94	150.94	334.52	330.27	SI
149	29-may-15	343.19	153.19	287.23	330.27	SI
150	30-may-15	276.72	83.78	239.67	330.27	NO
151	31-may-15	262.24	201.35	204.85	330.27	NO
152	01-jun-15	284.69	85.69	195.07	360.41	NO
153	02-jun-15	226.82	135.82	196.78	360.41	NO
154	03-jun-15	302.87	196.34	217.50	360.41	NO

155	04-jun-15	352.37	200.86	223.05	360.41	NO
156	05-jun-15	227.69	182.69	214.23	360.41	NO
157	06-jun-15	205.96	188.50	199.67	360.41	NO
158	07-jun-15	196.17	181.47	184.79	360.41	NO
159	08-jun-15	211.72	172.82	180.85	360.41	NO
160	09-jun-15	222.23	167.73	183.08	360.41	NO
161	10-jun-15	219.24	162.03	188.90	360.41	NO
162	11-jun-15	302.75	141.95	198.73	360.41	NO
163	12-jun-15	255.42	144.61	206.47	360.41	NO
164	13-jun-15	251.87	157.88	186.12	360.41	NO
165	14-jun-15	169.90	166.90	167.77	360.41	NO
166	15-jun-15	184.36	166.55	174.69	360.41	NO
167	16-jun-15	284.23	167.23	213.08	360.41	NO
168	17-jun-15	274.51	165.01	221.57	360.41	NO
169	18-jun-15	253.90	178.01	215.83	360.41	NO
170	19-jun-15	231.85	164.39	205.80	360.41	NO
171	20-jun-15	216.39	166.39	192.17	360.41	NO
172	21-jun-15	201.81	94.81	149.87	360.41	NO
173	22-jun-15	259.56	89.06	181.67	360.41	NO
174	23-jun-15	182.79	122.79	161.63	360.41	NO
175	24-jun-15	232.34	52.93	164.24	360.41	NO
176	25-jun-15	233.01	118.01	196.96	360.41	NO
177	26-jun-15	226.22	137.50	196.44	360.41	NO
178	27-jun-15	208.08	139.07	170.06	360.41	NO
179	28-jun-15	231.06	51.65	92.73	360.41	NO
180	29-jun-15	245.53	51.12	137.22	360.41	NO
181	30-jun-15	226.26	101.26	175.58	360.41	NO

182	01-jul-15	226.98	123.98	194.74	357.40	NO
183	02-jul-15	238.77	125.27	180.66	357.40	NO
184	03-jul-15	219.39	123.89	190.60	357.40	NO
185	04-jul-15	215.62	127.12	193.44	357.40	NO
186	05-jul-15	256.48	122.48	197.97	357.40	NO
187	06-jul-15	301.15	125.87	241.10	357.40	NO
188	07-jul-15	283.13	182.13	240.16	357.40	NO
189	08-jul-15	269.28	189.28	245.93	357.40	NO
190	09-jul-15	261.13	211.13	232.86	357.40	NO
191	10-jul-15	260.14	219.33	244.45	357.40	NO
192	11-jul-15	227.35	219.70	220.82	357.40	NO
193	12-jul-15	236.71	146.69	204.84	357.40	NO
194	13-jul-15	256.39	195.39	218.41	357.40	NO
195	14-jul-15	275.51	197.51	224.60	357.40	NO
196	15-jul-15	286.65	216.65	228.72	357.40	NO
197	16-jul-15	297.91	217.91	243.58	357.40	NO
198	17-jul-15	275.48	215.49	236.32	357.40	NO
199	18-jul-15	314.73	155.73	234.89	357.40	NO
200	19-jul-15	234.95	147.95	186.76	357.40	NO
201	20-jul-15	287.29	127.39	156.17	357.40	NO
202	21-jul-15	210.74	148.90	188.60	357.40	NO
203	22-jul-15	300.44	161.44	211.88	357.40	NO
204	23-jul-15	265.49	157.49	214.88	357.40	NO
205	24-jul-15	259.55	144.55	174.22	357.40	NO
206	25-jul-15	256.75	138.75	160.52	357.40	NO
207	26-jul-15	262.16	137.16	189.52	357.40	NO
208	27-jul-15	261.44	131.44	214.73	357.40	NO

209	28-jul-15	262.07	139.57	173.24	357.40	NO
210	29-jul-15	262.00	147.00	222.84	357.40	NO
211	30-jul-15	205.48	138.98	160.46	357.40	NO
212	31-jul-15	177.89	147.89	163.02	357.40	NO
213	01-ago-15	173.75	134.25	152.00	359.01	NO
214	02-ago-15	177.84	117.44	135.83	359.01	NO
215	03-ago-15	265.01	115.51	198.49	359.01	NO
216	04-ago-15	260.16	137.16	207.63	359.01	NO
217	05-ago-15	305.71	155.71	237.60	359.01	NO
218	06-ago-15	256.22	175.50	211.33	359.01	NO
219	07-ago-15	225.55	169.54	179.96	359.01	NO
220	08-ago-15	215.71	176.21	182.17	359.01	NO
221	09-ago-15	200.60	175.10	182.14	359.01	NO
222	10-ago-15	275.27	175.27	202.44	359.01	NO
223	11-ago-15	240.26	175.26	211.71	359.01	NO
224	12-ago-15	217.35	173.35	198.01	359.01	NO
225	13-ago-15	229.92	154.92	201.06	359.01	NO
226	14-ago-15	230.50	190.50	215.46	359.01	NO
227	15-ago-15	224.55	194.55	204.92	359.01	NO
228	16-ago-15	201.52	129.52	185.47	359.01	NO
229	17-ago-15	200.76	167.26	175.95	359.01	NO
230	18-ago-15	224.92	164.92	180.85	359.01	NO
231	19-ago-15	186.89	151.89	170.39	359.01	NO
232	20-ago-15	275.26	130.24	179.47	359.01	NO
233	21-ago-15	276.04	130.04	201.18	359.01	NO
234	22-ago-15	276.92	132.92	158.54	359.01	NO
235	23-ago-15	192.70	106.78	141.50	359.01	NO

236	24-ago-15	276.80	131.30	191.13	359.01	NO
237	25-ago-15	273.94	156.34	202.15	359.01	NO
238	26-ago-15	272.92	120.42	171.66	359.01	NO
239	27-ago-15	276.19	121.69	172.81	359.01	NO
240	28-ago-15	204.90	119.90	151.97	359.01	NO
241	29-ago-15	179.30	123.30	146.14	359.01	NO
242	30-ago-15	174.45	144.44	151.00	359.01	NO
243	31-ago-15	271.82	174.78	193.98	359.01	NO
244	01-sep-15	266.32	195.43	241.06	327.67	NO
245	02-sep-15	269.87	187.17	247.53	327.67	NO
246	03-sep-15	272.53	236.42	262.76	327.67	NO
247	04-sep-15	270.07	245.07	261.75	327.67	NO
248	05-sep-15	265.01	255.43	260.52	327.67	NO
249	06-sep-15	265.01	244.39	257.56	327.67	NO
250	07-sep-15	266.29	253.39	261.97	327.67	NO
251	08-sep-15	266.47	241.47	256.71	327.67	NO
252	09-sep-15	285.76	170.76	251.13	327.67	NO
253	10-sep-15	265.61	169.61	221.15	327.67	NO
254	11-sep-15	265.22	190.22	234.84	327.67	NO
255	12-sep-15	272.28	213.25	239.40	327.67	NO
256	13-sep-15	271.31	200.81	216.20	327.67	NO
257	14-sep-15	292.68	257.68	271.72	327.67	NO
258	15-sep-15	315.74	245.74	286.83	327.67	NO
259	16-sep-15	322.02	293.52	300.98	327.67	NO
260	17-sep-15	314.08	308.58	312.86	327.67	NO
261	18-sep-15	322.32	249.32	299.98	327.67	NO
262	19-sep-15	323.12	311.42	318.87	327.67	NO

263	20-sep-15	381.01	320.55	331.76	327.67	SI
264	21-sep-15	595.11	351.11	427.11	327.67	SI
265	22-sep-15	955.80	317.80	706.32	327.67	SI
266	23-sep-15	1070.01	837.01	897.76	327.67	SI
267	24-sep-15	1046.10	291.10	804.21	327.67	SI
268	25-sep-15	1005.01	845.01	870.85	327.67	SI
269	26-sep-15	944.12	855.01	930.58	327.67	SI
270	27-sep-15	1015.01	845.01	920.01	327.67	SI
271	28-sep-15	1045.40	795.40	966.56	327.67	SI
272	29-sep-15	1495.24	795.24	967.09	327.67	SI
273	30-sep-15	1195.88	392.31	947.25	327.67	SI
274	01-oct-15	1500.99	1069.80	1223.95	302.43	SI
275	02-oct-15	1805.92	1511.67	1631.97	302.43	SI
276	03-oct-15	1944.71	1801.01	1893.02	302.43	SI
277	04-oct-15	1946.63	781.03	1705.27	302.43	SI
278	05-oct-15	2821.71	781.01	1803.99	302.43	SI
279	06-oct-15	1942.90	1561.60	1846.82	302.43	SI
280	07-oct-15	1942.71	1621.41	1847.87	302.43	SI
281	08-oct-15	1942.97	1940.97	1942.89	302.43	SI
282	09-oct-15	1948.71	1071.11	1866.58	302.43	SI
283	10-oct-15	1071.14	631.19	967.00	302.43	SI
284	11-oct-15	1095.81	283.12	608.57	302.43	SI
285	12-oct-15	1201.65	691.65	1022.36	302.43	SI
286	13-oct-15	1542.71	990.71	1183.78	302.43	SI
287	14-oct-15	1940.71	890.71	1234.13	302.43	SI
288	15-oct-15	1071.11	890.71	1013.32	302.43	SI
289	16-oct-15	1043.05	925.82	1004.56	302.43	SI

290	17-oct-15	1041.83	614.76	885.65	302.43	SI
291	18-oct-15	802.88	440.77	553.98	302.43	SI
292	19-oct-15	809.03	116.67	614.01	302.43	SI
293	20-oct-15	796.39	441.28	711.92	302.43	SI
294	21-oct-15	801.09	772.91	781.34	302.43	SI
295	22-oct-15	801.09	781.71	794.07	302.43	SI
296	23-oct-15	801.09	793.71	800.47	302.43	SI
297	24-oct-15	801.09	780.71	795.14	302.43	SI
298	25-oct-15	801.09	640.71	794.41	302.43	SI
299	26-oct-15	801.09	740.71	788.84	302.43	SI
300	27-oct-15	801.09	690.71	790.59	302.43	SI
301	28-oct-15	801.09	801.08	801.09	302.43	SI
302	29-oct-15	801.09	799.71	800.97	302.43	SI
303	30-oct-15	801.65	800.27	801.59	302.43	SI
304	31-oct-15	801.09	800.71	801.03	302.43	SI
305	01-nov-15	810.99	810.98	810.99	303.47	SI
306	02-nov-15	810.28	810.27	810.27	303.47	SI
307	03-nov-15	810.28	699.90	796.47	303.47	SI
308	04-nov-15	810.28	810.27	810.27	303.47	SI
309	05-nov-15	810.28	716.97	806.32	303.47	SI
310	06-nov-15	810.57	680.19	792.48	303.47	SI
311	07-nov-15	823.08	600.27	734.90	303.47	SI
312	08-nov-15	720.47	501.47	557.38	303.47	SI
313	09-nov-15	822.81	550.00	695.32	303.47	SI
314	10-nov-15	823.10	515.33	682.96	303.47	SI
315	11-nov-15	819.54	552.54	713.16	303.47	SI
316	12-nov-15	823.33	470.52	700.82	303.47	SI

317	13-nov-15	823.23	523.25	668.53	303.47	SI
318	14-nov-15	822.81	552.00	740.72	303.47	SI
319	15-nov-15	822.71	822.71	822.71	303.47	SI
320	16-nov-15	823.15	823.15	823.15	303.47	SI
321	17-nov-15	822.71	821.89	822.54	303.47	SI
322	18-nov-15	822.71	821.89	822.61	303.47	SI
323	19-nov-15	822.71	822.70	822.71	303.47	SI
324	20-nov-15	822.71	699.89	797.12	303.47	SI
325	21-nov-15	822.70	819.89	821.75	303.47	SI
326	22-nov-15	823.06	500.25	605.12	303.47	SI
327	23-nov-15	822.72	530.29	745.44	303.47	SI
328	24-nov-15	822.72	574.90	724.91	303.47	SI
329	25-nov-15	823.02	800.70	819.02	303.47	SI
330	26-nov-15	822.71	789.89	818.17	303.47	SI
331	27-nov-15	822.71	789.89	817.24	303.47	SI
332	28-nov-15	822.71	789.89	810.89	303.47	SI
333	29-nov-15	822.71	698.89	809.34	303.47	SI
334	30-nov-15	822.71	784.89	814.41	303.47	SI
335	01-dic-15	819.34	801.53	815.45	306.39	SI
336	02-dic-15	819.35	802.48	817.15	306.39	SI
337	03-dic-15	819.34	796.53	809.36	306.39	SI
338	04-dic-15	819.34	801.53	811.61	306.39	SI
339	05-dic-15	811.73	786.64	800.39	306.39	SI
340	06-dic-15	776.58	591.58	738.24	306.39	SI
341	07-dic-15	745.77	589.34	719.87	306.39	SI
342	08-dic-15	746.85	496.85	671.29	306.39	SI
343	09-dic-15	741.56	532.56	664.73	306.39	SI

344	10-dic-15	738.87	494.87	641.76	306.39	SI
345	11-dic-15	741.67	490.06	656.12	306.39	SI
346	12-dic-15	701.66	534.66	613.53	306.39	SI
347	13-dic-15	701.81	490.81	563.74	306.39	SI
348	14-dic-15	768.67	391.16	630.18	306.39	SI
349	15-dic-15	840.51	397.71	547.92	306.39	SI
350	16-dic-15	647.94	496.64	575.73	306.39	SI
351	17-dic-15	596.62	496.61	535.78	306.39	SI
352	18-dic-15	627.69	399.53	588.34	306.39	SI
353	19-dic-15	711.62	546.62	637.68	306.39	SI
354	20-dic-15	840.42	517.62	618.31	306.39	SI
355	21-dic-15	816.53	687.22	712.95	306.39	SI
356	22-dic-15	796.53	596.43	702.39	306.39	SI
357	23-dic-15	796.71	466.81	717.96	306.39	SI
358	24-dic-15	712.53	595.53	693.53	306.39	SI
359	25-dic-15	600.31	291.39	474.54	306.39	SI
360	26-dic-15	546.73	503.73	509.33	306.39	SI
361	27-dic-15	592.72	476.72	535.80	306.39	SI
362	28-dic-15	504.80	350.45	452.90	306.39	SI
363	29-dic-15	477.39	325.74	405.08	306.39	SI
364	30-dic-15	487.01	447.01	473.24	306.39	SI
365	31-dic-15	476.91	376.91	409.83	306.39	SI

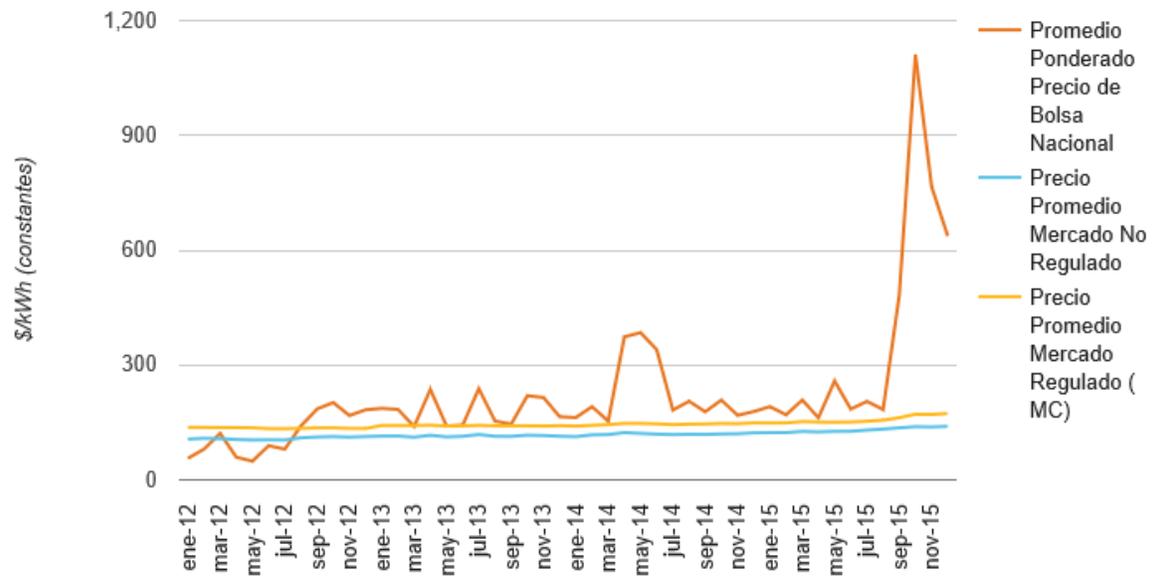
## Precio promedio de bolsa y contratos

La gráfica 2 muestra la evolución en los últimos tres años del precio promedio ponderado mensual de bolsa y de contratos por tipo de mercado en pesos constantes de diciembre de 2015. Se observa un crecimiento en los precios de bolsa a partir del mes de septiembre, el cual se ve influenciado por diversos factores entre los cuales se encuentran: la disminución del recurso hídrico debido al evento El Niño, incrementos en las ofertas promedio de las plantas hidráulicas, entre otras.

El precio de bolsa nacional en 2015 presentó un incremento anual del 67.76%, al pasar de un promedio ponderado anual en 2014 de 225.51 \$/kWh a 378.31 \$/kWh en 2015. Por su parte, el precio promedio anual de contratos creció en un 9.10%, con 131.46 \$/kWh en 2014 y 143.42 \$/kWh en 2015.



Gráfica 2 - Precio de bolsa y Precio contratos mercado regulado y no regulado (pesos constantes de diciembre de 2015)



Ver Tabla

v

**Precio de bolsa y precio contratos mercado regulado y no regulado**

Fecha	Promedio Ponderado Precio de Bolsa Nacional	Precio Promedio Mercado No Regulado	Precio Promedio Mercado Regulado (MC)
ene-12	54.22	104.83	135.48
feb-12	78.48	106.88	135.35
mar-12	119.82	105.77	134.96
abr-12	57.50	103.77	134.87
may-12	47.02	102.53	134.24
jun-12	87.40	102.90	132.11
jul-12	78.60	102.48	131.86
ago-12	139.31	108.09	132.75
sep-12	183.63	110.30	134.03
oct-12	200.21	111.27	134.16
nov-12	166.34	109.94	132.81
dic-12	181.39	111.37	132.44
ene-13	185.01	112.54	140.36
feb-13	182.35	112.66	140.47
mar-13	137.72	109.79	140.22
abr-13	234.25	114.72	141.15
may-13	139.08	110.53	138.96
jun-13	141.30	112.02	139.31
jul-13	236.47	116.67	140.72
ago-13	151.87	112.10	139.58
sep-13	143.89	111.85	139.48



■ filial de isa

oct-13	217.96	114.97	139.40
nov-13	213.50	114.01	138.82
dic-13	163.13	112.24	139.76
ene-14	161.03	111.06	138.64
feb-14	189.61	115.91	140.75
mar-14	151.58	116.70	142.65
abr-14	371.97	121.65	145.77
may-14	382.84	119.63	145.66
jun-14	338.16	117.73	144.54
jul-14	180.63	116.65	142.63
ago-14	203.73	117.33	143.75
sep-14	176.15	117.05	144.22
oct-14	206.90	118.21	145.66
nov-14	166.87	118.73	145.00
dic-14	176.65	121.12	147.02
ene-15	189.61	121.56	146.82
feb-15	168.2	121.71	147
mar-15	206.78	124.82	150.55
abr-15	160.68	123.51	149.27
may-15	256.56	124.92	148.93
jun-15	183.17	125.13	149.28
jul-15	203.31	128.26	151.34
ago-15	182.07	130.92	154.21
sep-15	480.6	134.16	160.64
oct-15	1109.55	137.16	169.63
nov-15	764.13	136.4	169.16
dic-15	635	138.06	171.66

## Transacciones del mercado

El volumen total transado por compra y venta de energía en el Mercado de Energía Mayorista en Colombia fue de \$15.22 billones de pesos, cifra que aumentó un 14.5% con respecto al año 2014 (13.28 billones). Ver tabla 1.

Tabla 1 Transacciones del Mercado (Miles de Millones pesos*)						
Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	Crec.%
Contratos**	\$7,340.70	\$8,115.22	\$8,980.57	\$9,181.66	\$ 10,263.98	11.8%
Bolsa Nacional	\$1,272.31	\$1,870.11	\$2,669.66	\$3,452.28	\$3,909.29	13.2%
Restricciones sin Alivios	\$692.07	\$643.10	\$404.35	\$285.78	\$487.68	70.7%
Responsabilidad Comercial AGC	\$136.29	\$154.90	\$210.36	\$257.47	\$391.93	52.2%
Servicios CND - ASIC	\$67.61	\$73.17	\$77.29	\$95.29	\$102.21	7.3%
Desviaciones	\$7.81	\$11.44	\$12.16	\$12.95	\$61.06	371.6%
Total transacciones del mercado	\$9,516.78	\$ 10,867.94	\$ 12,354.38	\$ 13,285.43	\$ 15,216.16	14.5%
Rentas de Congestión por Exportación	\$9.71	\$0.26	\$0.64	\$0.33	\$0.09	-73.0%
Valor a Distribuir por Cargo por Confiabilidad	\$1,607.89	\$1,701.49	\$1,962.10	\$1,909.28	\$2,752.24	44.2%

\* Pesos corrientes

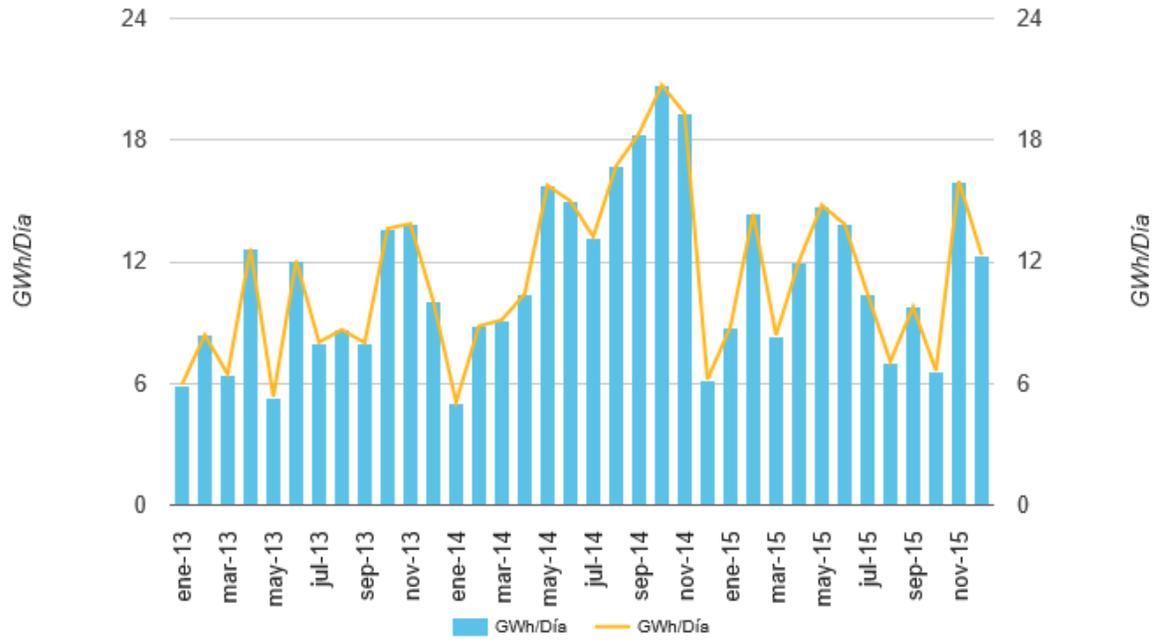
\*\* La información de contratos es calculada con base en los precios y condiciones declaradas por los agentes del MEM

## Energía en contratos de respaldo

En la gráfica 3 se muestra la evolución de las cantidades de energía promedio por día respaldadas en el mercado secundario de energía firme del Cargo por Confiabilidad para los años 2013 a 2015.



Gráfica 3. Compras Promedio GWh / día del Mercado Secundario



**Compras Promedio GWh / día del Mercado Secundario**

Fecha	GWh
ene-13	5.911401871
feb-13	8.371376179
mar-13	6.433565097
abr-13	12.6271826
may-13	5.310009097
jun-13	12.0374967
jul-13	8.005947613
ago-13	8.622119774
sep-13	7.9849894
oct-13	13.6172749
nov-13	13.84163763
dic-13	10.03375135
ene-14	5.049857613
feb-14	8.801155714
mar-14	9.107022968
abr-14	10.3913
may-14	15.73664029
jun-14	14.96893163
jul-14	13.20734739
ago-14	16.69745952
sep-14	18.29993017
oct-14	20.69376897
nov-14	19.3003476

dic-14	6.17040171
ene-15	8.749628
feb-15	14.34990725
mar-15	8.34908371
abr-15	11.98993293
may-15	14.76751071
jun-15	13.827727
jul-15	10.40856897
ago-15	7.05393571
sep-15	9.7476615
oct-15	6.596084194
nov-15	15.96547473
dic-15	12.30205387

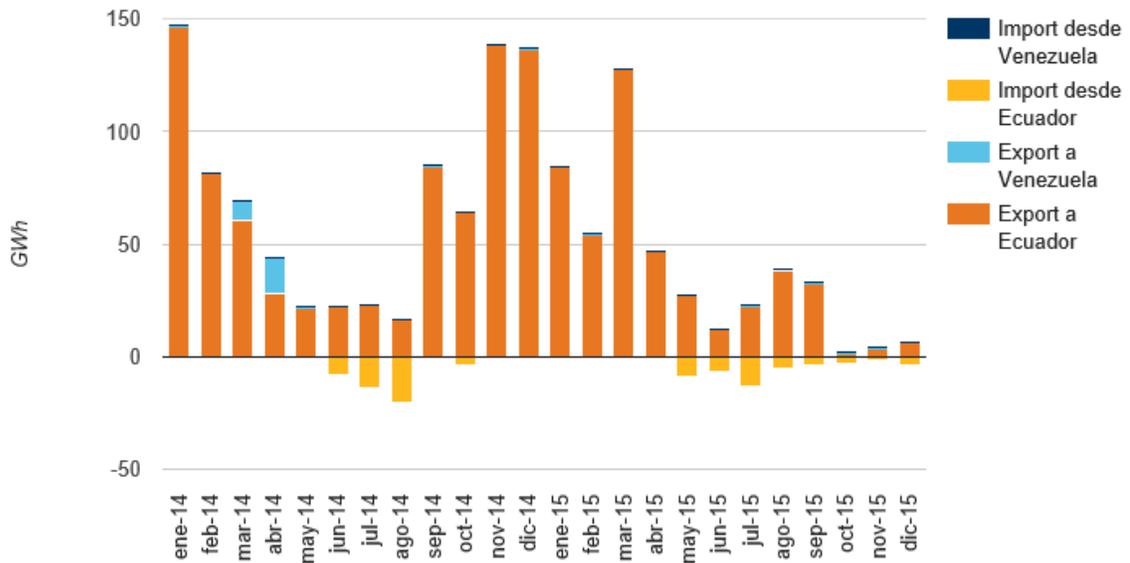
## Intercambios internacionales

Durante el 2015 se realizaron intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, exportándose hacia Ecuador un total de 457.2 GWh, valor inferior al registrado en el 2014 (824 GWh), y a Venezuela 3.4 GWh disminuyendo en 21.6 GWh con respecto al año 2014 (25 GWh). Por su parte, Colombia importó desde Ecuador 45.2 GWh valor también inferior al registrado en 2014 (46.9 GWh).

Desde la implementación en el año 2003 de las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE con Ecuador, se han exportado al vecino país alrededor de 12,927 GWh por un valor cercano a USD 1,125,637.6 millones (Ver tabla 2).

**Tabla 2 - Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE-**

Año	Energía (GWh)		Valor (miles USD)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2012	236.0	6.5	24,149.4	243.2
2013	662.3	28.5	78,442.1	1,682.5
2014	824.0	46.9	95,997.1	2,935.7
2015	457.2	45.2	56,009.4	4,658.9
Total desde 2003	12,927.2	361.0	1,125,637.6	18,713.3

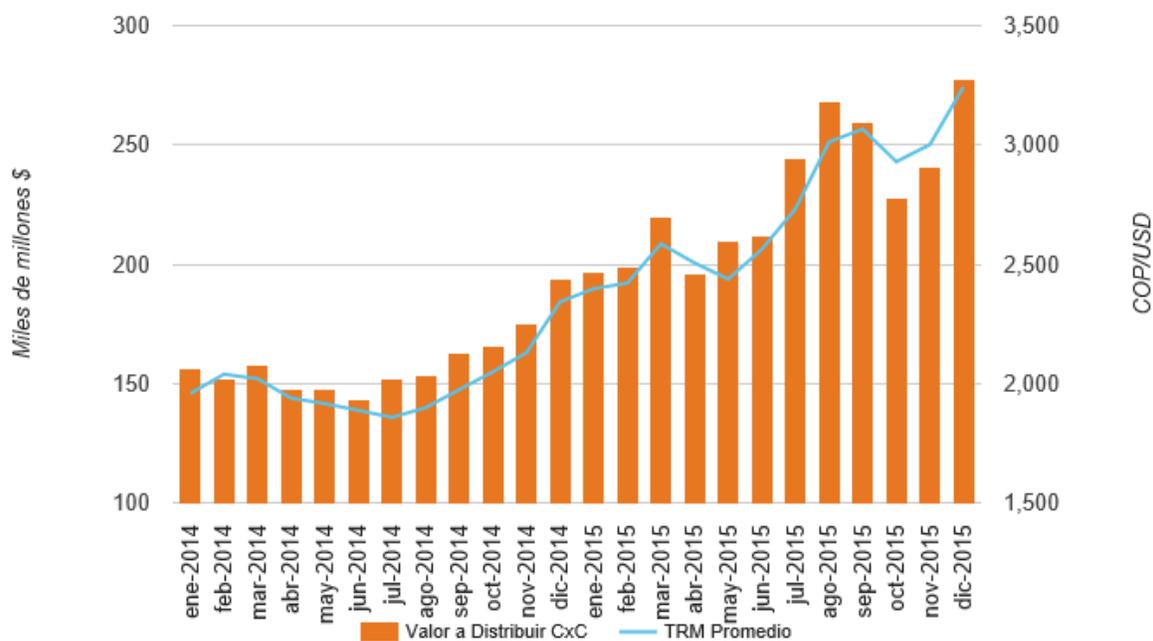
**Gráfica 3 – Intercambios internacionales de energía**


**Intercambios internacionales de energía (GWh)**

Fecha	Exportación a Ecuador	Exportación a Venezuela	Exportación a Ecuador	Exportación a Venezuela
ene-14	146.7960313	0.09814	-0.02133431	0
feb-14	81.52083117	0.10177	-0.02916753	0
mar-14	60.68621604	8.49069	-0.11947457	0
abr-14	28.26869772	15.50677	-0.18658776	0
may-14	21.84451634	0.04245	-0.05135451	0
jun-14	22.04951536	0.08163	-8.15063206	0
jul-14	22.92209267	0.25962	-13.86918503	0
ago-14	16.27863373	0.20373	-20.70777393	0
sep-14	84.61358782	0.06471	-0.05247522	0
oct-14	63.98865574	0.04803	-3.63079119	0
nov-14	138.3762083	0.04335	-0.00055534	0
dic-14	136.6741302	0.07216	-0.03920432	0
ene-15	84.27703753	0.08771	-0.08712351	0
feb-15	54.37092365	0.0949	-0.03215881	0
mar-15	127.7116733	0.13459	-0.02138048	0
abr-15	46.46932625	0.22428	-0.03846404	0
may-15	26.9173556	0.37274	-8.99430445	0
jun-15	12.00756965	0.38763	-6.4885683	0
jul-15	22.27201612	0.57605	-13.43404286	0
ago-15	38.42753829	0.41373	-4.97003587	0
sep-15	32.71870632	0.12969	-3.56250598	0
oct-15	1.64142541	0.05709	-2.63643115	0
nov-15	3.8717333	0.06036	-0.84167663	0
dic-15	6.55888067	0.05931	-4.08634889	0

## Valor a distribuir por confiabilidad y TRM promedio

Gráfica 4 – Valor a distribuir de cargo por confiabilidad y TRM promedio del mes



**Ver Tabla**
**V**
**Valor a distribuir de cargo por confiabilidad y TRM promedio del mes**

Fecha	Valor a Distribuir CxC (Miles de Millones)	TRM Promedio (COP/USD)
2014-01-01	156.5579225	1957.287097
2014-02-01	151.7108584	2038.4925
2014-03-01	157.8268261	2019.713226
2014-04-01	147.9646759	1938.360333
2014-05-01	147.8376125	1915.360968
2014-06-01	143.3930595	1887.039333
2014-07-01	152.2838957	1857.644194
2014-08-01	153.5792996	1898.125161
2014-09-01	163.0412809	1973.716667
2014-10-01	165.6054559	2048.567419
2014-11-01	175.2609548	2128.683667
2014-12-01	194.2186639	2342.253548
2015-01-01	196.8901855	2397.258065
2015-02-01	198.877834	2420.6725
2015-03-01	219.665359	2585.362258
2015-04-01	196.2719304	2505.248
2015-05-01	209.4614433	2437.535161
2015-06-01	211.6574449	2562.477667
2015-07-01	244.674879	2732.035806
2015-08-01	268.3528827	3012.587419
2015-09-01	259.8333381	3066.408
2015-10-01	228.0347762	2929.472258
2015-11-01	240.9242884	3001.376333
2015-12-01	277.5964305	3244.201613



Para el mes de diciembre de 2015 se alcanzó un valor a distribuir del cargo por confiabilidad que superaba los 270 mil millones de pesos; este valor obedece principalmente al inicio de un nuevo período de vigencia de Obligaciones de Energía Firme y al aumento de la Tasa Representativa del Mercado - TRM durante el mes de diciembre. En el período anterior la Obligación de Energía Firme anual correspondió a 67,145,633,939 kWh-año y para el nuevo periodo la Obligación de Energía Firme anual corresponde a 75,100,448,046 kWh-año.

## **Implementación de mejoras en los procesos ASIC**

XM dentro de sus procesos de mejora permanente, durante el año 2015 ha iniciado mejoras o ha puesto a disposición de los agentes modificaciones y nuevas funcionalidades de los siguientes aplicativos y/o procesos:

### **Registro de fronteras comerciales:**

En el aplicativo para el registro de fronteras comerciales, se incluyeron nuevas funcionalidades para mejorar la eficiencia. Entre las mejoras se encuentran el uso de registro de contratos y reporte de fallas de forma masiva, la actualización de tarifas a usuarios finales, el uso de formatos estandarizados para el registro de fronteras acorde con el código de medida y la implementación para el registro de fronteras DDV.

Para el 2016 se pondrá a disposición de representantes de fronteras comerciales nuevas mejoras como el registro masivo de fronteras comerciales, buscando mayor automatización y autogestión en este proceso

### **Publicicon:**

Durante el 2015 se comenzaron mejoras tecnológicas en los procesos de Mercado Secundario y Contratos de Largo Plazo (Registro Validación y Publicación), soportados por el sistema PUBLICON.

Con respecto al proceso de Mercado Secundario se ha implementado y puesto en producción el 80% del plan de solución, mejorando la eficiencia del aplicativo en cuanto a estabilidad y reducción de tiempos en el registro de contratos de mercado secundario.

Por otro lado, para el proceso de Registro, Validación y Publicación de Contratos de Largo Plazo, se optó por realizar un desarrollo nuevo en lugar de realizar correcciones sobre el aplicativo PUBLICON. Durante el año 2015 se ha llevado a cabo gran parte de éste nuevo desarrollo, y se espera se encuentre disponible para los agentes en el primer trimestre del año 2016.

### **Cambio de proveedor de facturación electrónica:**

Durante el 2015 se comenzó el proyecto de cambio de proveedor de facturación electrónica, se espera que para el 2016 Certicamara sea el nuevo proveedor de este servicio. Este proyecto pretende mejorar el proceso de facturación al disminuir los tiempos de emisión de las facturas electrónicas a los agentes, y mejorar la eficiencia

del proceso. El nuevo proveedor prestará sus servicios a los todos los agentes de MEM a partir del tercer trimestre del año 2016.

### Liquidación del STN y STR:

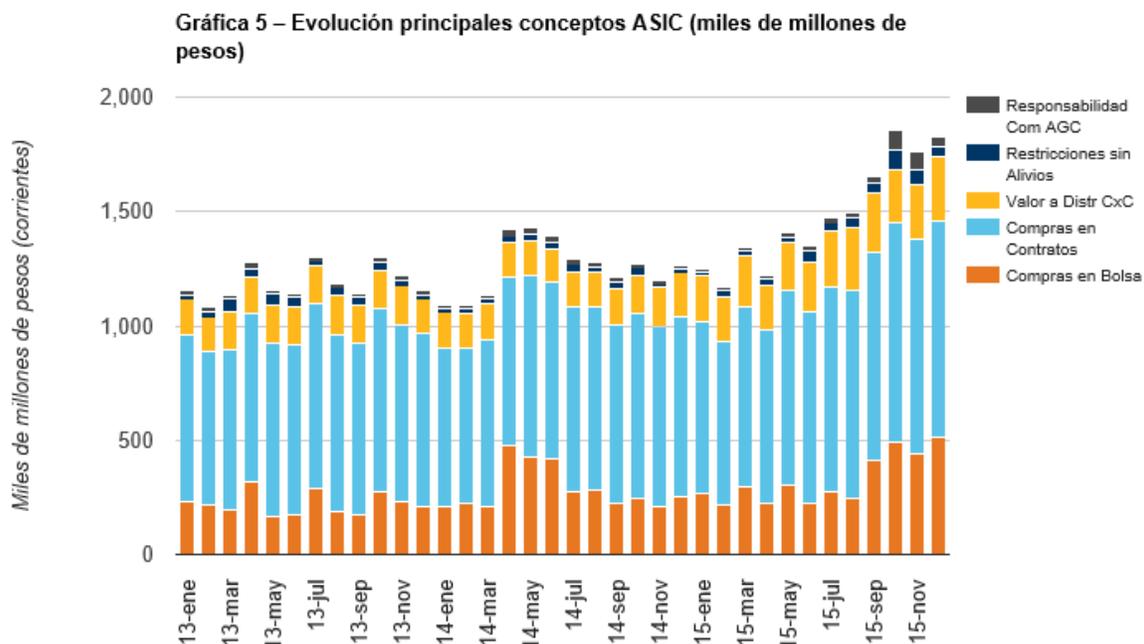
Se realizaron adecuaciones en los archivos soportes a la liquidación del STN y STR, de manera que estos sean más autocontenidos y se muestre la información asociada a la compensación por Energía No Suministrada-ENS, con el fin de facilitar la revisión por parte de los agentes.

Adicionalmente, los nuevos desarrollos se están implementando con el enfoque de autogestión de clientes, con el fin de que los agentes cada vez tengan que recurrir menos a realizar solicitudes a través del buzón Info@xm.com.co y por el contrario puedan atender sus requerimientos a través de consultas y reportes en línea a los aplicativos de XM.

## Anexos

### Transacciones del Mercado Mayorista

#### Principales conceptos ASIC



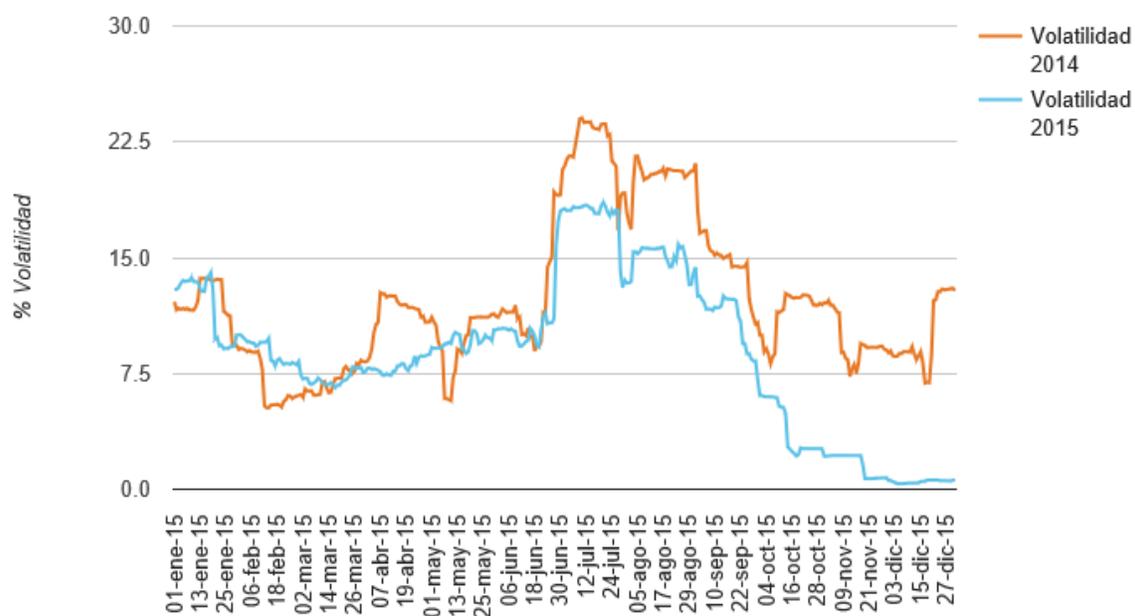
**Ver Tabla**
**V**
**Evolución Principales Conceptos ASIC (Miles de millones de pesos)**

Fecha	Compras en Bolsa	Compras en Contratos	Valor a Distr CxC	Restricciones sin AGC	Responsabilidad Com AGC
ene-13	231.28	729.88	155.03	18.91	16.56
feb-13	220.11	666.25	152.17	26.35	16.68
mar-13	197.87	698.00	164.77	55.62	15.30
abr-13	317.22	737.88	159.41	37.07	23.44
may-13	164.41	756.77	172.33	43.68	17.72
jun-13	173.05	744.84	168.22	42.04	15.42
jul-13	287.46	807.49	165.32	24.32	18.37
ago-13	186.56	772.01	171.99	36.56	17.80
sep-13	173.73	749.44	166.71	33.18	15.03
oct-13	275.71	798.49	166.38	40.85	17.65
nov-13	231.53	775.16	167.69	26.60	20.21
dic-13	210.92	753.83	152.08	19.21	16.24
ene-14	209.37	694.89	156.56	15.12	14.59
feb-14	226.38	675.19	151.71	22.80	16.81
mar-14	212.09	727.29	157.83	20.91	14.70
abr-14	477.01	737.16	147.96	31.02	32.51
may-14	425.87	797.08	147.84	26.78	32.71
jun-14	418.60	774.22	143.39	26.77	32.69
jul-14	274.78	807.72	152.28	33.85	26.70
ago-14	279.95	803.49	153.58	20.32	24.03
sep-14	223.22	778.29	163.04	27.43	17.60
oct-14	248.52	808.72	165.61	30.84	20.11

nov-14	206.55	788.03	175.26	12.47	11.54
dic-14	249.95	789.58	194.22	17.46	13.49
ene-15	265.44	754.78	196.89	14.78	14.74
feb-15	218.92	708.91	198.88	26.10	14.86
mar-15	298.88	786.73	219.67	20.01	17.32
abr-15	227.05	752.37	196.27	27.29	15.21
may-15	304.63	850.79	209.46	24.74	17.94
jun-15	220.25	843.27	211.66	53.53	24.72
jul-15	270.87	898.47	244.67	37.10	25.25
ago-15	248.99	909.59	268.35	49.03	21.25
sep-15	412.08	911.52	259.83	39.64	31.80
oct-15	489.55	961.94	228.03	87.51	88.72
nov-15	438.64	937.64	240.92	65.52	75.75
dic-15	513.99	947.98	277.60	42.44	44.37

## Volatilidad precio de bolsa

Gráfica 6 – Volatilidad precio de bolsa



Gráfica 7 – Volatilidad precio de bolsa

Fecha	Volatilidad 2010	Volatilidad 2011	Volatilidad 2012	Volatilidad 2013	Volatilidad 2014	Volatilidad 2015
01-ene-15	14.68	22.01	17.05604	5.26831	12.15102225	12.95665024
02-ene-15	14.66	21.76	16.39431	6.08476	11.62273874	12.9515442
03-ene-15	14.56	22.18	16.34708	5.99222	11.72545131	13.07991634
04-ene-15	14.40	21.83	15.75812	5.98568	11.64870966	13.34025023
05-ene-15	14.39	21.68	15.75815	5.86810	11.72110174	13.52526159
06-ene-15	14.41	21.70	15.95075	5.81719	11.65668616	13.45756261
07-ene-15	14.48	21.75	15.26026	5.70032	11.72446433	13.50816625
08-ene-15	14.49	21.66	15.37824	5.61766	11.6129952	13.49460514
09-ene-15	14.43	21.76	15.39554	6.24394	11.60327433	13.71554611
10-ene-15	15.09	20.26	15.55207	7.07964	11.59254753	13.43772512
11-ene-15	15.08	17.19	15.27768	7.09497	11.83410322	13.44227643
12-ene-15	15.21	15.27	14.60882	6.93716	12.22770281	13.42416596
13-ene-15	15.03	14.57	14.73186	6.93702	13.65441076	12.98947529
14-ene-15	14.80	14.58	14.72047	6.94220	13.66496935	12.82102941
15-ene-15	14.55	14.53	14.85858	6.93732	13.66447128	12.81413201
16-ene-15	14.55	15.23	14.08071	6.93554	13.64977113	13.70206439
17-ene-15	14.43	15.20	14.86710	6.91495	13.64070819	13.80073345
18-ene-15	14.28	13.93	16.03052	6.90837	13.54153697	14.03951968
19-ene-15	13.82	12.21	16.11116	6.90651	13.51152708	12.91226564
20-ene-15	13.27	12.14	21.61918	6.87407	13.55647199	9.730753115
21-ene-15	11.66	12.20	21.43588	6.87417	13.60425187	9.828027927
22-ene-15	11.50	12.19	21.50354	6.89344	13.5900172	9.307603174

23-ene-15	8.97	11.72	21.12536	6.89349	13.57079386	9.338381962
24-ene-15	8.68	12.23	20.99451	6.68099	11.52161258	9.08817697
25-ene-15	8.71	12.23	20.14025	6.46020	11.42786549	9.130575819
26-ene-15	8.44	11.81	19.85351	6.28578	11.26729757	9.113922459
27-ene-15	8.47	11.70	20.04143	6.23759	11.23752011	9.234143787
28-ene-15	8.31	11.69	20.36684	6.26899	9.411069778	9.231455571
29-ene-15	8.42	11.60	20.26099	6.77020	9.354429508	9.273935693
30-ene-15	8.70	11.36	20.25931	7.04421	9.331984822	9.982490161
31-ene-15	9.05	11.31	19.73023	7.31370	9.05546755	10.00378563
01-feb-15	9.11	11.38	19.05647	6.59379	9.12959759	9.999169607
02-feb-15	9.10	10.15	19.00281	6.64399	9.092036286	9.845488837
03-feb-15	9.14	10.22	19.05494	6.69491	9.017855807	9.711741568
04-feb-15	9.12	10.13	19.05652	6.64519	8.90660204	9.545622007
05-feb-15	9.10	10.34	18.97784	6.97824	8.986747142	9.56996167
06-feb-15	9.88	9.73	18.98599	6.99407	8.888007132	9.470289841
07-feb-15	10.27	9.59	18.95233	7.04688	8.881722616	9.473813825
08-feb-15	10.74	8.94	18.89565	6.77733	8.866960478	9.263458067
09-feb-15	9.89	8.97	18.75332	5.96357	8.943011359	9.317641805
10-feb-15	10.53	8.87	18.75433	6.01211	8.507576557	9.528846776
11-feb-15	10.29	8.66	18.91246	6.10530	7.756699615	9.523936261
12-feb-15	10.65	8.44	18.96723	6.62302	5.407033061	9.527671334
13-feb-15	10.72	8.45	19.36880	6.80818	5.278692847	9.538293011
14-feb-15	10.48	8.28	19.21987	6.85551	5.270426783	9.770840403
15-feb-15	11.89	6.89	19.03444	6.86069	5.453161774	8.350306319
16-feb-15	12.76	6.75	18.35593	6.90401	5.469703647	8.307520193
17-feb-15	13.46	6.38	17.19484	6.92318	5.474815995	7.984709763
18-feb-15	13.98	6.87	17.12522	6.98527	5.509022684	8.363381713

19-feb-15	14.04	7.35	9.07994	7.21476	5.444751913	8.467278888
20-feb-15	15.72	7.24	9.04023	7.37464	5.324634562	8.252319743
21-feb-15	15.90	7.33	10.40003	7.35176	5.697192803	8.086089515
22-feb-15	16.23	7.29	10.48437	7.35067	5.807993278	8.14880339
23-feb-15	16.27	6.20	10.64157	7.30833	6.062297455	8.143804597
24-feb-15	16.95	6.22	10.49848	7.23968	6.051771133	8.091389019
25-feb-15	16.91	6.30	10.58149	7.09380	5.877997566	8.207944244
26-feb-15	16.91	6.48	10.37259	7.13416	5.976344524	8.139952304
27-feb-15	16.91	6.50	10.34529	7.05727	6.055167886	8.060341129
28-feb-15	17.04	6.20	10.29634	6.62211	6.083129611	8.276651763
01-mar-15	16.88	6.44	10.39451	6.39231	6.137379583	7.372270142
02-mar-15	16.49	6.43	10.16988	5.99382	5.949943852	7.144855475
03-mar-15	16.60	5.95	10.27308	6.01467	6.498133906	7.192107048
04-mar-15	16.60	6.11	10.36424	6.04919	6.361782412	7.186455159
05-mar-15	16.76	5.93	10.33925	8.18279	6.368311877	6.845652545
06-mar-15	16.76	5.94	10.42966	8.62200	6.374109042	6.78707676
07-mar-15	16.80	6.14	10.41556	8.42415	6.092346358	6.887524974
08-mar-15	16.75	6.14	10.32348	9.18972	6.091473861	6.980458091
09-mar-15	16.36	6.18	10.08625	9.97086	6.126035736	7.211907257
10-mar-15	16.19	6.19	10.09962	9.77300	6.149274967	7.084868911
11-mar-15	16.04	6.23	10.05896	9.78103	6.922377283	6.924670581
12-mar-15	15.59	6.23	10.04667	9.80317	6.974916091	6.785323897
13-mar-15	15.59	6.32	9.90684	9.81763	6.574806995	6.789845664
14-mar-15	15.41	6.45	9.76966	9.54899	6.245845751	6.802049085
15-mar-15	15.37	6.45	9.10699	9.41394	6.288001676	6.902697249
16-mar-15	15.51	6.46	9.03915	9.65594	6.789072645	6.785499116
17-mar-15	14.42	6.47	9.05630	9.66906	7.164443689	6.578763942

18-mar-15	13.49	6.38	9.11461	9.66119	7.191966638	6.740313243
19-mar-15	13.02	6.41	9.13622	9.65561	7.196277756	6.738004074
20-mar-15	12.54	5.87	9.15022	9.60401	7.214645498	6.942438303
21-mar-15	12.98	5.56	9.15066	10.42948	7.808667365	7.049070309
22-mar-15	10.35	6.31	9.19915	10.88728	7.952272002	7.072771033
23-mar-15	10.18	7.39	7.50993	10.99891	7.732850733	7.230236678
24-mar-15	9.35	7.55	7.34240	11.93112	7.688959059	7.420476173
25-mar-15	9.33	7.58	7.34530	12.31959	7.492396433	7.921600977
26-mar-15	8.41	7.76	7.18258	13.14211	7.645202558	7.93850739
27-mar-15	8.32	8.97	7.16075	13.52592	8.144782805	7.814186722
28-mar-15	8.64	12.04	6.85376	13.49074	8.073745312	7.886501941
29-mar-15	8.67	12.02	4.91396	13.55262	8.358528685	7.89391727
30-mar-15	9.00	12.06	4.81353	14.39884	8.274259952	7.56681782
31-mar-15	9.85	12.22	6.40942	14.63900	8.248590993	7.606561888
01-abr-15	10.12	12.23	7.32577	14.63325	8.308678865	7.83077736
02-abr-15	10.01	12.22	7.71989	14.67561	8.519436555	7.860515662
03-abr-15	9.99	12.15	8.69169	14.63127	9.069782195	7.756572594
04-abr-15	9.75	12.48	8.64940	13.55481	10.12939624	7.80936298
05-abr-15	9.93	12.48	8.39057	13.22833	10.66723145	7.775983514
06-abr-15	10.71	12.56	10.94202	13.21625	10.81045749	7.699298919
07-abr-15	9.95	12.57	10.91291	12.81751	12.73355175	7.632414047
08-abr-15	9.86	12.55	12.03278	12.29223	12.65412905	7.386751041
09-abr-15	9.77	12.54	12.63676	12.44078	12.66111547	7.376520091
10-abr-15	9.77	12.55	13.99294	12.42310	12.43669474	7.492172206
11-abr-15	14.80	12.54	14.00978	12.38408	12.53670653	7.399158088
12-abr-15	15.01	12.56	14.06648	12.44596	12.53704197	7.376105342
13-abr-15	14.95	12.94	14.67816	12.53920	12.50275278	7.647309849

14-abr-15	14.94	13.05	14.83000	12.71465	12.51842337	7.654106354
15-abr-15	14.81	13.33	14.94027	12.72121	12.15312996	7.99001852
16-abr-15	14.80	15.60	14.93719	12.73625	11.98925298	7.992516516
17-abr-15	14.79	15.67	16.27043	12.74029	11.91499914	8.138212993
18-abr-15	14.82	18.06	16.27026	12.72231	11.95260809	8.127274273
19-abr-15	16.23	18.10	16.28718	13.04882	11.96696158	7.805775352
20-abr-15	15.84	18.13	16.64267	11.91287	11.7771567	7.678945816
21-abr-15	15.80	18.69	16.78598	14.34919	11.77246289	7.989371188
22-abr-15	15.83	18.46	16.77827	14.94775	11.78531068	8.042504453
23-abr-15	15.85	18.42	16.80947	14.59124	11.71284328	8.644589358
24-abr-15	15.98	18.50	18.23395	14.48354	11.67467218	8.156669124
25-abr-15	15.98	21.11	18.25733	13.86405	11.64300503	8.551967146
26-abr-15	16.01	20.46	18.91304	13.46465	11.14835641	8.654990383
27-abr-15	15.88	18.97	19.50621	13.46150	11.21516862	8.615279713
28-abr-15	15.91	18.98	19.38526	13.44810	10.82948334	8.635260916
29-abr-15	15.53	18.96	19.55489	12.64296	10.82338945	8.71065478
30-abr-15	15.00	18.79	19.09137	12.33472	10.84178271	8.739771613
01-may-15	14.80	19.46	19.23407	12.41911	11.14846156	9.179479843
02-may-15	14.74	19.91	19.63899	12.34333	10.85155996	9.127410864
03-may-15	14.74	20.18	19.61260	12.36870	10.60831427	9.133665381
04-may-15	14.73	20.67	19.61259	12.36955	9.598296554	9.133153945
05-may-15	14.64	20.66	19.87145	12.36340	9.184219999	9.137460139
06-may-15	14.07	20.44	18.74355	12.36305	8.982677486	9.205098748
07-may-15	14.44	20.46	18.72636	12.14004	5.881145397	9.420237084
08-may-15	14.70	21.54	18.25164	12.17444	5.877617423	9.417090469
09-may-15	14.73	23.49	17.66326	11.96769	5.811455814	9.526613798
10-may-15	14.75	23.61	16.86235	11.97756	5.736631702	9.434897631



■ filial de isa

11-may-15	9.36	23.64	16.82703	12.08205	7.251753009	9.967275311
12-may-15	9.15	23.64	16.68641	11.99285	7.687423097	10.16354104
13-may-15	9.24	23.46	16.69626	12.00244	9.083511049	10.06822768
14-may-15	9.26	23.44	16.60376	11.71924	9.007035878	10.03446111
15-may-15	9.24	24.24	16.67775	11.15923	8.813019042	9.107509042
16-may-15	9.24	23.79	16.93729	11.05536	9.440930025	9.042178647
17-may-15	9.24	23.69	15.94777	11.09365	9.950937983	8.7877973
18-may-15	9.36	22.15	16.21729	11.09166	10.00751692	8.879749559
19-may-15	6.68	22.17	16.21132	11.00437	11.118507	9.371883856
20-may-15	7.29	22.06	16.21653	10.91294	11.1160475	10.26966147
21-may-15	7.29	21.18	16.05994	8.08049	11.1119166	10.27634155
22-may-15	7.48	21.44	16.02422	7.04563	11.15563298	10.06802196
23-may-15	7.74	21.78	16.33288	7.42733	11.16067149	9.432374409
24-may-15	7.54	21.75	14.69995	7.81635	11.14505786	9.506250206
25-may-15	7.85	19.41	15.40399	7.84914	11.14867721	9.690550411
26-may-15	7.81	19.48	14.85784	16.02023	11.15319514	9.994139483
27-may-15	7.82	19.46	14.97563	21.90783	11.14385831	9.813395413
28-may-15	7.73	20.27	14.96803	22.23188	11.19122042	9.811873033
29-may-15	7.75	20.36	15.31698	22.36888	11.34151755	9.624484243
30-may-15	7.53	22.68	15.31385	22.60165	11.36571879	10.32928077
31-may-15	7.52	22.78	14.85817	22.58546	11.18933029	10.31574206
01-jun-15	7.54	22.65	14.01093	22.66484	11.13837187	10.39752784
02-jun-15	7.55	22.37	13.81756	23.49474	11.39339757	10.38532946
03-jun-15	7.59	21.88	13.81736	23.54229	11.68424531	10.43268741
04-jun-15	10.84	22.45	13.35170	24.30938	11.55955625	10.41580015
05-jun-15	11.03	22.45	13.09547	24.51436	11.43561538	10.39477711
06-jun-15	10.47	23.07	13.24503	24.48706	11.47925291	10.30145576



■ filial de isa

07-jun-15	10.23	22.47	19.14664	24.47697	11.4783854	10.38815997
08-jun-15	10.90	20.74	19.79287	24.51170	11.48112462	10.27343146
09-jun-15	10.85	20.63	19.95546	24.51654	11.92733076	10.23470712
10-jun-15	11.03	20.66	20.33769	24.45969	11.04246566	9.593315953
11-jun-15	11.06	20.68	20.27032	24.37340	11.16324005	9.263745921
12-jun-15	11.20	20.65	19.84309	24.55043	10.02238098	9.280702056
13-jun-15	11.32	21.46	19.89586	24.51723	10.08094743	9.414149831
14-jun-15	11.34	20.30	19.75888	24.63382	9.949970083	9.582891869
15-jun-15	11.76	19.13	19.61377	24.60660	10.47957824	9.647455723
16-jun-15	11.78	19.13	19.60406	24.55685	9.87505412	10.41395862
17-jun-15	11.74	19.09	19.40124	24.56377	9.919046469	10.23929662
18-jun-15	11.73	19.37	19.57931	24.53495	8.935597236	9.909233751
19-jun-15	11.49	20.80	19.42050	24.57477	9.322353682	9.281719452
20-jun-15	11.49	22.27	19.40512	24.63616	9.24581098	9.223264423
21-jun-15	13.38	21.92	19.42153	24.63772	9.586346543	10.26346194
22-jun-15	13.26	21.60	19.23990	24.19863	11.48082952	11.1512843
23-jun-15	13.18	21.62	19.26538	24.09281	11.50596276	11.40926969
24-jun-15	13.21	21.56	18.90448	24.15612	14.39330772	10.72063497
25-jun-15	13.34	21.64	18.64840	18.98077	14.72701351	10.78288336
26-jun-15	13.31	22.06	17.86764	12.91122	15.02687526	10.77353511
27-jun-15	13.52	21.32	17.86880	12.19847	19.25855448	11.03487797
28-jun-15	13.49	22.77	17.70609	12.06940	19.08460264	15.8128842
29-jun-15	14.23	20.75	17.74896	11.63436	19.03390916	17.38379441
30-jun-15	14.24	20.74	17.67427	12.86365	19.06759401	18.02999531
01-jul-15	14.44	20.47	18.17047	12.92774	20.71824601	18.11747335
02-jul-15	14.62	20.44	17.95640	11.91902	20.93815344	18.17232944
03-jul-15	14.60	20.33	17.95505	11.88227	21.37051633	18.04656278



■ filial de isa

05-jul-15	11.99	19.77	18.15220	9.87759	21.59077457	18.06540329
06-jul-15	12.03	19.11	18.10307	10.10609	21.5136716	18.30549253
07-jul-15	12.03	18.32	11.26029	10.29027	22.31960686	18.23871782
08-jul-15	11.77	18.37	10.61400	10.71741	23.11861912	18.23336052
09-jul-15	11.88	18.59	11.02904	10.81220	23.98092616	18.26659502
10-jul-15	11.91	18.86	10.99669	10.85735	24.05310603	18.27712749
11-jul-15	11.85	18.84	11.05876	10.73571	23.75430119	18.37522123
12-jul-15	11.62	19.96	10.97676	10.84965	23.77473631	18.40614881
13-jul-15	11.55	19.06	10.63241	12.82910	23.78098115	18.33573294
14-jul-15	11.55	19.01	10.61087	12.46121	23.79308107	18.19312402
15-jul-15	11.37	18.99	10.91746	12.60186	23.44586743	18.18307034
16-jul-15	11.31	19.12	10.91319	12.88042	23.36359318	17.86414173
17-jul-15	11.32	19.17	11.26847	12.84076	23.34946868	17.85785279
18-jul-15	11.05	19.03	11.16560	13.06343	23.29770919	17.85219958
19-jul-15	11.05	17.36	11.84742	13.26490	23.62659626	18.35143684
20-jul-15	11.15	15.85	11.79800	13.21127	23.66590326	18.58708503
21-jul-15	8.78	16.29	12.20593	13.19767	23.66240343	18.31646669
22-jul-15	8.75	16.24	12.66160	13.61692	22.89773983	17.93158276
23-jul-15	8.74	16.25	13.49997	13.62379	22.97944339	17.70334048
24-jul-15	8.41	17.74	14.92348	13.51288	21.26776951	18.07472308
25-jul-15	8.28	17.87	14.85855	13.34968	21.09137482	17.84644836
26-jul-15	8.49	17.31	14.98214	13.36398	20.92313814	18.0885632
27-jul-15	8.15	17.45	15.88538	13.68426	16.74565841	18.04880921
28-jul-15	8.14	15.38	15.92272	13.77258	18.98378037	14.07148201
29-jul-15	6.82	15.39	15.98032	14.40855	19.17858651	13.05793067
30-jul-15	6.99	14.56	15.97963	13.39097	19.19547367	13.54729863
31-jul-15	6.55	15.12	15.71838	13.09960	17.89352126	13.36012618

01-ago-15	6.17	17.96	15.87422	12.81076	17.26614964	13.36660018
02-ago-15	6.19	18.48	16.19071	13.07659	16.81739262	13.46975752
03-ago-15	6.70	18.45	16.19204	13.13050	19.92507867	15.37948522
04-ago-15	7.05	18.49	15.96322	13.15872	21.56739396	15.38894576
05-ago-15	7.11	18.47	15.92540	12.93318	21.57274817	15.2441903
06-ago-15	7.14	18.51	16.20644	12.72985	21.00926254	15.38100823
07-ago-15	6.92	18.48	16.10404	11.93694	20.59369607	15.64637745
08-ago-15	6.81	18.69	15.88172	12.41005	20.0515403	15.62945784
09-ago-15	6.61	18.51	15.54392	12.41727	20.1615787	15.58693227
10-ago-15	6.93	18.53	15.53066	12.41339	20.17688951	15.6148013
11-ago-15	7.02	17.54	15.55770	12.26516	20.37995838	15.57121718
12-ago-15	7.17	17.67	15.50097	10.50527	20.39077341	15.57313483
13-ago-15	7.49	17.66	15.45922	10.85471	20.46564236	15.56092892
14-ago-15	7.35	18.32	15.33392	10.58555	20.46159027	15.60989882
15-ago-15	7.58	18.12	15.34271	10.33853	20.58328285	15.57789199
16-ago-15	7.46	18.21	15.32224	10.70029	20.57748483	15.67359194
17-ago-15	7.44	18.23	15.32728	10.31642	20.7909693	15.68517952
18-ago-15	7.99	18.38	14.89362	10.46468	20.30407971	15.07704388
19-ago-15	7.98	18.97	14.95486	10.43501	20.74713401	14.77113699
20-ago-15	8.03	19.27	14.68282	10.44732	20.72009247	14.40165714
21-ago-15	8.02	19.98	14.15601	9.95279	20.66720826	14.42257178
22-ago-15	8.07	20.28	13.04373	9.99706	20.6344111	15.06488267
23-ago-15	8.47	18.78	11.71088	10.10774	20.63218788	14.80954926
24-ago-15	8.43	18.65	11.71148	10.08010	20.62830937	15.86559869
25-ago-15	8.40	18.71	11.46139	10.23070	20.60478618	15.63742082
26-ago-15	8.40	18.59	10.19829	9.75548	20.5994611	15.7145543
27-ago-15	8.39	18.54	9.57442	9.96022	20.19065372	15.17297507

28-ago-15	8.39	18.43	9.68789	9.15705	20.32866427	14.50925445
29-ago-15	8.34	18.66	9.71393	9.28227	20.48884269	13.25746979
30-ago-15	8.94	18.11	9.19736	11.87993	20.61223235	13.27541303
31-ago-15	8.91	15.68	8.94274	12.22869	20.60940424	13.99543431
01-sep-15	8.88	15.59	8.71537	12.16771	21.12458792	14.39735936
02-sep-15	8.75	15.99	9.43353	12.46398	18.11001184	12.50409117
03-sep-15	8.93	16.24	9.46498	12.49870	16.57951117	12.52674329
04-sep-15	8.65	16.25	9.38998	12.47458	16.65583934	12.290038
05-sep-15	8.64	16.75	8.98241	12.41870	16.75316572	12.09770825
06-sep-15	9.03	16.70	8.67192	12.44196	16.75832995	11.6709303
07-sep-15	9.36	15.95	8.45955	11.90894	15.76786288	11.67086842
08-sep-15	9.37	16.16	8.20126	12.03516	15.45103167	11.68577506
09-sep-15	9.31	16.69	8.19232	12.84481	15.38103625	11.57799781
10-sep-15	9.56	16.63	8.11686	12.87726	15.14258477	11.80085448
11-sep-15	9.26	16.41	8.12505	12.89143	15.29305061	11.75995722
12-sep-15	8.98	16.40	8.20464	12.57447	15.16424669	11.76361714
13-sep-15	8.97	16.18	7.48213	12.63132	15.1396529	11.86372771
14-sep-15	8.73	16.33	7.45316	12.61740	14.94739613	12.5165811
15-sep-15	8.90	16.08	7.43127	12.49314	15.05286382	12.35170481
16-sep-15	8.88	15.96	7.65295	12.53190	15.11984941	12.32090603
17-sep-15	8.45	15.78	7.51825	12.16070	15.19743185	12.32573203
18-sep-15	8.30	14.79	7.82057	12.16643	14.39984327	12.29568454
19-sep-15	8.37	13.89	7.65181	12.18412	14.43776975	12.31150815
20-sep-15	9.12	12.91	7.86709	12.16113	14.44805382	12.20113846
21-sep-15	9.22	12.45	7.79967	12.39120	14.40218622	11.18834972
22-sep-15	9.14	12.44	7.97202	12.21038	14.38715067	10.88367826
23-sep-15	9.18	12.39	8.39050	12.53407	14.39092087	9.442192799

24-sep-15	9.14	12.28	8.39055	12.82705	14.40708294	9.429389402
25-sep-15	9.68	12.87	8.63863	12.75620	14.67787739	8.778192963
26-sep-15	9.83	13.50	8.63836	12.14945	12.33847572	8.787206336
27-sep-15	10.15	13.47	8.28920	12.17411	11.65639841	8.428641645
28-sep-15	10.19	12.74	8.33232	11.92559	11.1368626	8.309427124
29-sep-15	9.70	12.63	8.71921	9.80178	10.6943435	8.314628997
30-sep-15	9.64	12.78	8.83971	9.41652	10.79939283	7.090830832
01-oct-15	9.96	11.91	8.43735	9.15196	9.987332148	6.072378771
02-oct-15	9.97	11.50	7.46704	8.74395	9.975592496	6.072992023
03-oct-15	9.53	13.60	7.18975	8.89649	8.899992031	5.997096292
04-oct-15	10.25	13.62	7.26363	9.05063	9.113765358	5.995913868
05-oct-15	10.35	13.10	7.28984	9.04215	8.761423282	5.993726962
06-oct-15	10.50	13.20	7.28786	9.92755	8.145554381	5.984721637
07-oct-15	10.13	13.22	7.15164	11.53537	8.590255532	5.980447538
08-oct-15	10.36	13.01	7.19363	11.29936	8.747854933	5.959326131
09-oct-15	10.49	13.75	7.21758	10.59070	11.4880597	5.93829493
10-oct-15	10.27	14.06	7.93825	10.63086	11.44424143	5.382986282
11-oct-15	11.25	14.74	7.95013	10.59645	11.54799185	5.322777077
12-oct-15	11.49	16.08	7.95839	10.59679	11.62743649	5.313500836
13-oct-15	11.50	15.75	7.95851	10.54508	12.68135484	4.909899601
14-oct-15	11.61	15.61	7.95271	10.53924	12.58930258	2.755730024
15-oct-15	11.75	15.73	7.87747	10.34443	12.54183629	2.604835766
16-oct-15	11.78	16.97	7.64387	10.41809	12.4112396	2.437187924
17-oct-15	11.84	17.27	7.60101	10.40532	12.36690036	2.325746996
18-oct-15	11.83	17.42	7.16159	10.40530	12.43005065	2.155685478
19-oct-15	11.90	17.36	7.15623	10.38100	12.40361778	2.243563403
20-oct-15	11.50	17.39	7.01067	10.17073	12.43066003	2.681189927

21-oct-15	11.51	17.39	7.10335	9.81618	12.58413229	2.633835781
22-oct-15	11.24	17.44	6.81009	10.91818	12.58357869	2.634613216
23-oct-15	11.19	17.60	6.75022	10.63712	12.56427256	2.634636798
24-oct-15	11.12	18.53	6.75313	10.12989	12.52236316	2.63169876
25-oct-15	10.95	18.41	6.23973	10.08945	12.25038005	2.631197802
26-oct-15	10.82	18.09	6.39343	10.05410	11.93647679	2.631123249
27-oct-15	10.52	18.12	6.35226	10.15505	11.90737996	2.631337698
28-oct-15	10.36	18.14	6.46309	10.49036	11.91138453	2.631513402
29-oct-15	10.32	19.31	5.57916	10.47479	12.05129113	2.627025449
30-oct-15	10.32	20.45	6.46474	10.94078	11.95829351	2.626287214
31-oct-15	10.07	20.45	6.54350	10.92787	12.08596131	2.141073186
01-nov-15	9.98	22.18	6.45192	10.94879	12.04872804	2.144488261
02-nov-15	9.97	20.80	6.55319	11.47814	12.23193503	2.165534714
03-nov-15	9.14	21.21	6.54186	11.80207	11.91842151	2.174192241
04-nov-15	9.07	21.12	6.56796	12.78143	11.92335632	2.191598103
05-nov-15	8.32	21.44	6.86708	12.61846	11.71466219	2.191579023
06-nov-15	8.32	21.44	7.01267	11.40072	11.49346401	2.191564065
07-nov-15	8.11	21.43	7.02078	12.44500	11.43123386	2.1915528
08-nov-15	7.91	20.96	6.97624	12.97822	8.857873272	2.191461533
09-nov-15	7.82	20.79	6.34111	13.12462	8.880903496	2.191460387
10-nov-15	6.07	20.26	6.35531	13.17507	8.485111261	2.189460881
11-nov-15	5.78	19.49	6.15455	13.35551	8.37512854	2.187804434
12-nov-15	5.80	19.62	6.11266	13.41327	7.299914447	2.187802967
13-nov-15	6.18	20.05	6.14324	13.42999	7.806256894	2.187792218
14-nov-15	5.55	19.91	6.27005	13.51380	8.078707158	2.187803382
15-nov-15	5.56	19.41	6.26612	13.40927	7.487639304	2.187802825
16-nov-15	5.89	19.33	6.23107	13.43084	8.191469544	2.187801895

17-nov-15	5.89	19.24	6.29554	13.50434	9.440286636	2.188900116
18-nov-15	5.10	19.22	6.20293	13.50445	9.376297091	1.597577413
19-nov-15	5.42	19.52	6.45982	13.41647	9.315811677	0.692944093
20-nov-15	5.33	20.07	6.37929	13.41601	9.172071346	0.692928053
21-nov-15	6.92	21.37	6.37150	12.30011	9.186221007	0.692894068
22-nov-15	9.73	21.21	6.06884	12.28391	9.20116837	0.693034433
23-nov-15	9.94	20.49	6.10898	12.29526	9.198016729	0.693075319
24-nov-15	10.39	20.20	6.17228	12.28927	9.187866853	0.729838017
25-nov-15	10.40	21.14	5.94469	12.23887	9.189224445	0.729861832
26-nov-15	10.40	21.31	6.23472	12.19108	9.265760837	0.730056738
27-nov-15	10.70	21.79	7.34638	11.80912	9.269019827	0.742726694
28-nov-15	14.55	22.22	7.55502	12.09826	9.075348795	0.743183977
29-nov-15	17.45	20.80	7.48945	11.35448	9.025002752	0.750974174
30-nov-15	17.50	20.92	7.45022	12.51470	8.830414437	0.573577594
01-dic-15	17.49	19.31	7.49036	12.84717	8.963940364	0.568278328
02-dic-15	17.51	19.38	7.83113	12.77466	8.636806897	0.489274896
03-dic-15	17.81	20.16	7.86875	12.92763	8.609935704	0.453151825
04-dic-15	17.98	20.13	7.91956	11.50838	8.612625365	0.361329081
05-dic-15	18.22	20.26	7.81367	11.11177	8.793238443	0.368811482
06-dic-15	18.62	20.25	7.57866	11.11477	8.784085359	0.368592518
07-dic-15	18.67	20.25	7.70225	10.40215	8.915660038	0.373124455
08-dic-15	18.80	20.31	7.71377	9.79820	8.916831509	0.378199666
09-dic-15	19.10	20.32	7.75508	9.65692	8.912666331	0.405707292
10-dic-15	19.20	20.30	7.79765	9.60892	8.887239397	0.40840018
11-dic-15	20.98	20.05	7.80571	9.36955	9.238979231	0.408642095
12-dic-15	23.31	20.15	7.81065	9.29900	8.756719024	0.410555814
13-dic-15	24.82	20.24	7.79228	9.44578	8.393539575	0.41055106

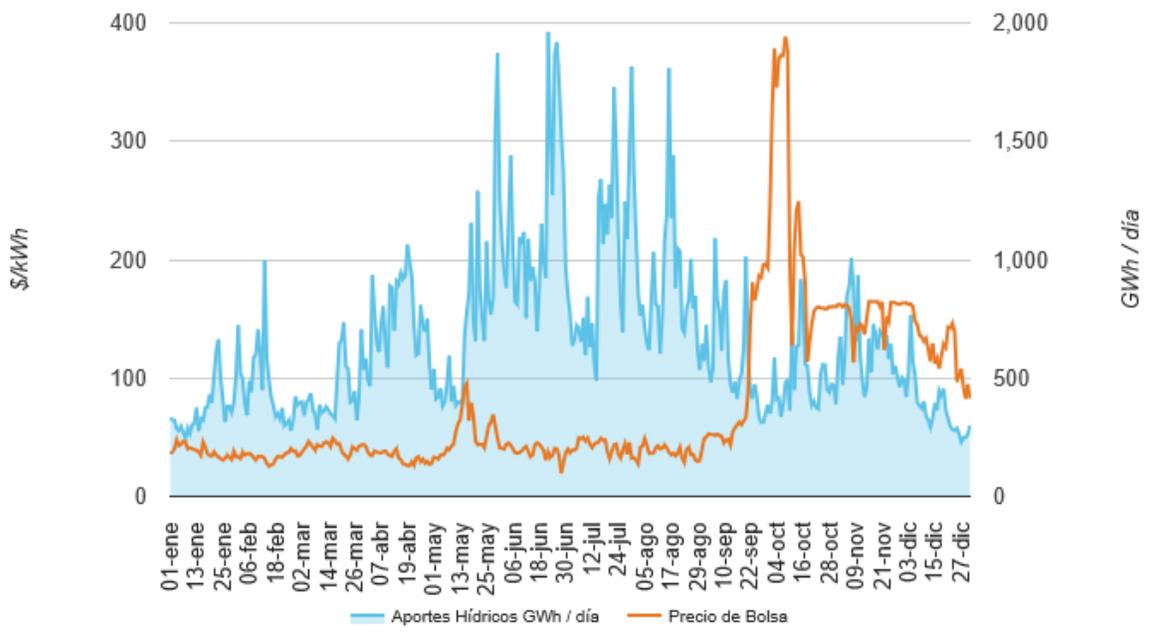
14-dic-15	25.29	20.24	7.84039	9.57572	8.639800345	0.410435898
15-dic-15	25.29	19.52	7.84602	9.58550	8.903805909	0.5118715
16-dic-15	25.21	19.42	7.82967	9.52516	8.170723398	0.515807196
17-dic-15	25.31	20.20	7.75381	9.45225	6.88238798	0.513223887
18-dic-15	25.44	20.23	7.66546	9.46693	6.929045727	0.597779052
19-dic-15	26.02	20.01	7.35729	9.64074	6.902090992	0.597778119
20-dic-15	26.96	19.54	7.38075	9.68488	8.650883467	0.59779751
21-dic-15	26.51	18.00	7.33604	9.67003	12.22847734	0.600750954
22-dic-15	25.78	18.26	7.35836	9.66129	12.26470521	0.60449907
23-dic-15	25.73	18.29	7.35170	9.64730	12.79361541	0.604531676
24-dic-15	25.62	18.69	7.37878	9.67227	12.7929041	0.557877387
25-dic-15	25.62	17.65	7.37735	11.86017	12.9712463	0.562030123
26-dic-15	25.64	18.66	7.33963	12.03877	12.91094201	0.565613876
27-dic-15	25.73	18.29	6.35025	12.05789	12.93757251	0.551088458
28-dic-15	23.51	16.52	6.49599	11.86151	12.95952772	0.550519779
29-dic-15	21.79	16.48	5.88981	13.51389	13.00570019	0.539591135
30-dic-15	21.91	16.53	5.89066	12.65503	13.02163336	0.588595555
31-dic-15	22.02	16.51	5.86782	12.13729	12.84927986	0.634860743

En la gráfica 6 se ilustra el % de volatilidad de los precios de bolsa durante los años 2014 y 2015, donde se puede apreciar un aplanamiento de la gráfica en los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2015, con una volatilidad inferior al 5%, que coincide con la implementación de la Resolución CREG 172 de 2015, a partir de finales de octubre de 2015, a través de la cual se definió el precio máximo a las ofertas de precio para el despacho diario en el Mercado de Energía Mayorista.

## Precio de bolsa y aportes hídricos



Gráfica 7 – Precio de bolsa y aportes hídricos en GWh



## Ver Tabla

v

## Precio de bolsa y aportes hídricos en GWh

Fecha	Precio de Bolsa \$/kWh	Aportes Hídricos GWh - día
01-ene-15	179.6858843	66.2562
02-ene-15	187.8937013	64.8769
03-ene-15	201.1603567	64.3677
04-ene-15	238.7985953	57.1848
05-ene-15	214.782089	55.4851
06-ene-15	220.1573307	59.2725
07-ene-15	233.0315755	53.6951
08-ene-15	230.5737373	49.4344
09-ene-15	200.8380424	57.6233
10-ene-15	205.087549	52.979
11-ene-15	202.0783607	60.6224
12-ene-15	196.8792472	61.6969
13-ene-15	195.3693643	75.203
14-ene-15	189.6573792	55.0145
15-ene-15	173.7955932	65.634
16-ene-15	229.5181036	64.3131
17-ene-15	208.1254421	74.6737
18-ene-15	181.1205629	75.8207
19-ene-15	172.0295638	86.4415
20-ene-15	171.5248902	78.8701
21-ene-15	188.8850372	102.8837
22-ene-15	173.2614378	123.2019



■ filial de isa

23-ene-15	165.9736402	132.9027
24-ene-15	160.1676766	100.0962
25-ene-15	153.6853402	82.2924
26-ene-15	159.7938342	62.6139
27-ene-15	174.6506711	75.9619
28-ene-15	165.5886399	76.1085
29-ene-15	156.0286844	71.313
30-ene-15	190.9594508	79.3878
31-ene-15	168.0351508	101.9926
01-feb-15	167.0353135	144.9635
02-feb-15	159.8180107	104.0015
03-feb-15	186.4657587	99.7638
04-feb-15	174.3521277	78.639
05-feb-15	180.46722	68.2968
06-feb-15	181.2680471	97.8785
07-feb-15	176.9862113	87.8839
08-feb-15	164.5218347	117.3255
09-feb-15	153.0585228	120.0507
10-feb-15	169.1081165	141.3583
11-feb-15	168.7220713	119.8897
12-feb-15	167.9945302	89.3475
13-feb-15	159.4503609	199.6696
14-feb-15	139.6580362	116.9893
15-feb-15	127.9186189	98.3693
16-feb-15	133.1664671	83.9864
17-feb-15	137.3935875	76.7012
18-feb-15	156.9794522	67.5619



filial de isa

19-feb-15	169.3583551	69.9707
20-feb-15	166.6098458	65.3982
21-feb-15	165.7636866	74.9035
22-feb-15	176.2664316	59.7335
23-feb-15	184.1032409	61.6771
24-feb-15	186.0056811	64.5036
25-feb-15	202.7881314	55.3047
26-feb-15	190.9026038	64.4427
27-feb-15	192.009689	84.7512
28-feb-15	171.8247568	77.4266
01-mar-15	172.8036141	79.2435
02-mar-15	187.934141	79.7937
03-mar-15	199.0697803	68.1357
04-mar-15	211.5936657	79.2728
05-mar-15	231.5124217	82.3307
06-mar-15	220.2531138	87.3314
07-mar-15	207.3806536	73.3973
08-mar-15	195.1317275	69.3763
09-mar-15	218.4965447	56.0072
10-mar-15	212.1305731	77.6414
11-mar-15	211.3181705	70.6906
12-mar-15	225.1353494	71.9855
13-mar-15	230.8405517	75.6208
14-mar-15	225.6570633	73.3085
15-mar-15	211.1459147	69.796
16-mar-15	245.7233486	68.3571
17-mar-15	236.2341835	65.7705



■ filial de isa

18-mar-15	220.8860371	98.3565
19-mar-15	223.1861284	129.4271
20-mar-15	193.7776212	131.9166
21-mar-15	178.1021618	147.2069
22-mar-15	172.3063208	109.8722
23-mar-15	158.5662438	108.0487
24-mar-15	174.7286272	79.5723
25-mar-15	209.1509208	80.7777
26-mar-15	202.1631747	89.2396
27-mar-15	194.6981246	64.0203
28-mar-15	212.4088446	85.1173
29-mar-15	216.7238229	141.4607
30-mar-15	219.6157959	106.6472
31-mar-15	212.0453146	116.6032
01-abr-15	187.7277161	98.4586
02-abr-15	174.0880381	92.7792
03-abr-15	172.7374633	187.4117
04-abr-15	191.9176547	156.8742
05-abr-15	187.7494665	131.0504
06-abr-15	185.1669462	121.7137
07-abr-15	183.3065106	145.5173
08-abr-15	190.1770503	161.0326
09-abr-15	191.7860615	127.9168
10-abr-15	178.2721061	108.4348
11-abr-15	173.1422741	177.8439
12-abr-15	169.6914058	176.2438
13-abr-15	190.4367256	139.6933



■ filial de isa

14-abr-15	201.6178087	181.815
15-abr-15	162.8038937	179.42
16-abr-15	154.2681913	188.9836
17-abr-15	137.676161	183.9893
18-abr-15	135.2407499	186.2837
19-abr-15	129.721676	212.9957
20-abr-15	129.994844	197.8701
21-abr-15	146.4092383	185.9344
22-abr-15	132.214285	144.2933
23-abr-15	162.7099833	119.3584
24-abr-15	168.2976764	120.5629
25-abr-15	147.186598	161.9315
26-abr-15	156.3977174	144.8968
27-abr-15	140.4418328	138.8726
28-abr-15	148.1201238	150.3638
29-abr-15	135.1668466	112.3753
30-abr-15	139.6106005	90.0025
01-may-15	165.8766441	107.8149
02-may-15	162.4943591	82.3664
03-may-15	157.6026475	83.7274
04-may-15	175.3934501	91.5535
05-may-15	173.7091614	76.4265
06-may-15	180.9052172	79.7587
07-may-15	203.5613518	95.4037
08-may-15	196.5809165	119.1899
09-may-15	212.7534845	80.0224
10-may-15	221.2879503	93.6794



■ filial de isa

11-may-15	273.275563	76.8433
12-may-15	306.1955889	79.7713
13-may-15	324.5652816	79.1894
14-may-15	386.5912312	81.5726
15-may-15	461.0028137	136.4255
16-may-15	475.9783052	156.0269
17-may-15	318.9318612	172.167
18-may-15	396.5265052	231.3426
19-may-15	340.9516991	148.8589
20-may-15	233.7815567	130.9256
21-may-15	217.9912408	258.6279
22-may-15	220.6577131	175.8941
23-may-15	220.3761107	151.3488
24-may-15	206.1461861	131.1537
25-may-15	252.181517	215.7072
26-may-15	299.0972897	165.6481
27-may-15	314.5179664	153.4096
28-may-15	346.9918275	167.65
29-may-15	295.6731046	310.2447
30-may-15	244.8788846	374.6613
31-may-15	205.6507052	251.7016
01-jun-15	203.2319837	216.0491
02-jun-15	200.0144011	190.737
03-jun-15	220.8401943	175.7033
04-jun-15	225.5129877	231.6864
05-jun-15	216.1820467	288.2242
06-jun-15	200.5457297	207.4134



filial de isa

07-jun-15	185.0634174	164.4786
08-jun-15	182.1675351	162.2056
09-jun-15	184.9987239	219.2225
10-jun-15	191.883349	213.3434
11-jun-15	204.1603907	223.6102
12-jun-15	211.4296866	150.1664
13-jun-15	188.9887477	217.6899
14-jun-15	167.8013488	181.757
15-jun-15	175.2973011	194.0144
16-jun-15	218.5605954	181.7474
17-jun-15	226.2952759	139.1517
18-jun-15	219.4656501	178.1185
19-jun-15	208.2090753	230.6103
20-jun-15	193.834109	197.8226
21-jun-15	152.109669	184.172
22-jun-15	187.8304976	392.4394
23-jun-15	164.8156606	311.7641
24-jun-15	173.8171276	254.2694
25-jun-15	202.685654	373.0372
26-jun-15	200.7297575	383.943
27-jun-15	172.2885182	351.5539
28-jun-15	97.00846764	306.4914
29-jun-15	144.6698869	272.8401
30-jun-15	183.1862083	193.3381
01-jul-15	199.425697	170.228
02-jul-15	184.8026623	153.7349
03-jul-15	195.5790079	127.0772



filial de isa

04-jul-15	196.6943294	132.6086
05-jul-15	202.5137832	144.5091
06-jul-15	247.2345309	141.8808
07-jul-15	244.1723723	130.428
08-jul-15	249.4028259	151.2437
09-jul-15	234.7427051	119.098
10-jul-15	246.5822441	169.0082
11-jul-15	220.9177618	126.0559
12-jul-15	206.8122455	146.546
13-jul-15	221.4780537	112.2836
14-jul-15	226.1108972	97.5397
15-jul-15	229.7268261	253.1261
16-jul-15	245.7627213	268.3759
17-jul-15	237.934075	213.0834
18-jul-15	238.6628825	247.2224
19-jul-15	189.3261585	220.8478
20-jul-15	160.4079565	263.6587
21-jul-15	191.9294082	234.9083
22-jul-15	217.5861474	346.033
23-jul-15	221.0932996	290.9658
24-jul-15	177.5632901	221.0804
25-jul-15	162.9964905	163.8236
26-jul-15	194.6890498	138.2642
27-jul-15	222.056543	249.2909
28-jul-15	177.230621	217.1767
29-jul-15	228.9385214	291.4549
30-jul-15	161.8930594	363.3544



■ filial de isa

31-jul-15	164.4615788	274.3882
01-ago-15	153.7201993	221.5493
02-ago-15	137.6129097	171.5937
03-ago-15	207.5841034	152.5239
04-ago-15	213.5859821	162.0409
05-ago-15	244.0849458	142.181
06-ago-15	214.6185854	128.7838
07-ago-15	181.4760458	123.2025
08-ago-15	182.950403	168.9365
09-ago-15	182.9416096	206.7981
10-ago-15	205.5405698	162.0808
11-ago-15	213.7630208	160.6565
12-ago-15	200.7851105	120.309
13-ago-15	202.8461999	152.2507
14-ago-15	217.4351925	215.7681
15-ago-15	205.7521853	239.4405
16-ago-15	187.0220315	362.0468
17-ago-15	176.9983821	234.8001
18-ago-15	182.7775174	288.3128
19-ago-15	171.2731528	175.6056
20-ago-15	182.1443407	209.4826
21-ago-15	207.0776264	206.9357
22-ago-15	161.5628691	141.983
23-ago-15	143.5813114	138.0792
24-ago-15	197.4951248	158.777
25-ago-15	207.5226893	165.3123
26-ago-15	176.4323058	200.6818



■ filial de isa

27-ago-15	178.4274226	158.6185
28-ago-15	154.2003744	169.6162
29-ago-15	147.6879911	123.6998
30-ago-15	151.7140611	106.5412
31-ago-15	196.0910001	129.0388
01-sep-15	244.4239509	114.3055
02-sep-15	250.7358996	145.0081
03-sep-15	264.2003295	110.3355
04-sep-15	262.381774	96.2761
05-sep-15	260.8073431	108.3116
06-sep-15	258.2295358	218.4942
07-sep-15	262.7774155	166.5973
08-sep-15	257.6337577	155.4471
09-sep-15	253.9611388	122.8996
10-sep-15	225.5974339	172.6069
11-sep-15	237.9724727	183.007
12-sep-15	241.4632243	115.6751
13-sep-15	217.5330423	95.1119
14-sep-15	272.9826199	87.564
15-sep-15	289.1692873	97.0388
16-sep-15	301.65791	82.3301
17-sep-15	312.9643083	98.3182
18-sep-15	302.2913767	103.4273
19-sep-15	319.1099386	126.4212
20-sep-15	332.9610827	202.8415
21-sep-15	436.5155248	120.6861
22-sep-15	725.9937367	89.4304



filial de isa

23-sep-15	905.1494267	82.3599
24-sep-15	827.8174511	94.9107
25-sep-15	872.9009814	84.1726
26-sep-15	932.401619	66.6971
27-sep-15	925.2670363	62.4414
28-sep-15	978.858558	62.7571
29-sep-15	982.2204786	70.9616
30-sep-15	965.7272699	77.5655
01-oct-15	1233.402902	69.5995
02-oct-15	1641.801871	80.8045
03-oct-15	1892.087727	117.4112
04-oct-15	1725.032016	82.1938
05-oct-15	1849.731935	83.3244
06-oct-15	1862.992278	67.0113
07-oct-15	1862.082616	77.6925
08-oct-15	1942.904813	96.3547
09-oct-15	1882.335202	97.9125
10-oct-15	981.1128371	72.248
11-oct-15	635.9353103	140.3004
12-oct-15	1039.259395	89.4434
13-oct-15	1208.006256	126.5029
14-oct-15	1246.596427	127.649
15-oct-15	1021.18078	183.8065
16-oct-15	1010.637845	162.0417
17-oct-15	897.1990999	111.6241
18-oct-15	567.4915046	110.2836
19-oct-15	652.3653765	88.6453



■ filial de isa

20-oct-15	727.9768144	77.1639
21-oct-15	782.0718038	80.3974
22-oct-15	795.113102	74.9894
23-oct-15	800.601227	73.8493
24-oct-15	795.9701315	103.2159
25-oct-15	795.3639365	111.3121
26-oct-15	791.783325	111.0742
27-oct-15	793.054772	90.2876
28-oct-15	801.0889137	88.019
29-oct-15	800.9991608	94.7682
30-oct-15	801.6066353	93.9625
31-oct-15	801.0354719	77.7478
01-nov-15	810.987176	117.9612
02-nov-15	810.2742839	135.3067
03-nov-15	799.9934247	94.0305
04-nov-15	810.2751197	118.1702
05-nov-15	807.2331082	169.316
06-nov-15	796.2692381	178.009
07-nov-15	745.0115526	201.5562
08-nov-15	564.2853654	174.6905
09-nov-15	712.2934452	130.7121
10-nov-15	700.0704428	187.0762
11-nov-15	728.0446138	119.4841
12-nov-15	720.2243801	98.6275
13-nov-15	684.4061556	83.8508
14-nov-15	752.904317	91.6935
15-nov-15	822.7097156	133.5413

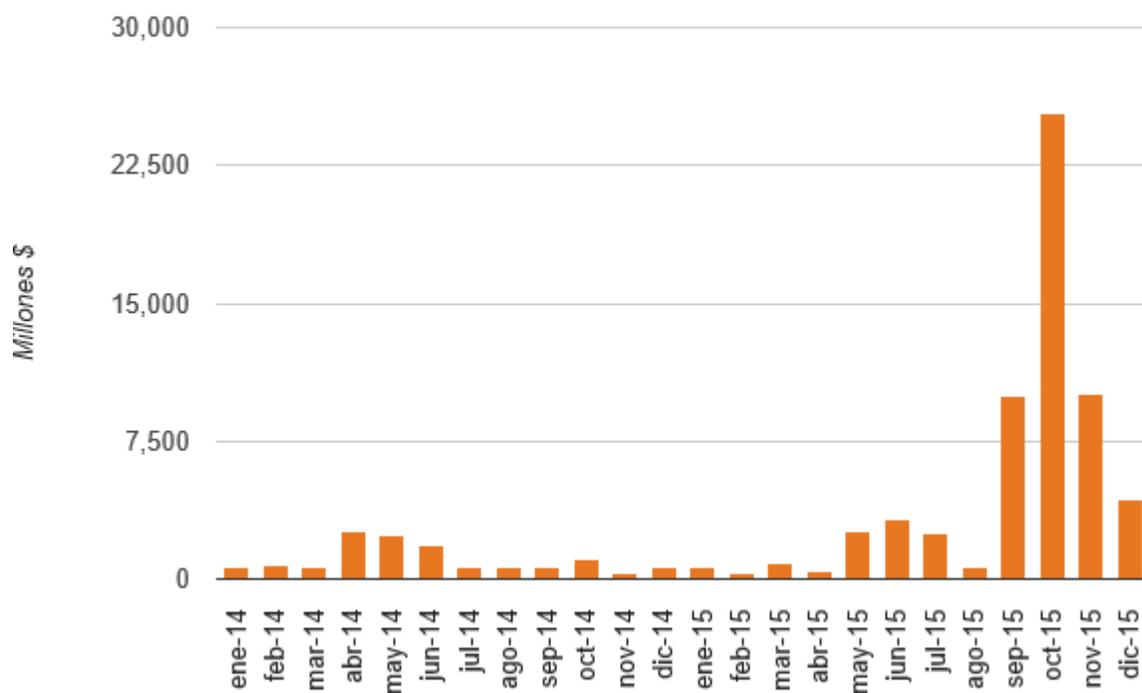


■ filial de isa

16-nov-15	823.1466496	104.6095
17-nov-15	822.5791907	145.7713
18-nov-15	822.6288542	136.9246
19-nov-15	822.7064068	123.8915
20-nov-15	802.7733918	139.5444
21-nov-15	821.880176	136.5068
22-nov-15	616.9725731	131.8891
23-nov-15	759.7793439	136.6253
24-nov-15	739.2002728	115.9237
25-nov-15	819.8652022	129.0668
26-nov-15	819.0634508	102.8657
27-nov-15	818.4052235	110.5919
28-nov-15	812.3459622	100.2625
29-nov-15	811.3514613	92.1861
30-nov-15	816.2853545	100.6348
01-dic-15	816.1989769	98.7645
02-dic-15	817.6046607	83.9386
03-dic-15	810.4875888	105.4848
04-dic-15	812.5960834	153.4215
05-dic-15	801.5623031	113.4563
06-dic-15	739.0323004	102.9425
07-dic-15	725.2227435	79.4594
08-dic-15	680.2144661	76.868
09-dic-15	675.2933788	74.6977
10-dic-15	655.7405872	80.6015
11-dic-15	667.2648545	68.1485
12-dic-15	620.1241944	64.4339

13-dic-15	570.1268955	58.7382
14-dic-15	647.4021575	66.281
15-dic-15	560.4503392	78.9863
16-dic-15	582.9988987	72.5564
17-dic-15	539.6190776	89.5776
18-dic-15	595.7039175	85.4054
19-dic-15	642.1186326	91.0922
20-dic-15	628.4151632	72.6727
21-dic-15	714.9893338	65.9719
22-dic-15	711.3071382	59.3941
23-dic-15	730.8886959	56.596
24-dic-15	695.6404946	55.7154
25-dic-15	482.9526985	57.7616
26-dic-15	510.2903474	53.307
27-dic-15	540.5012752	45.9768
28-dic-15	462.0869784	49.6278
29-dic-15	411.7662217	49.8965
30-dic-15	474.7468587	52.4024
31-dic-15	412.3921101	60.0729

## Pagos por desviaciones de generación

**Gráfica 8 – Pagos por desviaciones del programa de generación**


**Pagos por desviaciones del programa de generación**

Fecha	Desviaciones Millones \$
ene-14	691.88
feb-14	716.38
mar-14	672.10
abr-14	2,559.12
may-14	2,397.04
jun-14	1,796.33
jul-14	662.08
ago-14	649.31
sep-14	698.75
oct-14	1,109.14
nov-14	338.66
dic-14	657.29
ene-15	683.85
feb-15	342.18
mar-15	849.68
abr-15	462.81
may-15	2,635.99
jun-15	3,198.07
jul-15	2,526.03
ago-15	697.30
sep-15	9,978.45
oct-15	25,344.15
nov-15	10,021.17
dic-15	4,322.15



■ filial de isa

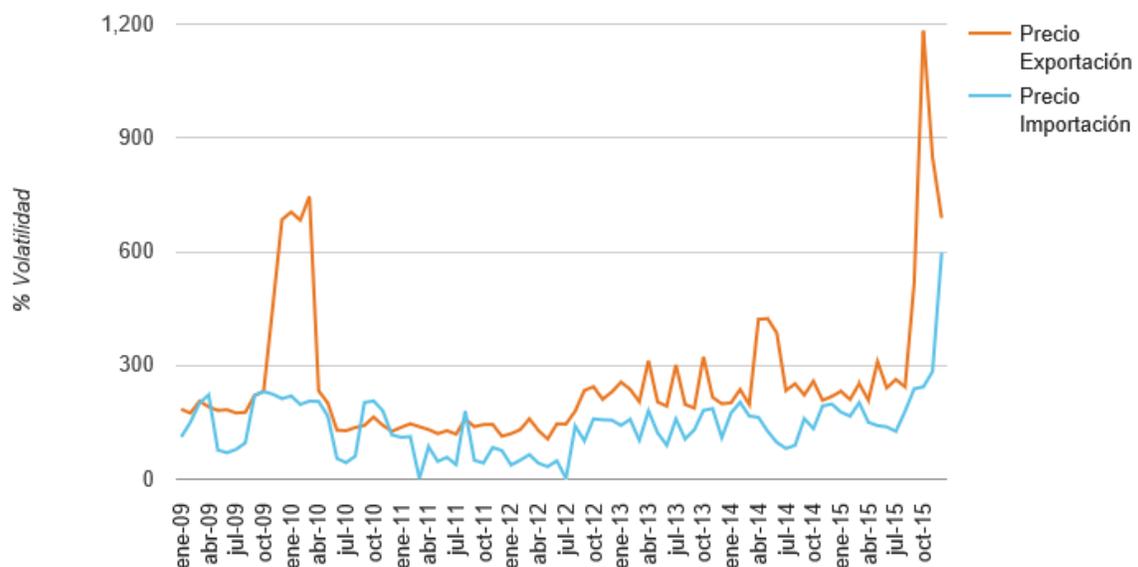
## Transacciones TIE

**Tabla 3 – Transacciones TIE entre Colombia y Ecuador**

Fecha	Energía (GWh)		Valor (Miles de US\$)		
	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Rentas de Congestión
ene-15	84.3	0.0871	8,472.4	4.894	3.453
feb-15	54.4	0.0322	4,835.8	1.447	0.748
mar-15	127.7	0.0214	12,493.8	1.289	1.042
abr-15	46.5	0.0385	4,078.1	1.602	6.985
may-15	26.9	8.9943	3,729.2	420.274	0.506
jun-15	12.0	6.4886	3,829.2	668.362	0.533
jul-15	22.3	13.4340	6,906.5	1,322.733	1.547
ago-15	38.4	4.9700	3,279.5	130.060	43.892
sep-15	32.7	3.5625	4,537.7	136.374	0.108
oct-15	1.6	2.6364	531.6	307.690	-
nov-15	3.9	0.8417	1,178.0	140.243	-
dic-15	6.6	4.0863	2,137.6	1,523.965	-
Total 2015	457.2	45.2	56,009.4	4,658.9	58.8
Total 2014	824.0	46.9	95,997.1	2,935.7	306.9
Total 2013	662.3	28.5	78,442.1	1,682.5	692.85
Total 2012	236.0	6.5	24,149.4	243.2	290.58
Total 2011	1,294.6	8.2	93,009.0	231.3	10,380.40
Total 2010	797.7	9.7	73,825.3	565.4	7,493.62
Total 2009	1,076.7	20.8	107,771.0	1,118.5	12,625.34
Total 2008	509.8	37.5	35,908.4	2,309.4	7,416.98
Total 2007	876.6	38.4	66,269.4	1,336.0	20,398.65
Total 2006	1,608.6	1.1	127,104.5	50.0	56,865.04

Total 2005	1,757.9	16.0	151,733.7	509.8	75,580.96
Total 2004	1,681.1	35.0	135,109.1	738.0	76,817.23
Total 2003	1,144.5	67.2	80,309.2	2,334.7	44,347.75
Total Historia	12,927.2	361.0	1,125,637.6	18,713.4	313,275.1

Gráfica 9 – Precios equivalentes a los que Colombia ha transado con Ecuador



**Precios equivalentes a los que Colombia ha transado con Ecuador**

Fecha	Precio Exportación	Precio Importación
ene-09	182.69	109.23
feb-09	172.34	148.00
mar-09	203.86	198.84
abr-09	188.92	220.48
may-09	179.49	74.88
jun-09	181.27	67.95
jul-09	172.63	76.81
ago-09	174.37	94.11
sep-09	218.80	218.43
oct-09	229.86	229.19
nov-09	453.79	222.25
dic-09	682.72	210.52
ene-10	702.44	217.56
feb-10	681.20	195.26
mar-10	744.01	203.98
abr-10	231.27	203.33
may-10	199.27	164.76
jun-10	127.49	52.77
jul-10	125.97	41.87
ago-10	134.47	59.05
sep-10	139.83	200.46
oct-10	162.08	204.35



■ filial de isa

nov-10		140.29	178.61
dic-10		124.46	114.82
ene-11		134.85	108.73
feb-11		144.21	110.38
mar-11		136.49	0.00
abr-11		128.96	83.93
may-11		118.28	45.01
jun-11		125.92	55.95
jul-11		117.01	36.62
ago-11		157.18	178.38
sep-11		136.48	47.71
oct-11		142.18	41.13
nov-11		142.62	81.72
dic-11		111.43	73.78
ene-12		118.16	35.52
feb-12		128.53	48.14
mar-12		157.26	62.92
abr-12		126.51	40.37
may-12		104.04	31.24
jun-12		144.00	46.62
jul-12		143.81	0.00
ago-12		177.64	138.18
sep-12		232.22	99.52
oct-12		241.95	157.19
nov-12		208.93	154.73
dic-12		228.41	153.79



■ filial de isa

ene-13	254.18	139.93
feb-13	235.06	155.80
mar-13	202.42	100.67
abr-13	310.87	178.35
may-13	201.72	120.30
jun-13	190.84	87.48
jul-13	299.69	156.97
ago-13	195.19	104.12
sep-13	185.76	128.08
oct-13	321.29	179.72
nov-13	214.11	184.33
dic-13	197.06	107.68
ene-14	199.39	172.24
feb-14	234.71	201.07
mar-14	195.15	164.58
abr-14	419.66	161.31
may-14	421.68	124.71
jun-14	383.92	95.38
jul-14	232.02	79.18
ago-14	249.87	87.50
sep-14	220.09	157.68
oct-14	256.57	131.35
nov-14	206.24	191.31
dic-14	216.23	196.30
ene-15	230.11	175.19
feb-15	208.41	164.38
mar-15	250.20	199.85

abr-15	206.68	148.15
may-15	308.08	139.40
jun-15	239.11	136.10
jul-15	261.10	124.25
ago-15	241.61	177.03
sep-15	515.54	236.52
oct-15	1181.91	241.40
nov-15	847.31	282.09
dic-15	686.31	595.59

## Desviaciones mensuales de Obligaciones de Energía Firme

Tabla 4 – Desviaciones OEF (Millones pesos)

Mes	Desviaciones OEF
abril-14	\$109.21
mayo-14	\$65.84
junio-14	\$13.03
agosto-14	\$3.09
mayo-15	\$16,452.19
septiembre-15	\$116,783.50
octubre-15	\$542,514.71
noviembre-15	\$388,170.34
diciembre-15	\$258,024.62

En la tabla 4 se aprecia el valor mensual liquidado por concepto de desviaciones de Obligación de Energía Firme (expresión DG definida en el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006). Durante el 2014 se liquidaron \$191 millones de pesos por éste concepto, para el 2015 el valor ascendió a \$1.3 billones de pesos.

## Restricciones

### Costo unitario de restricciones

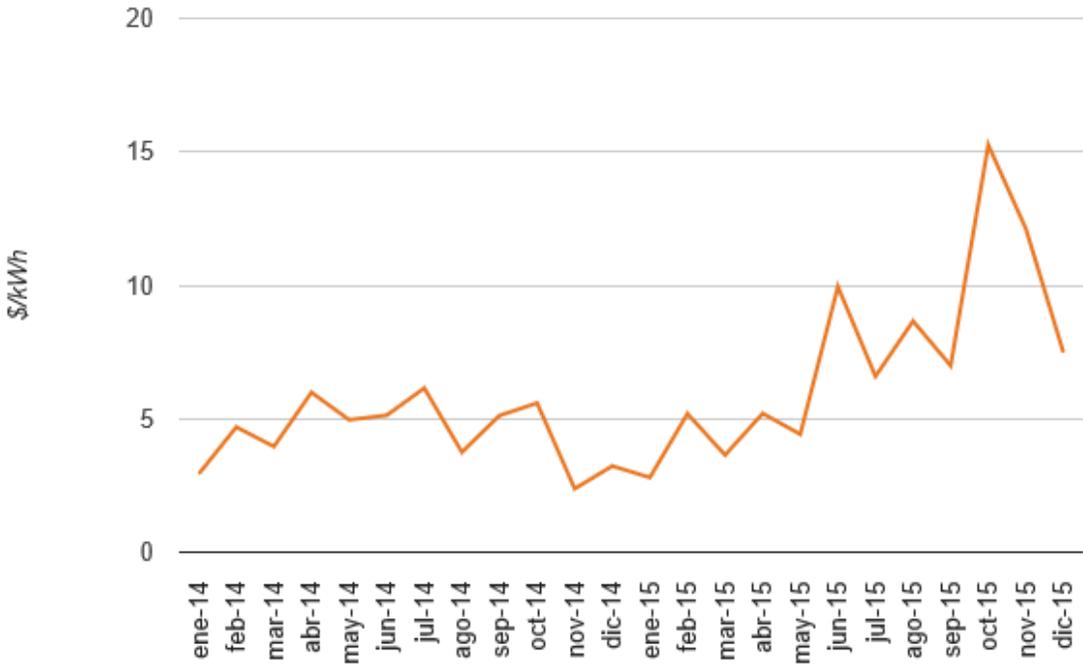
Durante el 2015 el costo total de restricciones, sin incluir alivios, fue de \$487.68 miles de millones de pesos, 71% más que en 2014 (\$285.64 miles de millones de



pesos). El costo unitario de las restricciones, calculado como la razón entre el costo total de restricciones y la generación real del año, fue de 7.3 \$/kWh para 2015 y de 4.4 \$/kWh para 2014.

Para el año 2015, el máximo valor del costo unitario de restricciones se presentó en el mes de octubre con un valor de 15.26 \$/kWh, y el valor mínimo en el mes de enero con un valor de 2.80 \$/kWh (ver gráfica 1).

**Gráfica 1 - \*Costo unitario restricciones en \$/kWh**



*\*No se incluyen los alivios o cargos asociados al componente de restricciones*

**Gráfica 1. Costo Unitario Restricciones en \$/kWh**

Fecha	Restricciones	Demanda Comercial	Exportaciones Ecuador(GWh)	Cu_Restricciones
2013-01-01	18,909.89	5,091.94	10.15	3.72
2013-02-01	26,350.35	4,774.55	119.44	5.66
2013-03-01	55,619.25	5,185.08	62.37	10.86
2013-04-01	37,069.09	5,236.12	38.39	7.13
2013-05-01	43,678.40	5,385.94	129.91	8.31
2013-06-01	42,036.19	5,060.34	22.42	8.34
2013-07-01	24,322.49	5,326.86	34.21	4.60
2013-08-01	36,538.39	5,259.95	11.28	6.96
2013-09-01	33,179.86	5,131.68	16.85	6.49
2013-10-01	40,851.10	5,295.13	6.71	7.72
2013-11-01	26,597.65	5,154.16	61.77	5.22
2013-12-01	19,213.48	5,323.35	148.85	3.71
2014-01-01	15,124.41	5,310.84	146.80	2.93
2014-02-01	22,973.48	4,981.75	81.52	4.69
2014-03-01	21,073.16	5,383.58	60.69	3.96
2014-04-01	31,021.13	5,209.25	28.27	5.99
2014-05-01	26,777.75	5,425.82	21.84	4.96
2014-06-01	26,767.50	5,236.78	22.05	5.13
2014-07-01	33,851.76	5,529.90	22.92	6.15

2014-08-01	20,324.13	5,432.38	16.28	3.75
2014-09-01	27,363.28	5,426.72	84.61	5.12
2014-10-01	30,497.68	5,521.33	63.99	5.59
2014-11-01	12,469.99	5,385.83	138.38	2.38
2014-12-01	17,395.74	5,530.52	136.67	3.23
2015-01-01	14,784.97	5,285.11	84.28	2.80
2015-02-01	26,102.87	5,026.75	54.37	5.19
2015-03-01	20,005.28	5,499.96	127.71	3.64
2015-04-01	27,288.49	5,249.97	46.47	5.20
2015-05-01	24,738.66	5,595.34	26.92	4.42
2015-06-01	53,526.82	5,378.35	12.01	9.95
2015-07-01	37,097.98	5,632.58	22.27	6.59
2015-08-01	49,026.62	5,659.51	38.43	8.66
2015-09-01	39,640.17	5,672.22	32.72	6.99
2015-10-01	87,514.15	5,734.92	1.64	15.26
2015-11-01	65,515.98	5,404.90	3.87	12.12
2015-12-01	42,441.00	5,676.90	6.56	7.48

## Conceptos asociados a restricciones

Tabla 1. Conceptos Asociados a las Restricciones en \$/kWh*				
+/-	Concepto de Liquidación	2014	2015	Dif (\$/kWh)
+	Reconciliación Positiva	17.1	30.2	13.1
+	Servicio_AGC	14.8	24.5	9.6
	<b>Total Costos</b>	<b>31.9</b>	<b>54.7</b>	<b>22.8</b>
-	Reconciliación Negativa	23.5	41.5	18.0
-	Responsabilidad Comercial AGC	4.0	5.9	1.9
-	Restricciones a cargo de la demanda**	4.4	7.3	2.9
	<b>Total Recaudo</b>	<b>31.9</b>	<b>54.7</b>	<b>22.8</b>
*Costo unitario del valor liquidado dividido por la generación real				
**Restricciones sin alivios				

### Informe trimestral de evaluación de restricciones

XM emite un informe trimestral de evaluación de restricciones conforme con lo establecido en la Resolución CREG 062-2000. Los informes asociados a los cuatro trimestres del año 2015 se encuentran disponibles para los agentes del mercado en la página web de XM. Estos informes contienen entre otros, la siguiente información:

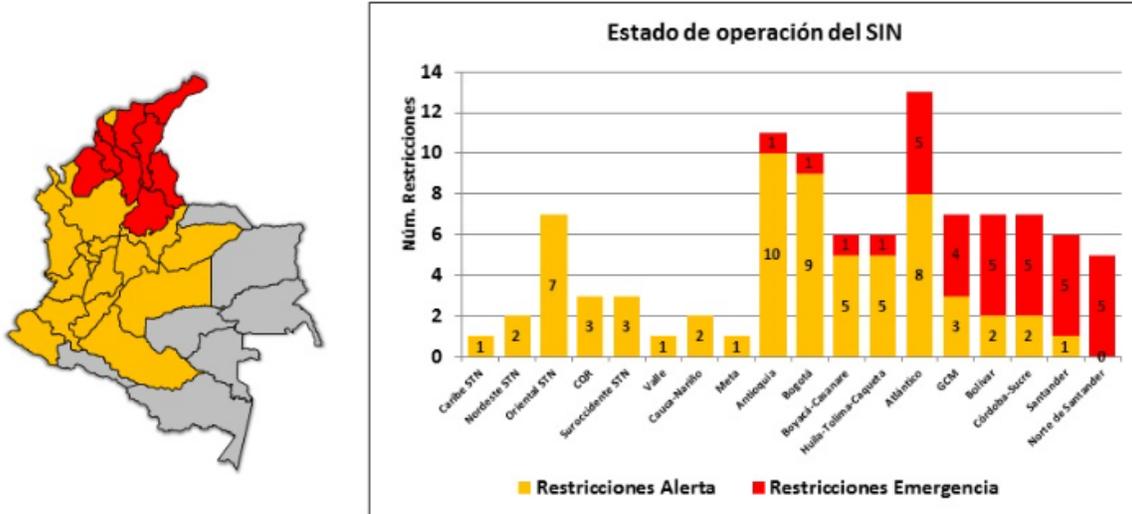
- Análisis de las restricciones en el STR y el STN
- Evolución del costo unitario de restricciones
- Histórico de la generación fuera de mérito
- Histórico de la generación de seguridad
- Mantenimientos relevantes que impactaron las restricciones
- Análisis del comportamiento de los flujos en los cortes más importantes del SIN
- Propuesta de las inversiones alternativas factibles y las recomendaciones operativas para el levantamiento de las restricciones.

Acorde con lo establecido en la resolución CREG 062-2000, XM presenta los resultados de estos informes en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) el cual es coordinado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).



En el año 2015 el Sistema Interconectado Nacional de Colombia finalizó con 99 restricciones. En la Figura 1 se presenta el estado de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), de acuerdo con las definiciones establecidas en el código de operación Res CREG 025 de 1995.

Figura 1. Estado de Operación del SIN.



Durante el año 2015 entraron en operación proyectos de expansión que eliminaron o mitigaron restricciones en el SIN y a continuación se detalla el impacto de los mismos:

Tipo	Proyecto	Impacto
Proyectos de Transmisión	Mejora interconectividad Reforma 230 kV.	Aumento de confiabilidad de la subárea Meta.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Segundo transformador Copey 450 MVA 500/220 kV.</li> <li>Compensación capacitiva en Termocol 220 kV.</li> </ul>	Mitigación de riesgos sobre la demanda en la subárea GCM
	STATCOM Bacatá.	Flexibilidad de operación en el área Oriental
Proyectos de conexión al STN	Segundo transformador Bacatá 450 MVA 500/115 kV.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mitigación de la congestión en transformación en Oriental.</li> <li>Incremento de confiabilidad y flexibilidad en el área.</li> </ul>
	Segundo transformador Sabanalarga 90 MVA 220/110/13.8 kV.	Mitigación del riesgo de desatención de demanda.
	Nuevo punto de conexión en subestación Purnio 150 MVA 230/115 kV.	Mitigación de la congestión en transformación en CQR.
Proyectos del STR	Compensación capacitiva en el Meta.	Mejora en los perfiles de tensión en la subárea Meta.
	Normalización subestación Natagaima 115 kV.	Incremento de confiabilidad en Huila - Tolima.



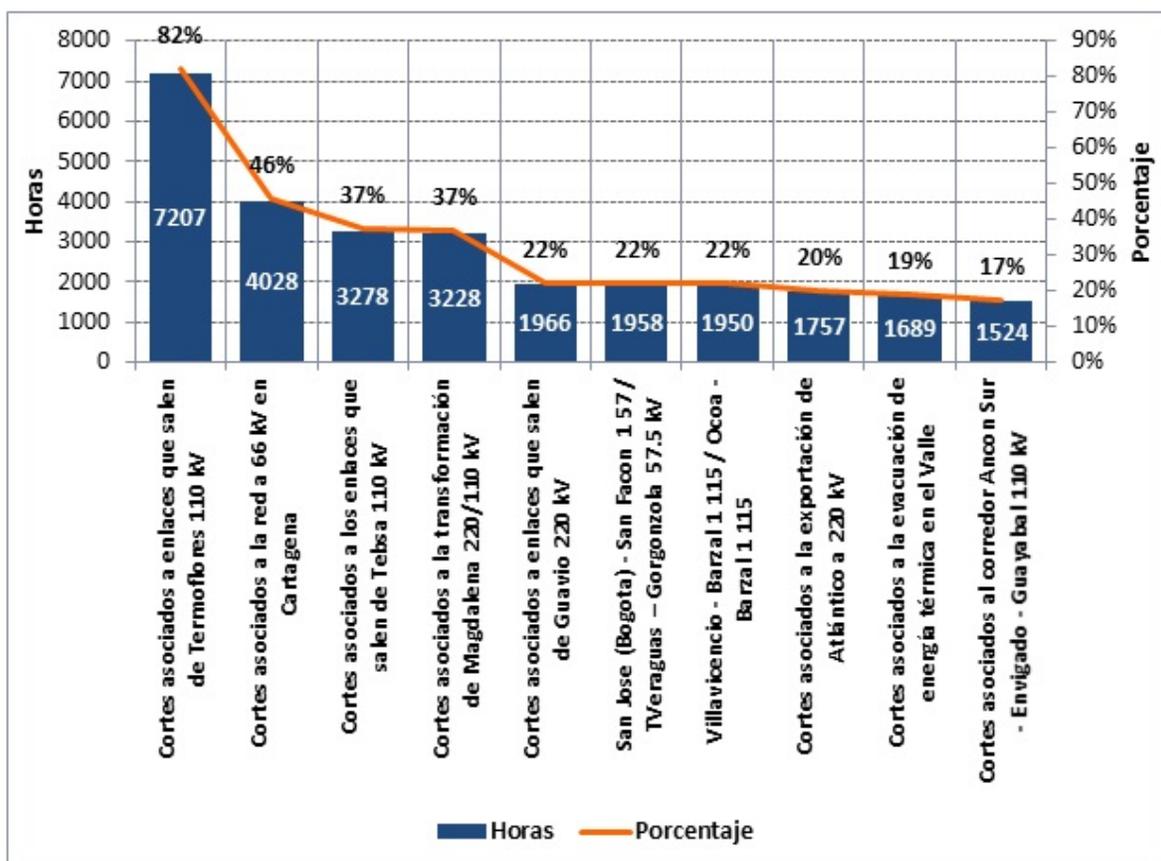
De otra parte, también se implementaron medidas operativas para la eliminación/mitigación de las restricciones del SIN:

Área	Medida Operativa	Impacto
Antioquia	Reconfiguración en la subestación Envigado 110 kV.	Mitigación de la congestión del corredor Envigado - Guayabal 110 kV.
Caribe	Seguimiento Caribe.	Definición de convocatorias en el STR e implementación de esquemas suplementarios en la zona.
	Tercer transformador Cuestecitas (provisional).	Eliminación de sobrecarga en transformación.
Nordeste	Aumento capacidad de la red de Santander y definición de esquemas suplementarios	Mitigación del riesgo de colapso de la subárea.
Oriental	Coordinación de mantenimientos en la zona (Diferencial Guavio).	Disminución de riesgo de colapso del área Oriental.
	Coordinación de la puesta en operación del STATCOM en Bacatá 500 kV.	Incremento de flexibilidad operativa área Oriental.
	Aumento de capacidad del circuito Ocoa - Barzal 115 kV	Eliminación del riesgo de DNA ante N-1.
Suroccidental	Reconfiguración Yumbo 115 kV y Chipichape 115 kV	Liberación generación térmica en el Valle.
	Cambio CT's Brisas - Mirolindo 115 kV	Liberación congestión corredor Mirolindo - Brisas - Papayo 115 kV.
	Aumento de capacidad Jamondino - Catambuco 115 kV	Liberación congestión corredor Jamondino - Catambuco - Pasto 115 kV.

Durante el año 2015 se realizó seguimiento a los cortes activos en la operación, lo cual permitió identificar las restricciones que más se presentaron en cada trimestre del año. Para este informe, en la Figura 2, se presenta un consolidado de los diez cortes que más se presentaron en el año 2015 excluyendo aquellos que se activaron por mantenimientos asociados a obras de expansión. La Figura 2 presenta el número total de horas que estuvieron activos estos cortes y el porcentaje de las horas del año que representa.



Figura 2 – Diez cortes más activos en el Sistema durante el 2015



De la Figura 2 se resalta que:

- La operación seccionada de la subestación Chipichape 115 kV minimizó la congestión en el corredor Termoyumbo – La Campiña – Chipichape 115 kV.
- La operación seccionada de la subestación Envigado 110 kV minimizó la congestión en el corredor Ancón Sur - Envigado - Guayabal 110 kV.
- Los cortes asociados a la infraestructura del STR de la ciudad de Barranquilla (salidas de Termoflores y Tebsa) tienen una participación preponderante dentro del conjunto de cortes activos durante la operación real, poniendo la subárea Atlántico en el primer lugar de las subáreas con los cortes más activos del año 2015. Estos cortes han aparecido de forma reiterada dentro del conjunto de las principales congestiones evidenciadas en la operación real en los informes de restricciones. Adicionalmente, los mantenimientos constantes en la subárea hacen que la condición sea aún más crítica debido al crecimiento de la demanda. Por otra parte, los cortes asociados a la exportación al STN de Atlántico siguen teniendo una considerable participación.
- Las subárea Bolívar aparece con cortes activos, cuyo cubrimiento con generación de seguridad es poco efectivo, por lo que existen riesgos de demanda no atendida ante contingencias sencillas.



- Los transformadores del departamento de Magdalena (Santa Marta y Fundación) aparecen en el listado de los cortes activos. El cubrimiento con generación de seguridad es poco efectivo, por lo que existen riesgos de demanda no atendida ante contingencias sencillas.
- El área Oriental presentó las siguientes restricciones:
  - Se evidenció la congestión de los enlaces que salen de Guavio. El cubrimiento de contingencias dobles y la renovación de la protección diferencial de barras, hizo que la operación del área fuera compleja debido a la baja flexibilidad operativa de la red degradada.
  - Se evidenció el agotamiento de la red a 57.5 kV, puntualmente la congestión del corte San José (Bogotá) - San Facón 1 57.5 kV / TVeraguas – Gorgonzola 57.5 kV. Debido a la inexistencia de generación de seguridad para su control, existen riesgos de demanda no atendida ante contingencias sencillas.
  - Se deben programar unidades de generación para el soporte de potencia reactiva, sin embargo, esta restricción no se identifica mediante los cortes activos del sistema.
- En la subárea Meta, el corte formado por las líneas a 115 kV que alimentan la subestación Barzal estuvo congestionado producto del crecimiento de la demanda atendida desde esta subestación.
- En las subáreas Santander y Norte de Santander se tienen riesgos de desatención de demanda, no obstante, dicha condición no se evidencia en la lista de cortes activos debido a que no se tiene generación de seguridad para su control. Sin embargo, desde el despacho realizado para la operación del día 01/11/2015, estos cortes son monitoreados y producto de esta acción se identificó su participación en el último trimestre.
- El corte Jamondino – Pasto 1 115 kV / Jamondino - Catambuco 1 115 kV se identifica como una de las restricciones más activas del año 2015, sin embargo, dicha restricción se eliminó cuando CEDENAR incrementó la capacidad nominal de 200 A a 300 A del circuito Jamondino - Catambuco 1 115 kV para la operación del día 25/12/2015. No obstante, en escenarios de alta importación de energía desde Ecuador, se puede evidenciar nuevamente la congestión.

Obras definidas para mitigar los principales cortes

Corte	Proyecto	Fecha prevista	Estado
Salidas Termoflores 110 kV	Caracoli 220 kV (STN)	30/11/2016	En ejecución
	Línea Termoflores - Centro 110 kV (UPME STR 14 - 2015)	30/11/2017	Desierta
	Línea Termoflores - Oasis 110 kV, Subestación Magdalena, Subestación Estadio, Ampliación en Tebsa y obras asociadas (UPME STR 15 - 2015)	30/11/2018	Desierta
	Conexión Caracolí 110 kV (UPME STR 16 - 2015)	30/06/2018	Adjudicada. Pendiente aprobación ingresos.
Red a 66 kV en Cartagena	La Marina 66 kV y obras asociadas. Esta obra se agota rápidamente, por lo que es necesario definir una expansión estructural.	ND	Pendiente convocatoria en STR
Exportación Atlántico 220 kV	Caracoli 220 kV (STN)	30/11/2016	En ejecución
Transformación de Magdalena	Subestación Río Córdoba 220 kV (STN). Río Córdoba 220/110 kV (UPME STR 07 - 2014)	30/11/2016	En ejecución
Red a 57.5 kV en Bogotá	ND	ND	ND
Cortes asociados al STR de Santander	Palenque 230 kV y obra asociadas	30/11/2017	Adjudicada. Pendiente aprobación ingresos.
	ATRs Barranca 3 y 4 230/115 kV	30/12/2019	En ejecución
Salidas Tebsa 110 kV	Caracoli 220 kV (STN)	30/11/2016	En ejecución
	Línea Termoflores - Oasis 110 kV, Subestación Magdalena, Subestación Estadio, Ampliación en Tebsa y obras asociadas (UPME STR 15 - 2015)	30/11/2018	Desierta
	Conexión Caracolí 110 kV (UPME STR 16 - 2015)	30/06/2018	Adjudicada. Pendiente aprobación ingresos.

	ATRs Barranca 3 y 4 230/115 kV	30/12/2019	En ejecución
	Caracolí 220 kV (STN)	30/11/2016	En ejecución
Salidas Tebsa 110 kV	Línea Termoflores - Oasis 110 kV, Subestación Magdalena, Subestación Estadio, Ampliación en Tebsa y obras asociadas (UPME STR 15 - 2015)	30/11/2018	Desierta
	Conexión Caracolí 110 kV (UPME STR 16 - 2015)	30/06/2018	Adjudicada. Pendiente aprobación ingresos.
Salidas de Guavio 230 kV	Nueva Esperanza STN y STR	30/06/2016	En ejecución
	Chivor - Norte - Bacatá 230 kV (STN). Norte 230/115 kV (STR)	26/12/2016	En ejecución
Jamondino - Pasto - Catambuco 115 kV	ND	ND	ND
Evacuación térmica Valle	Propuesta de EPSA de La Portada y Estambul 230/115 kV y obras asociadas. Mitigan la restricción pero no la eliminan. EPSA analiza una solución estructural.	ND	ND
Corredor Ancón Sur - Envigado - Guayabal 110 kV	Bello - Guayabal - Ancón Sur 220 kV y conexión Guayabal 220/110 kV	30/11/2016	En ejecución

## Riesgo de desatención de la demanda 2015

XM, dentro del marco normativo vigente, lleva a cabo los estudios de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), los cuales tienen carácter obligatorio. Según los resultados de los estudios y análisis de operación real y esperada de los recursos del SIN, se han identificado condiciones que ponen en riesgo la adecuada atención de la demanda.

A continuación se muestra un resumen de las distintas condiciones operativas de las áreas / subáreas del SIN.

### Área Antioquia

Debido a las congestiones que se presentan en el corredor Ancón – Envigado – Guayabal 110 kV y la transformación en Bello 220/110 kV, es necesario realizar adecuados balances de generación entre las plantas del norte y el oriente del área, ocasionando riesgos en la demanda en caso de no contar con dicho balance. Adicionalmente, se ha identificado riesgo de desatención de demanda, por las bajas tensiones que se pueden presentar en el corredor Cocorná – Vasconia 110 kV ante contingencia del circuito Playas – Puerto Nare 110 kV. Esta condición hace necesaria la implementación de medidas operativas que mitiguen los riesgos de desatención de demanda, por parte del Operador de Red –OR.



filial de isa

## Área Caribe

Actualmente el área Caribe, en condiciones de red completa, presenta riesgos para la atención de la demanda debido al agotamiento en la red de transmisión y transformación, dificultando el cumplimiento de los criterios de calidad y confiabilidad previstos en la regulación. Además, las indisponibilidades que se presentan constantemente en la red, el incremento de la demanda y el retraso de los proyectos de expansión definidos, han conducido a riesgos de colapsos en algunas de las subáreas del área Caribe. Lo anterior conlleva a una mayor complejidad en la coordinación de los despachos de generación y programación de mantenimientos debido a la falta de capacidad en la red.

Actualmente la subárea Atlántico presenta condiciones operativas críticas, las cuales empeoran con el crecimiento de la demanda y con indisponibilidades de los activos de transporte y transformación. Se observa que hasta el año 2018, año en el que se tiene prevista la entrada en operación de las obras estructurales de expansión, no es posible cubrir todas las contingencias sencillas de la subárea en ningún escenario de generación. Lo anterior ha hecho necesaria la implementación de medidas operativas, por parte del OR, basadas en desatención de demanda.

En la subárea Bolívar, debido a la no efectividad de generación de seguridad, la condición más crítica se presenta ante la contingencia del transformador Bosque 220/66 kV hasta la puesta en operación del segundo transformador Bosque 220/66 kV, prevista para el año 2017. De otra parte, se observan riesgos para la atención confiable de la demanda de Bocagrande, Zaragocilla y Chambacú debido al agotamiento en las líneas de transporte del Sistema de Transmisión Regional (STR) a 66 kV en Cartagena, por lo cual se deben implementar medidas operativas por parte del OR para evitar desatención de grandes bloques de demanda. Lo anterior muestra la urgente necesidad de la entrada en operación de las obras de expansión definidas actualmente.

La condición actual de agotamiento en la red de Córdoba – Sucre pone en riesgo gran parte de la demanda de esta subárea, la cual depende de la actuación de esquemas suplementarios para evitar colapsos de grandes bloques de carga. La entrada del segundo circuito Chinú – Boston 110 kV, proyectada para mayo de 2016, aumenta la confiabilidad en la atención de la demanda, sin embargo, la demanda atendida por la red entre Chinú 110 kV y Urrá 110 kV continúa en riesgo ante contingencias sencillas. Es necesaria la revisión de la efectividad de los esquemas suplementarios habilitados actualmente, por parte del OR.

Actualmente, en la subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM) hay riesgo de desatención de demanda, por las bajas tensiones que se pueden presentar en las subestaciones El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV ante contingencia del circuito Ocaña – Copey 500 kV en periodos de demanda máxima, por lo que es necesaria la programación de una unidad de la planta Guajira. Lo anterior demuestra la importancia del ingreso de la compensación capacitiva en la subestación El Banco 110 kV. Adicionalmente, hasta la puesta en servicio del proyecto en Río Córdoba y ampliación de Cuestecitas, se observan riesgos en la atención de la demanda de los departamentos de Guajira y Magdalena. En el departamento de Cesar, se



requiere la entrada oportuna de obras de expansión para una operación segura y confiable.

### **Área Nordeste**

Hasta finales del año 2015, la red de Santander presentaba un alto riesgo de desatención parcial o total de la demanda, debido a las congestiones que se evidenciaban en la subárea, el crecimiento de carga y la falta de obras de expansión de manera oportuna. Lo anterior hizo necesaria la implementación de medidas operativas, por parte del OR, tales como incrementos de capacidad de transporte en la red, traslados de carga y esquemas suplementarios basados en desatención de demanda. Lo anterior muestra la urgente necesidad de la entrada en operación de las obras de expansión definidas actualmente.

La red de Norte de Santander presenta agotamiento tanto en la transmisión como en la transformación. La atención de la demanda no es segura ante las distintas contingencias y los esquemas suplementarios que se tienen implementados para mitigar los riesgos de colapso de la subárea ya no son suficientes. El crecimiento natural de la carga sumado a los retrasos en las obras definidas para el año 2016, aumentan los riesgos en la atención de la demanda ya que las restricciones no pueden ser controladas con generación de seguridad. Esta condición hace necesaria la implementación de medidas operativas, por parte del OR, que mitiguen los atrasos de los proyectos.

La red de Boyacá – Casanare presenta agotamiento en transmisión y transformación. Algunas de las restricciones pueden ser controladas con adecuados despachos de generación, sin embargo, otras de ellas solo pueden ser controladas con desatención de demanda. Es de alta importancia la entrada en operación del circuito Aguazul – Yopal 115 kV y del nuevo punto de conexión Sochagota 230/115 kV para mitigar la necesidad de generación de seguridad. Se resalta, que aunque el nuevo punto de conexión mitiga la congestión de los transformadores de Paipa 230/115 kV, sigue siendo necesaria la programación de unidades de generación en la red de 115 kV para el soporte de tensión.

### **Área Oriental**

El área Oriental presenta limitaciones de importación de potencia y se requiere programar un mínimo número de unidades para mantener adecuados perfiles de tensión en el área, tanto en red completa como ante contingencias sencillas en elementos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y/o STR, lo que puede implicar sobrecostos y riesgos operativos para atender la demanda con los criterios de calidad establecidos en la normatividad vigente.

En la subárea Bogotá se evidencia congestión en la red del norte de la sabana, lo que podría llevar a que se programen unidades de la planta Termozipa hasta la puesta en operación del proyecto Norte 230/115 kV. Adicionalmente, se evidencian congestiones en la red de 57.5 kV de la subárea, haciéndose necesario la implementación de medidas operativas para su mitigación, por parte del OR.

En la subárea Meta, se aumentó la capacidad del circuito Ocoa – Barzal 115 kV, lo que eliminó el riesgo de desatención de demanda por sobrecarga ante contingencia



de Villavicencio – Barzal 115 kV. Es importante la entrada oportuna del proyecto Suria 230 kV y obras asociadas, ya que con el crecimiento natural de la demanda y con retrasos en esta obra de expansión, se pueden presentar riesgos de desatención de demanda por la restricción asociada al agotamiento en transformación de Reforma 230/115 kV.

### **Área Suroccidental**

El área Suroccidental presenta limitaciones de importación de potencia y se requiere programar un mínimo número de unidades para controlar la transferencia de potencia a través del enlace San Carlos – Virginia 500 kV y para mantener un adecuado perfil de tensión, tanto en red completa como ante contingencias sencillas en elementos del STN y/o STR, lo que puede implicar sobrecostos y riesgos operativos para atender la demanda con los criterios de calidad establecidos en la normatividad vigente.

En la subárea CQR se observa agotamiento en la capacidad de transformación en Esmeralda 230/115 kV, siendo necesario controlar la transferencia de potencia por estos elementos mediante la programación de generación de seguridad en las plantas Esmeralda y San Francisco, implicando riesgos en la atención de la demanda por la característica de filo de agua que tienen dichos recursos de generación.

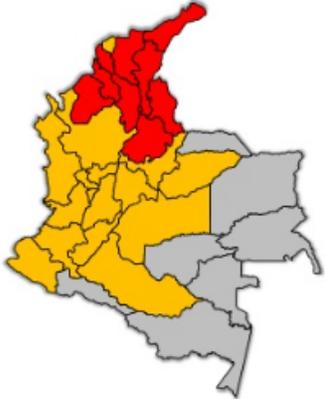
En la subárea Huila – Caquetá se evidencia riesgo de desatención de demanda, por sobrecarga en la línea Betania – Hobo 115 kV y bajas tensiones en las subestaciones Altamira, Pitalito, Florencia y Doncello a 115 kV ante contingencia del transformador Altamira 230/115 kV. Esta condición hace necesaria la implementación de medidas operativas que mitiguen los riesgos de desatención de demanda, por parte del OR.

La congestión en el corredor Yumbo – Chipichape 115 kV que se evidenciaba en la subárea Valle, llevó a operar la subestación Chipichape 115 kV en dos barras sencillas, disminuyendo la confiabilidad de la carga atendida en la zona. Lo anterior muestra la necesidad del estudio de alternativas de expansión para eliminar dicha restricción.

La situación de las áreas y subáreas operativas del SIN se puede resumir en la Figura 1, en donde se muestra el estado de operación del SIN, de acuerdo con las definiciones establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en el código de operación Res CREG 025 de 1995.



Figura 1. Estado de Operación del SIN.

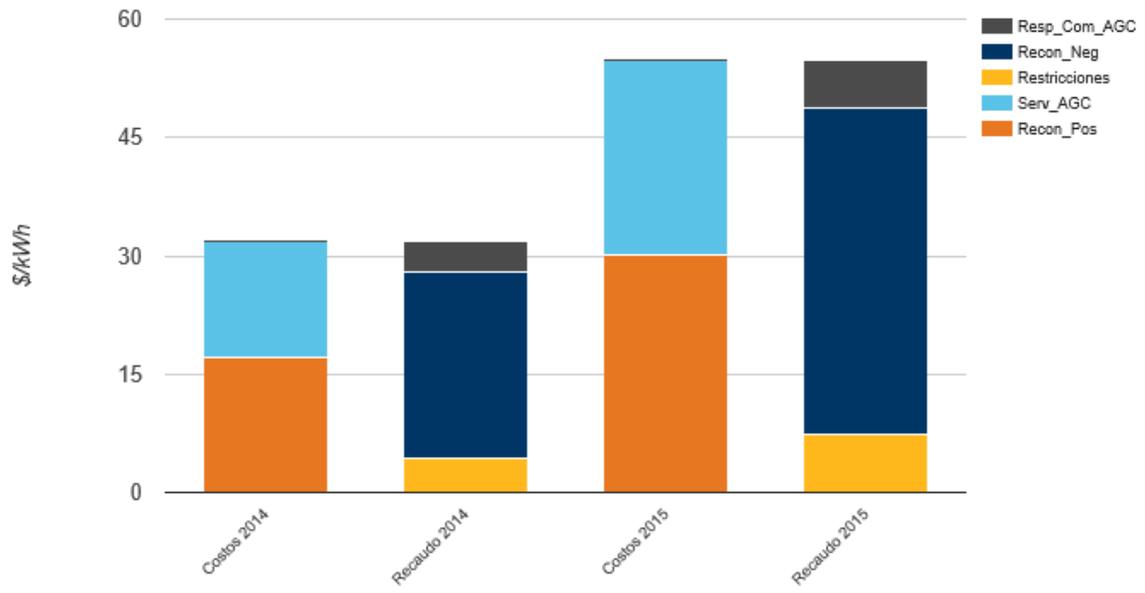


## Anexos

### Restricciones

### Costos unitarios de restricciones

Gráfica 5 – Costo unitarios de conceptos asociados a restricciones



## Recomendaciones para reducción de restricciones

Área/Subárea	Corte	Escenario	Recomendación	Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Obra de Expansión
Antioquia	Ancón - Guayabal 1 / Ancón - Guayabal 2 110 kV	Alta generación al oriente y baja generación en el norte de Antioquia	Balancear la generación en el área para controlar el corte	95	95	95	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello - Guayabal - Ancón 220 kV. Noviembre de 2016.
Antioquia	ATR Bello 2 214/110 kV / ATR Bello 1 214/110 kV	"Demanda máxima y media. Alta generación térmica y baja generación hidráulica."	Balancear la generación en el área para controlar el corte	290	290	290	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello - Guayabal - Ancón 220 kV. Noviembre de 2016.
Antioquia	San Carlos 3 230/500 kV / San Carlos 2 230/500 kV + San Carlos 4 230/500 kV	Demanda máxima, media y mínima. Generación máxima en toda el área incluyendo la generación de Termosierra y Termocentro. Baja generación en Caribe"	Balancear la generación en el área para controlar el corte	1250	1250	1250	Conexión a 500 kV del proyecto Ituango, incluida la conexión a la Subestación Medellín 500/230 kV y el circuito Ituango - Porce III - Sogamoso 500 kV. Agosto de 2018
Antioquia	San Carlos - Primavera 500 kV / ATR Primavera 230/500 kV	Demanda máxima y media Generación máxima en toda el área incluyendo la generación de Termosierra y Termocentro. Baja generación en Caribe y alta	Balancear la generación en el área para controlar el corte	915	925	--	Conexión a 500 kV del proyecto Ituango, incluida la conexión a la Subestación Medellín 500/230 kV y el circuito Ituango - Porce III - Sogamoso 500 kV. Agosto de 2018

Antioquia	Salto 1 110/220 kV / Salto 2 110/214 kV	Demanda mínima. Generación máxima en 115 kV y mínima generación en 230 kV. Generación máxima de las menores Cascada, Santiago, Guanaquitas, Pajarito, Caruquia.	Limitar generación en el norte de Antioquia a nivel de tensión igual o inferior a 115 kV para controlar el corte	--	--	250	Refuerzo de la conexión al STN (Recomendado XM). UPME la tiene identificada para ser analizada en el próximo Plan de Expansión 2015 - 2029.
Antioquia	La Tasajera - Occidente 220 kV / Central - Guayabal Provisional 110 kV	Demanda máxima, media y mínima. Máxima generación en el área.	Balancear la generación en el área para controlar el corte	330	330	330	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello - Guayabal - Ancón 220 kV. Noviembre de 2016.
Antioquia	San Carlos - Primavera 1 500 kV/ Jaguas - Malena 1 220 kV	Demanda máxima y media. Generación máxima en toda el área incluyendo la generación de Temosierra. Sin generación en Termocentro. Baja generación en Caribe	Balancear la generación en el área para controlar el corte	965	965	965	Conexión a 500 kV del proyecto Ituango, incluida la conexión a la Subestación Medellín 500/230 kV y el circuito Ituango - Porce III - Sogamoso 500 kV. Agosto de 2018

Antioquia	Ancón EPM - Ancón ISA 1 220 kV / Ancón EPM - Ancón ISA 2 220 kV	Demanda mínima. Generación máxima en el área. Exportación a Ecuador	Balancear la generación en el área para controlar el corte	500	500	500	Conexión a 500 kV del proyecto Ituango, incluida la conexión a la Subestación Medellín 500/230 kV y el circuito Ituango - Porce III - Sogamoso 500 kV. Agosto de 2018
Antioquia	San Diego - Miraflores 1 110 kV / San Diego - Miraflores 2 110 kV	Demanda máxima, media y mínima	Balancear la generación en el área para controlar el corte	160	160	160	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello - Guayabal - Ancón 220 kV. Noviembre de 2016.
Antioquia	Guadalupe IV - Occidente 1 220 kV / La Tasajera - Occidente 1 220 kV	Demanda máxima. Generación máxima en el área	Balancear la generación en el área para controlar el corte	430	--	--	En análisis de alternativas de expansión. Es posible que esta restricción se mitigue con la entrada de la Subestación Medellín (Katios) 500 kV, sin embargo esto no se ha sido analizado en detalle, por esta razón se realizarán los análisis en el próximo Plan de Expansión 2015 -2029.
Antioquia	N-1 Playas - Pto. Nare 110 kV. Bajas tensiones en las barras de 110 kV	Demanda máxima, media y mínima	Realizar control de taps con los autotransformadores de Playas 220/110 kV y Guatapé 220/110 kV				Transformador en La Sierra 90 MVA 220/110 kV. Conexión al STN en la

Antioquia	Cocoma, Texas, Pto. Nare, Moriche, Pto. Inmarco, Pto. Boyacá, Palagua y Vasconia	Demanda máxima, media y mínima	230/115 kV, para mantener una tensión mínima de 117 kV en Playas y de 110 kV en Guatapé	--	--	--	subestación La Sierra para la interconexión La Sierra - Cocomá 110 kV. Año 2017.
Nordeste	Primavera - Sogamoso 500 kV + Ocaña - Sogamoso 500 kV + Ocaña 500/230 kV + Chivor - Sochagota 1 + 2 230 kV + Primavera - Guatiguará 230 kV + Primavera - Comuneros 1 + 2 230 kV	Demanda máxima, media y mínima. Baja generación en el área Nordeste	Programar generación al interior del área para el control del corte y mínimo número de unidades para control de tensión.	1060	1060	1060	"Proyectos esperados para Santander y Norte de Santander (transformación y compensación) - 2017. Proyecto Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV - 2017. Nueva red de Ituango 500 kV y proyecto San Antonio 230 - 115 kV - 2018
Nordeste	Primavera - Sogamoso 500 kV / Comuneros - Barranca 230 kV	Demanda máxima. Alta importación del área Caribe. Alta generación en Merilétrica	Controlar el corte con generación interárea (Caribe - Nordeste)	865	865	865	Proyecto Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV - 2017."
Norte de Santander	Transformador Belén 230/115 kV	Demanda máxima, media y mínima	Realizar las acciones operativas necesarias para poder cerrar el enlace Belén - Ínsula 115 kV				Segundo transformador en San Mateo 230/115 kV - 2017. Repotenciación Ínsula - Belén 115 kV - 2017
Norte de Santander	Transformador Ocaña 230/115 kV	Demanda máxima y media	Mantener habilitado el esquema suplementario en Ocaña 115 kV				Segundo y tercer transformador en Ocaña 230/115 kV - 2017

Norte de Santander	Transformador San Mateo 230/115 kV	Demanda máxima y media	Mantener habilitado el esquema suplementario en San Mateo 115 kV. El esquema ya no es suficiente y por tanto se recomienda al OR realizar los ajustes necesarios				Segundo transformador en San Mateo 230/115 kV - 2017.
Norte de Santander	San Mateo - Ínsula 115 kV	Demanda máxima y media	Realizar las acciones operativas necesarias para que las tensiones en la red de 115 kV permanezcan en los límites regulatorios establecidos				Compensación en Tibú 115 kV (2x15 Mvar) - 2016
Norte de Santander	Ocaña - Aguachica 115 kV. Convención - Ayacucho 115 kV	Conexiones radiales no declaradas como zonas CANO					Línea Ayacucho - Aguachica Nueva 115 kV - 2017
Boyacá - Casanare	Paipa 1 230/115 kV / Paipa 3 230/115 kV + Paipa 2 230/115 kV	Baja generación en la red de 115 kV de Boyacá	Programar generación en la red de 115 kV de Boyacá	200	200	200	Transformador de Sochagota 230/115 kV - 2016. Proyecto San Antonio 230 - 115 kV - 2018
Boyacá - Casanare	Paipa - San Antonio 115 kV / Paipa - Duitama 115 kV	Demanda máxima. Baja generación en Yopal y menores de Yopal	En caso de ser necesario, limitar generación en la zona	120	120	120	Transformador de Sochagota 230/115 kV - 2016.
							Subestación Alto Ricaurte 115 kV



■ filial de isa

<p>Boyacá - Casanare</p>	<p>Tunja - Chiquinquirá 115 kV / Paipa - Barbosa 115 kV</p>	<p>Demanda máxima</p>	<p>Implementación de medidas operativas para control del corte. Es necesario mantener adecuados perfiles de tensión (por encima de 1 p.u.) para mitigar el impacto la contingencia. Desatención de demanda</p>	<p>60</p>	<p>60</p>	<p>60</p>	<p>circuitos Tunja - Alto Ricaurte 115 kV y Alto Ricaurte - Chiquinquirá 115 kV - 2018. Subestación Jenesano 115 kV y nuevos circuitos Tunja - Jenesano 115 kV y Jenesano - Guateque 115 kV - 2018. Se sigue evidenciando congestión en Paipa - Barbosa 115 kV ante la contingencia de Chiquinquirá - Barbosa 115 kV. Se elimina esta restricción mediante el aumento de capacidad del circuito Paipa - Barbosa 115kV que E S SA espera realizar mediante el cambio de los transformadores de corriente en la bahía de Barbosa hacia Paipa a nueva relación 400/5.</p>
<p>Boyacá - Casanare</p>	<p>Yopal - San Antonio 1 115 kV / Yopal - San Antonio 2 115 kV</p>	<p>Demanda mínima. Alta generación en Yopal y las menores de Yopal, baja demanda en Paz de Ariporo y/o Yopal. El nuevo circuito</p>	<p>En caso de ser necesario, limitar generación en la zona</p>	<p>95</p>	<p>95</p>	<p>95</p>	<p>Circuito Aguazul - Yopal 115 kV - 2016</p>

	115 kV	y/o Yopal. El nuevo circuito Yopal - Aguazul 115 kV elimina la restricción.	zona				
Boyacá - Casanare	Chivor 230/115 kV / Guavio 230/115 kV	Demanda máxima. Circuito Yopal - Aguazul 115 kV y Chivor - Tunjita 115 kV en servicio. Baja generación en la subárea Boyacá 115 kV	Programar generación en la subárea Boyacá o en la PCH Tunjita	70	70	70	Proyecto Norte 230 - 115 kV - 2017. El proyecto Jenesano y las obras asociadas en el 2018 activa nuevamente la restricción haciéndose necesario el estudio de obras de expansión complementarias.
Boyacá - Casanare	Bajas tensiones en Boyacá - Casanare ante contingencia sencilla	Demanda máxima y media. Baja generación en la red de 115 kV	Programar generación en la subárea para control de tensiones				Circuito Aguazul - Yopal 115 kV - 2016. Compensación en la subestación Yopal 2x20 Mvar - 2015 - 2016. Proyecto San Antonio 230 - 115 kV - 2018
Santander	Barranca 1 230/115 kV / Barranca 2 230/115 kV	Demanda máxima y media. El escenario es más crítico con Merilétrica en línea.	Mantener operativo el esquema suplementario implementado en los transformadores de Barranca 230/115 kV. Se observa que los deslastes realizados son suficientes bajo la condición topológica en la que las cargas "Buenos Aires 2" y "Pamaso 1 y 2" sean alimentadas desde la	135	135	135	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2017. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Segundo transformador en Guatiguará 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Tercer

		linea.	<p>Subestación Barranca y "Buenos Aires 1" desde San Silvestre. Desatención controlada de demanda en Santander</p>				<p>115 kV - 2018. Tercer y cuarto transformador en Barranca 230/115 kV - 2019.</p>
Santander	Bucaramanga 230/115 kV / Piedecuesta - TbuFlorida 115 kV	Demanda máxima y media	<p>Se evidencia la necesidad de implementar el esquema suplementario propuesto por la ESSA. Desatención controlada de demanda en Santander</p>	150	150	150	<p>Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2017. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Segundo transformador en Guatiguará 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Normalización de la conexión en T, Bucaramanga - Piedecuesta - Florida 115 kV - 2018</p>
Santander	Palos 230/115 kV / Bucaramanga 230/115 kV	Demanda máxima y media	<p>Carga similar en los transformadores Palos, Bucaramanga y Piedecuesta 230/115 kV. Mantener tensiones similares entre las subestaciones Palos, Bucaramanga y Palenque 115 kV</p>	195	195	195	<p>Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2017. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018.</p>
			<p>Mantener operativo el esquema</p>				<p>Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV - 2017. Segundo</p>

Santander	Barranca - San Silvestre 115 kV / Bucaramanga - Realminas 115 kV	Demanda máxima y media	Mantener operativo el esquema suplementario implementado en San Silvestre 115 kV. Desatención controlada de demanda en Santander	170	170	170	Guatiguara 230 kV - 2017. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Segundo transformador en Guatiguara 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Subestación Buena Vista 115 kV - 2018
Santander	Los Palos - Palenque 1 115 kV / Bmanga - Real Minas 1 115 kV	Demanda máxima y media	Se evidencia la necesidad de implementar medidas operativas por parte de la ESSA. Podría conducir a desatención de demanda en Santander.	120	120	120	Conexión Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguara 230 kV - 2017. Segundo transformador en Bucaramanga 230/115 kV - 2017. Segundo transformador en Guatiguara 230/115 kV - 2017. Línea Ocaña - San Alberto 115 kV - 2018. Subestación Buena Vista 115 kV - 2018
Santander	"Barranca - San Silvestre 115 kV genera bajas tensiones en San Silvestre 115kV	Demanda máxima y media	Mantener operativo el esquema suplementario implementado en San Silvestre 115 kV. Desatención controlada de demanda en Santander. Evaluar la reconfiguración de la red de 115 kV de forma tal que sea posible alimentar la subestación Lizama 115 kV a través de				Línea Ocaña - San Alberto 115kV. Este proyecto fue propuesto en el plan de expansión de la ESSA pero aún no tiene concepto UPME.



■ filial de isa

			reconfigurar la línea Barranca - Palenque 115 kV				
STN Oriental	Primavera - Bacatá 500 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta importación de potencia al área Oriental	Programar generación al interior del área para el control del corte y mínimo número de unidades para control de tensión (sin unidades adicionales)	560	560	560	Proyecto Chivor - Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental). Proyecto enlaces Sogamoso - Norte y Norte - Nueva Esperanza 500 kV. Septiembre 2017. Proyecto circuito Virginia - Nueva Esperanza 500 kV. Año 2020.
STN Oriental	Primavera - Bacatá 500 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta importación de potencia al área Oriental	Programar generación al interior del área para el control del corte y mínimo número de unidades para control de tensión (una unidad adicional). Es necesario ajustar los cambiadores de tomas de los transformadores del área	670	670	670	Proyecto Chivor - Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental). Proyecto enlaces Sogamoso - Norte y Norte - Nueva Esperanza 500 kV. Septiembre 2017. Proyecto circuito

			area				Proyecto circuito Virginia - Nueva Esperanza 500 kV. Año 2020.
STN Oriental	Primavera - Bacatá 500 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta importación de potencia al área Oriental	Programar generación al interior del área para el control del corte y mínimo número de unidades para control de tensión (dos unidades adicionales). Es necesario ajustar los cambiadores de tomas de los transformadores del área	720	720	720	Proyecto Chivor - Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental). Proyecto enlaces Sogamoso - Norte y Norte - Nueva Esperanza 500 kV. Septiembre 2017. Proyecto circuito Virginia - Nueva Esperanza 500 kV. Año 2020.
STN Oriental	Bacatá 2 500/120 kV / Bacatá 1 500/120 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta importación de potencia al área Oriental	Programar generación al interior del área para el control del corte	545	545	545	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2016 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)
STN Oriental	Guavio-Reforma 1 230 kV + Guavio-Reforma 2 230 kV / Guavio - Circo 1 230 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en el norte (Chivor + Guavio) y baja	Balancear generación entre el norte y el sur del área para el control del corte	1010	1010	1010	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2016 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de

STN Oriental	Chivor - Guavio 2 230 kV / Chivor - Guavio 1 230 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en Chivor y baja generación en Guavio	El corte es controlado a través del RAG implementado en Chivor. Este valor de corte aplica en el caso que se tenga deshabilitado el RAG o se asigne AGC en Chivor. Se requiere balancear generación entre Chivor y Guavio	510	520	540	Proyecto Chivor - Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental).
STN Oriental	Chivor S200 230 kV / Chivor - Guavio 2 230 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en las unidades de Chivor 1 - 4 y baja generación en las unidades 5 - 8 y baja generación en Guavio	Controlar el corte balanceando la generación de las ocho unidades de Chivor o balanceando con generación de Nordeste (principalmente Paipa IV)	470	470	470	Proyecto Chivor - Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental).
STN Oriental	Guaca - Mesa 1 230 kV / Guaca - Mesa 2 230 kV	Demanda mínima. Alta generación en el área Oriental	Limitar la generación del área para el control del corte	470	470	470	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2016 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental). Proyecto Chivor - Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2017 (fecha

							agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental).
STN Oriental	Paraiso - Nueva Esperanza 1 220kV/Paraiso - Nueva Esperanza 2 220kV	Demanda máxima y media. Alta importación al área Oriental, alta generación en PAGUA y Betania y baja generación en Chivor + Guavio	Balancear la generación entre el norte y el sur del área Orienta	400	400	400	
Bogotá	Torca - Castellana 115 kV / Autopista - Castellana 115 kV	Demanda máxima y media. Alta generación en Chivor y Guavio (particularmente alta generación en Chivor) y baja generación en PAGUA	Balancear la generación entre el norte y el sur del área para el control del corte	200	200	200	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2016 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)
Bogotá	San Jose - San Facón 57.5 kV / Tveraguas - Gorgonzola 57.5 kV	Demanda máxima y media	Implementación de medidas operativas que permitan controlar la carga de la línea poscontingencia. Implica desatención de demanda	50	50	50	Expansión en el STR.
Bogotá	Guavio- Reforma 1 230 kV + Guavio- Reforma 2 230	Demanda máxima, media y mínima. Baja	Balancear la generación entre el norte y el sur del	410	410	410	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2016 (fecha informada por el agente en las

	Primavera - La Paz 115 KV / Salitre - La Paz 115	generación en PAGUA	área para el control del corte				reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)
Bogotá	Primavera - Bacatá 500 KV / Regivit - Cajamarca 115 KV	Demanda máxima y media. Alta importación de potencia al área Oriental	Generación en la subárea Tolima y/o en otros recursos de generación que permitan realizar el control del corte	790	790	790	Expansión en el STR.
Bogotá	Primavera - Bacatá 500 KV / La Guaca - Colegio 115 KV	Demanda máxima y media. Alta importación de potencia al área Oriental. Alta generación al sur (PAGUA), alta generación en Betania y alta generación en las plantas del Tolima, baja generación en el norte de Oriental (Guavio + Chivor)	Balancear la generación entre el norte y el sur del área para el control del corte. La generación más efectiva para el control del corte es la de Darío Valencia	850	850	850	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2016 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)
Bogotá	Bacatá - Salitre 1 115 / Bacatá - Suba 1 115	Demanda máxima y media. Alta importación de potencia al área Oriental	Programar generación al interior del área para el control del corte	285	285	285	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2016 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)

Bogotá	Bacatá 500/230 / Bacatá - Salitre 1 115	Demanda máxima y media. Alta importación de potencia al área Oriental	Programar generación al interior del área para el control del corte	385	385	385	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2016 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)
Bogotá	Bacatá 500/230 / Bacatá - Suba 1 115	Demanda máxima y media. Alta importación de potencia al área Oriental	Programar generación al interior del área para el control del corte	395	395	395	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Año 2016 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental)
Bogotá	Bacatá - Chía 1 115kV/Bacatá - El Sol 1 115kV	Demanda máxima y media. Baja generación en Termo Zipa	Programar generación en Termo Zipa	225	225	225	Proyecto Chivor - Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de seguimiento de proyectos del área Oriental).
Bogotá	Noroeste - Tenjo 1 115kV/Bacatá - El Sol 1 115kV	Demanda máxima y media. Baja generación en Termo Zipa	Programar generación en Termo Zipa	205	205	205	Proyecto Chivor - Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110 kV. Enero 2017 (fecha informada por el agente en las reuniones de

							seguimiento de proyectos del área Oriental).
Meta	Reforma 3 230/115 kV / Reforma 1 230/115 kV	Demanda máxima, media y mínima. Respaldos de Ecopetrol (20 MW en Suria 115 kV y 50 MW en Ocoa 115 kV)	Implementación de medidas operativas para el control del corte. No es posible atender toda la demanda de respaldo de Ecopetrol	175	175	175	Proyecto Suria 230/115 kV. Noviembre 2016.
STN Suroccidente	Transferencia por el circuito San Carlos - Virginia 500 kV	Demanda máxima, media y mínima.	Generación interna	500	500	500	Proyecto Medellín - Virginia 500 kV + líneas Virginia - Alférez 500 kV y San Marcos - Alférez 500 kV + doble transformación en Alférez 500/230 kV + Reconfiguración del circuito Juanchito - Pance 230 kV entrando a Alférez 230 kV. Año 2018.
STN Suroccidente	San Marcos 500/230 kV/ Virginia 500/230 kV	Demanda máxima y media con generación mínima en Salvajina, Alto - Bajo Anchicayá, San Francisco y Betania.	Generación interna	500	500	--	Proyecto Medellín - Virginia 500 kV + líneas Virginia - Alférez 500 kV y San Marcos - Alférez 500 kV + doble transformación en Alférez 500/230 kV + Reconfiguración del circuito Juanchito - Pance 230 kV entrando a Alférez 230 kV. Año 2018.

STN Suroccidente	Mirolindo - Betania 230 kV / ATR San Marcos 500/230 kV	Demanda máxima, media y mínima.	Generación interna	500	500	500	Segundo circuito Betania - Mirolindo 230 kV. Agosto 2016.
Cauca-Nariño	Jamondino - Pasto 115 kV / Jamondino - Catambuco 115 kV	Demanda máxima. Baja generación en las subáreas Valle y Huila-Tolima-Caquetá	Generación de menores	85	85	85	No existe proyecto propuesto. UPME realizó un primer análisis en el anterior Plan de Expansión y encontró que los beneficios no apalancarían una obra de transmisión. Sin embargo, en la operación se evidencian problemas en la red de 115kV, por lo que la UPME volverá a analizar la subárea en el próximo plan según las observaciones y recomendaciones de XM. XM propone analizar la posibilidad de realizar cambios de CT's.
							No existe proyecto propuesto. UPME realizó un primer análisis en el anterior Plan de Expansión y encontró que los beneficios no apalancarían una

Cauca-Nariño	Catambuco - Pasto 115 kV / Jamondino - Catambuco 115 kV	Demanda máxima. Alta generación en las subáreas Valle y Huila-Tolima-Caquetá	Generación de menores	85	85	85	<p>NO existe proyecto propuesto. UPME realizó un primer análisis en el anterior Plan de Expansión y encontró que los beneficios no apalancarían una obra de transmisión. Sin embargo, en la operación se evidencian problemas en la red de 115kV, por lo que la UPME volverá a analizar la subárea en el próximo plan según las observaciones y recomendaciones de XM. XM propone analizar la posibilidad de realizar cambios de CT's.</p>
CQR	Esmeralda 1 230/115kV / Esmeralda 2 230/115kV	Demanda máxima, media sin generación al interior del área.	Programar generación al interior del área para el control del corte.	140	140	140	<p>Proyecto Armenia 230/115 kV. Año 2015. Reconfiguración del enlace Esmeralda - San Felipe 230 kV entrando a la Enea 230 kV (2018) y cambio de nivel de tensión del enlace Esmeralda - Hermosa 115 kV a 230 kV (2019) + Refuerzos en transformación STN/STR.</p>
	Virginia	Demanda máxima y media	Programar				<p>Reconfiguración del circuito Virginia - San</p>

CQR	Cartago 230 kV / Pavas - Papeles 115 kV	con máxima generación del área y mínima generación en subárea Valle.	generación al interior del subárea Valle, para el control del corte.	210	210	210	Marcos 230 kV en Virginia - Cartago 230 kV y Cartago - San Marcos 230 kV. Año 2016.
CQR	Virginia - Cartago 230 kV / La Rosa-Dosquebradas 115kV	Demanda máxima y media con máxima generación al interior del área y mínima generación en subárea Valle.	Programar generación al interior del subárea Valle	250	250	250	Reconfiguración del circuito Virginia - San Marcos 230 kV en Virginia - Cartago 230 kV y Cartago - San Marcos 230 kV. Año 2016.
HTC	ATR Betania 2 230/115 kV / ATR Betania 1 230/115 kV	Demanda máxima y media con alta generación en Betania y en la subárea Valle y baja generación en el STR de Huila-Tolima.	Programar generación de seguridad para controlar el corte.	170	170	175	"Refuerzos en transformación 230/115 kV (Recomendado XM). UPME la tiene identificada y aparece como recomendación el aumento de capacidad de transformación en Betania y Mirolindo en el último Plan de Expansión UPME 2014-2028. Sin embargo, estas obras aún no están definidas ya que se espera que el OR acepte llevarlas a cabo o proponga otras obras que eliminen esta restricción, de lo contrario se verificará la viabilidad de ejecución mediante el mecanismo de la

							resolución CREG 024 de 2013
HTC	Prado - Flandes 2 115 kV / Prado - Flandes 1 115 kV	Demanda máxima, media y mínima. Alta generación en la subárea Huila - Tolima - Caquetá	Limitar la generación conectada a nivel de 115 kV	105	105	105	Proyecto subestación Tuluní 230 kV. Agosto de 2016.
HTC	Betania - Sur 115 kV / Seboruco - El Bote 115 kV	Demanda máxima. Alta generación en Betania, Quimbo y Valle y baja generación en Amoyá y Prado.	Balancear generación en las plantas mencionadas	110	110	110	Se requieren refuerzos en la red de 115 kV
HTC	Betania - El Bote 115 kV / Seboruco - El Bote 115 kV	Demanda máxima. Alta generación en Betania, Quimbo y Valle y baja generación en Amoyá y Prado.	Balancear generación en las plantas mencionadas	110	110	110	Se requieren refuerzos en la red de 115 kV
HTC	Natagaima - Prado 115 kV / El Bote - Tenay 115 kV	Demanda máxima. Alta generación en Betania, Quimbo y Valle y baja generación en Amoyá y Prado.	Balancear generación en las plantas mencionadas	120	120	120	Se requieren refuerzos en la red de 115 kV
							Segundo transformador Altamira 230/115 kV (Recomendado XM) y



■ filial de isa

HTC	N-1 transformador Altamira 230/115 kV	Demanda máxima y media	Se presenta sobrecarga del corredor Betania - Hobo - Altamira 115 kV y se producen bajas tensiones en la red del sur de Huila y Caquetá. No se puede controlar. Se requiere expansión de la red.	--	--	--	(Recomendado XM) y refuerzos en 115 kV, está siendo evaluado por el OR y UPME. La UPME la tiene identificada y recomienda el segundo transformador Altamira 230/115kV para eliminar estas restricciones. Sin embargo, esta obra aún no está definida y se espera que los OR Electrohuila y Caquetá se pongan de acuerdo para solicitarla o propongan otras obras que eliminen esta restricción. Si no existe respuesta alguna, la UPME sacaría este proyecto a convocatoria.
Valle	Guachal - Yumbo 1,2 115 kV / Guachal - Yumbo 2,1 115 kV	Demanda mínima. Generación máxima en 115 kV y mínima generación en 230 kV.	Limitar generación térmica (plantas Termovalle y Termoemcali)	--	--	235	Repotenciación de los circuitos Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV. (Recomendado XM - EPSA). Para esta restricción, UPME ya había realizado una evaluación económica, que en su momento indicaba que no era viable, sin embargo, las condiciones han cambiado y la UPME la tiene identificada

							el próximo Plan de Expansión 2015 - 2029 teniendo en cuenta las propuestas del OR EPSA en su plan de expansión.
STN Caribe	Primavera - Cerromatoso 500 kV + Porce III - Cerromatoso 500 kV + Ocaña - Copey 500 kV	Demanda máxima, media y mínima.	Generación en el área Caribe.	1500	1500	1500	Proyecto dos circuitos Ituango - Cerromatoso 1 y 2, corredor Cerromatoso - Chinú - Copey 500 kV. Año 2018.
Atlántico	Flores - Nv Barranquilla 1 220/Flores - Nv Barranquilla 2 220 kV	Demanda mínima. Alta generación en la subárea.	Limitar la generación	-	-	350	Proyecto Caracolí STN y mejora interconectividad Caracolí 220 kV. Noviembre de 2016.
Atlántico	Flores 220/110 2/Flores 220/110 kV	Demanda media y máxima. Baja generación a nivel de 110 kV en la subárea.	Generación de seguridad	195	195	-	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. 2017-2018.
Atlántico	Flores 220/110 2/ Termoflores II - Oasis 1 110 kV	Demanda mínima, media y máxima. Alta generación en Flores 220 kV, baja generación a nivel de 110 kV en la subárea.	Generación de seguridad	200	200	200	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. 2017-2018.
Atlántico	Termoflores I - Las Flores 1 110/	Demanda mínima, media y máxima. Alta generación en	Generación de seguridad	135	135	135	Proyecto Caracolí STR y obras

Atlántico	110/ Termoflores I - Oasis 1 110 kV	generación en Flores y baja generación en Tebsa.	seguridad	135	135	135	STR y obras asociadas. 2017-2018.
Atlántico	Oasis - Silencio 1 110/Oasis - Centro 1 110 kV	Demanda mínima, media y máxima. Alta generación en Flores y baja generación en Tebsa.	Generación de seguridad	105	105	105	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. 2017-2018.
Atlántico	Tebsa - Sabanalarga 3 220/Tebsa - Sabanalarga 1+2 220 kV	Demanda mínima entre P06-P23. Alta generación en la subárea.	Limitar la generación	-	-	560	Proyecto Caracolí STN y mejora interconectividad Caracolí 220 kV. Noviembre de 2016.
Atlántico	Tebsa - Sabanalarga 3 220/Tebsa - Sabanalarga 1+2 220	Demanda mínima entre P24 y P01 - P05. Alta generación en la subárea.	Limitar la generación	-	-	630	Proyecto Caracolí STN y mejora interconectividad Caracolí 220 kV. Noviembre de 2016.
Atlántico	Tebsa - Unión 1 110/ Tebsa - El Río 1 110 kV	Demanda media. Alta generación en Tebsa y baja generación en Flores.	Generación de seguridad	-	145	-	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. 2017-2018.
Atlántico	Tebsa - Vte Julio 1 110/Tebsa - TVte Julio 1 110 kV	Demanda máxima. Alta generación en Tebsa y baja generación en Flores.	Generación de seguridad	140	-	-	Proyecto Caracolí STR y obras asociadas. 2017-2018.
		Demanda media y máxima. Alta					

Atlántico	214.5/110/Oasis - Termoflores II 1 110 kV	Flores 220 kV, baja generación a nivel de 110 kV en la subárea.	Generación de seguridad	270	270	-	Proyecto Caracoli STR y obras asociadas. 2017-2018.
Atlántico	Tebsa 3 214.5/110/Tebsa 1+2 220/110 kV	Demanda mínima, media y máxima. Baja generación a nivel de 110 kV en la subárea.	Generación de seguridad	255	255	255	Proyecto Caracoli STR y obras asociadas. 2017-2018.
Atlántico	Sabanalarga 220/110 kV / Sabanalarga 9 220/110 kV	Demanda máxima	Expansión de la red. Alternativas del OR para evitar DNA mayor.	-	-	-	Proyecto Caracoli STR y obras asociadas. 2017-2018.
Atlántico	Alcance de los niveles de corto circuito a los valores de diseño en la subestación Tebsa 110 kV.	Todos los recursos de la subárea en línea	Limitar la generación de la subárea.	-	-	-	Proyecto de conexión de la planta Termobarranquilla en 220 kV a través del transformador de Tebsa 220/110 kV de 180 MVA e instalar un nuevo transformador Tebsa 220/110 kV de 100 MVA. 2018.
Atlántico	Alcance de los niveles de corto circuito a los valores de diseño en las subestación Termoflores 110 kV.	Todos los recursos de la subárea en línea	Limitar la generación de la subárea.	-	-	-	Repotenciar subestación Termoflores 110 kV. (Recomendado XM).
Bolívar	Atr Bosque 220/66 kV / Temera - Bosque 66 kV	Demanda máxima, media	Actuación de esquema suplementario con	-	-	-	Proyecto Segundo transformador 220/66 kV en la S/E EI



Bolívar	Temera - Bosque 66 kV / Cartagena - Bocagrande 66 kV.	Demanda máxima, media. Alta Generación en Bolívar.	Limitar la generación del área.	55	55	-	"Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Fecha no definida. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea.
Bolívar	Bosque - Bocagrande 66 kV / Cartagena - Bocagrande 66 kV.	Demanda media.	Sobrecarga cercana al límite de emergencia. Medidas operativas.	-	-	-	"Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Fecha no definida. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea.
							Proyecto de Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Fecha no definida. Proyecto

Bolívar	Cartagena - Bocagrande / Bosque - Bocagrande 66 kV.	Demanda media.	Sobrecarga cercana al límite de emergencia. Medidas operativas.	-	-	-	Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas. Fecha no definida. Proyecto cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la red del STR (Recomendado XM). La UPME ha analizado una solución estructural que contempla el aumento del nivel de tensión de 66kV a 110kV en una porción de la subárea.
Bolívar	Bajas tensiones en Gambote 66 kV	Demanda máxima	Programar generación en el área para control de tensiones	-	-	-	Proyecto Bolívar 220/66 kV y reconfiguración del circuito Villa Estrella - Bayunca 66 kV. Junio de 2018.
Córdoba - Sucre - Cerromatoso	Atr Chinú 1 500/110 kV / Atr Chinú 2 500/110 kV + Atr Chinú 3 500/110 kV.	Demanda Máxima y Media	Actuación de esquema suplementario con DNA.	-	-	-	Proyecto corredor Chinú - Montería - Urabá 220 kV, Noviembre de 2016 y Nueva Montería 110kV, Noviembre de 2017.
Córdoba - Sucre - Cerromatoso	Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú - Boston 110 kV.	Demanda Máxima y Media	Actuación de esquema suplementario con DNA.	-	-	-	"Proyecto Chinú - Boston 2 110kV. Se recomiendan refuerzos adicionales en la conexión al STN o en la red de transporte del STR. Sin fecha actualizada de entrada. Proyecto Toluvié 220/110 kV.

	110 kV.		DNA.				
							Toluviejo 220/110 kV. Proyecto presentado en el CAPT 142 de noviembre de 2015 para incluir en el plan de expansión 2015-2029.
Córdoba - Sucre - Cerromatoso	Chinú - Boston 110 kV / Chinú - Coveñas 110 kV.	Demanda Máxima, Media y Mínima.	Actuación de esquema suplementario con DNA.	-	-	-	"Proyecto Chinú - Boston 2 110kV. Se recomiendan refuerzos adicionales en la conexión al STN o en la red de transporte del STR. Sin fecha actualizada de entrada. Proyecto Toluviejo 220/110 kV. Proyecto presentado en el CAPT 142 de noviembre de 2015 para incluir en el plan de expansión 2015-2029.
Córdoba - Sucre - Cerromatoso	Boston - Sierraflor 110 kV / Chinú - Coveñas 110 kV.	Demanda Máxima	Actuación de esquema suplementario con DNA.	-	-	-	Proyecto Toluviejo 220/110 kV. Proyecto presentado en el CAPT 142 de noviembre de 2015 para incluir en el plan de expansión 2015-2029.
Córdoba - Sucre - Cerromatoso	Atr Urrá 230/110 kV / Chinú - Montería 110 kV.	Demanda Máxima y Media	Actuación de esquema suplementario con DNA. Tensión máxima en Urrá 110 kV: 115 kV	-	-	-	Proyecto corredor Chinú - Montería - Urabá 220 kV, Noviembre de 2016 y Nueva Montería 110kV, Noviembre de 2017.

Córdoba - Sucre - Cerromatoso	Atr Cerromatoso 500/230 kV / Chinú - Montería 110 kV.	Demanda Máxima, Media y Mínima.	Generación de seguridad en Urrá.	100	100	100	Proyecto corredor Chinú - Montería - Urabá 220 kV, Noviembre de 2016 y Nueva Montería 110kV, Noviembre de 2017.
Córdoba - Sucre - Cerromatoso	Atr Cerromatoso 1 500/110 kV / Atr Cerromatoso 2 500/110 kV + Atr Cerromatoso 3 500/110 kV.	Demanda Máxima, Media y Mínima.	Generación de seguridad en Gecelca 3	285	285	285	No hay proyecto definido. Se recomiendan refuerzos en la conexión al STN.
GCM	Atr Fundación 2 220/110 kV / Atr Fundación 1 220/110 kV	Demanda Máxima y Media.	Generación en Guajira.	70	70	70	Proyecto Río Córdoba 220/110 kV. Noviembre 2016.
GCM	Atr Cuestecitas 1 220/110 kV / Atr Cuestecitas 2 220/110 kV.	Demanda Máxima, Media y Mínima.	Demanda no atendida.	-	-	-	Proyecto Tercer Transformador de Cuestecitas 220/110 kV. Noviembre de 2016.
GCM	Atr Valledupar 230/34.5 kV 1+2	Demanda Máxima, Media y Mínima.	Demanda no atendida.	-	-	-	Nuevo punto de conexión en San Juan 220/110 kV, tercer transformador Valledupar 220/34.5 kV, nueva subestación Guatapuri 110 kV abriendo la línea Valledupar - San Juan 110 kV. Repotenciación enlace Valledupar - Guatapuri 110 kV.

GCM	Atr Valledupar 230/34.5 kV 1+2	Demanda Máxima, Media y Mínima.	Demanda no atendida.	-	-	-	subestacion Guatapuri 110 kV abriendo la línea Valledupar - San Juan 110 kV. Repotenciación enlace Valledupar - Guatapuri 110 kV. 2018.
GCM	Fundación - Río Córdoba 110 kV / Santa Marta - Gaira 110 kV.	Demanda Máxima y Media.	Demanda no atendida.	-	-	-	Proyecto Río Córdoba 220/110 kV. Noviembre 2016.
GCM	Santa Marta - Gaira 110 kV / Fundación - Río Córdoba 110 kV.	Demanda Máxima y Media.	Demanda no atendida.	-	-	-	Proyecto Río Córdoba 220/110 kV. Noviembre 2016.
GCM	-	Demanda Máxima. Bajas tensiones en El Banco 110 kV.	Aumentar tensión operativa en El Copey 110. kV. Demanda no atendida	-	-	-	Banco de compensación en el Banco. Noviembre de 2016.
GCM	-	Demanda Máxima. N-1 de Ocaña - Copey 500 kV. Bajas tensiones en la subárea.	Unidades de seguridad en Guajira.	-	-	-	Banco de compensación 50 Mvar en Valledupar 220 kV. Noviembre de 2016.

## Transporte

### Liquidación y administración de cuentas por uso de las redes del SIN

Los valores liquidados por concepto de servicios asociados correspondientes al LAC, antes de cualquier descuento, son pagados por los Transmisores Nacionales - TN - y Operadores de Red - OR - en proporción a sus respectivos ingresos, de acuerdo con lo establecido con la Resolución CREG 174 de 2013. En la tabla 1 se muestra el valor facturado por este concepto durante el año 2015.

Tabla 1. Valor facturado por Servicio LAC (no incluye IVA)

	Transmisores Nacionales	Operadores de Red	Total
Total	9,694,262,589	1,932,934,846	11,627,197,435

## Cargos por uso

### Cargos por uso del STN

En la tabla 2 se presenta el total facturado a los agentes generadores y comercializadores por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional-STN en 2014 y 2015.

Tabla 2. Cargos por uso del STN			
Agentes	Cargos	2014	2015
Comercializador/Generador	Pago Bruto (1)	\$ 1,333,242,320,900	\$ 1,517,040,389,131
	Compensación (2)	\$ 636,808,122	\$ 572,314,182
	Neto (3)	\$ 1,332,605,512,778	\$ 1,516,468,074,949

(1) Pago Bruto: Es el valor liquidado a los agentes comercializadores y generadores por concepto de cargos por Uso del STN.

(2) Compensación: Es el valor a descontar al Ingreso Regulado de los Transmisores Nacionales en caso de que los activos que éstos representan no haya cumplido con los índices de calidad exigidos en la resolución CREG 011 de 2009. Por tanto, las compensaciones son un valor menor a pagar por parte de los comercializadores.

(3) Neto: Es el valor facturado a los agentes comercializadores y generadores por concepto de cargos por Uso del STN, e igualmente es el valor a recibir por parte de los agentes Transmisores Nacionales.

Por el concepto de cargos por uso del STN se facturó durante el año 2015 un valor neto total de \$1,516,468,074,949, valor que incluye la contribución FAER y la contribución PRONE.

### Cargos por uso del STR

En la tabla 3 se presenta el valor total bruto y neto liquidado a los agentes comercializadores por concepto de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional STR en 2014 y 2015.

**Tabla 3. Cargos por uso del STR**

		Comercializadores STR Norte (\$)	Comercializadores STR Centro Sur (\$)
2014	Liquidación Bruta	236,209,859,733	771,020,558,250
	Compensaciones	591,322,003	2,745,092,370
	Liquidación Neta	235,612,448,745	768,256,686,342
2015	Liquidación Bruta	255,997,102,228	834,226,785,969
	Compensaciones	1,637,772,009	5,093,270,013
	Liquidación Neta	254,359,330,219	829,133,515,956

### Compensaciones en el STN y STR

En la siguiente tabla, se presenta el comportamiento de las compensaciones en el Sistema de Transmisión Nacional durante el año 2015

**Tabla 4. Compensaciones en el STN**

Mes	Compensaciones en el STN Millones (\$)
ene-15	6
feb-15	36
mar-15	48
abr-15	43
may-15	72
jun-15	61
jul-15	112
ago-15	9
sep-15	23
oct-15	34
nov-15	30
dic-15	57

En la tabla 5, se presenta el comportamiento de las compensaciones en el Sistema de Transmisión Regional durante el año 2015.

Tabla 5. Compensaciones en el STR

Mes	Compensaciones en el STR Millones (\$)
ene-15	290
feb-15	216
mar-15	374
abr-15	286
may-15	331
jun-15	510
jul-15	747
ago-15	1003
sep-15	338
oct-15	2389
nov-15	247

Los valores mostrados en las tablas anteriores, son calculados según lo establecido en las Resoluciones CREG 097 de 2008, 011 de 2009, 093 de 2012 y 094 de 2012.

Esta metodología considera los siguientes elementos para el cálculo de las compensaciones: Incumplimiento de Metas, Catástrofes Naturales o Actos de Terrorismo y Energía No Suministrada o por dejar No Operativos Otros Activos.

En el STR el valor de las compensaciones correspondientes al mes de Diciembre de 2015 aún no se encuentra calculado, debido a que la metodología establece que para un período de servicio determinado se consideran las compensaciones del mes anterior.

Según lo anterior, para el período del servicio del mes de diciembre de 2015, se consideraron las compensaciones del mes de Noviembre de 2015, indicadas en la tabla anterior.

### **Cargos Por Uso Del Sistema De Distribución Local – SDL**

En la tabla 6 se presenta el total de los Ingresos Reconocidos e Ingresos ADD, para las Áreas de Distribución Oriente, Occidente, Sur y Centro para los niveles de tensión 1, 2 y 3 durante el año 2015.

**Tabla 6. Ingresos ADD e Ingresos Reconocidos**

	2014	
	Ingreso ADD	Ingreso Reconocido
ADD Oriente	1,351,265,472,070	1,354,628,349,865
ADD Occidente	609,802,610,552	610,078,658,079
ADD Sur	197,140,312,684	196,783,054,911
ADD Centro	1,405,653,121,859	1,403,021,582,965
Total	3,563,861,517,165	3,564,511,645,820

Durante el año 2015, ninguna Área de Distribución estuvo en etapa de transición, por lo tanto en cada una de ellas, se está calculando actualmente un cargo unificado para cada nivel de tensión.

Durante los meses de febrero y agosto de 2015, de acuerdo con el plazo regulado, se publicaron los índices de relación de ingresos y la distribución de ingresos establecidos mediante la Resolución CREG 133 de 2013.

### Gestión Expansión STN-STR

A continuación se presenta un diagnóstico de los análisis realizados en los diferentes informes de planeamiento operativo, identificando las necesidades de expansión y las obras analizadas y recomendadas:

Área/Subárea	Problemática Identificada	Recomendación
Atlántico	<p>A pesar de la entrada de los proyectos Caracolí y obras asociadas a nivel del STR de la subárea Atlántico, se observan necesidades de nuevas obras complementarias en el largo plazo que permitan atender el crecimiento de demanda de esta subárea con la confiabilidad requerida.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En el segundo Informe Trimestral de Restricciones del año 2015 se analizó y recomendó un nuevo punto de conexión en El Río 220/110 kV y obras asociadas, cuya expansión reduce significativamente las restricciones de la subárea Atlántico, disminuyendo la necesidad de mantener un balance entre la generación de Tebsa y Flores y evitando la programación de generación obligada a nivel de 110 kV inclusive en el año 2025. Esta expansión fue definida por UPME en el Plan de Expansión 2015-2029.</li> <li>La expansión definida aumenta el nivel de cortocircuito de las subestaciones de Atlántico, haciendo que el cortocircuito monofásico en Tebsa 220 kV y Termoflores 110 kV supere el nivel máximo soportado por los equipos. Frente a esta condición, se ha recomendado alternativas complementarias de expansión que permitan reducir o eliminar estos inconvenientes, ya que de lo contrario, existirían riesgos de daño de los equipos de estas subestaciones.</li> </ul>
GCM	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se observa alta cargabilidad de los transformadores de Valledupar 220/34.5 kV, la cual cada vez es más crítica con el crecimiento natural de la demanda, llegando a observar sobrecargas en estado normal de operación.</li> <li>Conexión de parques eólicos en la Guajira.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En el segundo Informe Trimestral de Restricciones del año 2015 se analizó y recomendó un nuevo punto de conexión en San Juan 220/110 kV y obras asociadas que eliminan de manera estructural esta restricción. Esta expansión fue definida por UPME en el Plan de Expansión 2015-2029.</li> <li>Definición de obras para conexión, necesidades de expansión de red, análisis de impactos operativos. Este análisis se está desarrollando actualmente en conjunto con la UPME y agentes implicados.</li> </ul>
Bolívar STR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se identifica agotamiento en la capacidad de la red a 66 kV.</li> <li>Se definieron aumentos de capacidad de los circuitos Bosque - Bocagrande y Cartagena - Bocagrande 66 kV junto con el proyecto La Marina 66 kV y obras asociadas. Estas obras mitigan las restricciones de la subárea y aumentan la confiabilidad. Sin embargo, este proyecto no es la solución estructural a las</li> </ul>	<p>En el tercer Informe Trimestral de Restricciones del año 2014 se evaluó tanto técnica como económicamente una expansión estructural que contempla el aumento de nivel de tensión de una porción de la red de 66 kV a 110 kV, la cual elimina todas las restricciones en el largo plazo, manteniendo una red con la confiabilidad requerida por la reglamentación vigente. Durante el año 2015, se socializó la recomendación en los distintos foros del sector, sin embargo, aún no</p>

	<p>solución estructural a las congestiones de la red de 66 kV de Bolívar, ya que fue definido para el año 2020 y se observan de nuevo restricciones en el año 2022.</p>	<p>distintos foros del sector, sin embargo, aún no existe una obra definida para eliminar de manera estructural esta restricción.</p>
Bolívar STN	<p>Ha sido reportado a la UPME una conexión de nueva demanda industrial en Bolívar (alrededor de 70 MW en Bolívar 220 kV) que puede generar de nuevo restricciones asociadas al límite de importación de la subárea.</p>	<p>En el tercer Informe Trimestral de Restricciones del año 2015 se analizó y recomendó el cierre del anillo Bolívar - Sabana 500 kV y un segundo transformador en Bolívar 500/220 kV para garantizar la atención de la demanda con la confiabilidad y seguridad requeridas. Esta expansión fue definida por UPME en el Plan de Expansión 2015-2029.</p>
Córdoba-Sucre	<p>El proyecto Chinú - Montería - Urabá 220 kV y obras asociadas a nivel de STR se agotan rápidamente con el crecimiento de la demanda, por lo que vuelven a aparecer restricciones debido al agotamiento en transformación de Chinú 500/110 kV que ponen en riesgo la atención de la demanda.</p>	<p>En el tercer Informe Trimestral de Restricciones del año 2015 se identifican, analizan y evalúan tanto técnica como económicamente alternativas de expansión complementarias en la subárea, de manera que se tenga una expansión estructural en el largo plazo. Las obras recomendadas constan de un nuevo punto de conexión en Tolviejo 220/110 kV y obras asociadas. Esta expansión fue definida por UPME en el Plan de Expansión 2015-2029.</p>
Oriental	<p>Análisis del impacto por el aumento de demanda industrial (Ecopetrol y PEL).</p>	<p>Este análisis fue realizado en el cuarto Informe Trimestral de Restricciones del año 2014, identificando que no es necesario definir nuevas obras de expansión, pero es importante que esta demanda se conecte una vez entren operación todos los proyectos de expansión definidos en el área. El concepto UPME a la conexión de esta demanda se restringió a la entrada de los proyectos de expansión.</p>
San Carlos y Primavera 500/230 kV	<p>En el segundo Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo del año 2014 se identificaron altas cargabilidades de los transformadores de San Carlos y Primavera 500/230 kV en escenarios de alta generación en Antioquia a nivel de 220 kV y baja a nivel de 500 kV (Porce III, Sogamoso e Ituango).</p>	<p>La UPME en el Plan de Expansión 2015-2029 presentó los análisis realizados, resaltando que los escenarios en los que se presentan estas restricciones no ameritan refuerzos adicionales en transformación. Sin embargo, se comenta que la conexión de generación adicional en Antioquia puede apalancar estos refuerzos (se tienen previstos grandes proyectos de generación en esta área).</p>
Valle	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se observan sobrecargas en estado normal de operación y ante contingencias sencillas del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV ante alta generación térmica.</li> <li>Actualmente se opera la subestación Chipichape 115 kV en dos barras separadas para eliminar</li> </ul>	<p>En el cuarto Informe Trimestral de Restricciones del año 2014 se realizó un análisis de la subárea teniendo en cuenta el estudio de expansión propuesto por EPSA. Sin embargo, se identificó que estas obras no eliminan de manera estructural las restricciones y por lo tanto se ha recomendado la evaluación de una nueva obra de expansión o en su defecto una expansión complementaria al</p>

	la restricción. Esta medida disminuye la confiabilidad de la demanda en la zona.	proyecto propuesto por EPSA. Aún no existe una obra definida para eliminar de manera estructural esta restricción.
Cauca-Nariño	En los informes de planeamiento operativo eléctrico se ha evidenciado agotamiento en la red de 115 kV de Cauca y Nariño.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se gestionó con CEDENAR la posibilidad de aumentar la capacidad de la línea Jamondino - Catambuco 115 kV. Se aumentó la capacidad de este circuito de 200 a 300 A. Este aumento eliminó la restricción.</li> <li>Cabe resaltar que en escenarios de importación desde Ecuador, esta condición es más crítica y puede generar que esta restricción vuelva a activarse en el corto plazo.</li> </ul>
Huila-Tolima-Caquetá	En los informes de planeamiento operativo eléctrico se ha evidenciado agotamiento en transformación 230/115 kV en Betania, bajas tensiones y altas sobrecargas en la red de 115 kV de Caquetá ante contingencias sencillas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se gestionó el aumento de capacidad del corredor Betania - Seboruco - El Bote 115 kV, pero éste no fue posible debido a la capacidad de los CTs.</li> <li>En diferentes informes se ha recomendado el segundo transformador de Altamira 230/115 kV. Acorde a esta recomendación, en el Plan de Expansión UPME 2015-2029 se definió como obra necesaria el segundo transformador Altamira 230/115 kV en los términos de la resolución CREG 024 de 2013.</li> <li>Se ha recomendado la definición de proyectos de expansión para eliminar de manera estructural las restricciones asociadas al agotamiento en el corredor Betania - Seboruco - El Bote 115 kV y la transformación de Betania 230/115 kV.</li> </ul>

## Anexos

### Transporte

### Valores históricos liquidados y facturados por el LAC

En la tabla 7 se presenta el total de los valores liquidados y facturados por el Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC desde 1995 hasta 2015. Los valores se encuentran actualizados a pesos de diciembre de 2015.

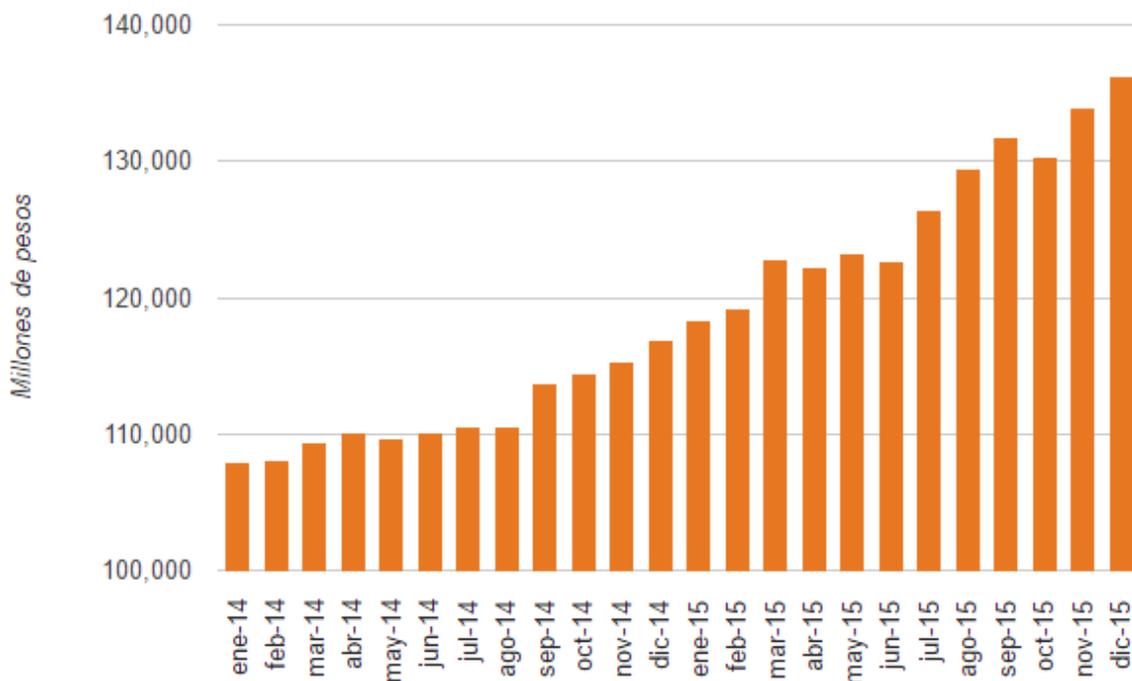
Tabla 7. Valores Históricos liquidados y facturados por el LAC

Año	Cargos por Uso STN Facturado(\$ Dic 2015)	Cargos por Uso STR Facturado(\$ Dic 2015)	Cargos por Uso STR Liquidado(\$ Dic 2015)	Áreas de Distribución (ADD) Liquidado(\$ Dic 2015)
1995	166,829,562,697			
1996	238,454,044,668			
1997	341,459,400,081			
1998	427,191,254,616			
1999	515,307,167,388			
2000	618,262,079,960			
2001	696,438,810,007			
2002	739,219,754,224			
2003	840,106,266,321	247,449,698,223		
2004	894,434,508,683	749,245,765,459		
2005	924,765,815,084	834,352,615,501		
2006	961,296,469,743	827,823,844,310		
2007	997,165,946,176	836,242,274,441		
2008	1,204,964,099,019	797,438,178,979	78,167,518,049	581,463,528,412
2009	1,251,763,008,242		907,363,959,335	1,202,205,227,466
2010	1,261,674,971,800		929,780,488,326	1,550,838,384,373
2011	1,313,610,273,852		995,339,505,767	1,906,930,320,408
2012	1,329,064,287,708		1,013,789,848,455	2,975,420,030,928
2013	1,347,806,993,321		1,013,780,380,184	3,478,631,636,564
2014	1,332,605,512,778		1,003,869,135,087	3,231,165,467,770
2015	1,516,468,074,949		1,083,492,846,175	3,563,861,517,165
Total	18,917,888,301,317	4,292,552,375,913	7,025,583,681,378	18,490,516,113,086

## Ingresos netos de transmisores nacionales

La evolución de los ingresos netos de los transmisores nacionales por concepto del cargo por uso se muestra en el gráfico 1.

**Gráfico 1. Evolución de los ingresos netos de transmisores nacionales por cargos por uso STN (2014 y 2015)**



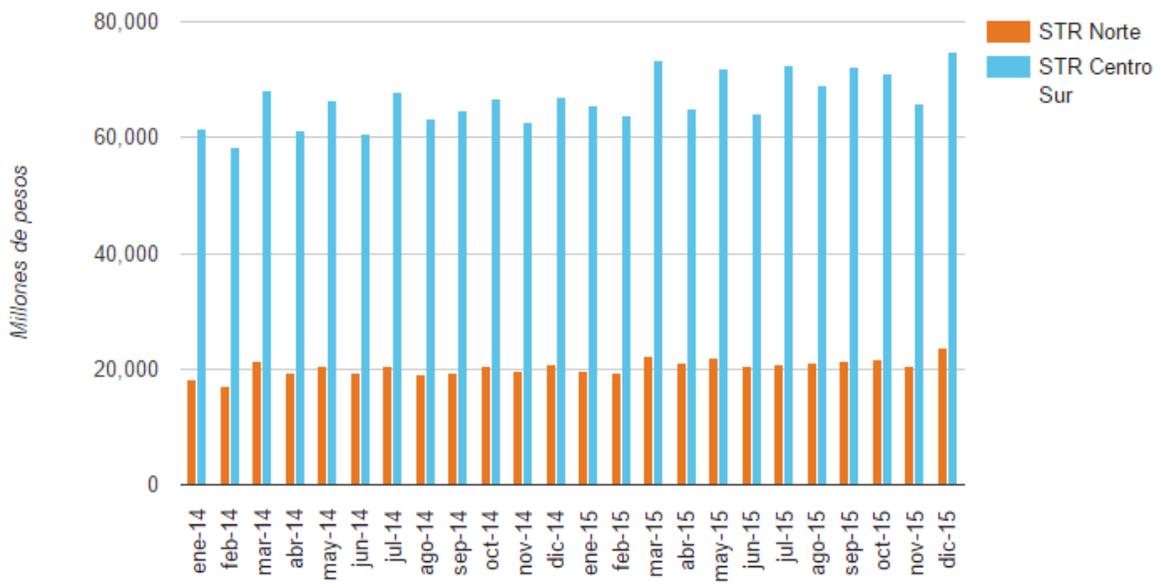
### Ingresos netos de operadores de red

El gráfico 2 muestra la evolución de los ingresos por concepto de cargos por uso de los STR, en el cual se ven reflejados los efectos de las disposiciones establecidas en las resoluciones CREG 097 y 133 de 2008. Los valores de la liquidación durante el año 2015 presentaron un valor neto de \$1,083,136.00 millones, distribuidos en \$254,333.00 millones para el STR Norte y \$828,803.00 millones para el STR Centro Sur.



filial de isa

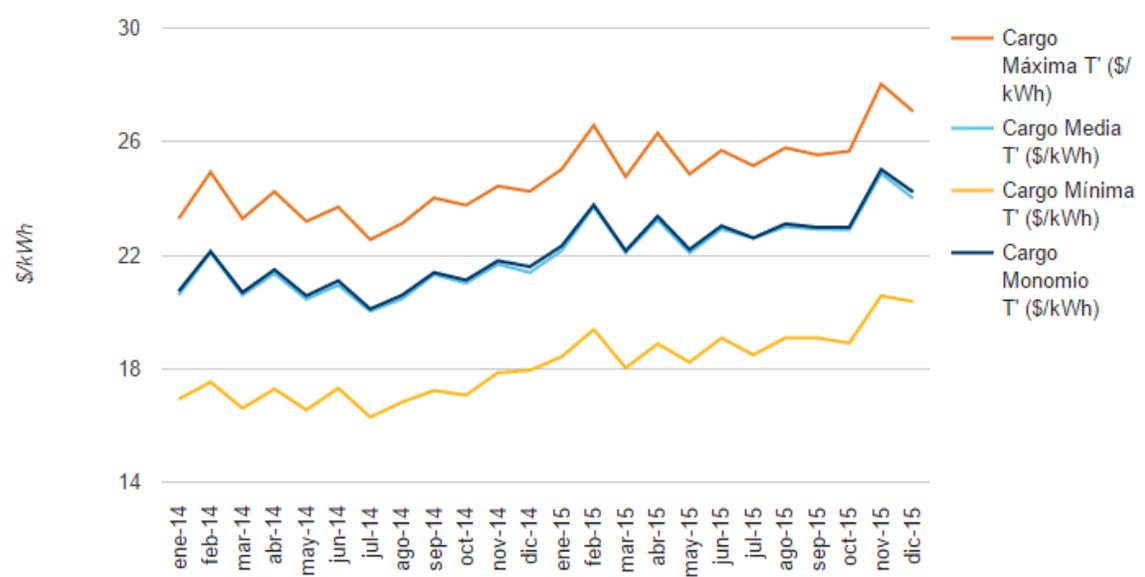
**Gráfico 2. Evolución de los ingresos de los operadores de red por cargo uso del STR – 2014 y 2015**



### Cargos por uso STN (\$/kWh)

El gráfico 3 muestra la evolución de los cargos por uso del STN, en \$/kWh para el Sistema de Transmisión Nacional, durante el año 2015.

**Gráfica 3. Evolución de los cargos por uso del STN**

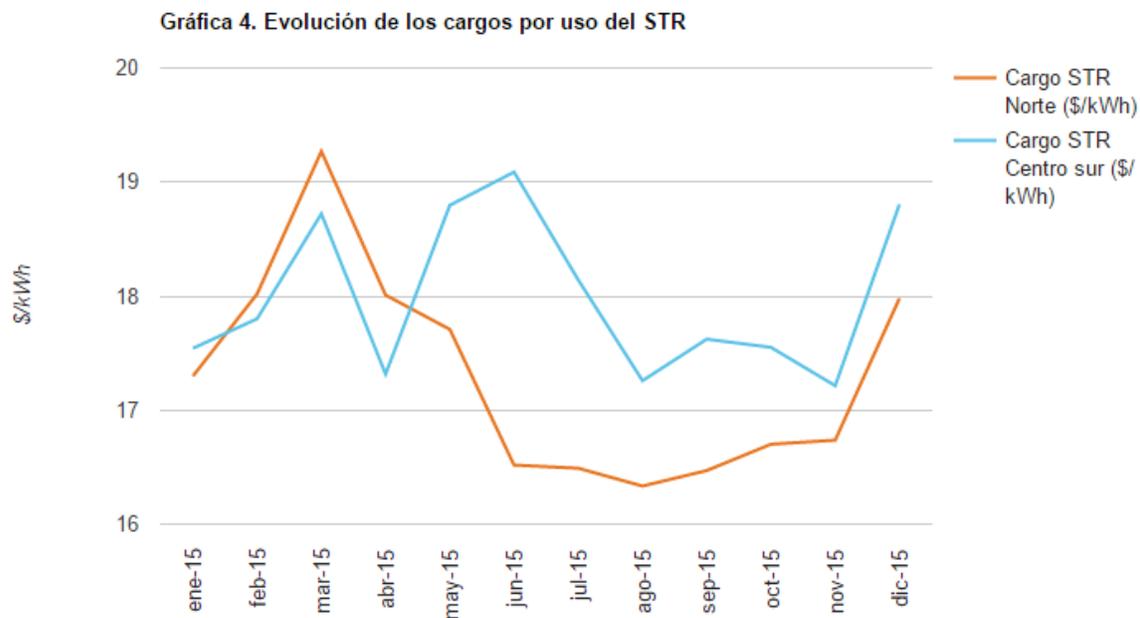


A partir del mes de abril de 2015, se observa que se presenta una disminución en el cargo del STR Norte, lo anterior debido fundamentalmente al incremento que ha tenido la demanda a partir de este mes. Lo anterior también ocurre para el STR

Centro Sur a partir del mes de julio de 2015 (El cargo es directamente proporcional al ingreso e inversamente proporcional a la demanda).

### Cargos por uso STR (\$/kWh)

El gráfico 4 muestra la evolución de los cargos por uso del STR, en \$/kWh para los dos sistemas de transmisión regional, durante el año 2015.

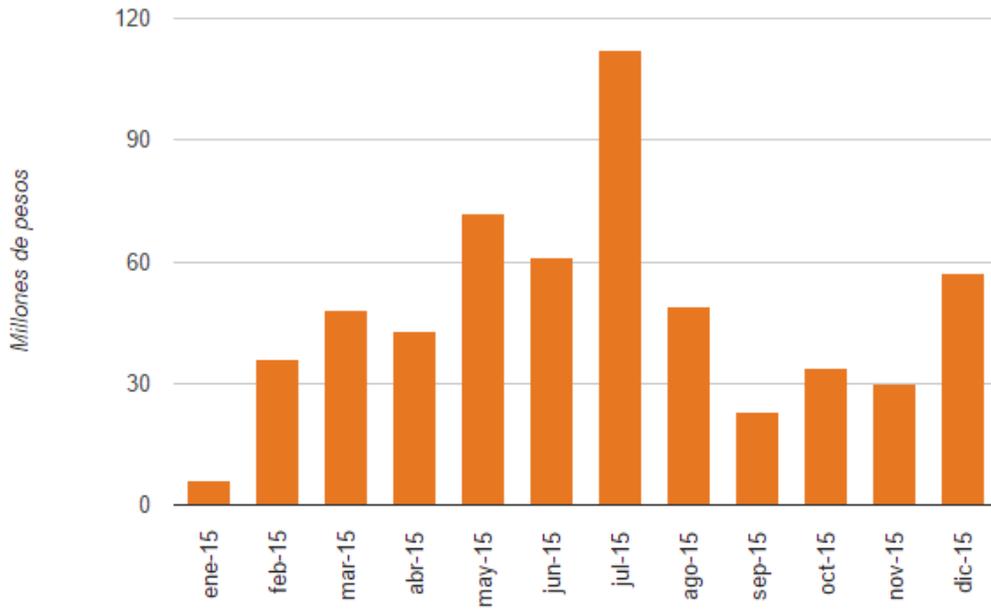


### Compensaciones en el STN y STR

El gráfico 5 muestra la evolución de las compensaciones en el STN en millones (\$), que fueron calculadas durante el año 2015.

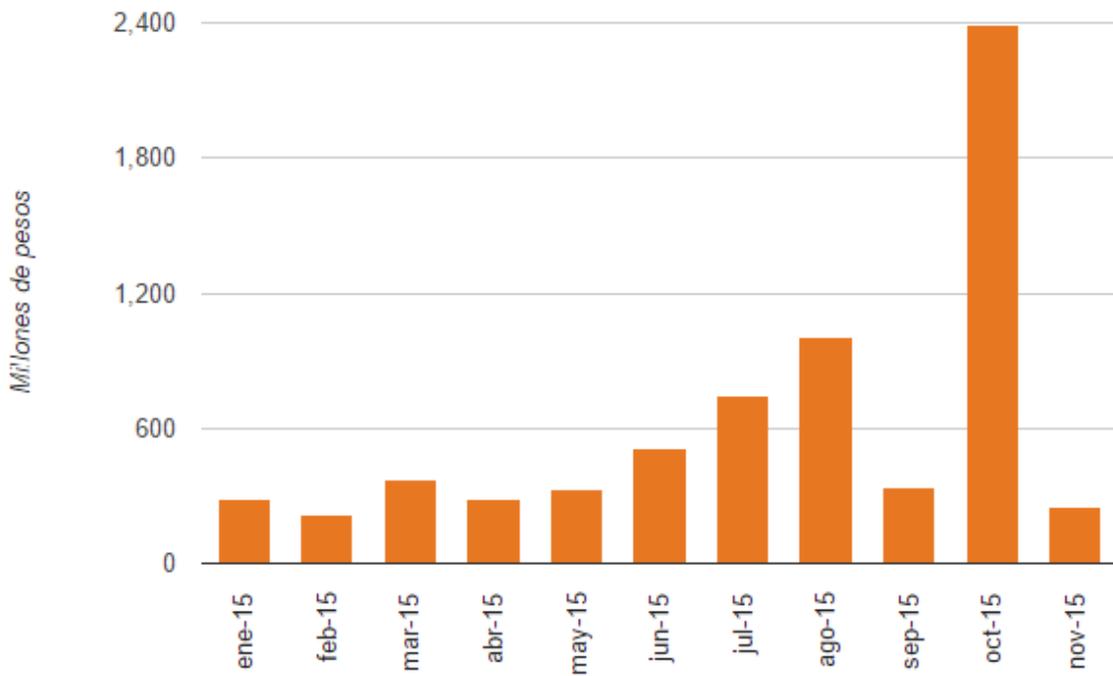


Gráfica 5. Evolución de las compensaciones en el STN



El gráfico 6 muestra la evolución de las compensaciones en el STR en millones (\$), que fueron calculadas durante el año 2015.

Gráfico 6. Evolución de las compensaciones en el STR

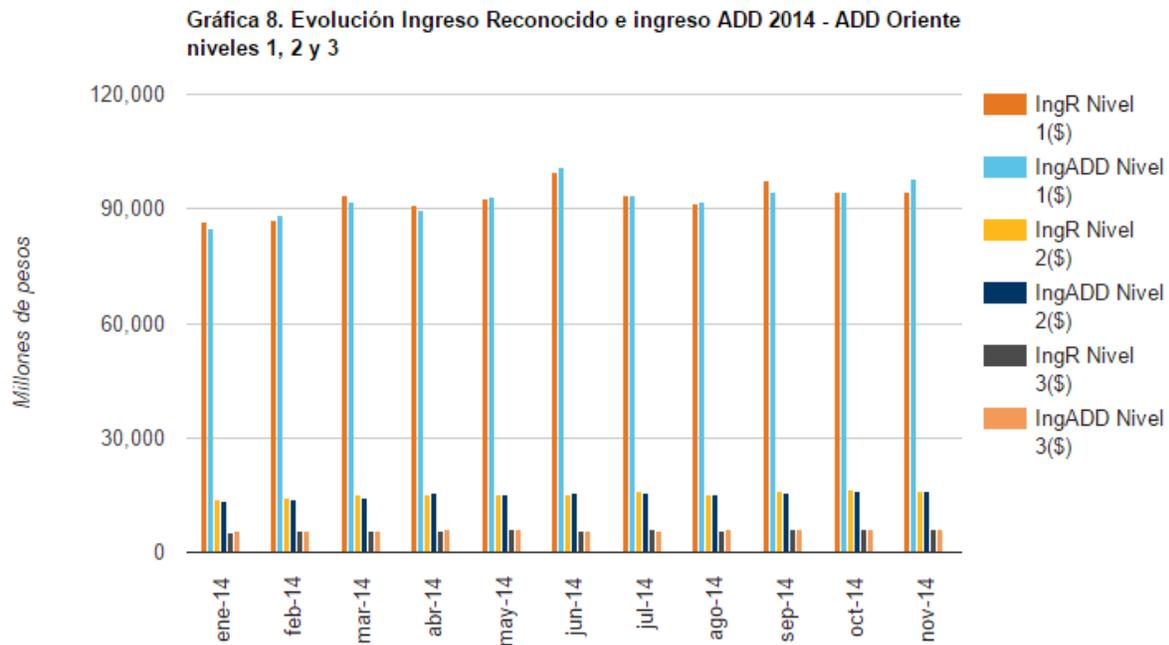




El aumento en las compensaciones del STR, se debe fundamentalmente a los actos administrativos de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, mediante los cuales se determinó la Energía No Suministrada – ENS, para eventos ocurridos a cargo de 10 operadores de Red. Esta información se tuvo en cuenta en el cálculo de las compensaciones según lo definido en la resolución CREG 097 de 2008 y 094 de 2012.

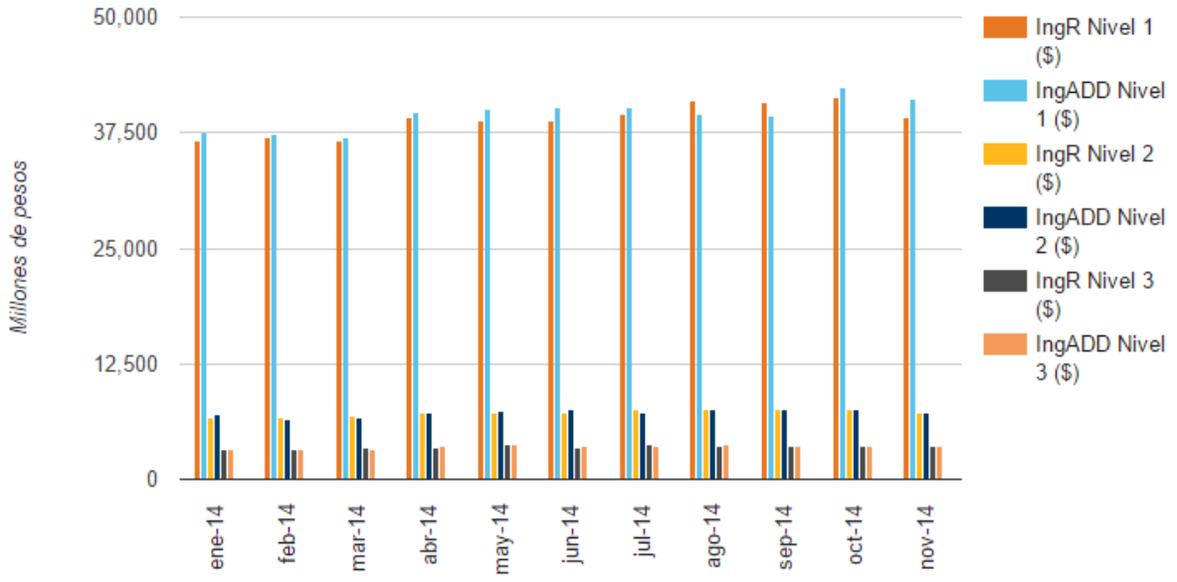
### Áreas de distribución- ADD

Los gráficos 8, 9, 10 y 11 muestran la evolución de los ingresos reconocidos e ingresos ADD, para las Áreas de Distribución Oriente, Occidente, Sur y Centro para los niveles de tensión 1, 2 y 3.

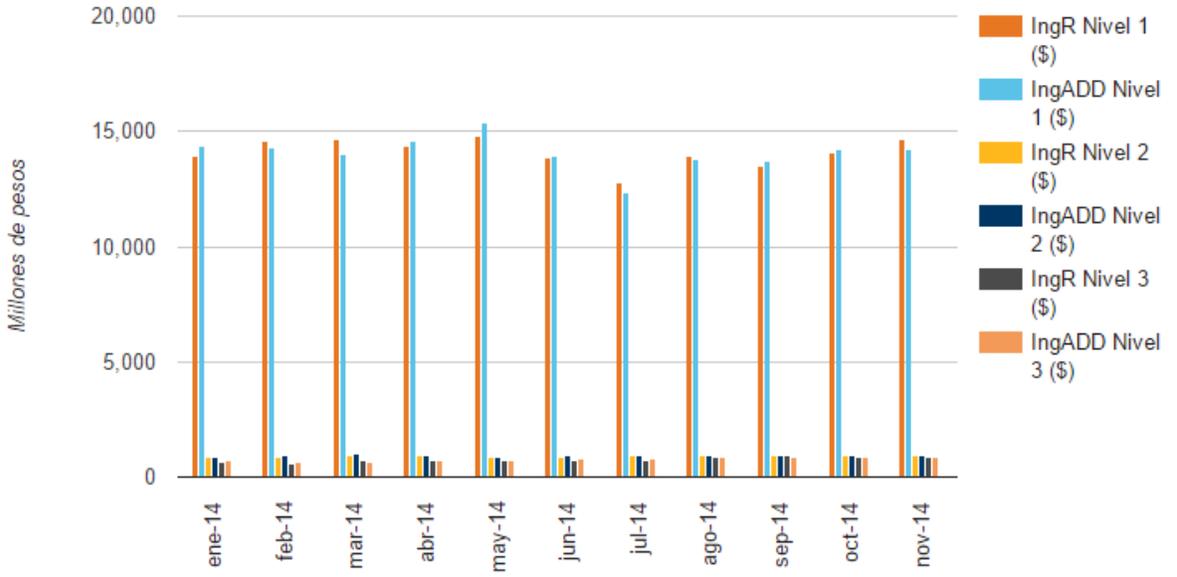




**Gráfica 9. Evolución Ingreso Reconocido e Ingreso ADD 2014 ADD Occidente niveles 1, 2 y 3**

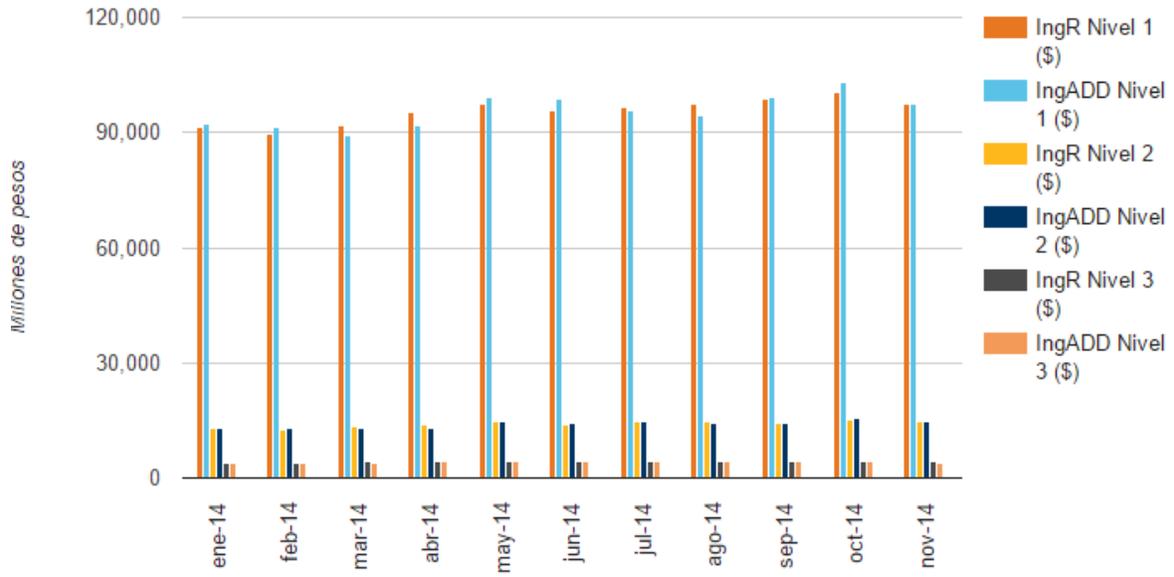


**Gráfica 10. Evolución Ingreso Reconocido e ingreso ADD 2014. ADD Sur niveles 1, 2 y 3**





Gráfica 11. Evolución Ingreso Reconocido e ingreso ADD 2014. ADD Centro niveles 1, 2 y 3



Las Áreas de Distribución – ADD, están conformadas tal como se presenta en la tabla 8.

Tabla 8. Áreas de Distribución

ADD	Operador de Red
Oriente	CODENSA S.A. E.S.P.
	Principio del formulario
	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.Final del formulario
	Principio del formulario
	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.Final del formulario
	Principio del formulario
	EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.Final del formulario Principio del formulario
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA ARAUCA Final del formulario	DE DEL del formulario
Occidente	Principio del formulario
	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
	COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP
	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.
	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.
	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P.
Sur	EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A.
	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. E.S.P.
	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A E.S.P
	EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.
	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P.



Centro	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.
	EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P.
	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
	RUITOQUE E.S.P.

## Administración financiera del mercado

### Introducción

A continuación se presenta un resumen de lo ocurrido en el año 2015 con relación a los procesos financieros del Mercado de Energía Mayorista, es decir, la gestión de agentes, el cálculo de la capacidad de respaldo operativa del Mercado (CROM), las garantías nacionales e internacionales, los mecanismos de cubrimiento del mercado, el recaudo, la aplicación y la transferencia de los dineros correspondientes a las transacciones en la bolsa de energía y a los cargos por uso de las redes del STN, la gestión de cartera, la aplicación de los procedimientos de limitación de suministro y retiro de agentes, y el seguimiento a las auditorías de plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad.

Así mismo, se presentan las principales mejoras implementadas en los procesos que benefician a los agentes del mercado y la implementación de nuevas Resoluciones asociadas a estos procesos

### Gestión de Agentes

Al finalizar el año 2015 el mercado de Energía cuenta con 158 agentes registrados (62 generadores y 96 comercializadores) en el Mercado frente a 147 a cierre de 2014.

Durante el año 2015 se registraron 20 nuevos agentes ante el Mercado de Energía Mayorista, 10 generadores y 10 comercializadores. Dentro de los nuevos generadores, 2 agentes representan nuevas plantas de generación con una capacidad efectiva de 238 MW.. Adicionalmente se espera que entre en operación una capacidad efectiva de 3.5 MW por los nuevos Cogeneradores y de 77.3 MW de plantas menores nuevas.



## **Capacidad de Respaldo de las Operaciones en el Mercado (CROM)**

Durante el transcurso del año 2015 se implementaron dos cambios regulatorios que modificaron la resolución CREG 134 de 2013 para el cálculo de la CROM. La Resolución CREG 098 de 2015 referente al cálculo para los nuevos agentes del mercado y la Resolución CREG 145 de 2015 que modificó la forma como se usa la variable ENFICC en el cálculo. Estas resoluciones surgieron en respuesta a necesidades evidenciadas por los agentes en busca de fortalecer la metodología del cálculo.

Si bien la Capacidad de Respaldo de Operaciones del Mercado del total de los agentes garantiza la cobertura de la demanda del sistema, se continúa evidenciando que el cálculo de la CROM es una medida importante para garantizar que cada uno de los agentes se encuentren en capacidad de responder por los riesgos derivados de sus operaciones en el mercado. Lo anterior ha permitido disminuir la probabilidad de ocurrencia de incumplimientos en las obligaciones contraídas y en el efecto que estos incumplimientos podrían tener sobre las contrapartes y sobre los usuarios finales no regulados.

Por otro lado, 9 agentes se retiraron voluntariamente del Mercado, 4 generadores y 5 comercializadores por causas tales como la pérdida de asignación de obligaciones de energía firme, representación de otro agente ante el mercado, o porque no realizaban transacciones.

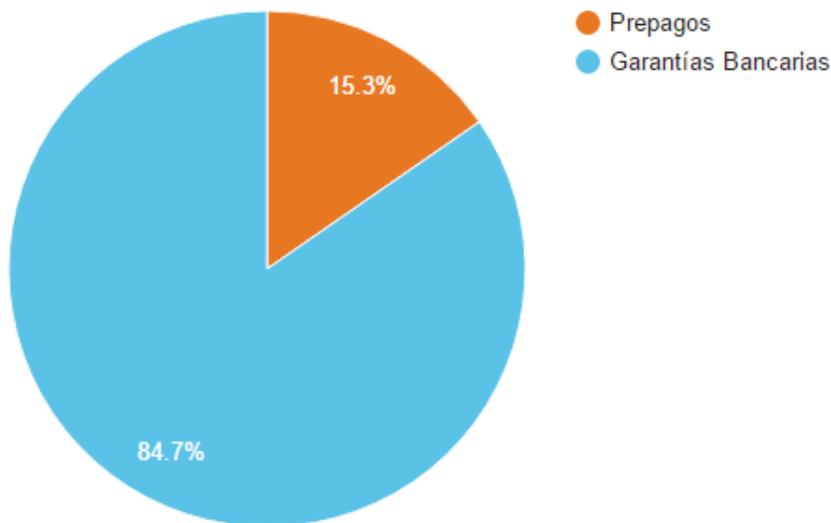
## **Garantías Nacionales e Internacionales**

### **Garantías para respaldar las transacciones en el mercado nacional**

En virtud de la Resolución CREG 158 de 2011, para el 2015 el 85% de las transacciones del mercado fueron respaldadas con garantías bancarias, otorgadas por 8 bancos nacionales y 1 internacional, por un valor de \$4.5 billones, mientras que el 15% restante fue respaldado por dinero en efectivo (prepagos) por un monto de \$817 mil millones, los cuales generaron rendimientos a una tasa de DTF – 0.2 en la cuenta custodia de cada agente (Ver Gráfica No.1)



**Gráfica No.1. Garantías Bancarias Vs Prepagos - 2015 (Cifras en Miles de Millones COP)**

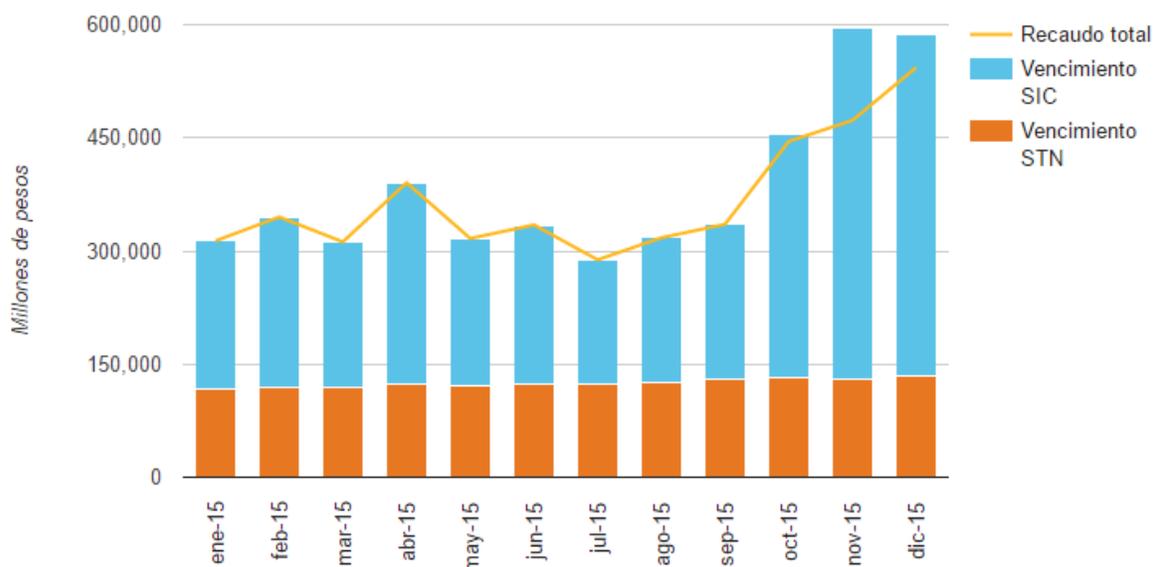


### **Administración de cuentas ASIC y LAC**

XM S.A. E.S.P., realizó durante el 2015 la administración de \$3.1 billones por concepto de transacciones en la bolsa de energía, \$1.5 billones correspondientes a los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional –STN y \$216.84 mil millones pertenecientes a los fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE.

En la Gráfica No.2, se presenta el valor total mensual de los recursos administrados y recaudados por XM por concepto de las transacciones en bolsa (vencimiento SIC) y de los cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional - SIN (vencimiento LAC). El nivel de recaudo del SIC se vio afectado por incumplimientos de algunos agentes generadores con el pago de desviaciones por Obligaciones de Energía Firme (OEF), lo cual llevó a tener unos indicadores de recaudo del 99%, 87% y 86% de los vencimientos de factura para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2015, mientras que en el caso del LAC el recaudo fue de 100% para todos los meses del año.

Gráfica 2 - Transacciones en Bolsa y STN y Recaudo Mensual


[Ver Tabla](#)

v

Transacciones en bolsa, SIN y recaudo mensual (Millones COP)

Mes	Vencimiento SIC	Vencimiento STN	Recaudo SIC	Recaudo SIC	Recaudo total
ene-15	196,446	116,963	196,446	116,963	313,409
feb-15	226,755	118,331	226,755	118,331	345,086
mar-15	193,107	118,963	193,107	118,963	312,070
abr-15	267,716	122,775	267,716	122,775	390,491
may-15	194,406	122,186	194,406	122,186	316,592
jun-15	211,286	123,295	211,286	123,295	334,581
jul-15	165,684	122,645	165,684	122,645	288,329
ago-15	191,170	126,375	191,170	126,375	317,545
sep-15	205,991	129,432	205,991	129,432	335,423
oct-15	322,218	131,775	313,535	131,775	445,310
nov-15	465,505	130,351	342,766	130,351	473,117
dic-15	453,137	133,902	409,302	133,902	543,204
Total	3,093,422	1,496,993	2,918,164	1,496,993	4,415,157



filial de isa

Por otro lado, en cumplimiento de la Resolución CREG 004 de 2003, como parte de las Transacciones Internacionales de Electricidad –TIE- con Ecuador, XM S.A. E.S.P., administró durante el año 2015 la suma de USD 39.6 millones por concepto de pagos anticipados por exportaciones, y realizó prepagos por USD 10.5 millones por concepto de garantías de importaciones.

Se efectuaron contratos tipo Delivery forward, para el cubrimiento del riesgo de tasa de cambio que se presenta en las transacciones en dólares realizadas con Ecuador. Estas coberturas presentan beneficios para el mercado, al garantizar el pago de las importaciones de energía a Ecuador, que son realizadas en dólares, con los pesos colombianos que se recaudan de los agentes del mercado; mientras que en el caso de las exportaciones a Ecuador estas coberturas garantizan el pago en pesos a los agentes del mercado, de los montos que estos esperan recibir por sus ventas de energía eléctrica. Adicionalmente, con el fin de ofrecer a los agentes del mercado una adecuada gestión de su dinero, mientras se administran los montos de garantías TIES para el cumplimiento de las transacciones con Ecuador, se realizaron operaciones semanales tipo Time Deposit que generaron rendimientos financieros de USD 13.04 miles durante el 2015 para los agentes del mercado, que fueron entregados a los agentes de manera proporcional a su participación dentro de las exportaciones.

### **Recaudos de los fondos FAZNI, FAER, FOES y PRONE**

Durante el 2015, XM S.A E.S.P., recaudó \$216.84 mil millones por concepto de los fondos que son transferidos mensualmente al Ministerio de Hacienda y al Ministerio de Minas y Energía:

- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas - FAZNI –
- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER –
- Fondo de Energía Social - FOES -
- Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE –

En la Tabla No.3 se presenta la evolución de los valores de dichos fondos para los años 2011 a 2015. Se observa que respecto al año 2014, se presentaron incrementos del 10.02% para FAZNI (\$76.38 mil millones) y de 10.01% para FAER

(\$87.4 mil millones), mientras para el caso de FOES (\$186 millones) la variación correspondió a una disminución del -45.57% y de -2.37% para PRONE (\$53.86 mil millones).

**Tabla No.3 - Valor total anual de contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE** Cifras en millones de pesos

Contribución	2011	2012	2013	2014	2015	Variación % 2014-2015
FAZNI	\$61,142	\$71,865	\$67,685	\$69,429	\$76,385	10.02%
FAER	\$72,803	\$82,724	\$77,465	\$79,452	\$87,402	10.01%
FOES	\$9,296	\$2,465	\$284	\$342	\$186	-45.57%
PRONE	\$51,443	\$57,343	\$53,037	\$54,146	\$52,861	-2.37%
TOTAL	194,684	214,397	198,472	203,369	216,834	6.62%

## Gestión de cartera

A continuación se detallan los principales aspectos relacionados con la gestión de la cartera del mercado, en cumplimiento de la regulación emitida por la CREG.

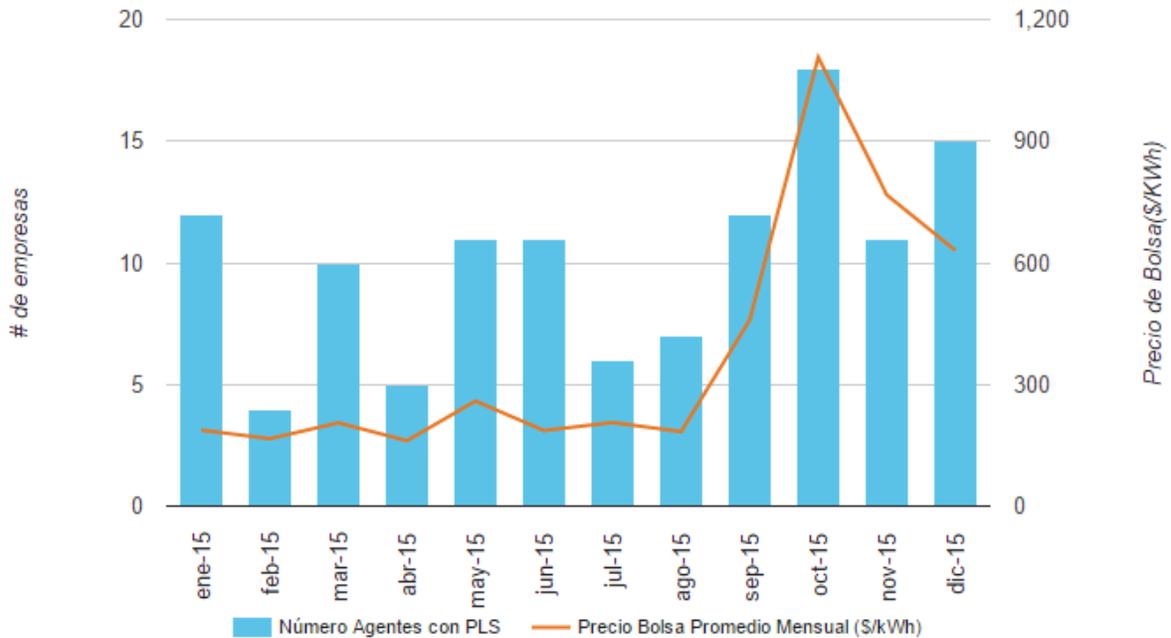
Durante el año 2015, el ASIC inició 286 procedimientos de limitación de suministro en cumplimiento de la resolución 116 de 1998, de los cuales 1 procedimiento fue por mandato y 285 procedimientos de oficio. De los 285 procedimientos de limitación de suministro por oficio, el ASIC inició 187 por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la regulación y 99 por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales. Es importante aclarar que ninguno de estos procedimientos llevó a corte en el suministro de energía eléctrica a usuarios finales.

En la Gráfica No. 3 se presenta, la cifra mensual de agentes a los cuales se les inició procedimiento de limitación de suministro en el año 2015, comparados con el Precio de Bolsa mensual.



filial de isa

Gráfica 3 – Número de empresas con PLS vs. Precio de bolsa nacional



Durante el año 2015, no se presentaron agentes retirados del MEM por concepto de la Resolución CREG 146 de 2010, modificada por la Resolución CREG 156 de 2011, que establece el retiro de los agentes que desarrollan la actividad de Comercialización por incumplimiento de sus obligaciones con el ASIC.

La información de procedimientos de limitación de suministro y retiro de agentes, puede ser consultada de manera mensual en el Informe de Gestión Financiera del Mercado publicado en la Página Web de XM en la siguiente ruta: **Informe de Gestión Financiera del Mercado**

De igual forma el reporte de limitación de suministro puede ser consultada en el archivo “Limitación de suministro Res CREG 116 de 1998 modificada por 039 de 2010 – Corte a usuarios” el cual se encuentra en la ruta: **Informes de Limitación de Suministro**

### Acuerdos de pago

XM S.A. E.S.P, realizó un acompañamiento en temas logísticos correspondientes a las diferentes propuestas de acuerdos de pago realizadas por los agentes deudores del Mercado, apoyando en la búsqueda de soluciones al pago de las diferentes deudas en el MEM. En un caso específico se logró un acuerdo entre la empresa

Termovalle y sus acreedores, para el pago de la deuda correspondiente a un capital de \$13.15 mil millones del vencimiento de noviembre de 2015, la cual fue cancelada el 21 de diciembre de 2015.

## Informe de deuda

Al cierre de diciembre de 2015 la deuda total del Mercado de Energía Mayorista alcanzó \$237.67 mil millones, de los cuales \$228.5 mil millones corresponden a Transacciones en Bolsa, \$8.98 mil millones a STN, \$9.5 millones a STR, y servicios por \$172.53 millones.

La Tabla No.4 muestra la deuda vencida total con corte de intereses a 31 de diciembre de 2015.

Tabla No.4 – Deuda vencida a 31 de diciembre de 2015 (millones de pesos)						
EMPRESA DEUDORA	ESTADO	VALOR ADEUDADO				
		SERVICIOS	BOLSA	STN	STR	TOTAL
Termocandelaria	Agentes Activos	\$ 74.20	\$ 175,548.84			\$ 175,623.04
Caucasia	Liquidación		\$ 36,797.28	\$ 3,519.15		\$ 40,316.43
Tolima	Liquidación		\$ 12,597.18	\$ 3,983.74	\$ 9.50	\$ 16,590.41
Sucre	Liquidación		\$ 3,481.04	\$ 1,052.09		\$ 4,533.12
CEC S.A. E.S.P.	Retirada Res CREG 156/2011	\$ 95.91				\$ 95.91
Bolívar	Liquidación		\$ 85.38	\$ 425.36		\$ 510.74
Red Ink Energy	Retirada Res CREG 156/2011	\$ 2.42				\$ 2.42
<b>Total</b>		<b>\$ 172.53</b>	<b>\$ 228,509.71</b>	<b>\$ 8,980.34</b>	<b>\$ 9.50</b>	<b>\$ 237,672.07</b>

La deuda de empresas activas en el MEM, con corte a 31 de diciembre de 2015, se refiere a las obligaciones de Termocandelaria por un valor total de \$175.63 mil millones correspondiente a los vencimientos de septiembre, octubre y noviembre de 2015. Esta empresa fue intervenida por la Superintendencia de Servicios Públicos, quien ordenó la toma de posesión con fines de administración, por medio de la



■ filial de isa

Resolución SSPD20151300051845, en la cual destaca dentro de su artículo 4 lo siguiente: “Ordenar la suspensión de todos los pagos de las obligaciones causadas hasta el momento de la toma de posesión, incluyendo las obligaciones de energía firme asignadas con anterioridad a la toma de posesión”.

Por otro lado, la deuda vencida de las empresas retiradas del MEM, a diciembre 31 de 2015, ascendía a \$98.33 millones. Mientras que la deuda de las empresas en proceso de liquidación fue de \$61.95 mil millones, la cual no ha presentado variaciones con respecto al 2014. De esta última deuda, el 65% del valor está a cargo de las Empresas Públicas de Caucasia S.A. E.S.P., el 27% a cargo de la Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P., y el 8% a cargo de las antiguas electrificadoras de la Costa Atlántica. Estas empresas se encuentran en procesos de liquidación y la información detallada se amplía en el Informe Mandatario que se publica cada trimestre por XM en su página web. Los montos de esta deuda se encuentran en discusión judicial.

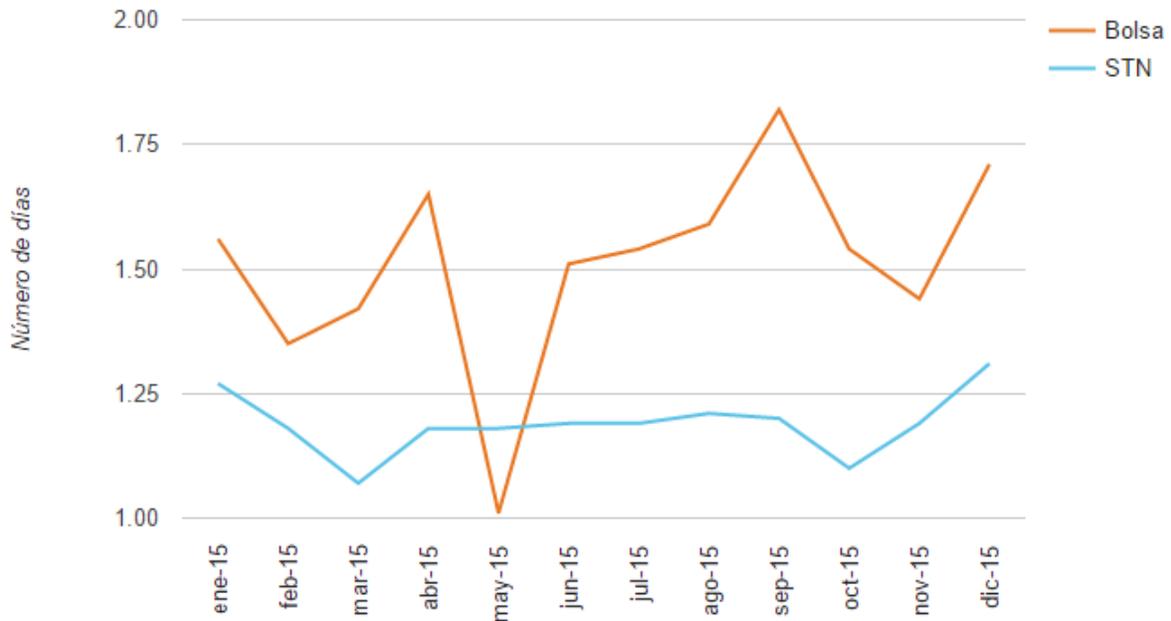
### **Indicadores de gestión**

Para atender la administración financiera del Mercado, la CREG estableció los siguientes indicadores de calidad, que evidencian la adecuada gestión financiera:

- Resolución CREG 024 de 1995 y Resolución CREG 008 de 2003: Tiempo de distribución de los recursos con una meta de 3 días hábiles, meta que fue cumplida en 2015 con un tiempo de transferencia promedio de 1.35 días (Ver Gráfica No.4).
- Resolución CREG 174 de 2013: Oportunidad en la aprobación de las garantías dentro de los plazos definidos en la Resolución CREG 019 de 2006, Resolución CREG 061 de 2007, Resolución CREG 093 de 2007 y Resolución CREG 024 de 2013. Este indicador se mide trimestralmente y fue cumplido al 100%.



Gráfica N° 4 – Días de Transferencias SIC-LAC (2015)



## Implementación de Mejoras en la gestión financiera para los agentes

Este aplicativo para el registro de agentes y contactos del Mercado, fue desarrollado durante el año 2015, y saldrá a producción a principios del año 2016. Dentro del proceso de divulgación y evolución del aplicativo con el fin de adaptarse a las necesidades de los agentes, se han realizado procedimientos de marcha blanca y capacitaciones virtuales con el fin de recibir realimentación y de acercar a los agentes del mercado con su funcionamiento y características.

Este aplicativo permitirá a los agentes:

- Mayor disponibilidad de la información que está relacionada con su registro y sus contactos.
- Administración y actualización de su propia información.
- Permitirá el uso de Firma Digital facilitando la interacción y oportunidad con el registro.

### Talleres voz de clientes

Se realizaron diversos talleres con 5 agentes del mercado que fueron escogidos de forma aleatoria. En estos talleres se presentaron las mejoras realizadas a los procesos de administración financiera tanto en la publicación de nueva información financiera y en cuanto a las mejoras en los plazos de la entrega de esta información



como es el caso de cálculo de garantías. Adicionalmente se identificaron las nuevas expectativas y oportunidades de mejora, para ser incorporadas dentro de los procesos de administración financiera del mercado.

### **Publicación Cursos Virtuales en la Página Web**

Se desarrollaron Cursos Virtuales con el fin de facilitar la capacitación a los agentes del mercado, quienes podrán tener acceso en cualquier momento. Estos cursos corresponden a CROM, cálculo de garantías y Administración de cuentas, los cuales pueden ser consultados en el siguiente enlace: <http://sae.xm.com.co/login/index.php>

### **Publicación de Informes en la Página Web**

En cuanto a la administración de cuentas se está realizando la publicación de un calendario anual de las fechas de publicación de las cartas de vencimiento, para que los agentes del mercado puedan programar los pagos de los vencimientos de factura. Mientras que para facilitar el entendimiento del cálculo de garantías en el mercado, se publican tanto los insumos como las variables del cálculo realizado para que los agentes tengan una mayor claridad de los montos de garantías que deben colocar en el mercado. Adicionalmente, se cuenta con un simulador de garantías que les permite realizar sus propias estimaciones de manera previa al cálculo definitivo realizado por XM.

### **Simposio Mercado de Energía**

Se organizó el Simposio de Mercados de Energía Eléctrica: 20 años del Mercado, con el objetivo de hacer una reflexión de los logros y los retos actuales del mercado. En este simposio se presentaron las principales tendencias en los mercados de energía eléctrica, los retos en el corto plazo, algunos casos de éxito en otros mercados en el mundo, y el desarrollo de diferentes elementos que estimulan una mayor competencia en los mercados eléctricos. En el evento se contó con la participación de conferencistas internacionales como el Dr. Shmuel Oren (profesor de la Universidad de California en Berkeley) y Bradford Leach (Director Energy Advisory Services), además de contar con personalidades del sector eléctrico nacional.

Dentro de las principales conclusiones del evento es posible mencionar que a sus 20 años el Mercado de Energía Mayorista en Colombia ha mostrado resultados positivos y le ha cumplido al país en buena medida con los objetivos de la ley eléctrica, sin embargo aún persisten retos por afrontar en cuanto a: liquidez en la contratación, transparencia de información, gestión integral del riesgo sistémico, promoción de la competencia, eficiencia en precios, transacciones cercanas al



tiempo real, integración regional de mercados, convergencia con otros sectores, entre otros. Estos retos pueden ser afrontados al aprovechar las diversas oportunidades que resultan en el entorno como la respuesta de la demanda, los avances tecnológicos, los instrumentos financieros para cobertura de riesgos, la generación distribuida y las nuevas fuentes de energía renovables.

## Anexos

### Resumen normatividad 2015

En el año 2015 la actividad regulatoria del sector eléctrico se concentró principalmente en la adopción de medidas en el Mercado de Energía Mayorista con ocasión de la presencia del fenómeno del Niño, la definición y modificación de las reglas para la participación en el Mercado de los autogeneradores, cogeneradores y plantas menores, la aprobación del costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales de los mercados de comercialización, y la definición de la respuesta a la demanda en condiciones críticas.

### Actividad de Transporte en el SIN

#### Expansión del SIN

El Ministerio de Minas y Energía – MME- aprobó el aplazamiento de la entrada de algunos proyectos y la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- aprobó los ingresos de una serie de proyectos de expansión del SIN, asignados por la UPME mediante convocatoria. Las resoluciones expedidas son:

**Resolución MME 4 0405.** Por la cual se modifica la fecha de puesta en operación del Proyecto denominado “Subestación Armenia 230 kV y las líneas de transmisión asociadas”, objeto de la Convocatoria pública UPME-02-2009.

**Resolución MME 4 0843.** Por la cual se modifica la fecha de puesta en operación del Proyecto denominado “Subestación Armenia 230 kV y las líneas de transmisión asociadas”, objeto de la Convocatoria pública UPME-02-2009.

**Resolución MME 4 0890.** Por la cual se modifica la Resolución 4 0029 del 9 de enero de 2015 mediante la cual se adoptó el Plan de Expansión de Referencia de Generación – Transmisión 2014-2028.

**Resolución MME 4 1185.** Por la cual se modifica la fecha de puesta en operación del proyecto denominado “Subestación Chivor II y Norte 230 kV y Líneas de Transmisión Asociadas”, objeto de la Convocatoria Pública UPME-03-2010.



**Resolución MME 4 1286.** Por la cual se modifica la fecha de puesta en operación del Proyecto denominado “Subestación Armenia 230 kV y las líneas de transmisión asociadas”, objeto de la Convocatoria pública UPME-02-2009.

**Resolución MME 4 1287.** Por la cual se modifica la fecha de puesta en operación del Proyecto denominado “Conexión de la central de generación El Quimbo”, objeto de la Convocatoria Pública UPME-05-2009.

**Resolución CREG 010.** Por la cual se actualiza la base de activos de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para determinar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional.

**Resolución CREG 025.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Desarrollo Eléctrico Suria S.A.S. E.S.P. por el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Suria 230 kV y las líneas asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME 05-2013.

**Resolución CREG 046.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las subestaciones Ituango y Medellín, 500 kV, y las líneas asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME 03-2014.

**Resolución CREG 047.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. por el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Alférez 500 kV y las líneas asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME 04-2014.

**Resolución CREG 048.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la línea Cerromatoso - Chinú - Copey 500 kV, de acuerdo con la convocatoria UPME 05-2014.

**Resolución CREG 063.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la expansión de la subestación Valledupar, 220 kV, de acuerdo con la convocatoria UPME 08-2014.

**Resolución CREG 072.** Por la cual se actualiza la base de activos de Transelca S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para considerar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional.



■ filial de isa

**Resolución CREG 083.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de dos transformadores 220/110 kV, de 100 MVA, en la subestación Río Córdoba, de acuerdo con la convocatoria UPME STR 07-2014.

**Resolución CREG 084.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. por el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la subestación La Loma, 500 kV y las líneas de transmisión asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME 01-2014.

**Resolución CREG 086.** Por la cual se actualiza la base de activos de Intercolombia S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para considerar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional.

**Resolución CREG 113.** Por la cual se modifican algunas disposiciones sobre los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional mediante Procesos de Selección, contenidas en la Resolución CREG 024 de 2013.

**Resolución CREG 136.** Por la cual se oficializa el ingreso anual esperado para la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de ampliaciones en las subestaciones Cuestecitas 220/110 kV, Riohacha 110 kV y Maicao 110 kV en el departamento de La Guajira, de acuerdo con la convocatoria UPME STR 01-2015.

**Resolución CREG 137.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Nueva Montería 110 kV y de dos transformadores 220/110 kV de 100 MVA, para su conexión al STN, de acuerdo con la convocatoria UPME STR 03-2015.

**Resolución CREG 169.** Por la cual se actualiza la base de activos de Intercolombia S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para considerar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional.

**Resolución CREG 201.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de un transformador 220/110 kV de 100 MVA en la subestación Valledupar, de acuerdo con la convocatoria UPME STR 06-2015.



**Resolución CREG 202.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para el Consorcio Trelca S.A.S. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento del segundo transformador 220/66 kV, convertible a 220/110 kV, de 150 MVA en la subestación El Bosque, de acuerdo con la convocatoria UPME STR 07-2015.

**Resolución CREG 215.** Por la cual se oficializa el ingreso anual esperado para el Consorcio Eléctrico del Caribe S.A.S. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de equipos de compensación en las subestaciones El Carmen 66 kV, El Banco 110 kV y Montería 110 kV, de acuerdo con la convocatoria UPME STR 04-2015.

**Resolución CREG 233.** Por la cual se actualiza la base de activos de Intercolombia S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para considerar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional.

**Resolución CREG 235.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Cartago, 230 kV, de acuerdo con la convocatoria UPME 09-2015.

#### Aprobación de ingresos a los Operadores de Red

La CREG actualizó el Costo Anual por el uso de los activos de algunos Operadores de Red. Las resoluciones relacionadas con estas aprobaciones son:

**Resolución CREG 012.** Por la cual se modifica el cargo máximo de los niveles de tensión 3 y 2 de la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. en el sistema de distribución local.

**Resolución CREG 013.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por la Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional, STR.

**Resolución CREG 029.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los activos de nivel de tensión 4 y los Cargos Máximos de los niveles de tensión 3 y 2 de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

**Resolución CREG 059.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional, STR.



**Resolución CREG 060.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 de los activos operados por Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.

**Resolución CREG 064.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional, STR.

**Resolución CREG 101.** Por la cual se actualiza el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 de la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.

**Resolución CREG 107.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos de Nivel de Tensión 4 operados por la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., en el Sistema de Transmisión Regional, STR.

**Resolución CREG 200.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional, STR.

**Resolución CREG 203.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional, STR.

**Resolución CREG 204.** Por la cual se actualiza la base de activos de Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para considerar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional.

**Resolución CREG 214.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional, STR.

**Resolución CREG 236.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos de Nivel de Tensión 4 operados por la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., en el Sistema de Transmisión Regional, STR.

### **Medidas adoptadas por la presencia del fenómeno de El Niño**

En relación con la presencia del fenómeno de El Niño y la condición crítica presentada en el Mercado de Energía Mayorista, la Comisión tomó una serie de medidas para aumentar la participación de las plantas no despachadas centralmente y las plantas térmicas, modificar las condiciones para las Transacciones Internacionales de Electricidad, fijar un precio máximo para las



ofertas de los generadores, modificar el Precio de Reconciliación Negativa, limitar el costo unitario de las restricciones, entre otras. Las resoluciones relacionadas con este tema son:

**Resolución CREG 159.** Por la cual se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG 034 de 2001 con relación al precio de Reconciliación Negativa.

**Resolución CREG 168.** Por la cual se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG 034 de 2001 con relación al precio de Reconciliación Negativa.

**Resolución CREG 171.** Por la cual se toman medidas para aumentar la participación de plantas menores en el Mercado de Energía Mayorista.

**Resolución CREG 172.** Por la cual se define precio máximo a las ofertas de precio para el despacho diario en el Mercado de Energía Mayorista.

**Resolución CREG 176.** Por la cual se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG 034 de 2001 en relación con el precio de la Reconciliación Negativa.

**Resolución CREG 178.** Por la cual se establecen medidas para garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica ante la ocurrencia de situaciones extraordinarias que lo ponen en riesgo.

**Resolución CREG 179.** Por la cual se toman medidas para flexibilizar las conexiones de plantas menores, cogeneradores y autogeneradores al Sistema Interconectado Nacional.

**Resolución CREG 184.** Por la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista.

**Resolución CREG 195.** Por la cual se limita el costo unitario de las restricciones que se asignan a la demanda y difiere dicho costo.

**Resolución CREG 196.** Por la cual se modifica transitoriamente el artículo 7 de la Resolución CREG 004 de 2003.

**Resolución CREG 197.** Por la cual se modifica la Resolución CREG 171 de 2015.

**Resolución CREG 207.** Por la cual se modifica la descripción de la variable OCV en el cálculo del Precio de Escasez de la Resolución CREG 071 de 2006 y en el artículo 1 de la Resolución 034 de 2001.



**Resolución CREG 210.** Por la cual se modifica transitoriamente la Resolución CREG 004 de 2003 que establece la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE.

**Resolución CREG 226.** Por la cual se modifica la Resolución CREG 172 de 2015.

**Resolución CREG 228.** Por la cual se adiciona transitoriamente una causal de redespacho de la Resolución CREG 025 de 1995.

## **Cargo por Confiabilidad**

En relación con el Cargo por Confiabilidad, la Comisión modificó la metodología para determinar la ENFICC de las plantas eólicas, definió el cronograma de asignación de OEF para los periodos comprendidos entre diciembre 1 de 2016 a noviembre 30 de 2017, diciembre 1 de 2017 a noviembre 30 de 2018 y diciembre 1 de 2018 a noviembre 30 de 2019, y modificó la participación de las plantas no despachadas centralmente en el Cargo por Confiabilidad. Las resoluciones correspondientes fueron:

**Resolución CREG 061.** Por la cual se modifica la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas, definida en la Resolución CREG 148 de 2011 y se dictan otras disposiciones.

**Resolución CREG 138.** Por la cual se adoptan las reglas para la participación de las Plantas no Despachadas Centralmente en el Cargo por Confiabilidad

**Resolución CREG 177.** Por la cual se fija la oportunidad en que se asignarán las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para los períodos comprendidos entre diciembre 1 de 2016 a noviembre 30 de 2017, diciembre 1 de 2017 a noviembre 30 de 2018 y diciembre 1 de 2018 a noviembre 30 de 2019 a quienes representen plantas existentes.

## **Comercialización**

Durante el año 2015, la Comisión aprobó el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales de la mayor parte de los mercados de comercialización, según lo definido en la Resolución CREG 180 de 2014. Las resoluciones fueron las siguientes:

**Resolución CREG 036.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.



■ filial de isa

**Resolución CREG 117.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía de Quindío S.A. E.S.P.

**Resolución CREG 118.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.

**Resolución CREG 119.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Compañía Energética de Occidente S.A.S E.S.P., CEO.

**Resolución CREG 120.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por Codensa S.A. E.S.P.

**Resolución CREG 121.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Casanare S.A. E.S.P., Enerca.

**Resolución CREG 122.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P., Cedenar.

**Resolución CREG 123.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Arauca S.A. E.S.P., Enelar.

**Resolución CREG 124.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.

**Resolución CREG 186.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales



filial de isa

del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., EEC.

**Resolución CREG 187.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.

**Resolución CREG 188.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P., Emsa.

**Resolución CREG 189.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P., Epm.

**Resolución CREG 190.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cali EICE E.S.P., Emcali.

**Resolución CREG 199.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., Cens.

**Resolución CREG 205.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.

**Resolución CREG 206.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P., Energuaviare.

**Resolución CREG 216.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P., ELECTROHUILA.



**Resolución CREG 217.** Por la cual se aprueba el costo base de comercialización, el riesgo de cartera para usuarios tradicionales y para usuarios en áreas especiales del mercado de comercialización atendido por la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.

## Otros temas del sector eléctrico

### Plan de Expansión de Referencia

**Resolución MME 4 0029.** Por la cual se modifica la Resolución 4 0029 del 9 de enero de 2015 mediante la cual se adoptó el Plan de Expansión de Referencia de Generación – Transmisión 2014-2028.

### Respuesta a la demanda

La Comisión definió las reglas de la respuesta de la demanda en condiciones críticas, mediante las siguientes resoluciones:

**Resolución CREG 011.** Por la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica.

**Resolución CREG 116.** Por la cual se amplía el plazo para implementar el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica, adoptado mediante Resolución CREG 011 de 2015.

**Resolución CREG 212.** Por la cual se realizan algunos ajustes a la Resolución CREG 011 de 2015, programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica.

### Autogeneración

**Resolución UPME 281.** Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala.

**Resolución CREG 024.** Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones.

### Publicación información de contratos

**Resolución CREG 135.** Por la cual se modifica el artículo 3º de la Resolución CREG número 135 de 1997.

**Resolución CREG 198.** Por la cual se amplía el plazo dispuesto para la implementación de la Resolución CREG 135 de 2015.

### Contribuciones Plan Nacional de Desarrollo



**Resolución CREG 231.** Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento al Artículo 190 de la Ley 1753 de 2015, relacionados con el pago de contribuciones en el cargo por uso del Sistema Nacional de Transmisión.

**Resolución CREG 232.** Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento al Artículo 190 de la Ley 1753 de 2015.

En cuanto a los **proyectos de regulación** de los cuales no se ha expedido resolución definitiva, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, publicó para comentarios propuestas relacionadas con modificaciones al mecanismo de asignación de Obligaciones de Energía Firme, tanto para la subasta como para la asignación a prorrata, a la remuneración y asignación del servicio de AGC, a la participación en el Cargo por Confiabilidad de las Plantas No Despachadas Centralmente, y al despacho económico, al predespacho ideal y al despacho programado. Adicionalmente, propuso una definición de los criterios de confiabilidad de la operación aplicables para contingencias.

Las resoluciones CREG más relevantes son:

**Resolución 109.** Por la cual se ordena hacer públicos un documento de análisis y tres proyectos de resolución.

**Resolución 173.** Por la cual se modifica el despacho económico, el predespacho ideal y el despacho programado en el Mercado de Energía Mayorista

**Resolución 237.** Por la cual se establecen los criterios de confiabilidad de la operación aplicables para contingencias, como parte del Código de Operación.

**Resolución 238.** Por la cual se modifica el artículo 4 de la Resolución CREG 064 de 2000 y el Anexo CO-4 de la Resolución CREG 025 de 1995.

**Resolución 239.** Por la cual se adoptan reglas para la participación de las Plantas No Despachadas Centralmente (PNDC) en el Cargo por Confiabilidad.

## **Eventos del EDAC**

Durante el año 2015 no hubo excursiones de la frecuencia por fuera de los rangos de operación que ocasionara la operación del Esquema de Desconexión Automático de Carga.

Adicionalmente, en la tabla que se muestra a continuación, se encuentra el detalle de los eventos más severos de frecuencia fuera del rango registrados en 2015.

Los valores liquidados por concepto de servicios asociados correspondientes al LAC, antes de cualquier descuento, son pagados por los Transmisores Nacionales - TN - y Operadores de Red - OR - en proporción a sus respectivos ingresos, de acuerdo con lo establecido con la Resolución CREG 174 de 2013. En la tabla 1 se muestra el valor facturado por este concepto durante el año 2015.

Eventos del EDAC		
Fecha Ocurrencia	Frecuencia	Descripción
26/04/2015 04:54	59.56	Disparo de la Unidad 3 de Sogamoso con 254 MW. El agente reporta fuga de aceite en unidad hidráulica que controla el regulador de velocidad.
28/04/2015 05:21	59.58	Disparo de la unidad 1 de Sogamoso con 254 MW. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento del transformador elevador.
04/05/2015 05:40	59.46	Disparo de las unidades 1 y 2 Sogamoso con 488 MW. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento.
04/05/2015 05:40	59.46	Disparo de las unidades 1 y 2 Sogamoso con 488 MW. El agente reporta falla en el sistema de enfriamiento.
10/05/2015 08:07	59.55	Disparo de las unidades Sogamoso 1 y 2 con 410 MW. El agente reporta fallas en el sistema de enfriamiento.
06/06/2015 05:30	59.47	Disparo de las unidades Porce III 2, 3 y 4 con 400 MW por aislamiento del SIN. Se presenta apertura de las bahías de línea y cortes centrales asociados a la reconfiguración San Carlos - Porcell - Cerromatoso 500 kV con recierre exitoso de las bahías de línea y cortes centrales en los extremos de Cerromatoso y San Carlos 500 kV.
07/06/2015 00:01	59.54	Disparo de las unidades Porce III 2, 3 y 4 con 400 MW por aislamiento del SIN. Se presenta apertura de las bahías de línea y cortes centrales asociados a la reconfiguración San Carlos - Porcell - Cerromatoso 500 kV simultáneo con recierre exitoso de Primavera- Cerromatoso 500 kV.



## **Informe centro de entrenamiento y sintonía de aplicativos**

Acorde con los objetivos de confiabilidad y seguridad del Sistema, el Centro Nacional de Despacho desarrolla acciones tendientes a contar con un personal con alto conocimiento técnico y una respuesta, desde el punto de vista del comportamiento humano, cada vez más adecuada a las exigencias de los procesos que posibilitan la operación del Sistema.

Por ello, el Centro de Entrenamiento de XM, ha desarrollado programas de Habilitación, Certificación en Normas de Competencia Laboral y Entrenamientos Recurrentes, que facilitan la retención de la información, aprender rápidamente, tener mayor tiempo de exposición a situaciones críticas y evaluar no solamente los aspectos técnicos sino los humanos, con el apoyo de un ambiente de simulación de las condiciones reales bajo las cuales se desenvuelven los operadores.

La capacitación en el Centro de Entrenamiento se fundamenta en la metodología ASK, por un lado apunta a ver la aplicación directa de los conocimientos y actitudes en el desarrollo de habilidades que se traducen en resultados de desempeño; y por el otro, enfoca al ser humano desde su integralidad, entendiendo cómo la capacitación debe cubrir cada campo de los factores humanos que inciden en el aprender.

El modelo ASK considera 3 aspectos: Attitudes (actitudes), Skills (habilidades) y Knowledge (conocimiento). Permite desarrollar una capacitación en cargos específicos, desarrollando competencias técnicas y no técnicas, de forma focalizada en amenazas y riesgos reales, con el fin de tener los conocimientos y el criterio para atender las fallas y a la vez la actitud para administrarlas.

Por otro lado, las actividades de adecuación y sintonía de las herramientas de simulación tanto en tiempo real como para entrenamiento hacen parte de un eslabón fundamental para la operación, apoyando al operador en la toma de decisiones, razón por la cual, el equipo de entrenamiento ha enfocado sus esfuerzos a realizar mejoras en éstos sistemas que apunten a la operación segura y confiable del SIN.

A continuación, se describen las actividades más relevantes desarrolladas durante 2015.

## Habilitación

Es un proceso que evalúa aspectos físicos, técnicos y psicológicos según el rol, para determinar las brechas de conocimiento técnico y los aspectos psicofísicos a mejorar mediante planes de mejoramiento y entrenamientos recurrentes, permitiendo realizar una preparación estandarizada para todo el personal del CND con miras a ejecutar una operación segura y confiable.

En el 2015, XM aplicó el programa de habilitación a personal la Sala de Control del CND, con la participación de 1 Analista Eléctrico y 5 Analistas de Redespacho.

## Certificación

Durante 2015, el trabajo estuvo enfocado a actualizar la certificación en las Normas de Competencia Laboral -NCL-, del personal del Centro Nacional de Despacho -CND-.

En este proceso, actualizaron su certificación cuatro ingenieros analistas eléctricos, en la NCL 280101140 “Analizar eléctricamente el comportamiento del SIN de acuerdo con la reglamentación vigente y los procesos de la empresa” y un ingeniero analista energético en la NCL 280101141 “Optimizar la programación de los recursos de generación del SIN de acuerdo a la reglamentación vigente y los procesos de la empresa”.

En cuanto a la certificación nacional de operadores, para el año 2015, se había planteado el inicio del proceso de pruebas, no obstante, el SENA modificó el procedimiento para certificar competencias laborales en Colombia y emitió una nueva guía para su evaluación y construcción de matrices de planeación técnica para los procesos de certificación. De esta forma, se plantea como reto para el 2016, la adecuación del proceso en XM a la luz de los cambios desarrollados por el SENA.

Adicionalmente, en agosto de 2015, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el decreto No 1595, con el fin de modificar algunos apartes del Subsistema nacional de calidad. Atendiendo lo anterior, se debe reestructurar el esquema de certificación nacional de operadores de acuerdo a estos nuevos lineamientos y dicha adaptación hará parte del plan de trabajo 2016.

## Guías de restablecimiento

El propósito de las guías de restablecimiento consiste en brindar lineamientos generales y procedimientos operativos entre el centro de control del CND, los transportadores, los operadores de red y los generadores, que faciliten el restablecimiento del sistema de potencia ante un apagón total o parcial del Sistema Interconectado Nacional Colombiano.



Durante el 2015, se actualizaron las guías de restablecimiento de las áreas Antioquia y Nordeste y de las subáreas Atlántico, Caldas-Quindío-Risaralda y Huila-Tolima-Caquetá.

Adicionalmente, se publicó en el Portal WEB de XM una presentación actualizada del procedimiento de actualización de las guías de restablecimiento.

### Sintonía de aplicativos

El proceso de sintonía de aplicativos se encarga de velar por los resultados y buen funcionamiento de las herramientas de simulación en tiempo real y entrenamiento conocidas como sistemas EMS (Energy Management Systems) y DTS (Dynamic Training Simulator). En este orden de ideas se realizó un seguimiento a los resultados del estimador de estados y se realizó gestión sobre los informes del estado de la supervisión del SIN presentados mensualmente.

Las estadísticas del estimador de estados se presentan en la siguiente tabla:



Para poder realizar un seguimiento adecuado del estado de la supervisión del Sistema Interconectado Nacional se realizó un aplicativo que toma la información de diferentes bases de datos operativas de XM para concluir con un informe completo por operador. Este informe se presentó periódicamente en las diferentes instancias del CNO, comité de transmisión, comité de distribución y a cada agente directamente.

El sistema de simulación de las herramientas de tiempo real (DTS) se actualizó de forma completa una vez al año. Los proyectos que ingresaron durante el transcurso del año fueron actualizados siempre 2 meses antes de la entrada del proyecto para tener el sistema de entrenamiento habilitado para capacitar a los operadores en el impacto de estos nuevos proyectos.



## Plan de Continuidad 2015

Con el objetivo de continuar fortaleciendo el Plan de continuidad de XM, durante el año 2015 se participó en:

- Auditoría interna ISO27001, Seguridad de la información.
- Comité Técnico de normalización No. 205 Continuidad del negocio dirigido por el ICONTEC, a través del cual se busca desarrollar documentos normativos para fortalecer y mejorar la competitividad del sector productivo, el acceso a los mercados nacionales e internacionales y la adopción de buenas prácticas que beneficien a la sociedad en general.
- Se compartió la experiencia de XM en continuidad del negocio con algunas empresas interesadas en el tema.

Se implementó mejoras a la Gestión de continuidad relacionadas con:

- Fortalecimiento de la infraestructura de telecomunicaciones para minimizar el impacto de fallas, mediante automatización de tareas al ejecutar las pruebas al plan de continuidad, con temas relacionados con el Centro de control de respaldo.
- Instalación de equipos redundantes para las telecomunicaciones, con el objetivo de aumentar la disponibilidad y seguridad de la información en los procesos del Centro de control de Respaldo.
- Fortalecimiento en la seguridad del internet en XM, a través de implementaciones relacionadas con ciberseguridad para la continuidad del negocio.

Se realizó mantenimiento al plan de continuidad así:

- Documentación actualizada (fichas de riesgos, estructura empresarial, liderazgo por procesos, declaración de documentación en el sistema de calidad de XM etc)
- Seguimiento a los indicadores de efectividad del Plan de Continuidad del negocio, previamente definidos en el Comité Directivo del BCP (por sus siglas en inglés Business Continuity Plan).
- Ejecución del plan anual de pruebas previamente aprobado por el Comité Directivo del BCP, durante el año se ejecutó pruebas con resultados satisfactorios, mediante las cuales se busca mantener la adecuada funcionalidad de todos los procesos críticos del negocio.



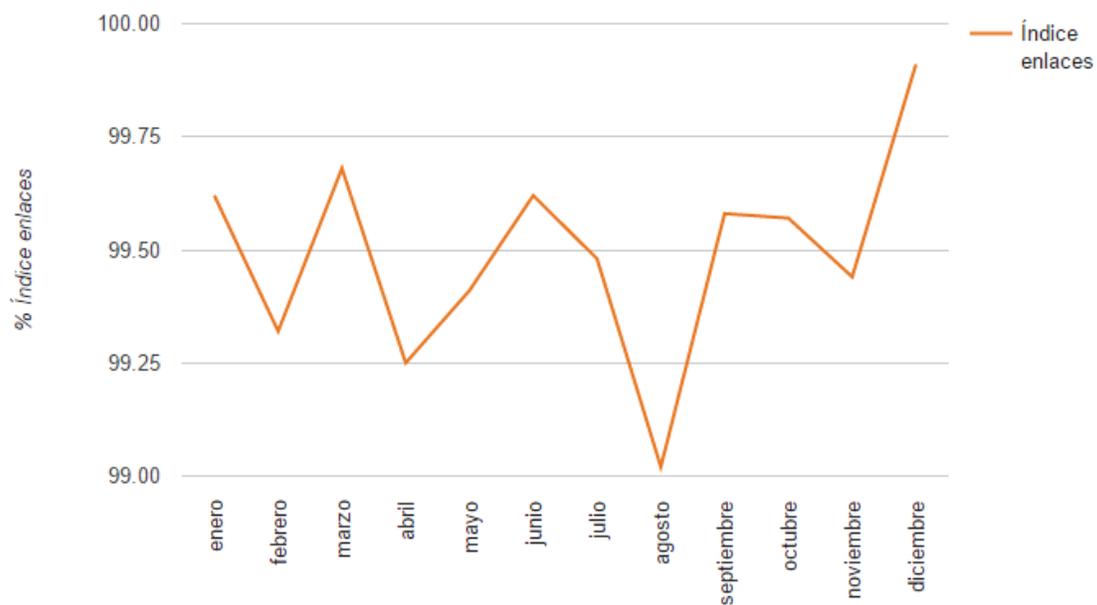
- Se ejecutó la operación de Tiempo Real desde el centro de control de respaldo, con lo anterior revisa la adecuada operación de la infraestructura destinada al Plan de Continuidad de XM.

### **Índice de disponibilidad mensual de enlaces con los centros de supervisión y maniobras de las empresas**

En cumplimiento a la resolución CREG 054 de 1996 y la resolución CREG 083 de 1999, XM hace el seguimiento periódico a la disponibilidad de los canales con los CRC, manteniendo registro de las indisponibilidades semanales de los canales. Durante todo el año 2015, se cumplió con el nivel de disponibilidad establecido en el 97% para la comunicación entre el CND y los CRC.

**Tabla 3. Tabla de índices promedio de los enlaces en el año 2015**

mes	Índice enlaces
enero	99,62%
febrero	99,32%
marzo	99,68%
abril	99,25%
mayo	99,41%
junio	99,62%
julio	99,48%
agosto	99,02%
septiembre	99,58%
octubre	99,57%
noviembre	99,44%
diciembre	99,91%

**Gráfica N° 1 – Ilustración de los índices promedio de los enlaces en el año 2015**




■ filial de isa



■ filial de isa



■ filial de isa