

# Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2012



■ filial de isa

# Índice

<b>Presentación</b> .....	<b>03</b>
<b>Oferta y Generación</b> .....	<b>07</b>
<b>Demanda de Energía</b> .....	<b>50</b>
<b>Planeación y Operación del Sistema</b> .....	<b>62</b>
<b>Transacciones del Mercado Mayorista</b> .....	<b>94</b>
<b>Restricciones</b> .....	<b>131</b>
<b>Transporte</b> .....	<b>150</b>
<b>Administración Financiera</b> .....	<b>167</b>
<b>Anexos</b> .....	<b>183</b>

# Presentación

Durante el 2012 la operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN- y la administración del Mercado de Energía Mayorista -MEM- estuvo influenciada por condiciones climáticas muy variables: un comienzo asociado con la fase final de La Niña 2011-12, acompañado además de lluvias intensas en algunas regiones del país, con un cambio en el segundo semestre hacia condiciones cálidas en el Pacífico Tropical, que aunque no alcanzó a desarrollarse como un evento El Niño, si afectó el clima del país, produciendo disminución en los aportes hídricos que fueron deficitarios durante seis de los últimos siete meses del año.

La combinación de los efectos de estos eventos climáticos sobre los aportes hídricos, altos en el primer semestre y deficitarios en el segundo, llevo a finalizar el año con aportes cercanos a la media histórica, tan solo un 3.8% por encima de los promedios históricos. Consecuente con el comportamiento de los aportes, las reservas útiles alcanzadas en diciembre de 2012 fue de 11,180.6 GWh, equivalentes al 73.4%, un 20.0% menos de reservas que lo registrado en 2011 (13,967.9 GWh, equivalentes al 88.8% de la capacidad útil).

En relación con los indicadores financieros del Mercado, éstos fueron satisfactorios para el año 2012, dado que el nivel de recaudo SIC y STN, ambos con una meta mensual del 99%, en 2012 alcanzaron el 100%. Por su parte el tiempo de distribución de los recaudos, con una meta de tres (3) días hábiles, se cumplió en 2012 con un tiempo de transferencia promedio de 1.58 días.

Con respecto a la operación del SIN, los resultados de los indicadores para el año 2012 reflejan la gestión de XM. En efecto, los eventos de tensión por fuera de rango - sin atentados - se ubicaron en 19, cuando el límite máximo era de 36, así mismo, se presentó una variación lenta de frecuencia, por debajo del límite máximo de 3.

Al evaluar las principales cifras de la operación y el mercado del año, se destaca la demanda de electricidad del SIN que alcanzó los 59,370.1 GWh, con un crecimiento del 3.8% con relación al año 2011, convirtiéndose en el mayor crecimiento de los últimos cinco años. Este 3.8% es el resultado del incremento de 6.8% de la demanda no regulada (industria y comercio) y del 2.3% de la demanda regulada (consumo residencial y pequeños negocios). Similarmente, la generación total en el SIN fue de 59,988.9 GWh con un crecimiento del 2.3%. Así mismo, las exportaciones hacia Venezuela registraron 478.4 GWh, con un crecimiento del 92.3% frente a 2011, mientras a Ecuador fueron 236.0 GWh con disminución del 81.8% con relación a 2011.

Por su parte el precio promedio ponderado de bolsa nacional (\$/kWh) en 2012 fue de 109.92 \$/kWh, lo que representa un crecimiento del 45.0% frente al registrado en 2011 (75.80 \$/kWh).

Este crecimiento se explica en gran medida por la disminución de aportes hídricos en el segundo semestre asociado principalmente con el desarrollo de condiciones cálidas en el Pacífico Tropical.

Este informe está organizado por capítulos donde se destacan diferentes aspectos de la operación del SIN y de la administración del MEM, ilustrándose adicionalmente con gráficas y tablas anexas a cada capítulo. Además, en la página web de XM están disponibles los servicios de consulta de información histórica del mercado (Neón, Opesin e indicadores), así como otros informes del mercado los cuales contienen la evolución de las principales variables, que permiten profundizar en las cifras presentadas.

## Anexos - Variables de la operación del SIN

Variables	2011	2012	Variación	Crec.
<b>OFERTA</b>				
Volumen útil diario (GWh)	13,967.9	11,180.6	-2,787.3	-20.0%
Volumen respecto a capacidad útil	88.8%	73.4%		
Aportes hídricos (GWh)	73,731.8	56,446.7	-17,285.1	-23.4%
Aportes respecto a la media histórica	134.9%	103.8%		
Vertimientos (GWh)	5,910.8	2,434.1	-3,476.7	-58.8%
Capacidad neta SIN (MW)	14,420	14,361	-58.7	-0.4%
<b>GENERACIÓN</b>				
Hidráulica(GWh)	45,583.1	44,923.6	-659.4	-1.4%
Térmica(GWh)	9,383.7	11,506.0	2,122.3	22.6%
Plantas Menores (GWh)	3,336.7	3,212.6	-124.1	-3.7%
Cogeneradores (GWh)	316.9	346.7	29.9	9.4%
TOTAL(GWh)	58,620.4	59,988.9	1,368.5	2.3%
<b>INTERCAMBIOS INTERNACIONALES</b>				
Exportaciones a Ecuador(GWh)	1,294.6	236.0	-1,058.6	-81.8%
Importaciones de Ecuador(GWh)	8.2	6.5	-1.6	-20.2%
Exportaciones a Venezuela(GWh)	248.8	478.4	229.6	92.3%
<b>DEMANDA</b>				
Comercial(GWh)	58,375.5	59,508.7	1,133.2	1.9%
Nacional del SIN(GWh)	57,150.3	59,370.0	2,219.7	3.8%
Regulada(GWh)	38,231.2	39,172.5	941.3	2.3%
No Regulada(GWh)	18,536.2	19,802.3	1,266.1	6.8%
No atendida(GWh)	65.0	89.0	23.9	36.8%
Potencia(MW)	9,295.0	9,504.0	209.0	2.2%

## Anexos - Variables del mercado

Variables	2011	2012	Variación	Crec.
<b>TRANSACCIONES</b>				
Energía transada en bolsa (GWh)	16,786	17,019	233	1.4%
Energía transada en contratos (GWh)	62,179	67,175	4,996	8.0%
Total energía transada (GWh)	78,965	84,195	5,229	6.6%
Desviaciones (GWh)	72.9	146.8	73.9	101.4%
Porcentaje de la demanda transada en bolsa (%)	28.8%	28.6%	-0.2%	-0.5%
Porcentaje de la demanda transada en contratos (%)	106.5%	112.9%	6.4%	6.0%
Valor transado en bolsa nacional (millones \$)	1,272,305	1,870,735	598,430	47.0%
Valor transado en contratos (millones \$)	7,340,697	8,109,520	768,822	10.5%
Precio promedio aritmético bolsa nacional (\$/kWh)	75.09	116.00	40.91	54.5%
Precio promedio ponderado bolsa nacional (\$/kWh)	75.80	109.92	34.12	45.0%
Precio promedio ponderado contratos (\$/kWh)	118.06	120.72	2.66	2.3%
Restricciones (millones \$)	692,067	642,523	-49,545	-7.2%
Responsabilidad comercial AGC (millones \$)	136,293	154,789	18,496	13.6%
Desviaciones (millones \$)	7,805	11,473	3,668	47.0%
Cargos CND y ASIC (millones \$)	67,609	72,189	4,580	6.8%
Total transacciones mercado sin contratos (millones \$)	2,176,080	2,751,710	575,630	26.5%
Total transacciones del mercado (millones \$)	9,516,777	10,861,229	1,344,452	14.1%
Rentas de congestión (millones \$)	9,714	264	-9,450	-97.3%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones \$)	1,607,888	1,701,490	93,601	5.8%
<b>LAC</b>				
FAZNI (1) (millones \$)	61,956	66,944	4,988	8.1%
FOES (2) (millones \$)	7,772	211	-7,560	-97.3%
FAER (3) (millones \$)	73,747	76,650	2,903	3.9%
PRONE (4) (millones \$)	51,898	52,817	920	1.8%
Cargos por uso (5) STN (millones \$)	1,235,389	1,249,923	14,534	1.2%
Cargos por uso STR (millones \$)	936,071	953,422	17,352	1.9%
Cargos por uso SDL (6) (millones \$)		2,507,059		

(1) FAZNI - Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas) 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.

## Anexos - Agentes del mercado

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	50	44
Transmisores	11	9*
Operadores de red	30	26*
Comercializadores	92	64
Fronteras usuarios regulados	7,189	-
Fronteras usuarios no regulados	5,422	-
Fronteras de alumbrado público	403	-

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

## Líneas de transmisión

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 115 kV	10,267.7
Transmisión 138 kV	15.5
Transmisión 220 230 kV	11,671.9
Transmisión 500 kV	2,436.7
TOTAL SIN	24,391.8

## Condiciones climáticas

2012 se caracterizó por ser un año donde predominaron condiciones climáticas muy variables: un comienzo asociado con la fase final de La Niña 2011-12, acompañado además de lluvias intensas en algunas regiones del país. Hacia mediados del año se observó el cambio en la tendencia de algunas variables climáticas del Pacífico tropical, hacia valores típicos de un evento El Niño, el cual no obstante, no llegó a desarrollarse debido a la falta de un perfecto acoplamiento entre las variables oceánicas y atmosféricas.

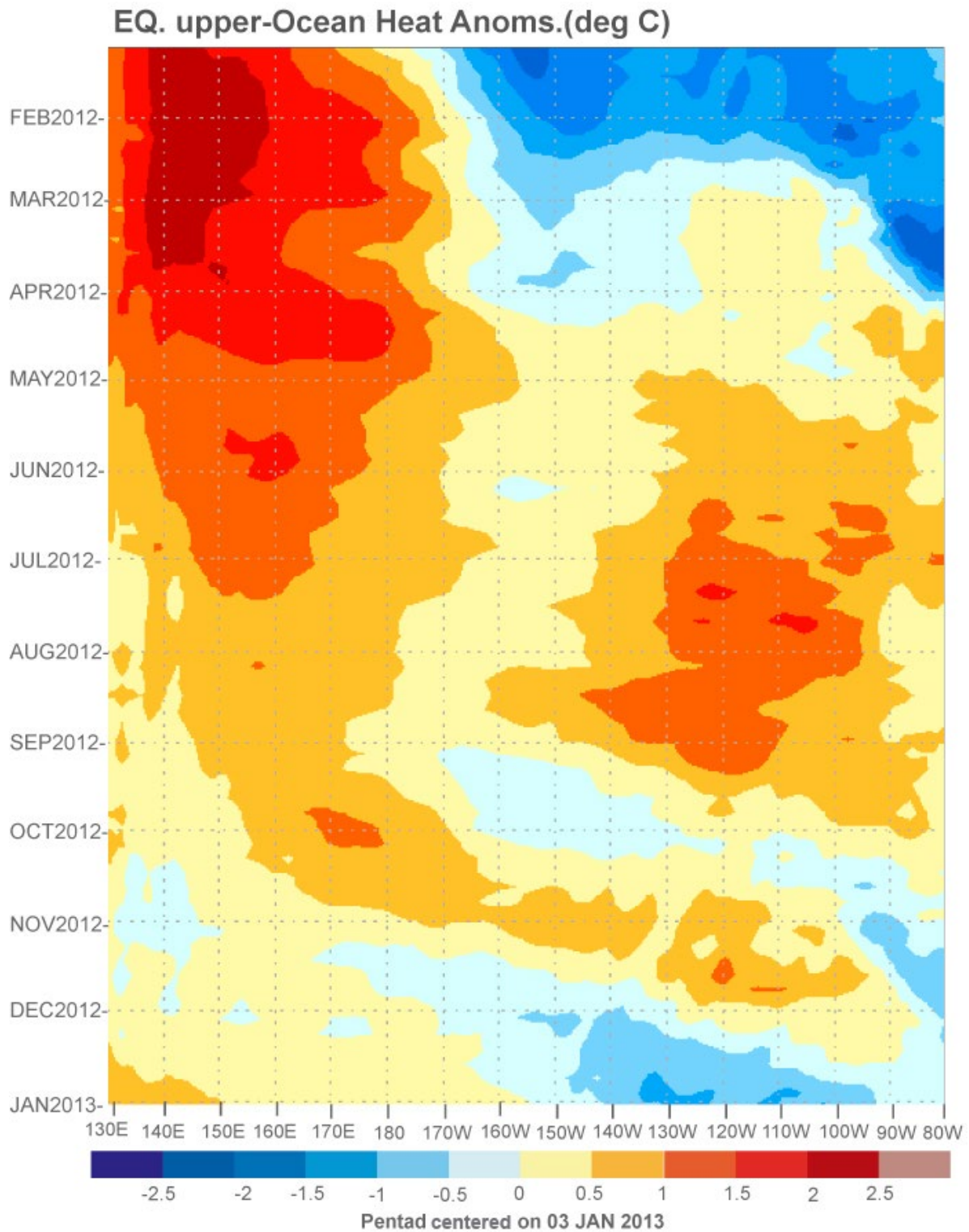
Con todo, el clima nacional no fue ajeno a esta dinámica del clima en el Pacífico, ya que se registraron impactos muy severos en algunas cuencas del país, incluyendo las asociadas con el Sistema Interconectado Nacional.

Es importante anotar de que a pesar de que el fenómeno El Niño no llegó a formarse según los estándares establecidos por la comunidad científica internacional, los aportes energéticos de las cuencas del SIN, expresados en porcentaje de la media fueron deficitarios durante 6 de los últimos siete meses del año.

En la figura 1 se presentan las anomalías de calor superficial a lo largo del Pacífico Ecuatorial. En el extremo derecho se hallan localizadas las costas de Sudamérica. Las regiones en color azul corresponden a anomalías negativas, o enfriamiento; en tanto que los colores amarillo a rojo denotan anomalías positivas, es decir, el calentamiento típico asociado con un fenómeno de El Niño (FEN).

Nótese en la figura 1, la fase final del fenómeno La Niña (FLN) 2011-12 en color azul y el paso inmediato a la fase de gestación del FEN con su degradado en amarillo a naranja, evento que a la postre no llegaría a presentarse en el Pacífico tropical. A este calentamiento se le atribuye en buena medida la reducción generalizada de lluvias sobre el territorio nacional.

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





## Aportes

En la gráfica 1 se compara la afluencia energética real acumulada en los embalses asociados al SIN, versus la afluencia promedio (promedios mensuales para todas las series hidrológicas). Se pueden observar los altos aportes en la primera mitad de 2012, asociados con el final del fenómeno de La Niña (FLN) y las condiciones de alta saturación en las cuencas hidrológicas, lo cual generó altos caudales (escorrentía superficial) durante los meses de abril y mayo de 2012 (mayor pendiente de la curva que muestra el año 2012).

Ya en la segunda mitad del año, y a medida que se gestaba el calentamiento en el Pacífico tropical, acompañado de su impacto en el clima nacional, se observó la reducción de aportes al SIN, tal como lo muestra el acercamiento entre las curvas. Sin embargo, esta fase seca no fue lo suficientemente severa para que 2012 finalizara siendo un año deficitario en aportes. Por el contrario, el aporte acumulado al finalizar 2012 fue de 3.8% superior a la media histórica.

En los anexos a este capítulo se muestra la evolución mensual de los aportes al SIN en porcentaje de la media desde enero de 2000 hasta diciembre de 2012.

Gráfica 1. Aportes energéticos acumulados durante el 2012, versus la media mensual

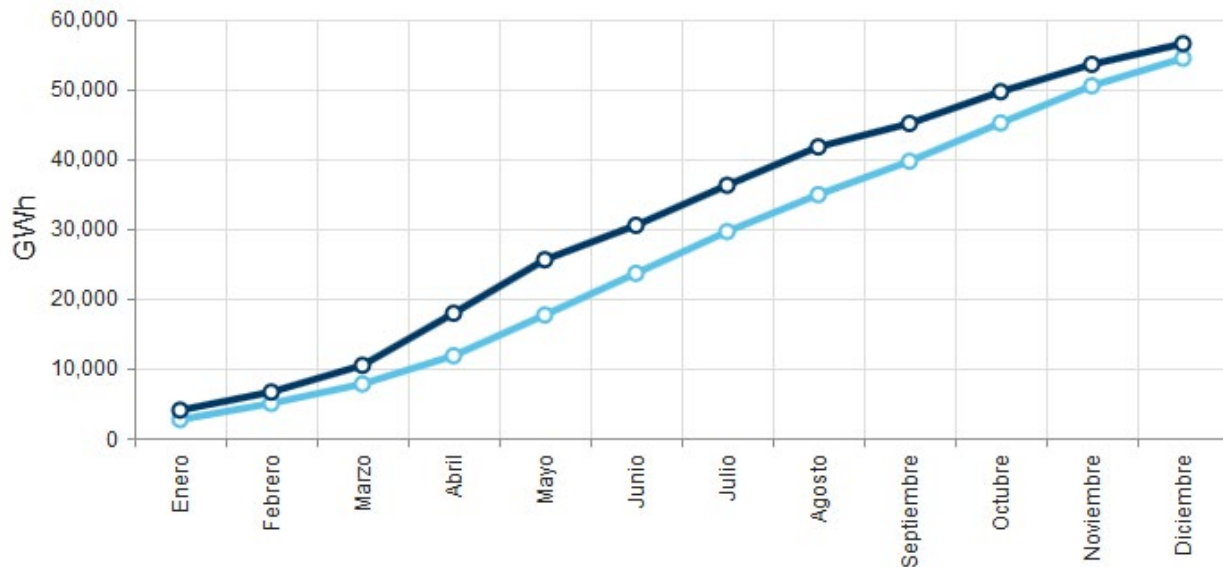


Tabla Gráfica 1.

Mes	Aportes	Media histórica	Aporte en % de la media	Acumulado aportes Año	Acumulado Medias Año
	GWh	GWh		GWh	GWh
Ene-12	4,005.71	2,661.97	150.48	4,005.71	2,661.97
Feb-12	2,595.79	2,317.39	112.01	6,601.50	4,979.36
Mar-12	3,821.67	2,773.57	137.79	10,423.17	7,752.93
Abr-12	7,452.19	4,045.80	184.20	17,875.37	11,798.73
May-12	7,654.57	5,825.21	131.40	25,529.94	17,623.94
Jun-12	4,922.57	5,956.20	82.65	30,452.51	23,580.14
Jul-12	5,734.37	5,977.11	95.94	36,186.88	29,557.25
Ago-12	5,495.72	5,288.60	103.92	41,682.59	34,845.85
Sep-12	3,341.10	4,779.30	69.91	45,023.70	39,625.15
Oct-12	4,547.48	5,475.22	83.06	49,571.18	45,100.37
Nov-12	3,917.84	5,318.40	73.67	53,489.01	50,418.77
Dic-12	2,957.71	3,940.72	75.06	56,446.73	54,359.49

## Reservas 2012

Al finalizar diciembre de 2012, las reservas hídricas útiles almacenadas en los embalses del SIN eran de 11,180.6 GWh, lo que equivale a un 20.0% menos de reservas que lo registrado en 2011 (13,967.9 GWh, equivalentes al 88.8% de la capacidad útil). Esta evolución del embalse estuvo afectada por los bajos aportes energéticos de las cuencas del SIN, ante el impacto de las condiciones climáticas asociadas con la fase de gestación del FEN. En particular, los aportes energéticos en seis de los últimos siete meses de 2012 estuvieron por debajo o muy por debajo de los promedios históricos.

Tabla 1. Evolución mensual de las reservas del SIN

	Volumen Útil Diario (1)	Volumen Útil Diario (2)	Capacidad Útil (3)
Fecha	GWh	%	GWh
Ene/2012	12,801.5	84.0	15,240.4
Feb/2012	10,941.4	71.8	15,240.4
Mar/2012	9,910.8	65.0	15,240.4
Abr/2012	11,721.6	76.9	15,240.4
May/2012	12,772.9	83.8	15,240.4
Jun/2012	12,794.9	84.0	15,240.4
Jul/2012	13,104.1	86.0	15,240.4
Ago/2012	13,266.2	87.0	15,240.4
Sep/2012	12,295.6	80.7	15,240.4
Oct/2012	12,452.5	81.7	15,240.4
Nov/2012	12,187.0	80.0	15,239.0
Dic/2012	11,180.6	73.4	15,236.9

(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 históricas

En la gráfica 2 se presenta la evolución del embalse durante el año 2012 comparado con evoluciones de años recientes, en especial para dupla de años en que se han registrado eventos El Niño de acuerdo con el índice Oceánico El Niño (ONI: Oceanic El Niño Index). El año 2012 se considera como un primer año El Niño.

Gráfica 2. Comparación evolución embalse agregado año 2012 con eventos el niño recientes

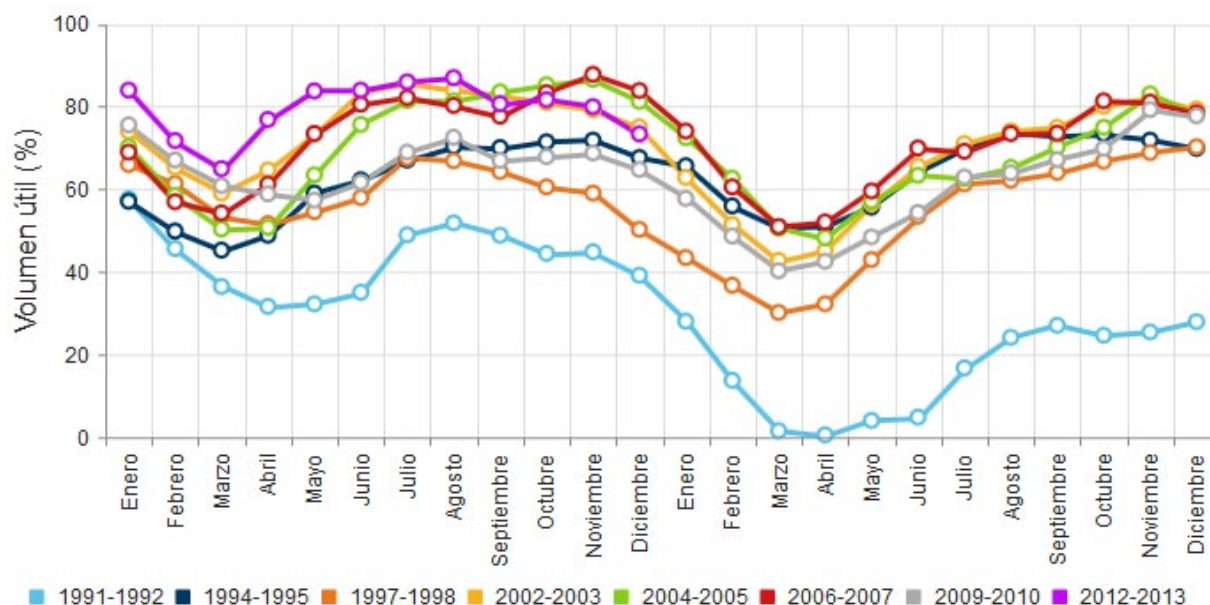


Tabla Gráfica 2.

Evolución del embalse agregado SIN Primer y Segundo Año (Niños desde 1991 según ONI) en % volumen útil

	1991-1992	1994 - 1995	1997 - 1998	2002 - 2003	2004 - 2005	2006 - 2007	2009-2010	2012-2013
Enero	57.7	57.1	66.0	74.0	70.3	69.0	75.6	84.0
Febrero	45.7	49.9	61.4	65.3	58.5	57.0	67.1	71.8
Marzo	36.5	45.3	53.4	59.1	50.4	54.3	60.9	65.0
Abril	31.7	48.9	51.7	64.7	50.8	61.3	58.9	76.9
Mayo	32.3	59.1	54.6	73.5	63.5	73.5	57.4	83.8
Junio	35.1	62.3	58.0	83.6	75.7	80.6	61.7	84.0
Julio	49.0	67.1	67.6	85.9	81.5	82.2	69.0	86.0
Agosto	51.9	70.4	66.9	84.1	81.4	80.3	72.6	87.0
Septiembre	48.9	70.1	64.3	82.8	83.6	77.7	67.0	80.7
Octubre	44.5	71.5	60.6	81.0	85.3	83.4	67.9	81.7
Noviembre	44.9	71.9	59.1	79.3	86.6	87.8	68.8	80.0
Diciembre	39.2	67.7	50.3	75.1	81.3	83.9	64.8	73.4
Enero	28.1	65.7	43.5	62.9	72.5	74.1	57.8	

Continúa en la siguiente página.

Evolución del embalse agregado SIN Primer y Segundo Año (Niños desde 1991 según ONI) en % volumen útil								
	1991- 1992	1994 - 1995	1997 - 1998	2002 - 2003	2004 - 2005	2006 - 2007	2009- 2010	2012- 2013
Febrero	13.8	56.0	36.8	51.5	62.7	60.6	48.7	
Marzo	1.6	50.8	30.2	42.8	50.6	51.0	40.3	
Abril	0.6	51.3	32.3	45.2	48.3	52.1	42.6	
Mayo	4.1	55.7	43.0	56.5	57.2	59.6	48.5	
Junio	4.9	64.3	53.5	65.6	63.4	70.0	54.4	
Julio	16.8	70.1	61.3	71.1	62.6	69.2	63.0	
Agosto	24.2	73.8	62.2	74.1	65.3	73.5	64.0	
Septiembre	27.1	73.1	64.1	75.0	70.3	73.6	67.2	
Octubre	24.7	73.5	66.8	80.1	75.0	81.4	69.9	
Noviembre	25.5	71.9	68.9	82.5	83.1	81.1	79.3	
Diciembre	28.0	69.9	70.3	79.4	78.2	78.5	77.8	

Nota: Para el período enero 1991 hasta junio 2004, se utilizó la información de reservas netas de embalses publicada en los informes anuales de operación del SIN, y en caso de no existir, se calculó el volumen útil del embalse restando el volumen mínimo técnico. A partir de julio de 2004 se utiliza el volumen útil diario (Acuerdo CNO 294).

Es interesante observar como el fenómeno El Niño 2009 - 2010 estuvo entre dos eventos La Niña (períodos 2008 - 2009 y 2010 - 2011), lo que permitió que al final del evento El Niño 2009 - 2010 las reservas alcanzasen un nivel ligeramente por debajo del 80%.

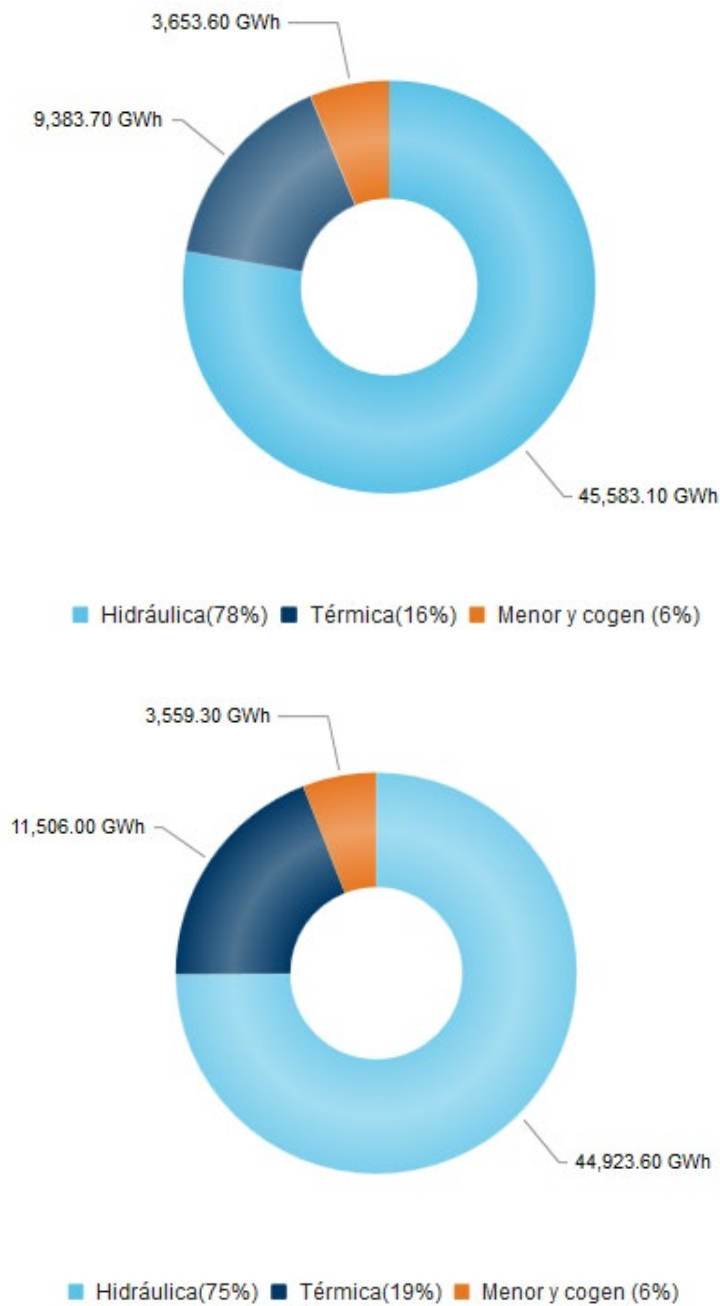
En relación con el año 2012 se observa que en la primera mitad de este año los niveles del embalse útil casi siempre estuvieron por encima de los alcanzados los mismos meses de los otros primeros años El Niño presentados como referencia, y sólo hacia el final de 2012 se empieza a observar el impacto de los bajos aportes hidrológicos al SIN, obteniéndose una evolución de embalse similar al registrado durante el evento el Niño 2002 - 2003.

## Generación del SIN

Al finalizar 2012 la generación anual de energía eléctrica en Colombia fue de 59,988.9 GWh, 2.3% por encima de la registrada en 2011 para este mismo período (58,620.4 GWh). Esta evolución positiva se debió principalmente al incremento en la demanda.

Durante 2012, la composición de la generación estuvo impactada por un primer semestre con finalización del fenómeno de La Niña y un segundo semestre impactado por bajos aportes, asociado entre otros con el calentamiento del Pacífico Tropical. Así, la generación térmica se incrementó en un 22.6%, pasando de una participación del 16% en 2011, a un 19% en 2012 (ver gráfica 3).

Gráfica 3. Composición de la generación del SIN en 2011 (GWh)



## Consumo de combustibles

En la tabla 2 se muestra el consumo de combustibles en los tres últimos años de las plantas de generación térmica del SIN. Es notorio el incremento en el consumo de combustibles durante 2012, en comparación con lo registrado en el 2011 (del orden del 19%). Esto se explica en gran medida por el aumento de la generación térmica en 2012 (creció en un 22.6% frente a 2011), debido a la disminución en los aportes hídricos durante el segundo semestre de 2012, esta última asociada con el calentamiento del océano Pacífico tropical.

Tabla 2. Consumo de combustible en el SIN (GBTU) 2009 a 2012

Combustible (1)	2009	2010	2011	2012	Participación en 2012
Gas	92,694.4	102,178.9	71,359.4	75,576.4	71.0%
Carbón (2)	37,108.1	32,162.4	16,748.9	26,894.9	25.3%
ACPM (*)	2,154.4	3,737.9	38.3	1,635.8	1.5%
Combustoleo (*)	1,096.0	2,012.4	1,589.0	2,326.0	2.2%
Jet A1	61.9	12.8	0.0	78.8	0.1%
Total	133,114.8	140,104.4	89,735.6	106,511.9	100.0%

(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 la 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.

Se observa que el del consumo de las térmicas es mayoritariamente Gas y Carbón, que corresponden en 2012 al 96.2% de total consumido por el parque térmico.

## Capacidad efectiva neta

La capacidad efectiva neta instalada en el SIN al finalizar 2012 fue 14,361 MW. Su distribución por tipo de recurso se muestra en la tabla 3. Comparada con la del 31 de diciembre de 2011, es levemente inferior (disminuyó 56 MW, equivale al -0.4%), debido principalmente a la actualización de los combustibles principales que respaldan las obligaciones de energía firme para el cargo por confiabilidad para la vigencia diciembre 1 de 2012 - noviembre 30 de 2013, lo que ocasionó una disminución en capacidad de 112 MW de noviembre a diciembre de 2012. Los cambios de combustible a resaltar por el cargo por confiabilidad fueron: Termodorada gas por jet, Termosierra y Termocandelaria gas por ACPM, Termocentro gas por gas-jet A1.

Tabla 3. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2011 y 2012

Recursos	2011 MW	2012 MW	Participación %	Variación (%) 2012 - 2011
Hidráulicos	9,185	9,185	64.0%	0.0%
Térmicos	4,545	4,426	30.8%	-2.6%
Gas	3,053	2,122		
Carbón	991	997		
Fuel - Oil	314	0		
Combustóleo	187	307		
ACPM	0	678		
Jet1	0	46		
Gas-Jet A1	0	276		
Menores	635	693	4.8%	9.1%
Hidráulicos	533	591		
Térmicos	83	83		
Eólica	18	18		
Cogeneradores	55	57	0.4%	4.6%
Total SIN	14,420	14,361	100%	-0.4%

Frente a 2011 los cambios más significativos en capacidad se registraron en las menores, cuya capacidad creció en un 9.1% (58 MW) por la entrada en operación comercial de las plantas: Alto Tuluá de 19.9 MW el 28 de mayo, Hidromontañas de 19.9 MW el 14 de junio, Barroso de 19.9 MW el 30 de noviembre. También hubo salida de plantas menores durante 2012: a partir de 01 de diciembre ESSA retira del mercado las plantas Servitá de 0.65 MW, Zaragoza de 1.3 MW y Palenque 3 de 13 MW.

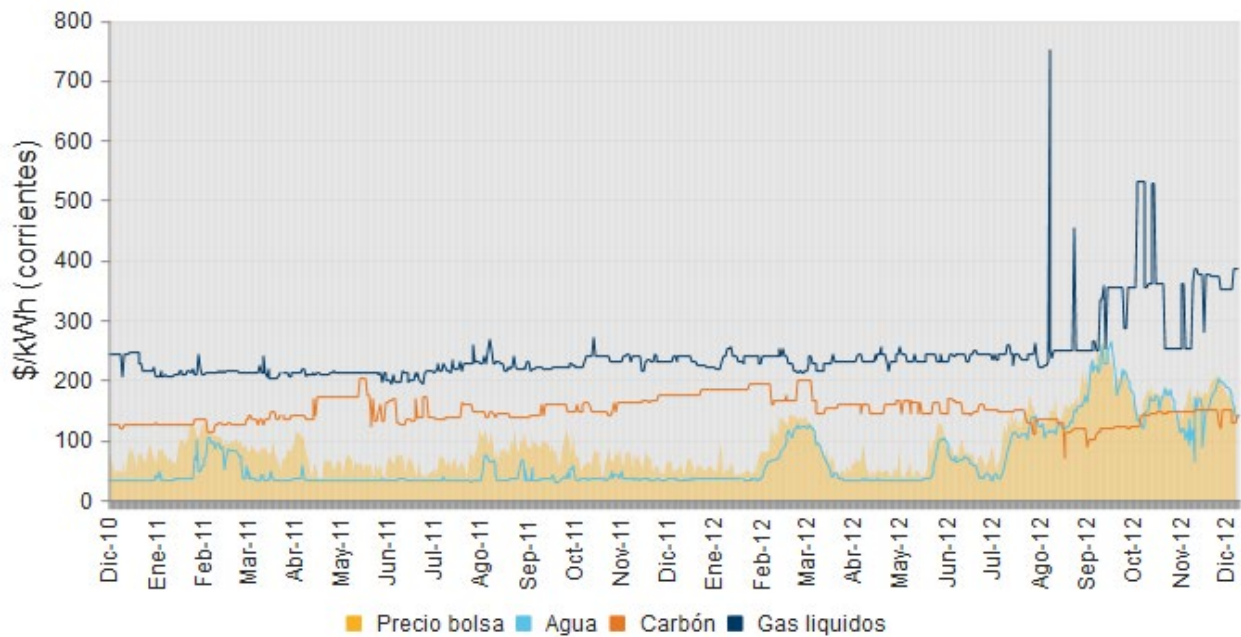
Es importante mencionar que entre 2011 y 2012 hubo cambios en la capacidad efectiva de las térmicas asociada a los combustibles líquidos, explicados principalmente por la estandarización de nombres realizada en el 2012 para los combustibles líquidos. De esta forma, con base en las circulares CREG de declaración de parámetros para la ENFICC y la clasificación de Ecopetrol, se adoptaron los siguientes nombres: ACPM para los combustibles DIESEL, ACPM o FUEL OIL No.2 y Combustóleo para los combustibles FUEL OIL, FUEL OIL No. 6 y Combustóleo.



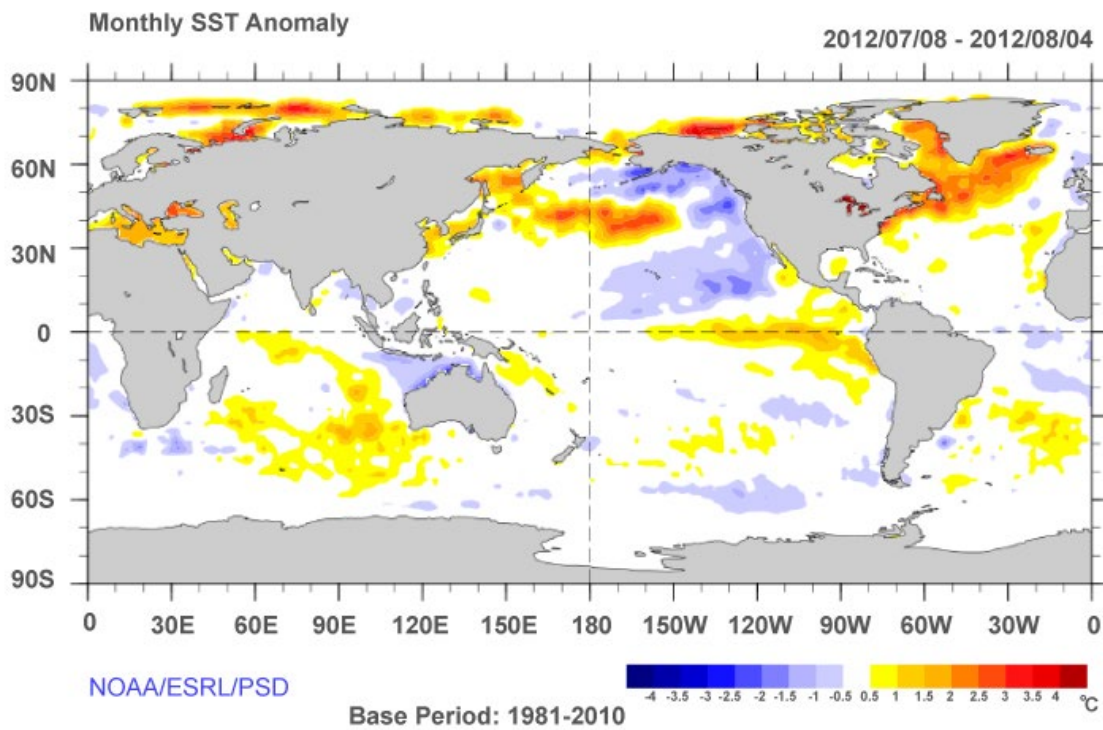
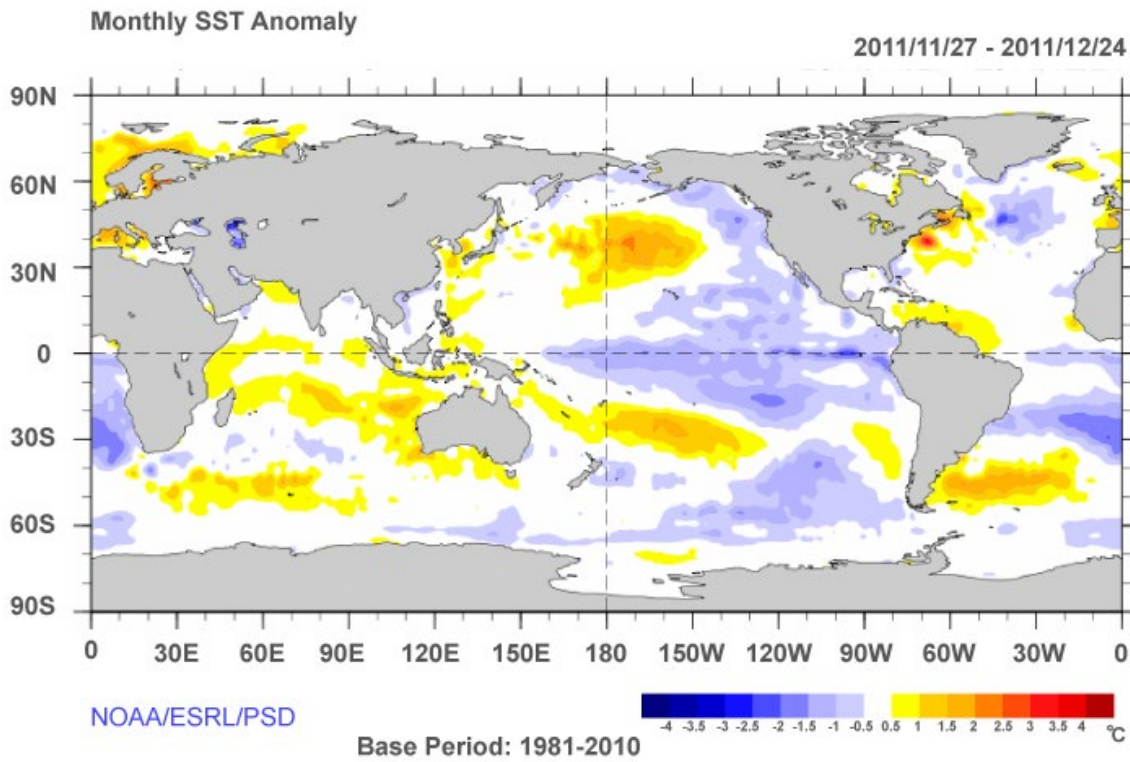
## Precios de oferta

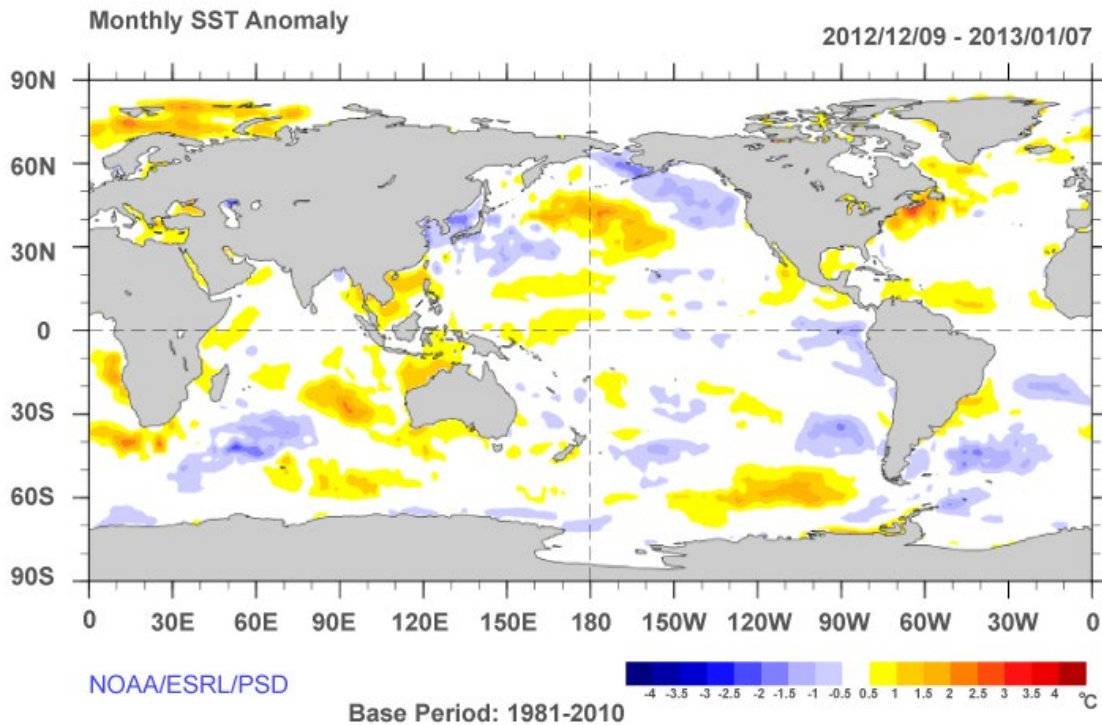
La gráfica 4 muestra la evolución de los precios de oferta agrupados por combustible. Los precios de oferta por tecnología se calculan con la mediana de los precios de oferta de los combustibles principales, donde los recursos a gas incluyen los recursos que mezclan gas-carbón y gas-líquidos. Y los recursos carbón, los que utilizan carbón como único combustible. Es importante mencionar que desde el 22 de septiembre de 2010 está vigente la Resolución CREG 138 que modificó la Resolución CREG 006 de 2009, indicando la confidencialidad de información sólo para las ofertas de precios presentadas por las empresas generadoras. Estas ofertas se hacen públicas a partir del primer día hábil del mes siguiente a aquel en que fueron presentadas.

Gráfica 4. Precios de oferta por combustible principal



## Anexos - Campos de anomalías TSM





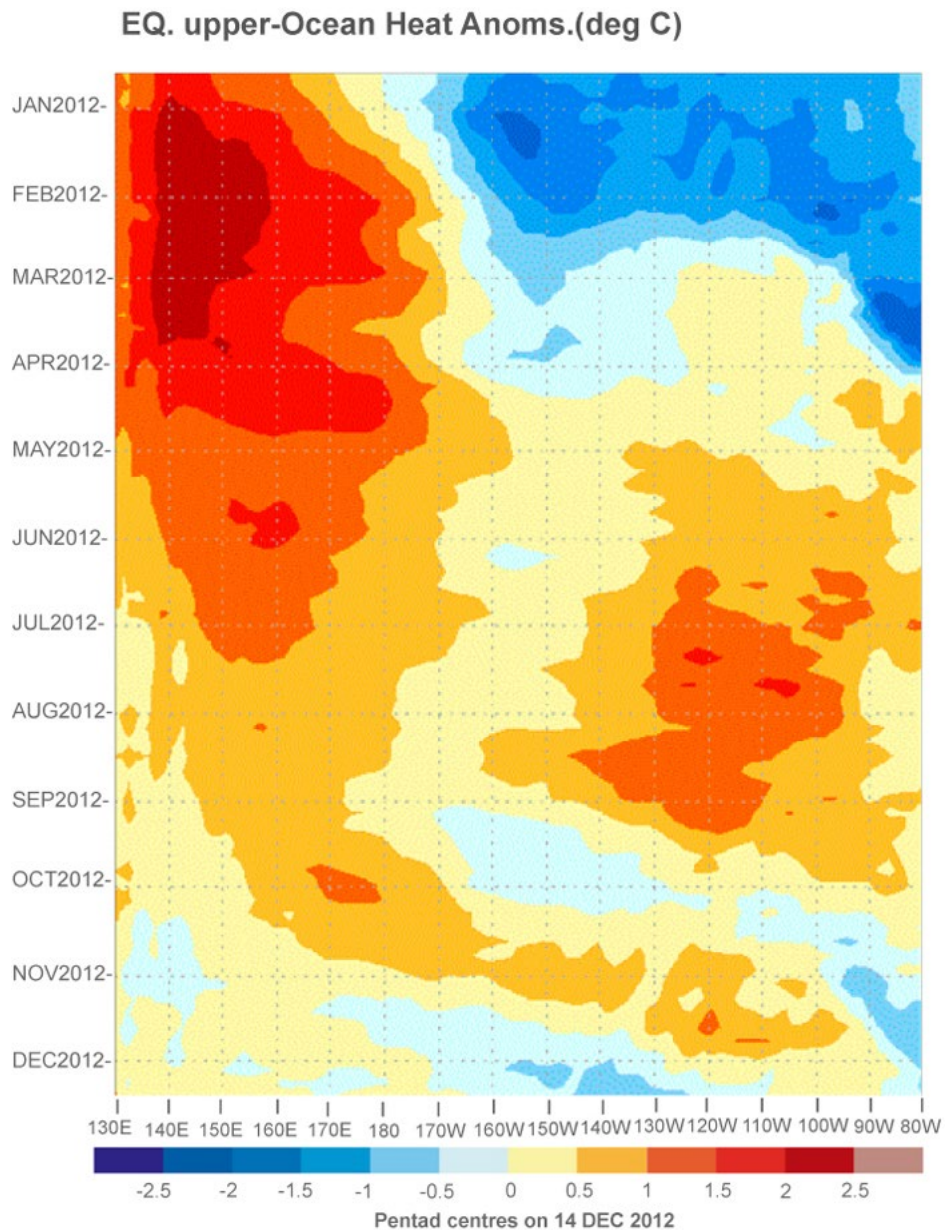
Las imágenes de la figura 2 muestran el comportamiento de las anomalías de la temperatura superficial del mar (TSM) sobre todo el océano mundial durante tres instantes de 2012: comienzos, mediados y final de año. Las zonas azules corresponden a enfriamiento (anomalías negativas), en tanto que el degradado amarillo-naranja se asocia con condiciones cálidas (anomalías positivas).

En este sentido, es necesario tener en cuenta que el fenómeno de La Niña se caracteriza por la presencia de anomalías negativas (azul) a lo largo del Pacífico ecuatorial, lo cual se evidencia en la primera imagen. Hacia mediados del año las anomalías positivas que se extendieron sobre la mayor parte del Pacífico ecuatorial tropical reflejaron la fase de gestación de El Niño, en tanto que la imagen inferior muestra la desaparición del calentamiento y su posterior transición hacia condiciones neutrales-ligeramente frías.

### Anexos - Anomalías del contenido de calor en el Pacífico ecuatorial

La figura 3 muestra la variación espacio - temporal de las anomalías de calor en los primeros 300 m de profundidad a lo largo de todo el Pacífico ecuatorial durante 2012. Las anomalías positivas corresponden a calentamiento, en tanto que el enfriamiento se representa en color azul.

Figura 3. Evolución de las anomalías del contenido de calor en los primeros 300 m de profundidad a lo largo del Pacífico ecuatorial, durante 2012. (Fuente: NOAA)

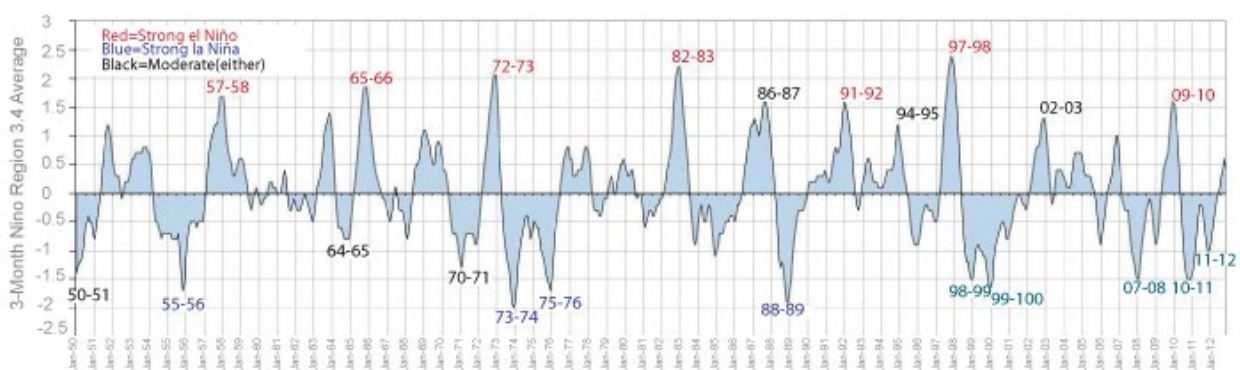


Obsérvese que desde enero a abril predominaron condiciones frías frente a las costas Sudamericanas (parte derecha de la figura), las cuales fueron paulatinamente reemplazadas por anomalías positivas (calentamiento) durante el resto del año. Sólo durante los meses noviembre-diciembre se registró el debilitamiento de esos pulsos cálidos y su transición a condiciones normales.

## Anexos - Índice oceánico de El Niño (ONI)

El Índice Oceánico de El Niño (ONI en inglés), cuyo comportamiento se puede observar en la figura 4, 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 4. Índice Oceánico Niño (ONI). Fuente: ggweather.com



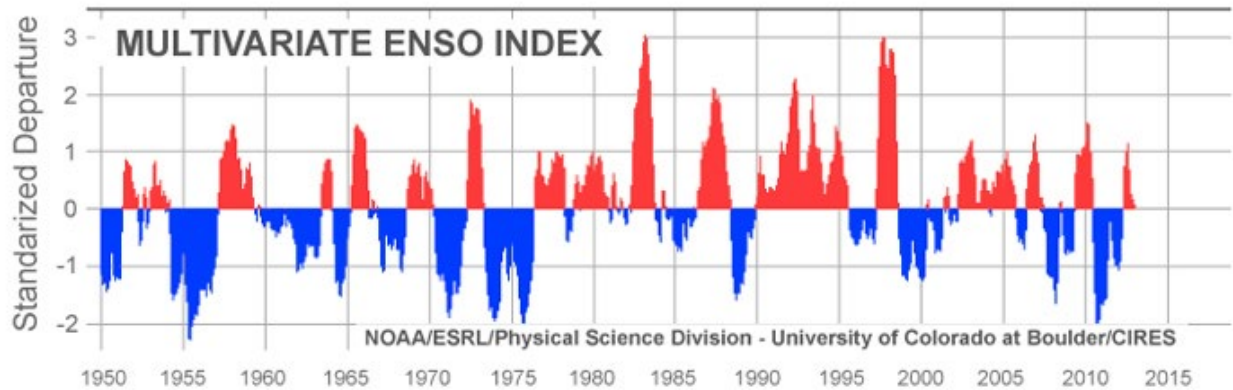
Se considera un evento como cálido (El Niño) cuando se observan cinco meses consecutivos con anomalías iguales o mayores a +0.5°C. Por su parte, la ocurrencia de anomalías menores o iguales a -0.5°C se asocia a un evento frío (La Niña). Con el fin de catalogar la fortaleza del evento, algunos investigadores subdividen a su vez este intervalo en débil (con anomalías de 0.5 a 0.9), moderado (entre 1.0 y 1.4) y fuerte (1.5).

El último valor del ONI fue de 0.4 para el trimestre oct-dic/2012, lo cual corresponde a condiciones normales. Cabe anotar que el valor de ONI sólo superó el umbral del fenómeno El Niño una vez en 2012, durante el trimestre sep-nov/2012.

## Anexos - Índice multivariado ENSO

El índice multivariado ENSO (ver figura 5) se construye mediante un proceso estadístico especial de agregación de las seis (6) variables de interacción océano-atmósfera más relevantes para el análisis del comportamiento anómalo en el Pacífico tropical. El color azul corresponde a enfriamiento en tanto que el calentamiento se presenta en rojo. Los picos a uno u otro lado dan muestra de la fortaleza de un evento La Niña o El Niño, respectivamente.

Figura 5. Índice Multivariado del ENSO. Fuente: NOAA

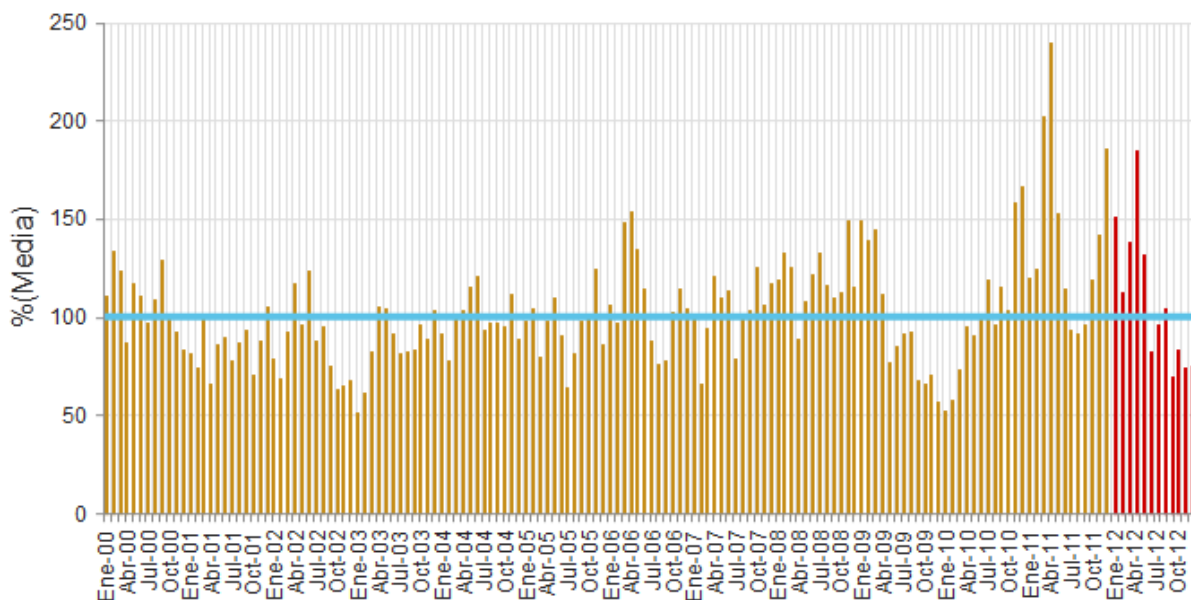


### Anexos - Aportes históricos

La gráfica 5 muestra la evolución de aportes energéticos (en su componente hidráulica) al SIN, en lo que va corrido del siglo, expresados en porcentaje de la media. Como referencia se incluye una línea horizontal azul clara, correspondiente a los aportes promedio (100%). En dicha figura se puede ver muy bien, el impacto de 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.

Gráfica 5. Evolución histórica de los aportes energéticos al SIN.

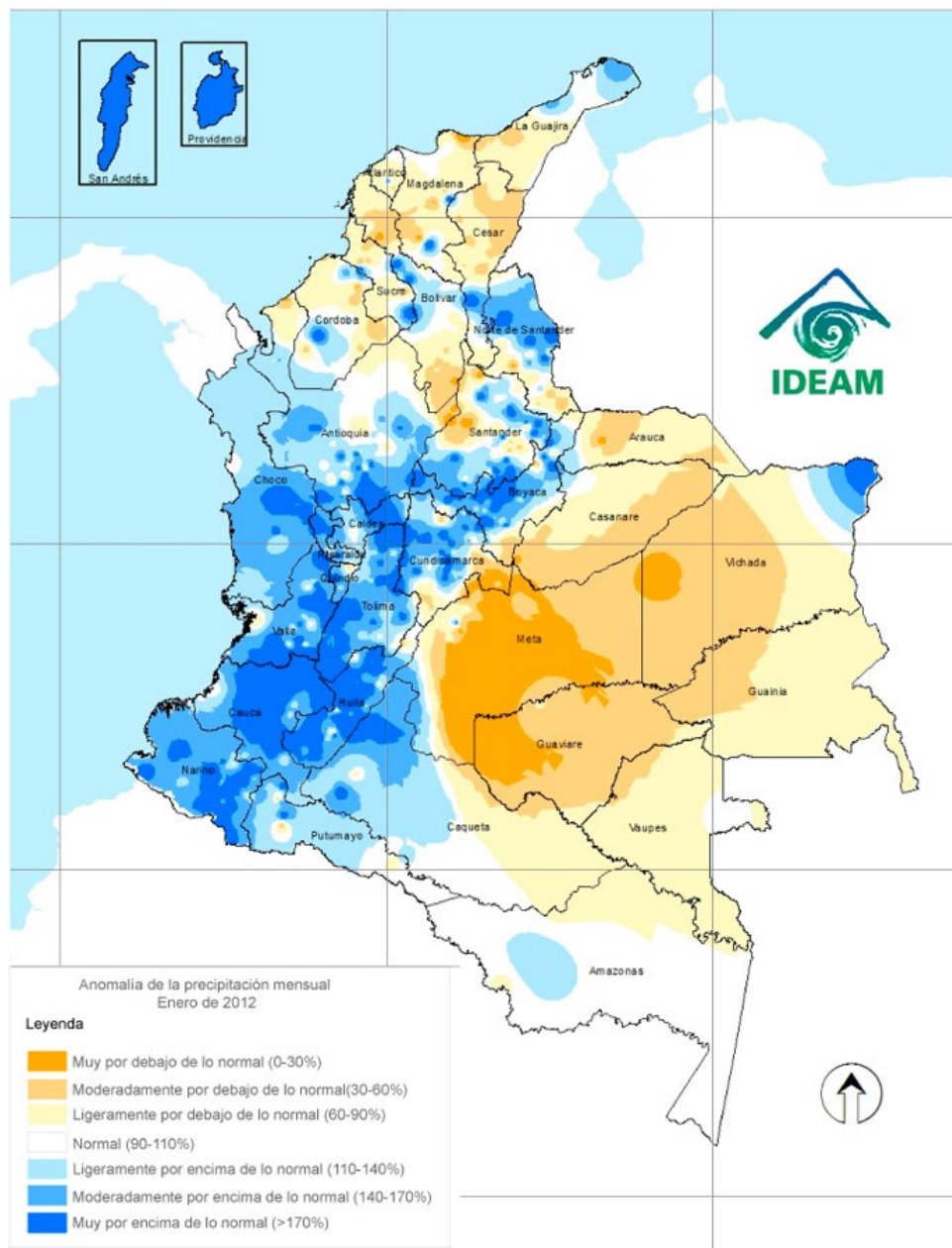
Fuente: agentes generadores del SIN.

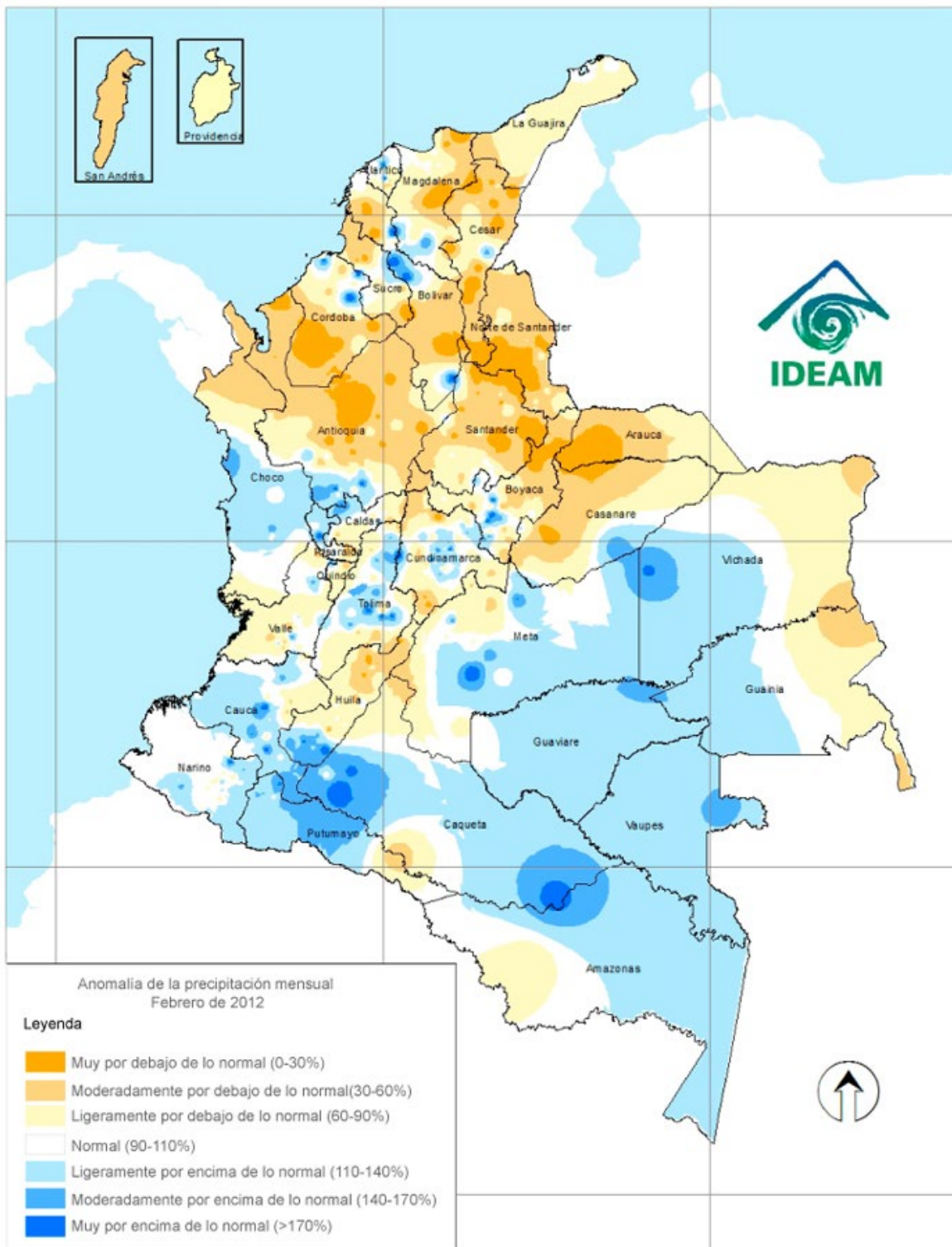


## Anexos - Anomalías precipitación Colombia

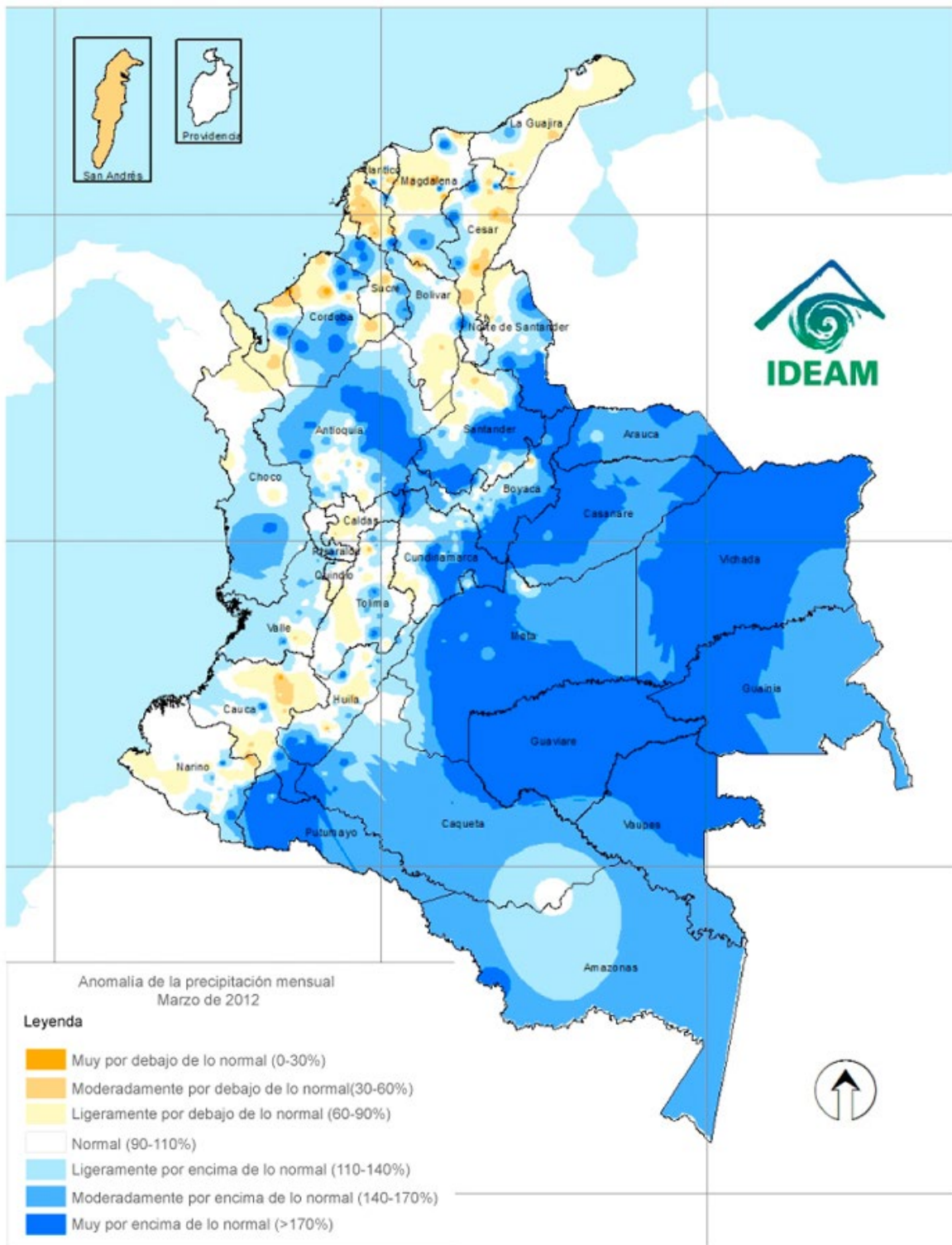
La figura 6 muestra el comportamiento de las precipitaciones sobre el territorio nacional durante 2012. Para una fácil interpretación, estas precipitaciones se expresan como anomalías y su escala de categorías se presenta en la parte inferior izquierda de cada una de ellas.

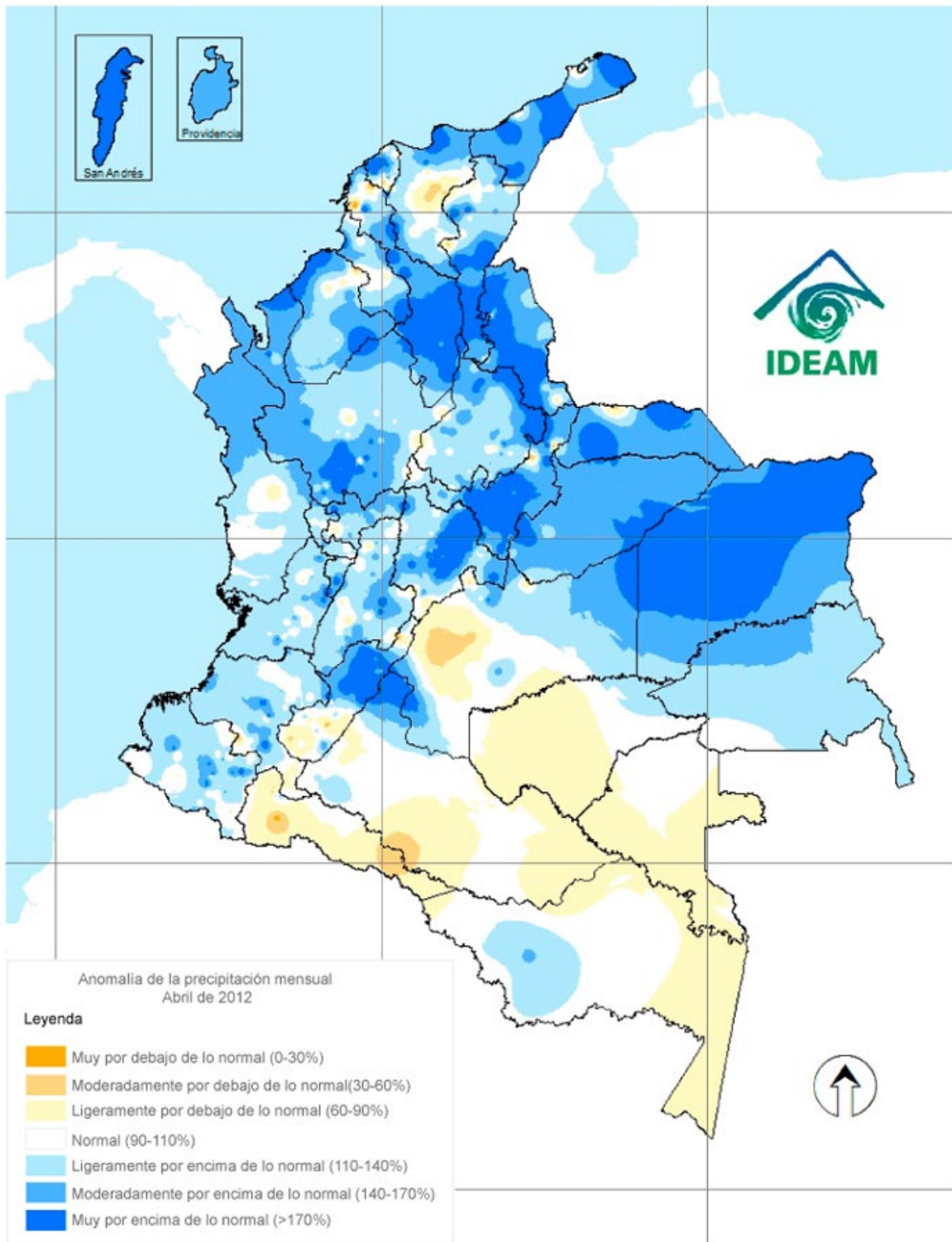
Figura 6. Anomalías mensuales de la precipitación sobre Colombia año 2012  
(Fuente: IDEAM)

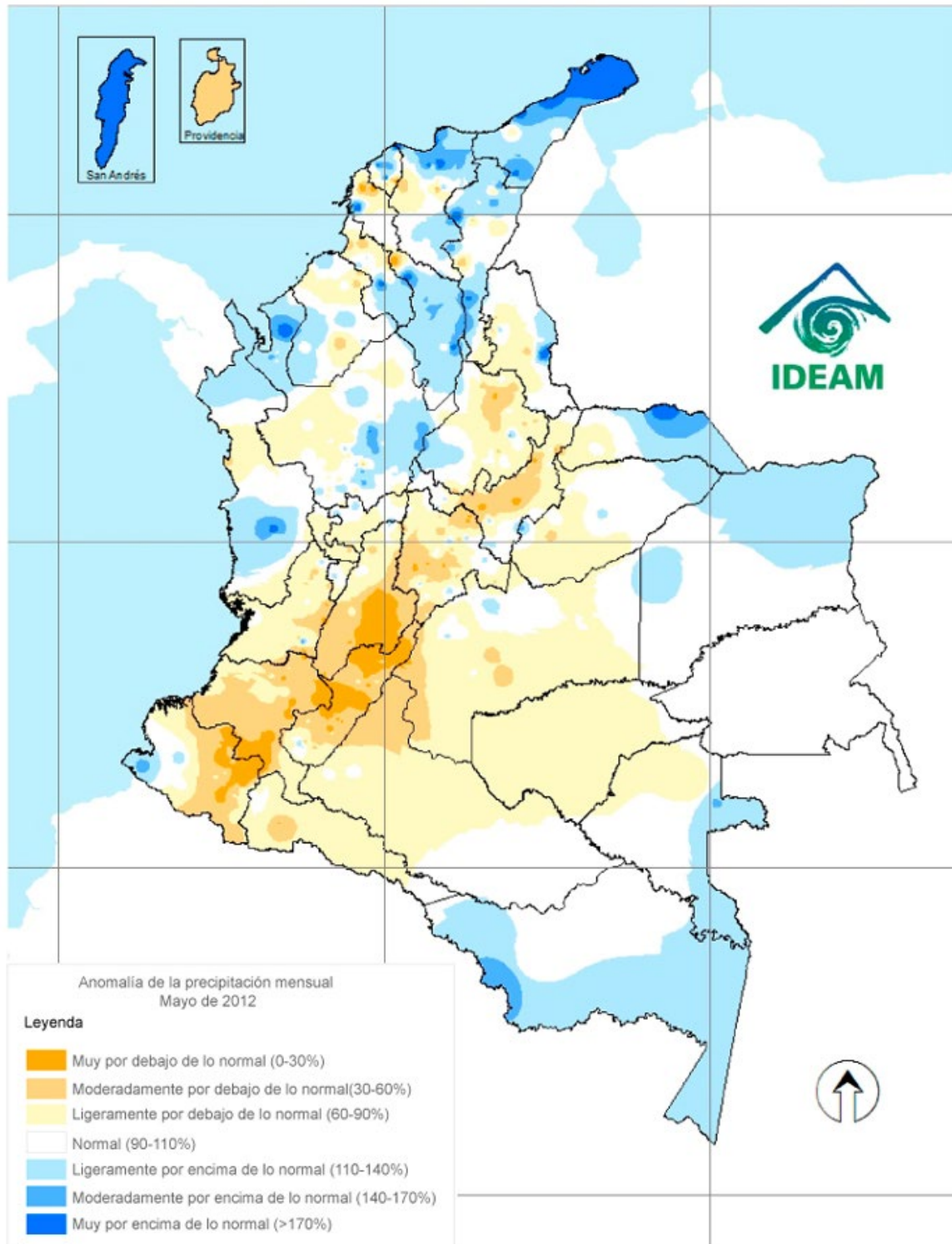


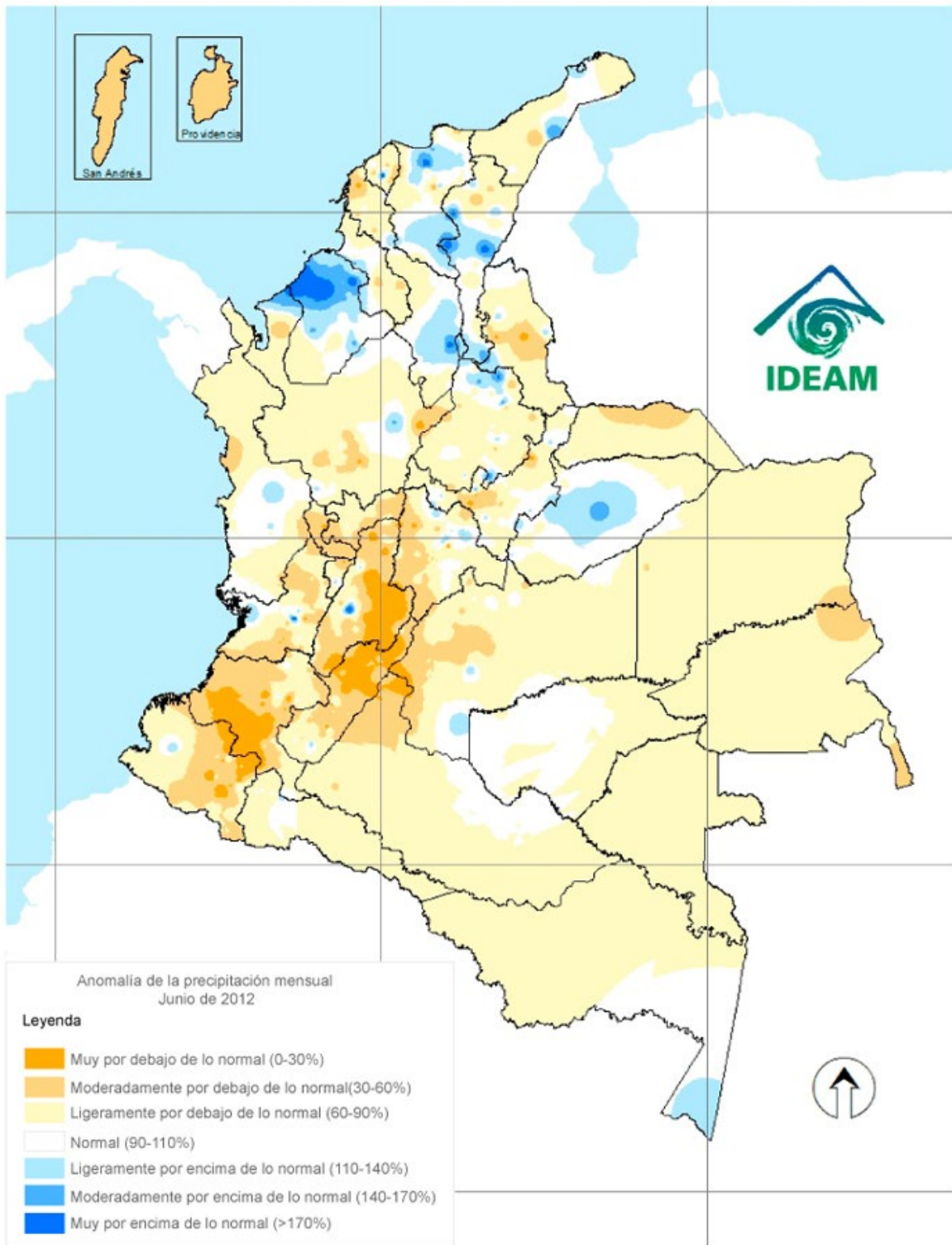


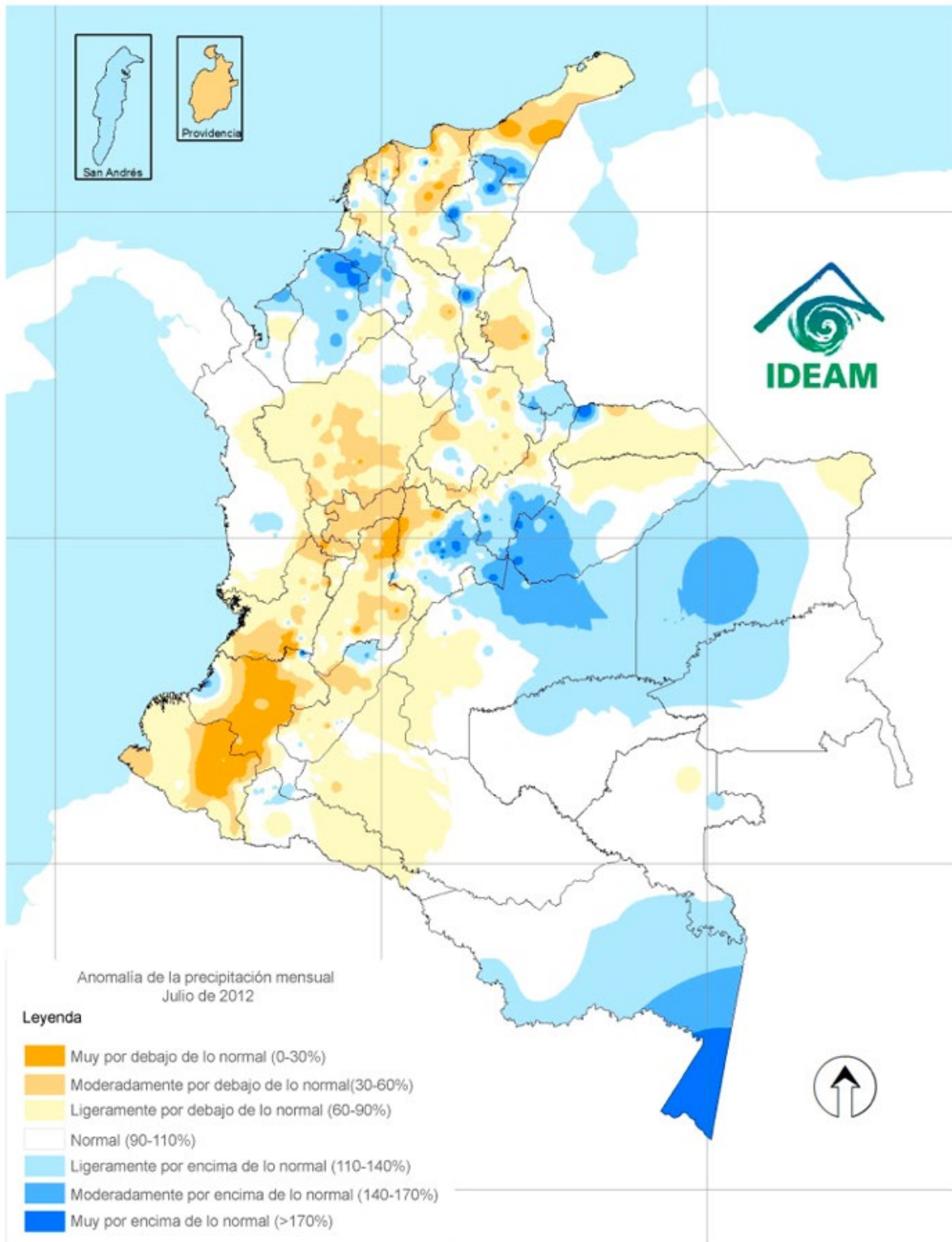


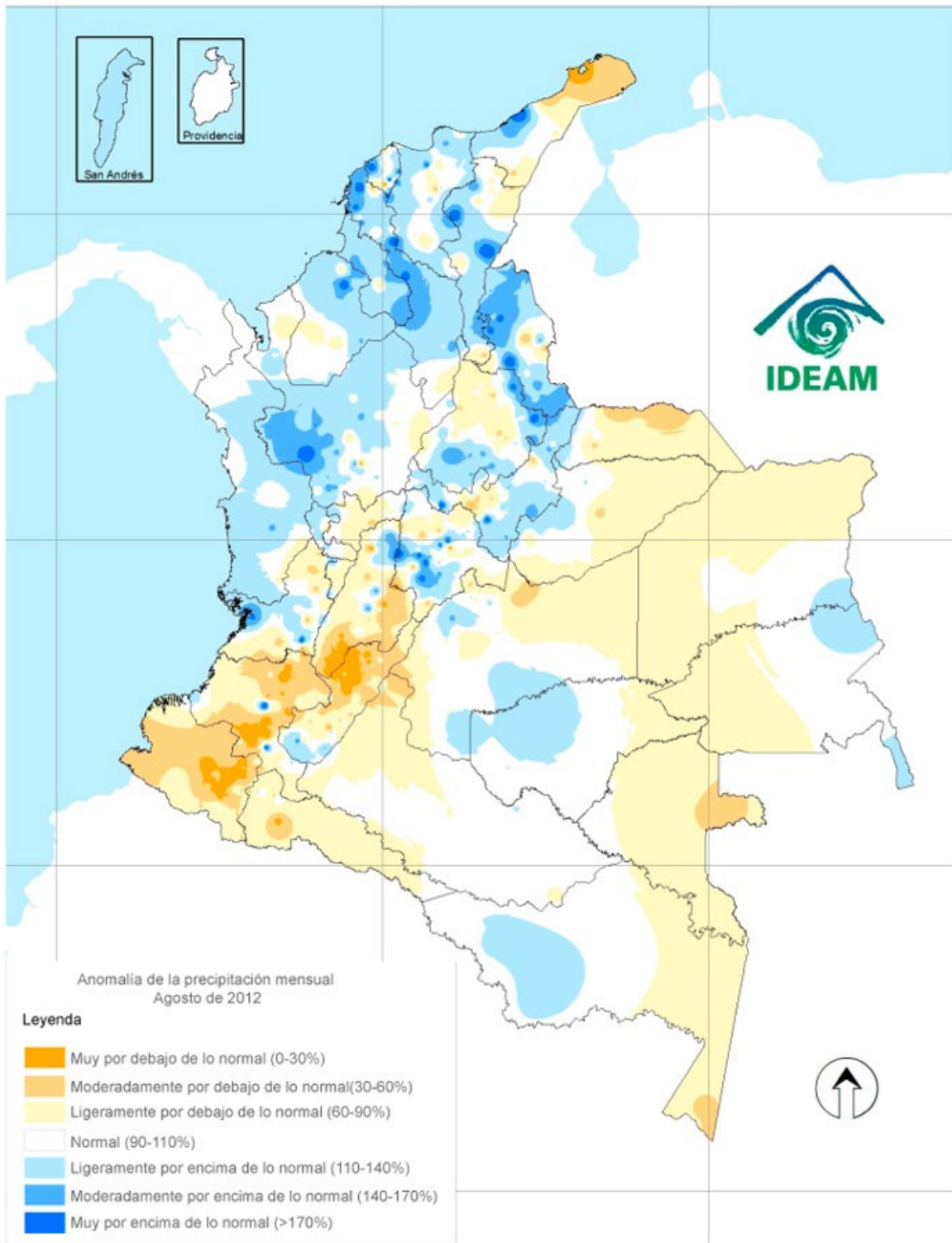


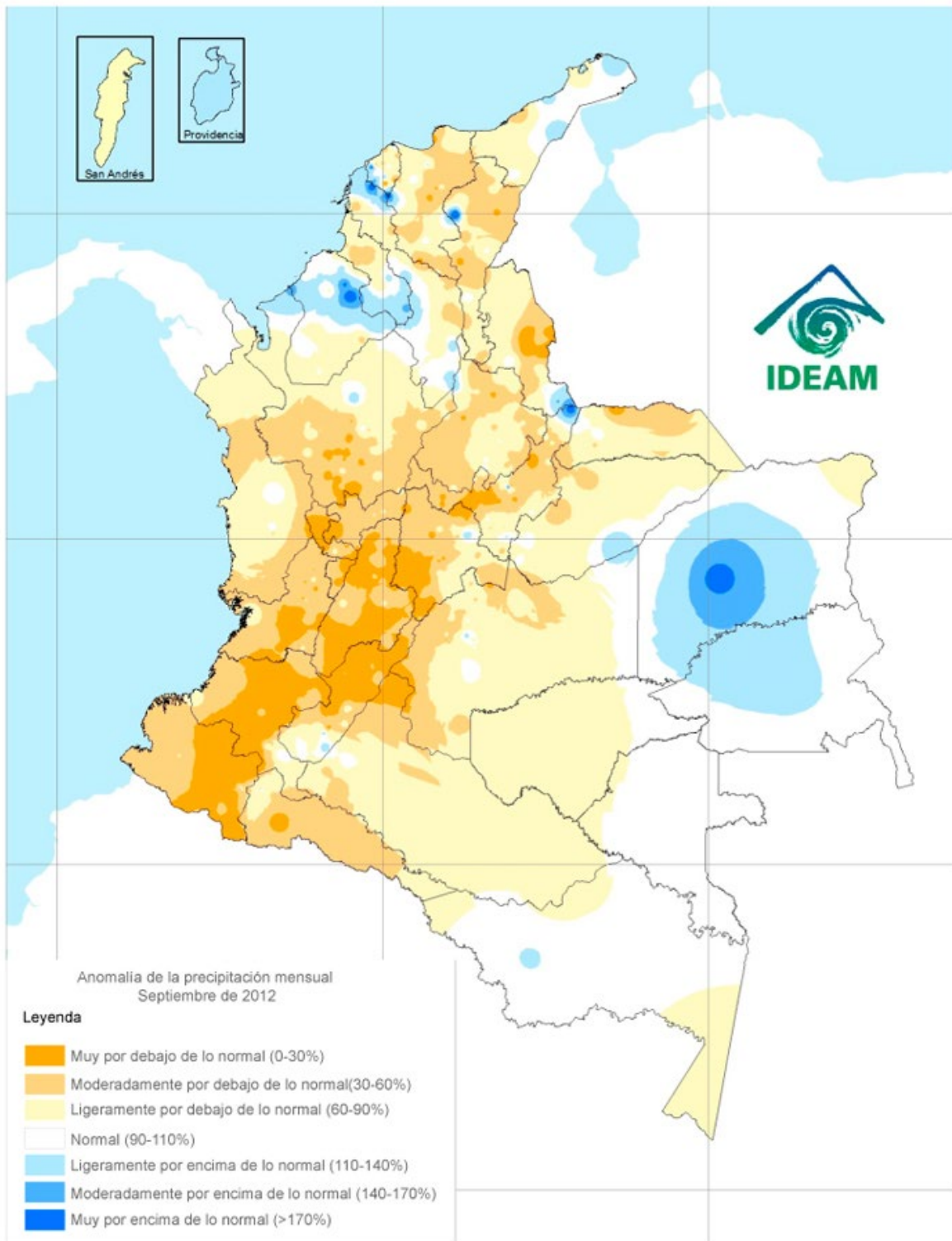


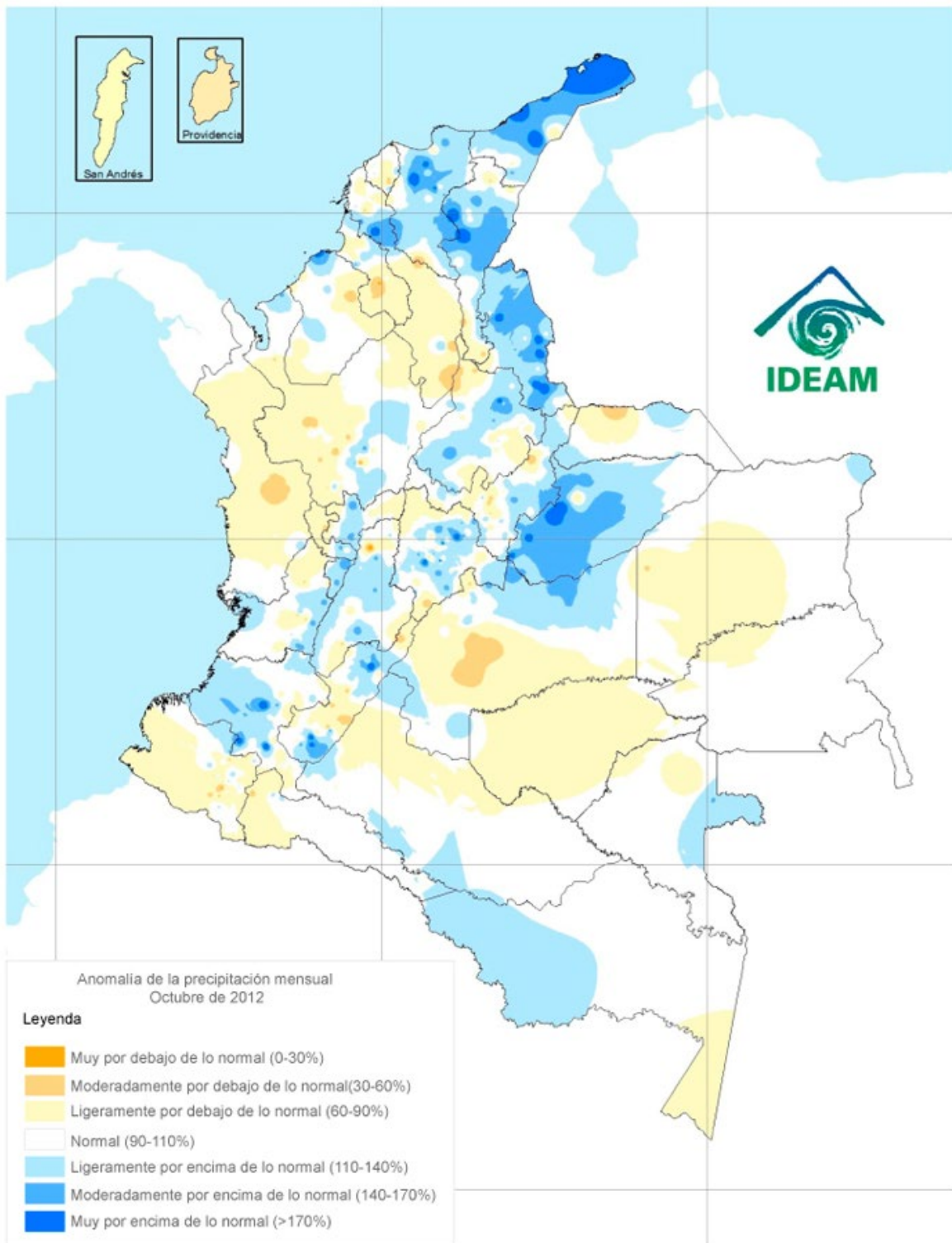




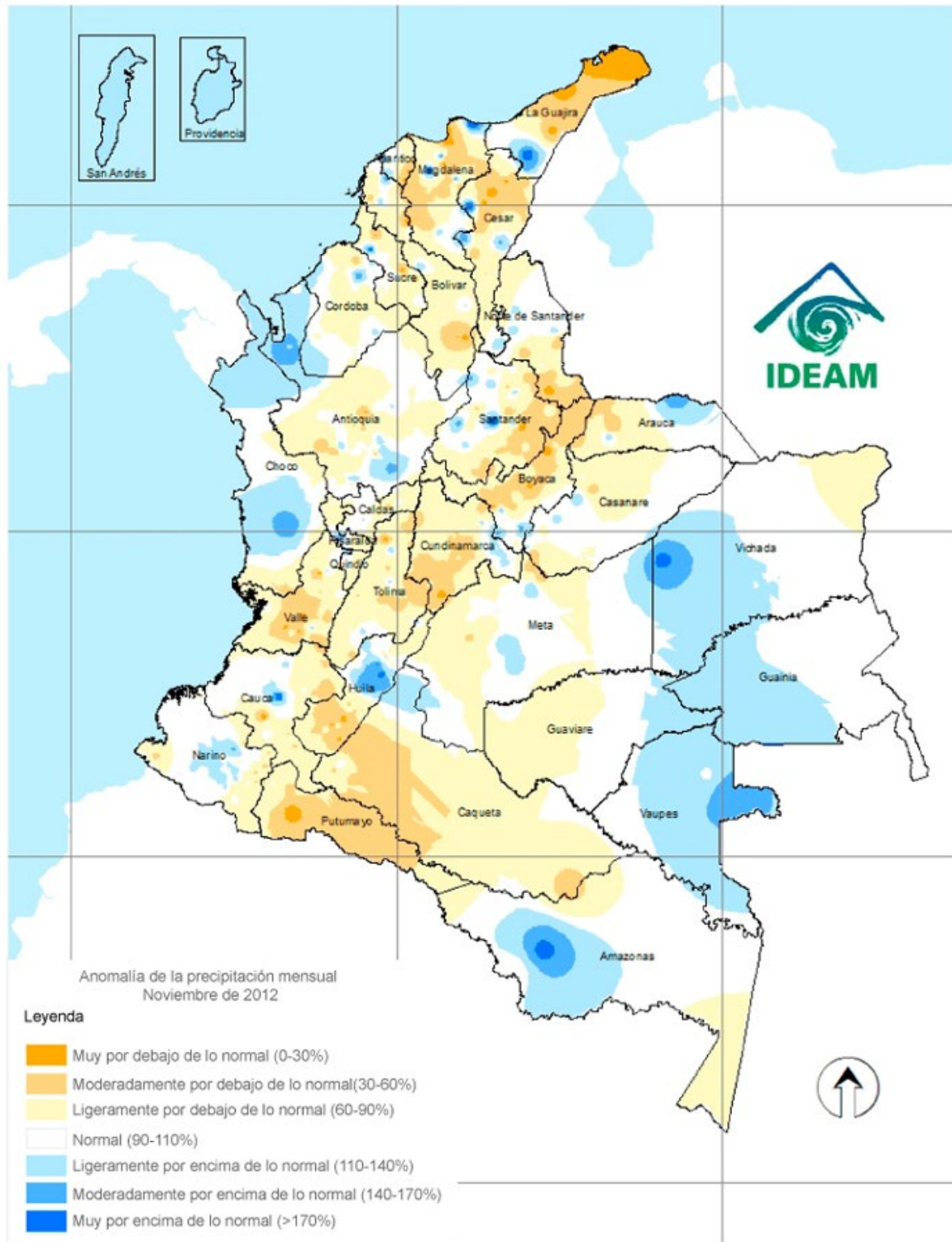


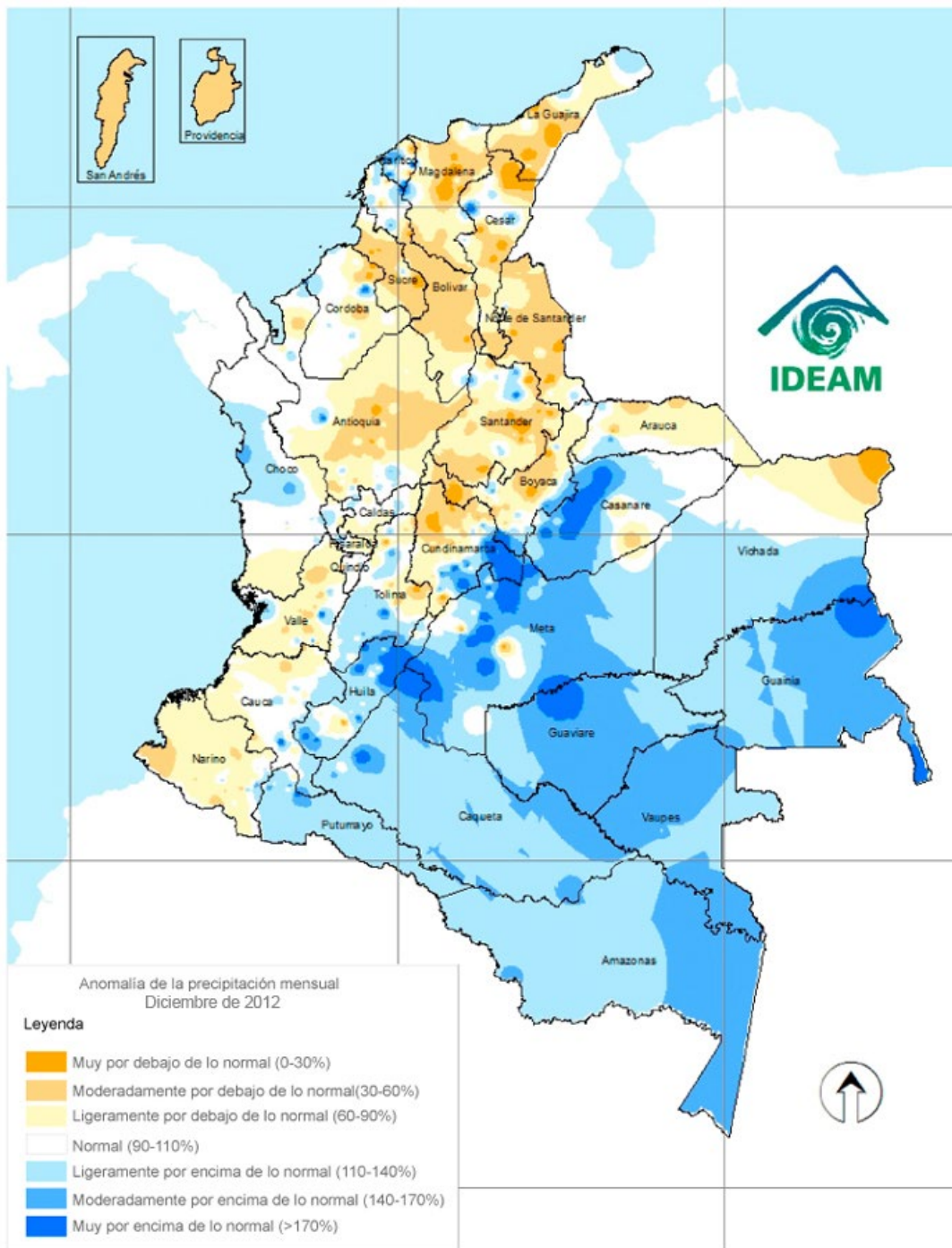








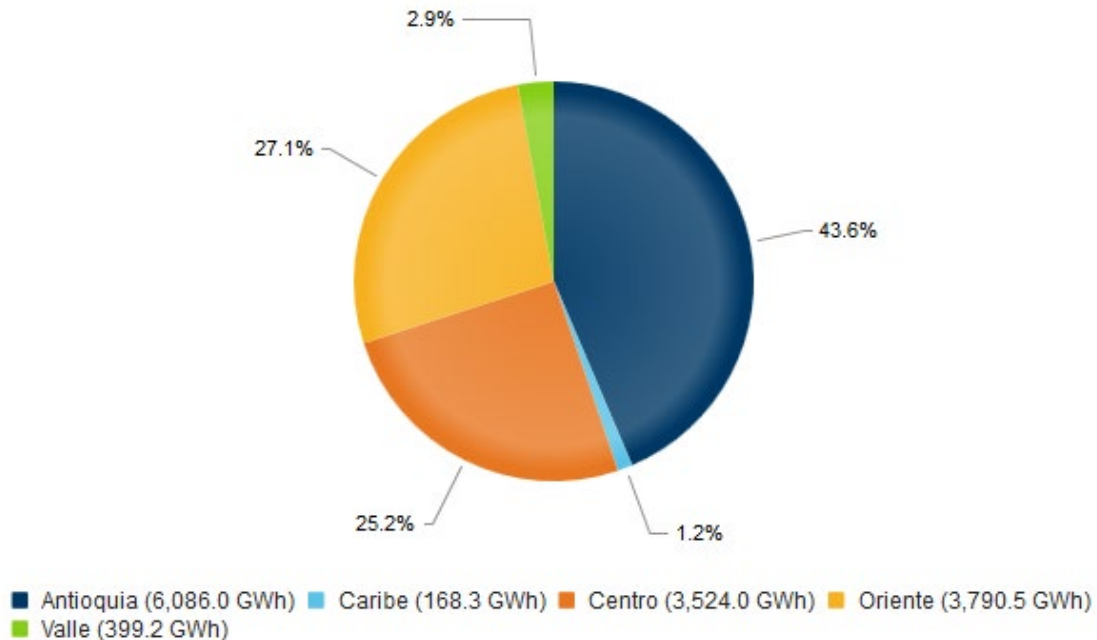




Nótese que durante la mayor parte de 2012, las precipitaciones estuvieron por debajo de los promedios históricos en la región Andina, siendo más severo este déficit en septiembre. En general el comportamiento de las precipitaciones sobre el territorio nacional fue bastante variable, y es difícil encontrar un patrón único mensual para toda Colombia, con excepción de marzo y junio, donde predominaron precipitaciones en exceso y deficitarias -respectivamente- sobre todo el país.

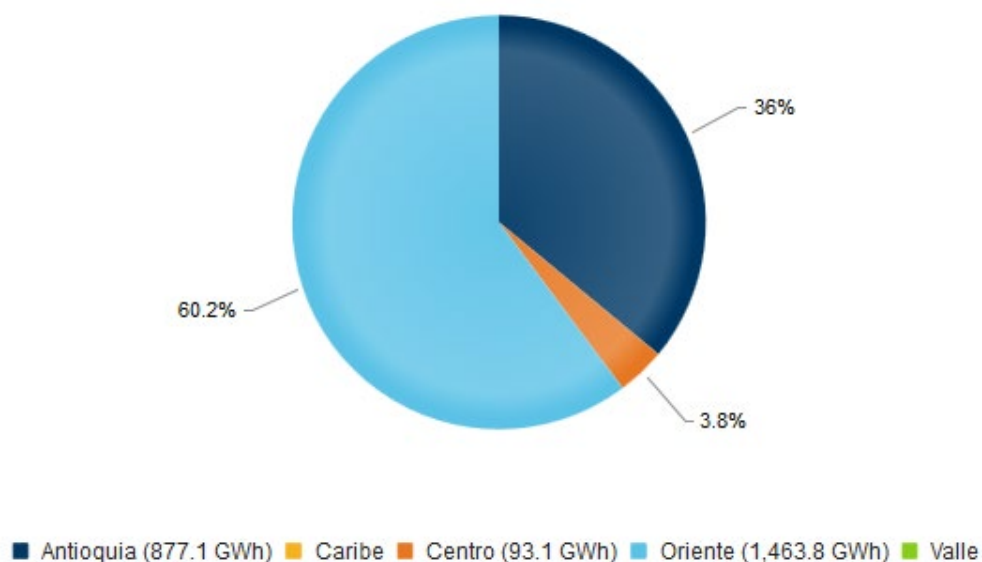
## Anexos - Reservas por región

Gráfica 6. Participación reservas por región a 31 de diciembre de 2012



## Anexos - Vertimientos por región

Gráfica 7. Vertimientos por región - 2012



Durante 2012 los vertimientos totales del SIN fueron de 2,434.1 GWh, de los cuales la mayoría tuvieron lugar en la región Oriente (60.2%), seguida de Antioquia con el 36.0% de los vertimientos totales en el SIN y finalmente Centro con tan sólo el 3.8%. En las demás regiones no ocurrieron vertimientos.

## Anexos - Generación por agente

Tabla 4. Generación por agente 2012

Agente Generador	Generación GWh	Participación %
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	15,616.6	26.0
EMGESA S.A. E.S.P.	13,331.4	22.2
ISAGEN S.A. E.S.P.	9,683.6	16.1
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	5,415.6	9.0
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	4,664.1	7.8
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	3,277.3	5.5
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	1,348.0	2.2
ZONA FRANCA CELSIA S.A E.S.P.	1,177.2	2.0
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	1,076.2	1.8
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	791.5	1.3
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	615.5	1.0
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P (REESTRUCTURADA)	473.3	0.8
CENTRAL TERMOELECTRICA EL MORRO 2 S.A.S. E.S.P.	382.4	0.6
COLINVERSIONES ZF S.A. E.S.P.	366.5	0.6
CELSIA S.A E.S.P.	242.4	0.4
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	204.8	0.3
VATIA S.A. E.S.P.	188.3	0.3
DICELER S.A. E.S.P.	167.6	0.3
LA CASCADA S.A.S. E.S.P	158.2	0.3
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	150.4	0.3
COMPAÑÍA COLOMBIANA DE INVERSIONES S.A E.S.P.	82.2	0.1
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	68.9	0.1
TERMOVALLE S.C.A. E.S.P.	60.7	0.1

Continúa en la siguiente página.

ÍNDICE

Agente Generador	Generación GWh	Participación %
AGUAS DE LA CABAÑA S.A. E.S.P.	60.5	0.1
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A. E.S.P.	59.6	0.1
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	57.0	0.1
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	52.2	0.1
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	31.7	0.1
CENTRAL TERMOELECTRICA EL MORRO I S.A. E.S.P.	25.2	0.0
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	24.7	0.0
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	24.1	0.0
ENERCO S.A. E.S.P.	18.0	0.0
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	15.3	0.0
ENERGIA RENOVABLE DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	14.0	0.0
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	12.3	0.0
GENERAMOS ENERGIA S.A. E.S.P.	12.2	0.0
EMPRESA MULTIPROPOSITO DE CALARCA S.A. E.S.P.	10.3	0.0
ENERVIA S.A. E.S.P.	9.1	0.0
INGENIO RISARALDA S.A.	7.3	0.0
GENELEC S.A. E.S.P.	4.8	0.0
PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	3.8	0.0
GENERADORA COLOMBIANA DE ELECTRICIDAD S.C.A. E.S.P.	2.4	0.0
ENERMONT S.A. E.S.P.	1.2	0.0
TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	0.5	0.0
GENERPUTUMAYO S.A.S. E.S.P.	0.1	0.0
<b>Total general</b>	<b>59,988.9</b>	<b>100.0</b>

## Anexos - Generación por recurso

Tabla 5. Generación por recurso 2012

Recurso	Generación GWh	Participación %
SAN CARLOS	6,805.2	11.3
GUAVIO	6,241.4	10.4
CHIVOR	4,664.1	7.8
TEBSAB	4,147.6	6.9
PORCE III	3,917.1	6.5
PAGUA	3,674.0	6.1
GUATAPE	3,396.5	5.7
GUATRON	2,213.6	3.7
BETANIA	2,196.7	3.7
PORCE II	1,883.4	3.1
LA TASAJERA	1,745.8	2.9
ALBAN	1,565.1	2.6
MIEL I	1,473.0	2.5
URRA	1,348.0	2.2
FLORES 4B	1,180.6	2.0
PLAYAS	1,159.0	1.9
SALVAJINA	991.9	1.7
JAGUAS	810.5	1.4
TASAJERO 1	791.5	1.3
GUAJIRA 2	673.0	1.1
TERMOSIERRAB	626.2	1.0
PAIPA 4	516.1	0.9
TERMOCENTRO CC	515.7	0.9
GUAJIRA 1	512.8	0.9
FLORES 1	363.1	0.6
SAN FRANCISCO	287.9	0.5
PAIPA 3	268.7	0.4
PROELECTRICA 1	252.3	0.4
PROELECTRICA 2	221.0	0.4

Continúa en la siguiente página.

ÍNDICE

Recurso	Generación GWh	Participación %
CALIMA	211.6	0.4
PAIPA 2	204.9	0.3
TERMOYOPAL 2	172.8	0.3
ESMERALDA	171.8	0.3
EL MORRO 1	170.3	0.3
PRADO	167.3	0.3
MAYAGUEZ 1	142.4	0.2
LA JUNCA	136.5	0.2
ZIPAEMG 5	130.4	0.2
LA HERRADURA	126.3	0.2
SAN ANTONIO	124.1	0.2
CIMARRON	123.1	0.2
RIO PIEDRAS	122.9	0.2
TEQUENDAMA	119.6	0.2
MERILECTRICA 1	118.0	0.2
ZIPAEMG 4	117.1	0.2
ZIPAEMG 3	116.4	0.2
INSULA	115.5	0.2
EL MORRO 2	114.2	0.2
RIO MAYO	112.8	0.2
EL LIMONAR	106.4	0.2
FLORIDA	105.0	0.2
INGENIO PROVIDENCIA 2	103.9	0.2
NIQUIA	101.9	0.2
CHARQUITO	101.8	0.2
AYURA	100.6	0.2
TERMOYOPAL 1	91.5	0.2
PAIPA 1	86.5	0.1
MONTAÑITAS	83.7	0.1
CALDERAS	79.2	0.1
RIOGRANDE I	77.2	0.1
CARTAGENA 2	73.4	0.1
CARTAGENA 3	71.9	0.1

Continúa en la siguiente página.

▲ ÍNDICE

Recurso	Generación GWh	Participación %
TERMOVALLE 1	71.3	0.1
GUANAQUITAS	69.0	0.1
LA VUELTA	65.1	0.1
INCAUCA 1	63.6	0.1
AGUA FRESCA	60.5	0.1
CARUQUIA	58.7	0.1
CARTAGENA 1	58.0	0.1
JEPIRACHI 1 - 15	54.9	0.1
AMAIME	53.3	0.1
RIO FRIO II	48.7	0.1
BARRANQUILLA 3	44.4	0.1
PRADO IV	41.4	0.1
BARRANQUILLA 4	37.8	0.1
CEMENTOS DEL NARE	37.0	0.1
SONSON	36.6	0.1
PALMAS SAN GIL	32.9	0.1
TERMOEMCALI 1	31.7	0.1
TERMOCANDELARIA 2	31.0	0.1
ALTO TULUA	30.6	0.1
ZIPAEMG 2	29.7	0.0
NIMA	29.3	0.0
PAJARITO	25.6	0.0
RIONEGRO	24.7	0.0
RIO BOBO	22.6	0.0
TERMOCANDELARIA 1	21.2	0.0
TERMODORADA 1	20.9	0.0
CASCADA	20.5	0.0
MIROLINDO	18.0	0.0
SANTA ANA	17.0	0.0
SUEVA 2	17.0	0.0
LA CASCADA (ANTIOQUIA)	15.7	0.0
IQUIRA I	15.5	0.0
COCONUCO	15.3	0.0

Continúa en la siguiente página.

▲ ÍNDICE



Recurso	Generación GWh	Participación %
VENTANA B	15.2	0.0
MANANTIALES	15.2	0.0
BARROSO	14.8	0.0
EL BOSQUE	14.0	0.0
RUMOR	13.4	0.0
NUEVO LIBARE	12.3	0.0
VENTANA A	11.4	0.0
SANTIAGO	11.0	0.0
RIO CALI	10.9	0.0
SAJANDI	9.9	0.0
INGENIO SAN CARLOS 1	8.8	0.0
CARACOLI	8.6	0.0
LA PITA	8.6	0.0
RIO SAPUYES	8.6	0.0
SANTA RITA	8.0	0.0
RIOFRIO (TAMESIS)	7.5	0.0
RIO PALO	7.5	0.0
INGENIO RISARALDA 1	7.3	0.0
PUENTE GUILLERMO	7.3	0.0
RIO FRIO I	6.9	0.0
SAN CANCIO	6.6	0.0
JULIO BRAVO	6.5	0.0
URRAO	6.2	0.0
INGENIO PICHICHI 1	5.4	0.0
INGENIO RIOPAILA 1	5.2	0.0
MUNICIPAL	4.8	0.0
BAYONA	4.8	0.0
PATICO - LA CABRERA	4.8	0.0
GUACAICA	4.6	0.0
RIO ABAJO	4.5	0.0
PASTALES	4.3	0.0
ASNAZU	3.9	0.0
PROENCA 1	3.8	0.0

Continúa en la siguiente página.

▲ ÍNDICE

Recurso	Generación GWh	Participación %
MONDOMO	3.7	0.0
INTERMEDIA	3.6	0.0
ZARAGOZA	3.5	0.0
CENTRAL CASTILLA 1	3.2	0.0
INZA	3.1	0.0
SILVIA	3.0	0.0
LA CASCADA ( ABEJORRAL)	3.0	0.0
CAMPESTRE (CALARCA)	2.8	0.0
PAPELES NACIONALES	2.8	0.0
SAN JOSE DE LA MONTAÑA	2.7	0.0
RIO RECIO	2.6	0.0
UNION	2.6	0.0
CAMPESTRE (EPM)	2.6	0.0
SAN JOSE	2.4	0.0
RIO GRANDE	2.3	0.0
AMALFI	2.2	0.0
NUTIBARA	1.8	0.0
BELLO	1.8	0.0
REMEDIOS	1.6	0.0
CURRUCUCUES	1.2	0.0
OVEJAS	0.8	0.0
TERMOPIEDRAS	0.5	0.0
CENTRAL TUMACO 1	0.3	0.0
AMERICA	0.3	0.0
SAN FRANCISCO (Putumayo)	0.1	0.0
PIEDRAS BLANCAS	0.0	0.0
INGENIO LA CARMELITA	0.0	0.0
<b>Total general</b>	<b>59,988.9</b>	<b>100.0</b>

## Anexos - Disponibilidad promedio

Tabla 6. Disponibilidad promedio (MW) 2011-2012

Despachadas centralmente	Disponibilidad promedio real		% Respecto a capacidad efectiva promedio 2012
	2011	2012	
Hidráulica	7,789.7	8,163.8	88.9%
Térmica	3,508.9	3,854.6	86.2%
Total	11,298.6	12,018.39	88.0%
<b>No Despachadas Centralmente ( * )</b>			
Menor	380.9	365.7	55.3%
Cogenerador	36.2	39.5	71.7%
Total	417.08	405.20	56.6%
<b>Disponibilidad promedio total</b>	<b>11,715.6</b>	<b>12,423.6</b>	<b>86.4%</b>

(\*) Calculada a partir de la generación real

## Anexos - ENFICC Plantas despachadas centralmente

Tabla 7. ENFICC verificada para plantas despachadas centralmente. Diciembre 2011 - noviembre 2012 y diciembre 2012 - noviembre 2013

Agente	Planta	Tipo Planta	2011-2012	2012-2013
			ENFICC (kWh-día)	ENFICC (kWh-día)
AES CHIVOR	CHIVOR	Hidráulica	8,014,422	8,014,422.00
CHEC	ESMERALDA	Hidráulica	433,364	433,364.00
CHEC	SAN FRANCISCO	Hidráulica	553,872	553,872.00
CHEC	TERMODORADA	Térmica	890,487	890,487.00
CELSIA S.A. E.S.P. (I)	MERILECTRICA CC	Térmica	3,846,412	3,846,412.00
EMGESA	BETANIA	Hidráulica	3,760,836	3,760,836.00
EMGESA	GUAVIO	Hidráulica	12,472,925	12,472,925.00
EMGESA	PARAISO-GUACA	Hidráulica	12,311,600	12,311,600.00
EMGESA	TERMOCARTAGENA 1	Térmica	1,241,136	1,241,136.00
EMGESA	TERMOCARTAGENA 2	Térmica	1,152,000	1,152,000.00

Continúa en la siguiente página.

▲ ÍNDICE

Agente	Planta	Tipo Planta	2011-2012	2012-2013
			ENFICC (kWh-día)	ENFICC (kWh-día)
EMGESA	TERMOCARTAGENA 3	Térmica	1,344,156	1,344,156.00
EMGESA	ZIPAEMG 2	Térmica	797,736	797,736.00
EMGESA	ZIPAEMG 3	Térmica	1,493,935	1,493,935.00
EMGESA	ZIPAEMG 4	Térmica	1,519,121	1,519,121.00
EMGESA	ZIPAEMG 5	Térmica	1,341,462	1,341,462.00
EMPRESA DE GENE- RACIÓN DE CALI	TERMOEMCALI 1	Térmica	4,802,441	4,802,441.00
EPM	GUATAPE	Hidráulica	5,478,044	5,478,044.00
EPM	GUATRON	Hidráulica	6,321,771	7,097,895.00
EPM	LA TASAJERA	Hidráulica	3,625,923	3,625,923.00
EPM	PLAYAS	Hidráulica	3,280,800	3,280,800.00
EPM	PORCE II	Hidráulica	3,641,679	3,641,679.00
EPM	PORCE III	Hidráulica	9,189,843	9,189,843.00
EPM	TERMO SIERRA	Térmica	9,026,218	9,026,218.00
EPSA	ALBAN	Hidráulica	2,143,200	2,143,200.00
EPSA	BUGALAGRANDE	Hidráulica	93,381	
EPSA	CALIMA	Hidráulica	263,800	263,800.00
EPSA	PRADO	Hidráulica	185,589	185,589.00
EPSA	SALVAJINA	Hidráulica	1,667,100	1,846,233.00
EPSA	TERMOVALLE	Térmica	4,534,965	4,534,965.00
GECELCA	GUAJIRA 1	Térmica	3,088,123	3,088,123.00
GECELCA	GUAJIRA 2	Térmica	2,784,000	2,784,000.00
GECELCA	TEBSA	Térmica	17,501,198	17,501,198.00
GECELCA	TERMOBARRANQUILLA 3	Térmica	1,267,144	1,267,144.00
GECELCA	TERMOBARRANQUILLA 4	Térmica	1,152,000	1,152,000.00
GECELCA	GECELCA3	Térmica		3,060,000.00
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 1	Térmica	603,066	603,066.00
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 2	Térmica	1,555,987	1,555,987.00
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 3	Térmica	1,416,452	1,416,452.00
GESTIÓN ENERGÉTICA	PAIPA 4	Térmica	3,532,007	3,532,007.00
ISAGEN	AMOYÁ	Hidráulica	587,031	587,031.00
ISAGEN	JAGUAS	Hidráulica	1,089,451	1,525,480.00

Continúa en la siguiente página.

ÍNDICE

Agente	Planta	Tipo Planta	2011-2012	2012-2013
			ENFICC (kWh-día)	ENFICC (kWh-día)
ISAGEN	MIEL I	Hidráulica	1,699,756	2,208,822.00
ISAGEN	SAN CARLOS	Hidráulica	13,321,651	13,321,651.00
ISAGEN	TERMOCENTRO CC	Térmica	6,375,437	6,375,437.00
POLIOBRAS	TERMOCOL 11*	Térmica	0	
POLIOBRAS	TERMOCOL 12*	Térmica	588,000	
POLIOBRAS	TERMOCOL 21*	Térmica	940,800	
POLIOBRAS	TERMOCOL 22*	Térmica	940,800	
POLIOBRAS	TERMOCOL	Térmica		4,596,475.00
PROELÉCTRICA	PROELÉCTRICA	Térmica	1,941,017	1,941,017.00
TERMOCANDELARIA	TERMOCANDELARIA 1	Térmica	3,631,666	3,631,666
TERMOCANDELARIA	TERMOCANDELARIA 2	Térmica	3,410,942	3,410,942
TERMOFLORES	TERMOFLORES I	Térmica	3,523,350	3,523,350.00
TERMOFLORES	TERMOFLORES IV	Térmica	10,260,000	10,260,000.00
TERMOTASAJERO	TASAJERO I	Térmica	3,696,226	3,696,226.00
TERMOYOPAL	TERMOYOPAL 2	Térmica	623,251	623,251.00
URRA	URRA	Hidráulica	1,961,129	1,961,129.00
TOTAL HIDRÁULICA			92,097,167	93,904,138
TOTAL TÉRMICA			100,821,535	106,008,410

(1) en la época que se asignó la ENFICC se denominaba Merilétrica E.S.P.

## Anexos - Obligaciones de energía firme

Tabla 8. Asignación de obligaciones de energía firme.  
Diciembre 2011 - noviembre 2012 y diciembre 2012 - noviembre 2013.

Planta	OEF Anual 2011-2012 (kWh año)	OEF Anual 2012-2013 (kWh año)	Tipo planta
Alban	759,767,272	782,268,000	Hidráulica
Amoya	214,853,346	214,266,315	Hidráulica
Barranquilla 3	449,204,246	462,507,560	Térmica
Barranquilla 4	408,385,544	420,480,000	Térmica

Continúa en la siguiente página.

▲ ÍNDICE

Planta	OEF Anual 2011-2012 (kWh año)	OEF Anual 2012-2013 (kWh año)	Tipo planta
Betania	1,333,221,401	1,372,705,140	Hidráulica
Calima	93,517,454	96,287,000	Hidráulica
Cartagena 1	439,984,375	453,014,640	Térmica
Cartagena 2	408,385,544	420,480,000	Térmica
Cartagena 3	476,505,103	490,616,940	Térmica
Chivor	2,841,123,338	2,925,264,030	Hidráulica
Esmeralda	153,628,119	158,177,860	Hidráulica
Flores 1	1,249,032,296	1,286,022,750	Térmica
Flores 4(*)	3,755,160,000	3,744,900,000	Térmica
Guajira 1	1,094,743,742	1,127,164,895	Térmica
Guajira 2	986,931,731	1,016,160,000	Térmica
Gecelca 3	-	1,116,900,000	Térmica
Guatapé	1,941,973,939	1,999,486,060	Hidráulica
Guatron	2,241,076,291	2,590,731,675	Hidráulica
Guavio	4,421,668,626	4,552,617,625	Hidráulica
Jaguas	386,211,839	556,800,200	Hidráulica
La Tasajera	1,285,394,562	1,323,461,895	Hidráulica
Meriléctrica	1,363,558,208	1,403,940,380	Térmica
Miel I	602,565,780	806,220,030	Hidráulica
Pagua	4,364,478,697	4,493,734,000	Hidráulica
Paipa 1	213,787,705	220,119,090	Térmica
Paipa 2	551,599,477	567,935,255	Térmica
Paipa 3	502,134,132	517,004,980	Térmica
Paipa 4	1,252,101,214	1,289,182,555	Térmica
Playas	1,163,047,996	1,197,492,000	Hidráulica
Porce II	1,290,980,085	1,329,212,835	Hidráulica
Porce III(*)	3,363,482,538	3,354,292,695	Hidráulica
Prado	65,791,549	67,739,985	Hidráulica
Proeléctrica	688,093,127	708,471,205	Térmica
Salvajina	590,989,184	673,875,045	Hidráulica
San Carlos	4,722,543,130	4,862,402,615	Hidráulica
San Francisco	196,348,366	202,163,280	Hidráulica
Tasajero I	1,310,317,070	1,349,122,490	Térmica

Continúa en la siguiente página.

▲ ÍNDICE

Planta	OEF Anual 2011-2012 (kWh año)	OEF Anual 2012-2013 (kWh año)	Tipo planta
Tebsa	6,204,198,142	6,387,937,270	Térmica
Termocandelaria 1	1,329,189,756	1,325,558,090	Térmica
Termocandelaria 2	1,248,404,772	1,244,993,830	Térmica
Termocentro	2,260,100,959	2,327,034,505	Térmica
Termodorada	315,678,835	325,027,755	Térmica
Termoemcali I	1,702,471,770	1,752,890,965	Térmica
Termosierra	3,199,806,376	3,294,569,570	Térmica
Termovalle	1,607,651,169	1,655,262,225	Térmica
Termoyopal 2	220,943,315	227,486,615	Térmica
Termozipa 2	282,798,481	291,173,640	Térmica
Termozipa 3	529,601,959	545,286,275	Térmica
Termozipa 4	538,530,430	554,479,165	Térmica
Termozipa 5	475,550,077	489,633,630	Térmica
Termocol	-	1,677,713,375	Térmica
Urrá	695,222,858	715,812,085	Hidráulica
Total	67,792,735,924	72,968,080,020	

## Expansión de generación en el largo plazo

### Gráfica 8. Expansión de generación en el largo plazo (2013 - 2020)

Nota: Se considera como fecha de entrada de los proyectos de generación la reportada por el agente o la publicada en el informe de avance del plan de expansión de generación de la UPME.

Continúa en la siguiente página.

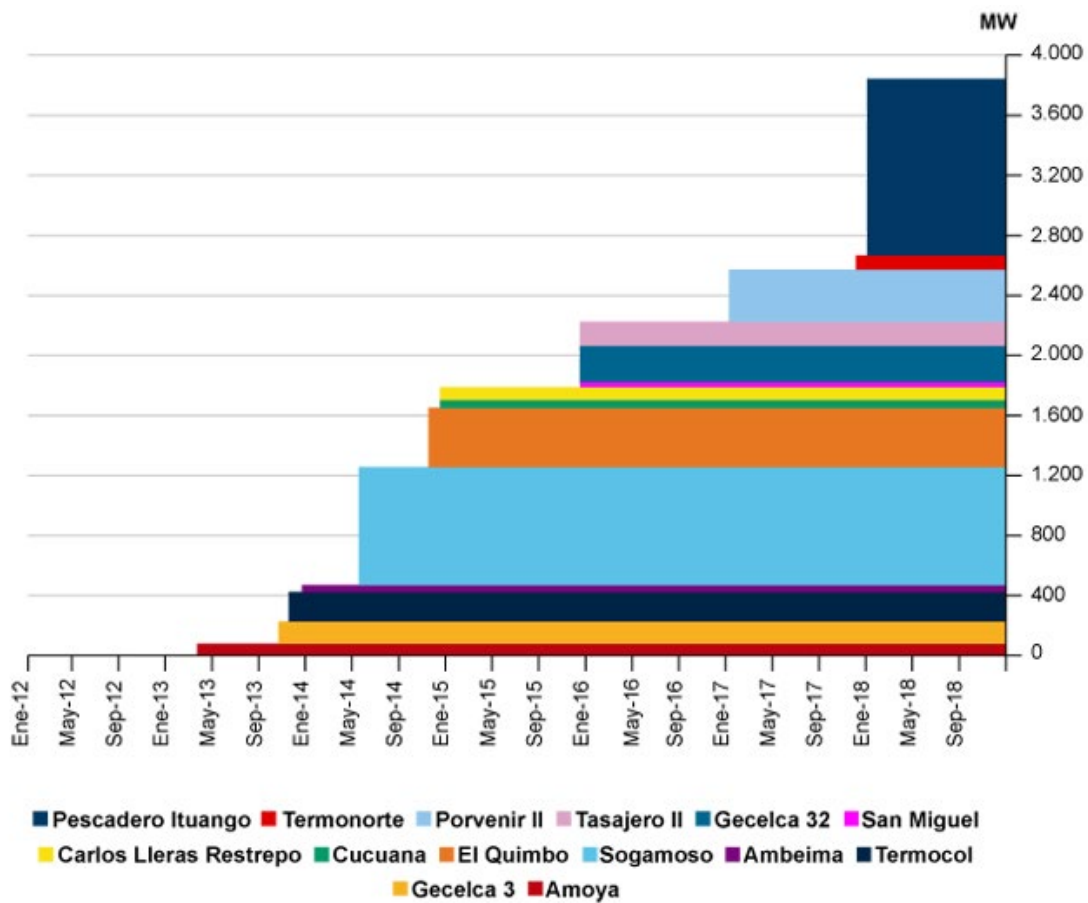


Tabla Gráfica 8.

Proyecto	Capacidad MW
Amoya	78
Gecelca 3	150
Termocol	202
Ambeima	45
Sogamoso	800
El Quimbo	396
Cucuana	60
Carlos Lleras Restrepo	78
San Miguel	42
Gecelca 32	250

Continúa en la siguiente página.

ÍNDICE

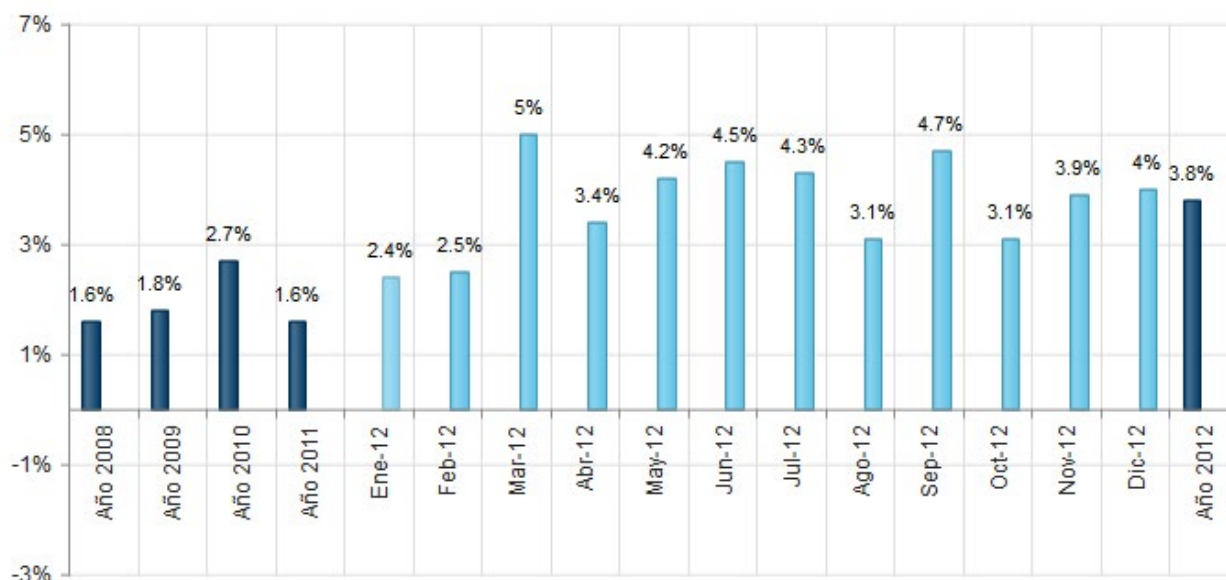


Proyecto	Capacidad MW
Tasajero II	160
Porvenir II	352
Termonorte	88
Pescadero Ituango	1,200

# Demanda de Energía

La demanda de energía eléctrica en Colombia en 2012 alcanzó los 59,370.1 GWh, con un crecimiento del 3.8% con relación al año 2011, convirtiéndose en el mayor crecimiento de los últimos cinco años (ver gráfica 1). Por tipos de días los domingos y festivos fue el que presentó un mayor crecimiento del 4.3%, en tanto los días ordinarios creció el 3.6% y los sábados el 3.9%.

Gráfica 1. Comportamiento de la demanda mensual de energía



Años	2008	2009	2010	2011	2012
GWh	53,870	54,679	56,148	57,150	59,370
%	1.6%	1.8%	2.7%	1.6%	3.8%

Año 2012												
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GWh	4,807	4,631	5,034	4,725	5,033	4,894	5,034	5,105	5,025	5,070	4,980	5,034
%	2.4%	2.5%	5.0%	3.4%	4.2%	4.5%	4.3%	3.1%	4.7%	3.1%	3.9%	4.0%

Este 3.8% es el resultado del incremento de 6.8% de la demanda no regulada (industria y comercio) y del 2.3% de la demanda regulada (consumo residencial y pequeños negocios) ver tabla 1.

## Demanda de Potencia

En 2012 la demanda máxima de potencia se presentó el lunes 10 de diciembre en el período 19, con un valor máximo de potencia de 9,504 MW y con un crecimiento del 2.2% con respecto a 2011 (ver gráfica 2).

Gráfica 2. Demanda máxima de potencia MW - 2012 a 2012

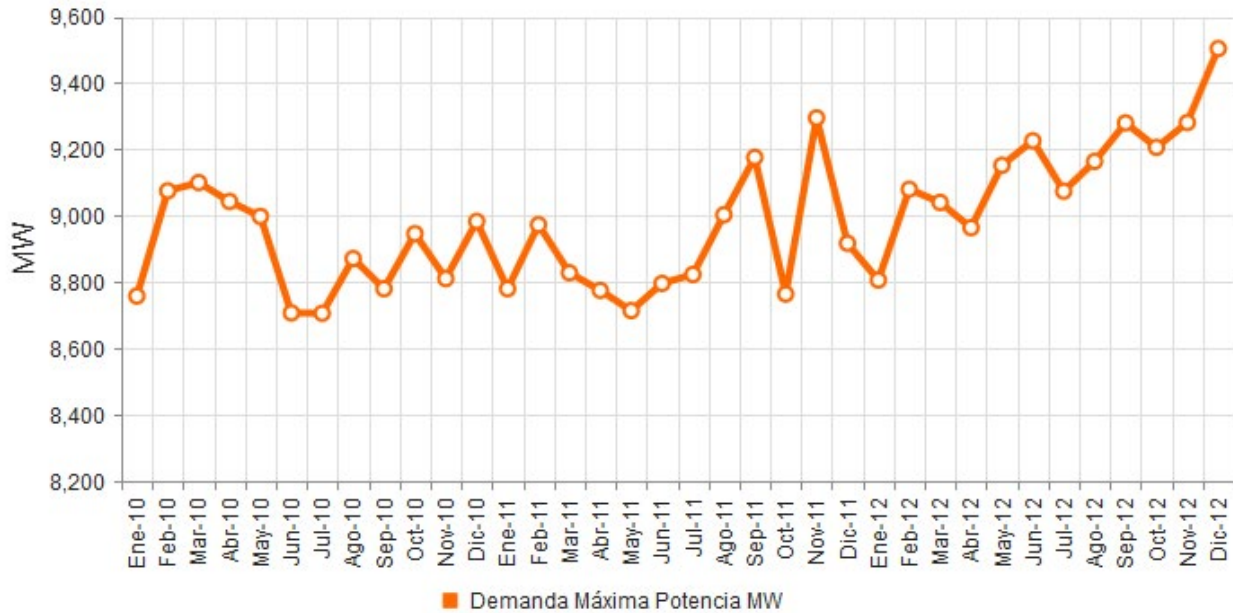


Tabla Gráfica 2.

Mes-año	Demanda Máxima Potencia MW
ene-10	8,758
feb-10	9,075
mar-10	9,100
abr-10	9,043
may-10	8,998
jun-10	8,707
jul-10	8,706
ago-10	8,871
sep-10	8,780
oct-10	8,946

Continúa en la siguiente página.

Mes-año	Demanda Máxima Potencia MW
nov-10	8,811
dic-10	8,983
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
dic-12	9,504

### Demanda de energía tipos de mercados y actividades económicas

En la tabla 1 se presenta el comportamiento de la demanda de energía del mercado regulado y no regulado, como también el de las actividades económicas que componen el mercado no regulado. Se puede resaltar el crecimiento de la demanda del mercado no regulado como el de la actividad Explotación de Minas y Canteras, debido a la recuperación del consumo de la planta Cerromatoso por el mantenimiento en 2011 y el auge en el país del sector minero.

Tabla 1. Comportamiento de la demanda de energía del mercado regulado, no regulado y actividades económicas

	Crecimiento 2011 vs 2010	Demanda 2012(GWh)	Crecimiento 2012 vs 2011	Participación
Regulado	1.1%	39,172.5	2.3%	66%
No Regulado	3.0%	19,802.3	6.8%	34%
Industrias manufactureras	3.4%	8,209.9	2.7%	42%
Explotación de minas y canteras	-5.1%	4,162.7	20.6%	21%
Servicios sociales, comunales y personales	8.1%	2,586.6	-2.8%	13%
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	7.5%	1,709.8	9.5%	9%
Electricidad, gas de ciudad y agua	7.1%	1,423.7	3.7%	7%
Transporte, almacenamiento y comunicación	6.5%	658.4	10.7%	3%
Agropecuario, silvicultura, caza y pesca	4.3%	518.0	10.9%	3%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	8.4%	492.1	16.3%	3%
Construcción	-32.5%	41.1	30.4%	0.2%

## Demanda de energía por regiones

La tabla 2 muestra el comportamiento de la demanda real de energía por regiones, donde el alto crecimiento de la demanda de energía de las cargas conectada al STN se debe principalmente a la recuperación del consumo de la mina de Cerromatoso.

Tabla 2. Comportamiento de la demanda de energía a nivel regional GWh

Región	Crecimiento 2011 vs. 2010	Demanda 2012 (GWh) (**)	Crecimiento 2012 vs. 2011
Centro	3.5%	15,183.5	2.1%
Antioquia	1.0%	8,506.1	1.9%
Costa Atlántica	3.0%	12,329.9	6.2%
Valle	0.2%	6,479.5	4.1%
Oriente	4.0%	5,993.9	4.4%
CQR	-0.3%	2,374.9	0.2%
THC	2.5%	2,283.1	2.3%

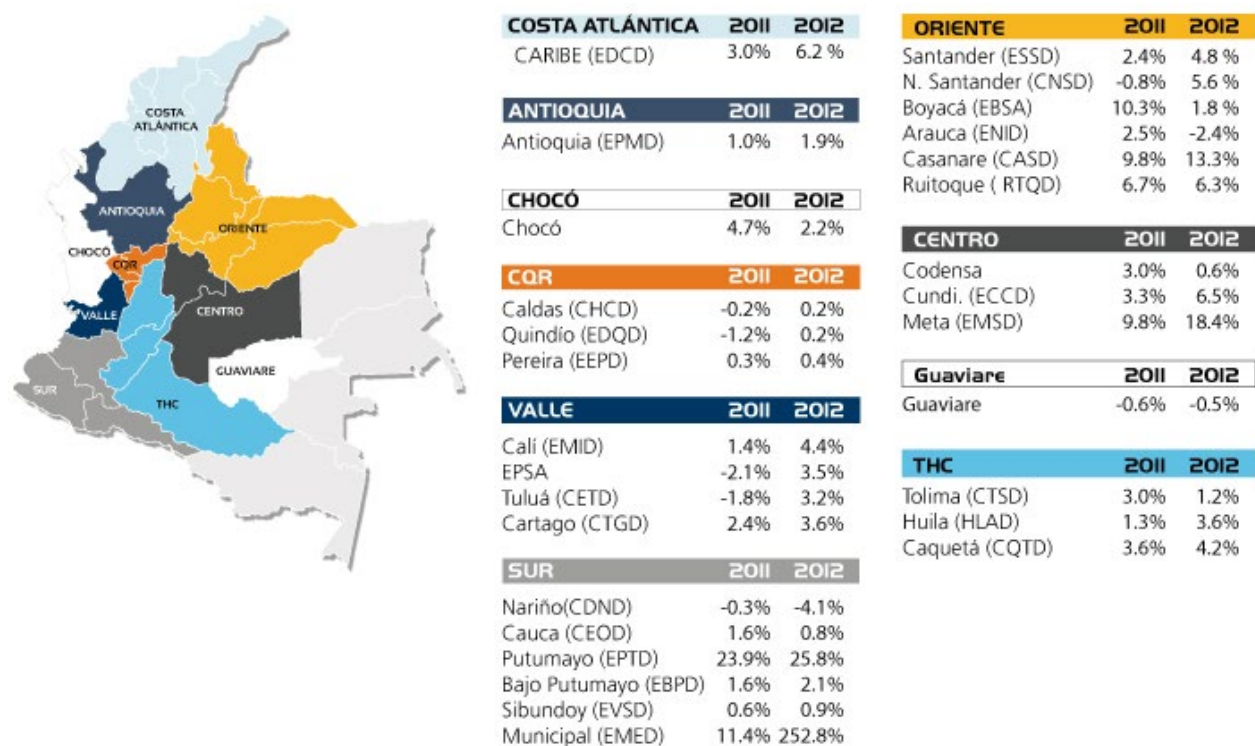
Región	Crecimiento 2011 vs. 2010	Demanda 2012 (GWh) (**)	Crecimiento 2012 vs. 2011
Sur	1.4%	1,692.1	-0.2%
Chocó	4.8%	188.1	2.2%
Guaviare	-0.5%	41.4	-0.5%
* Cargas STN	-3.4%	4,178.7	40.6%

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

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

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

Figura 1. Comportamiento de la demanda de energía por operador de red OR



## Anexos - Demanda de energía regulada por regiones

Tabla 3. Demanda de energía regulada por regiones

Región	Crecimiento 2011 vs. 2010	Demanda 2012 (GWh)	Crecimiento 2012 vs. 2011
Centro	1.0%	10,260.0	1.4%
Antioquia	1.2%	5,769.7	1.7%
Costa Atlántica	3.1%	9,445.7	6.7%
Valle	-1.0%	3,845.8	0.7%
Oriente	-0.7%	4,162.0	3.3%
CQR	-3.2%	1,704.4	-3.2%
THC	1.4%	1,712.1	3.2%
Sur	0.0%	1,372.2	-2.6%
Chocó	4.8%	183.4	2.1%
Guaviare	-0.5%	41.4	-0.5%

## Anexos - Demanda de energía no regulada por regiones

Tabla 4. Demanda de energía no regulada por regiones

Región	Crecimiento 2011 vs. 2010	Demanda 2012 (GWh)	Crecimiento 2012 vs. 2011
Centro	9.4%	4,885.1	5.5%
Antioquia	0.4%	2,710.9	2.3%
Costa Atlántica	2.7%	2,867.6	4.4%
Valle	2.2%	2,620.5	9.4%
Oriente	16.9%	1,815.0	6.9%
CQR	9.0%	667,3	9,9%
THC	4.6%	561.7	-0.6%
Sur	9.3%	319.8	11.7%
Chocó	-2.3%	4.7	11.9%
Cargas STN	-12.7%	3,010.7	14.7%

## Anexos - Demanda de energía regulada por OR

Figura 2. Demanda de energía regulada por OR



COSTA ATLÁNTICA	2011	2012
CARIBE (EDCD)	3.1%	6.7%

ANTIOQUIA	2011	2012
Antioquia (EPMD)	1.2%	1.7%

CHOCÓ	2011	2012
Chocó	4.9%	2.0%

CQR	2011	2012
Caldas (CHCD)	-2.9%	-3.8%
Quindío (EDQD)	-2.2%	-1.0%
Pereira (EPPD)	-4.5%	-3.6%

VALLE	2011	2012
Cali (EMID)	-1.4%	-0.5%
EPSA	-1.0%	3.7%
Tuluá (CETD)	4.4%	-2.0%
Cartago (CTGD)	0.2%	2.5%

SUR	2011	2012
Nariño (CDND)	-0.4%	-5.1%
Cauca (CDLD)	-0.1%	-0.3%
Putumayo (EPTD)	1.7%	0.6%
Bajo Putumayo (EBPD)	3.9%	2.6%
Sibundoy (EVSD)	0.6%	0.9%
Municipal (EMED)	11.4%	27.7%

ORIENTE	2011	2012
Santander (ESSD)	-3.2%	3.6%
N. Santander (CNSD)	-1.2%	3.9%
Boyacá (EBSA)	2.1%	-1.4%
Arauca (ENID)	2.9%	0.2%
Casanare (CASD)	9.6%	11.7%
Ruitoque ( RTQD)	9.8%	6.3%

CENTRO	2011	2012
Codensa	1.1%	1.1%
Cundi. (ECCD)	1.2%	2.0%
Meta (EMSD)	0.6%	3.5%

Guaviare	2011	2012
Guaviare	-0.6%	-0.5%

THC	2011	2012
Tolima (CTSD)	-0.2%	1.6%
Huila (HLAD)	3.1%	5.2%
Caquetá (CQTD)	3.7%	4.2%

## Anexos - Demanda de energía no regulada por OR

Figura 3. Demanda de energía no regulada por OR



COSTA ATLÁNTICA	2011	2012
COSTA ATLÁNTICA	2.7%	4.4%

ANTIOQUIA	2011	2012
Antioquia (EPMD)	0.4%	2.3%

CHOCÓ	2011	2012
Chocó	-1.4%	11.4%

CQR	2011	2012
Caldas (CHCD)	5.8%	8.4%
Quindío (EDQD)	5.6%	8.9%
Pereira (EPPD)	23.0%	15.0%

VALLE	2011	2012
Cali (EMID)	6.7%	13.2%
EPSA	-3.2%	3.2%
Tuluá (CETD)	-18.3%	20.8%
Cartago (CTGD)	17.7%	10.1%

SUR	2011	2012
Nariño (CDND)	4.9%	36.7%
Cauca (CDLD)	5.7%	3.3%
Putumayo (EPTD)		
Bajo Putumayo (EBPD)	-9.7%	-0.3%
Sibundoy (ENSD)		
Municipal (EMED)		

ORIENTE	2011	2012
Santander (ESSD)	30.5%	9.4%
N. Santander (CNSD)	0.8%	11.8%
Boyacá (EBSA)	16.7%	3.7%
Arauca (ENID)	-2.3%	-33.3%
Casanare (CASD)	11.3%	26.6%

CENTRO	2011	2012
Codensa	7.7%	1.5%
Cundi. (ECCD)	13.5%	25.7%
Meta (EMSD)	40.0%	53.8%

THC	2011	2012
Tolima (CTSD)	9.5%	-0.1%
Huila (HLAD)	-4.4%	-2.0%
Caquetá (CQTD)	1.7%	4.4%



## Anexos - Fronteras por departamento mercado no regulado y alumbrado público

Tabla 5. Fronteras por departamento mercado no regulado y alumbrado público

Departamento	Mercado No Regulado-A. Público 2011		Mercado No Regulado-A. Público 2012	
	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)
DISTRITO CAPITAL	984	236.9	1,048	239.9
ANTIOQUIA	893	229.8	893	234.4
VALLE	835	195.4	880	214.5
ATLANTICO	486	98.9	507	100.8
CUNDINAMARCA	319	131.6	357	137.1
BOLIVAR	262	86.9	282	91.6
SANTANDER	199	60.6	224	68.6
BOYACA	164	92.6	178	93.2
NORTE DE SANTANDER	141	21.7	160	23.5
HUILA	136	16.0	145	14.7
MAGDALENA	131	20.2	137	22.5
TOLIMA	124	33.2	136	33.2
META	117	24.3	122	37.3
CORDOBA	109	100.7	118	133.2
CALDAS	105	29.7	111	32.6
RISARALDA	95	16.4	105	17.8
CAUCA	92	29.5	103	29.8
CESAR	71	15.3	74	17.0
QUINDIO	52	4.7	60	5.1
SUCRE	49	10.7	52	10.8
NARINO	28	1.5	36	2.1
CASANARE	29	3.0	36	3.8
LA GUAJIRA	17	26.3	20	27.3
ARAUCA	8	56.4	10	55.3
CAQUETA	4	0.6	6	0.7
PUTUMAYO	4	1.6	4	3.0
CHOCO	2	0.4	2	0.4
Total	5,456	1,544.7	5,806	1,650.2

## Anexos - Fronteras por departamento mercado regulado

Tabla 6. Fronteras por departamento mercado regulado

Departamento	Mercado Regulado 2011		Mercado Regulado 2012	
	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)
DISTRITO CAPITAL	1,033	18.3	1,199	17.1
ANTIOQUIA	837	8.7	1,052	13.4
SANTANDER	756	25.3	1,041	27.4
MAGDALENA	459	13.1	759	14.9
NORTE DE SANTANDER	677	12.0	720	11.9
NARINO	18	0.3	460	9.2
CUNDINAMARCA	339	2.3	339	2.2
BOLIVAR	231	2.7	255	2.9
CORDOBA	158	3.4	203	4.0
BOYACA	23	0.9	178	3.6
CESAR	61	0.3	155	1.8
CAUCA	124	1.8	144	2.0
SUCRE	8	0.2	112	1.9
TOLIMA	79	0.8	95	0.8
LA GUAJIRA	22	0.3	88	1.1
RISARALDA	68	1.4	85	1.2
CALDAS	2	0.0	78	1.3
META	53	1.1	75	0.9
QUINDIO	14	0.3	58	0.4
CASANARE	26	0.6	33	0.6
HUILA	10	0.1	26	0.3
ARAUCA	15	0.3	19	0.4
NO DEFINIDO	11	0.2	12	0.3
CHOCO	2	0.0	2	0.0
PUTUMAYO	1	-	1	-
GUAVIARE	1	-	1	-
GUAVIARE	1	-	1	-
CAQUETA	1	-	1	-
Total	5,030	94.5	7,192	119.6

## Anexos - Fronteras por empresas mercado no regulado y alumbrado público

Tabla 7. Fronteras por empresas mercado no regulado y alumbrado público

Comercializador	Mercado No Regulado Alumbrado 2011		Mercado No Regulado Alumbrado 2012	
	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)
ISAGEN	257	340.3	271	349.1
EEPPM	1,083	322.2	1,083	327.4
EMGESA S.A.	791	242.6	786	252.8
ENERCOSTA	1,021	199.4	1,008	210.6
GECELCA S.A. E.S.P	14	118.2	14	151.3
VATIA S.A.	219	34.3	277	34.5
EMCALI INTERVENIDA	195	46.8	257	59.4
DICEL	273	28.3	301	40.9
EPSA(PACIFICO)	386	49.2	407	49.5
ENERTOTAL	19	9.0	26	7.5
ENERMONT E.S.P.	91	11.3	112	13.2
CENS(N.SANTANDER)	129	18.3	134	20.2
CODENSA	2	19.6	2	19.9
ELECTRICARIBE	78	16.1	91	17.2
ENERTOLIMA	71	13.6	74	14.4
ESSA(SANTANDER)	72	13.0	56	10.3
EEP(PEREIRA)	49	8.2	51	10.3
CHEC S.A. E.S.P.	72	8.0	75	8.9
ELECTROHUILA	124	9.6	133	8.6
E.M.S.A. E.S.P.	71	8.2	69	8.0
RUITOQUE S.A. E.S.P.	40	5.2	27	3.3
ENERGIA EFICIENTE	127	3.6	201	6.0
EBSA (BOYACA)	117	4.5	124	5.6
ITALENER (*)			17	3.4
CETSA(TULUA)	24	2.2	27	2.8
CEO S.A.S. ESP	24	1.3	36	2.3

Continúa en la siguiente página.

 ÍNDICE

Comercializador	Mercado No Regulado Alumbrado 2011		Mercado No Regulado Alumbrado 2012	
	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)
EEC - E.S.P.	7	2.7	8	2.2
ENERCA S.A. E.S.P.	21	1.8	24	2.1
EDEQ S.A. E.S.P.	19	1.5	22	1.3
ASC	-	-	3	0.1
<b>Total</b>	<b>5,396</b>	<b>1,538.8</b>	<b>5,716</b>	<b>1,642.8</b>

\*Representó demanda a partir de 2012

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

## Anexos - Fronteras por empresas mercado regulado

Tabla 8. Fronteras por empresas mercado regulado

Comercializador	Mercado Regulado 2011		Mercado Regulado 2012	
	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)	No. Fronteras a final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)
ENERTOTAL	1,262	28.9	1,570	32.5
VATIA S.A.	1,944	27.3	2,284	30.8
ENERGISOCIAL			1,073	20.7
DICEL	592	15.8	640	12.3
ENERMONT E.S.P.	272	9.4	536	11.5
RUITOQUE S.A. E.S.P.	133	3.9	122	3.8
ESSA(SANTANDER)	202	3.1	202	2.5
ASC	125	1.6	132	1.7
ELECTRICARIBE	19	1.4	18	1.1
EEPPM	3	0.9	3	1.1
EMCALI INTERVENIDA	13	0.6	13	0.6

Continúa en la siguiente página.

ÍNDICE

Comercializador	Mercado Regulado 2011		Mercado Regulado 2012	
	No. Fronteras final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)	No. Fronteras final de año	Demanda energía promedio fronteras (GWh)
CENS (N.SANTANDER)	223	0.3	223	0.3
EPSA (PACIFICO)	204	0.3	204	0.3
CETSA (TULUA)	1	0.2	1	0.2
EEP (PEREIRA)	3	0.0	18	0.2
EMEE (POPAYAN)	9	0.1	8	0.1
CODENSA	-	-	128	0.1
CHEC S.A. E.S.P.	4	0.5	-	0.0
CEO S.A.S. ESP	1	0.0	-	0.0
EMGESA S.A.	-	0.0	-	-
ELECTROHUILA	-	0.0	-	-
ISAGEN	-	-	-	-
ENERCOSTA	-	-	-	-
GECELCA S.A. E.S.P	-	-	-	-
ENERTOLIMA	-	-	-	-
E.M.S.A. E.S.P.	-	-	-	-
ENERGIA EFICIENTE	-	-	-	-
EBSA (BOYACA)	-	-	-	-
EEC - E.S.P.	-	-	-	-
ENERCA S.A. E.S.P.	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>5,010</b>	<b>94.3</b>	<b>7,175</b>	<b>119.7</b>

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

## Análisis a posteriori del planeamiento

Dentro de los análisis a posteriori que realiza XM del planeamiento del largo plazo, se efectúa una comparación entre la evolución esperada de algunas variables energéticas resultado de la primera corrida del año y la evolución real.

Con el fin de realizar este análisis, el área de Planeación de la Operación de XM realiza a comienzos de cada año una simulación, la cual se usa como base para verificar el comportamiento del modelo con respecto a la situación que se registra en la operación real.

La primera corrida del modelo de largo plazo, realizada en enero de 2012, tuvo los siguientes supuestos:

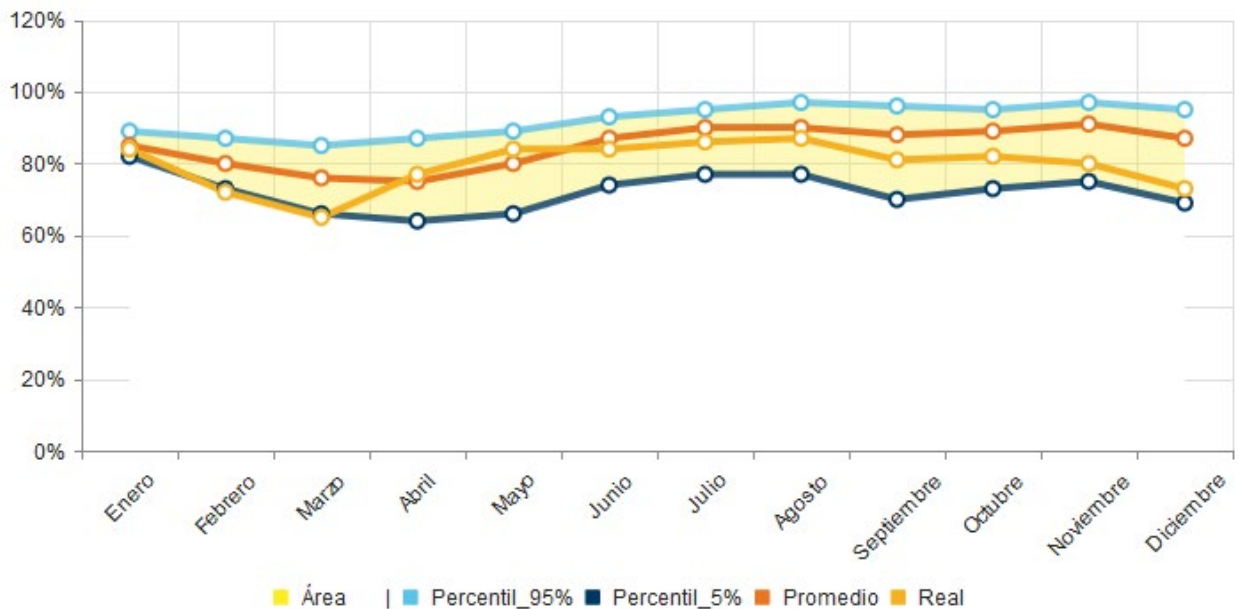
- Fecha inicial enero 01 de 2012, con niveles reales de embalses a 31 de diciembre de 2011.
- Demanda escenario medio UPME de noviembre de 2011.
- Caso estocástico coordinado Ecuador.
- Demanda Ecuador escenario enviado por CENACE en 2011.
- Intercambio Colombia a Ecuador: Máxima 230 MW; Media 400 MW; Mínima 500MW 9GWh/día Col-Ecu, 0GWh/día Ecu - Col.
- No se consideran intercambios con Venezuela.
- Hidrología: 100 series sintéticas modelo AR(P) (Autorregresivo de orden P).
- Hidrología: 100 series sintéticas modelo AR(P) (Autorregresivo de orden P).

La comparación del comportamiento real de las principales variables energéticas durante el año 2012, con respecto a los resultados del modelo de largo plazo SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica) debe considerar el comportamiento de los aportes hídricos durante el 2012, el cual estuvo caracterizado por bajos aportes en las zonas de concentración de recursos de generación hidráulica, especialmente durante el último trimestre del año.

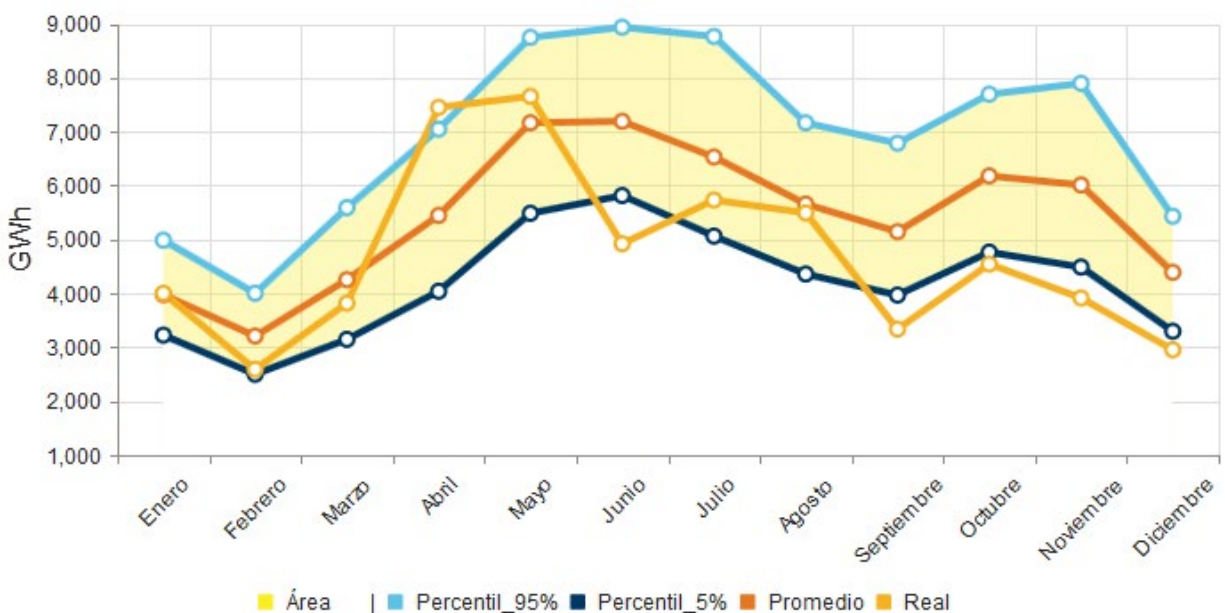
En la gráfica 1 se contrasta la evolución real del embalse agregado con el espectro de escenarios de evolución del embalse agregado entregado por el modelo para el primer año. Este espectro está formado por el percentil 95% y el 5%. Se observa que en general

el comportamiento real del embalse agregado de febrero a marzo se situó por debajo del espectro establecido, y de noviembre a diciembre, muy cercano al límite inferior correspondiente al percentil 5%. Similarmente, la gráfica 2 muestra que los aportes totales al SIN, a partir de septiembre estuvieron por debajo de la franja de variación del modelo. Los bajos aportes del cuarto trimestre de 2012 influenciaron fuertemente el comportamiento del embalse agregado al final del año.

Gráfica 1. Evolución embalse agregado del SIN versus esperados - 2012

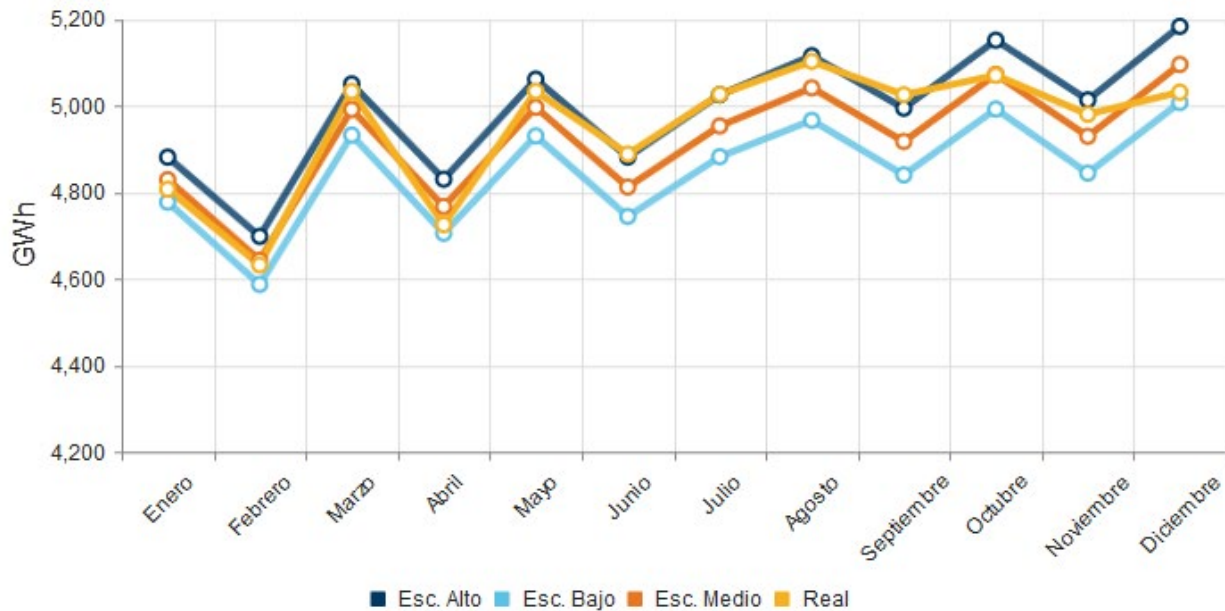


Gráfica 2. Evolución aportes agregados al SIN versus esperados - 2012



Al comparar el supuesto empleado en el análisis de largo plazo del escenario medio de demanda de energía de la UPME, publicado en noviembre de 2011, con la demanda de energía real se observa que de julio a septiembre de 2012, la demanda real estuvo próxima al escenario alto de demanda de la UPME. Por otro lado la demanda real al final del 2012 estuvo cerca del escenario bajo de la UPME (ver gráfica 3).

Gráfica 3. Evolución demanda de energía versus escenarios UPME - 2012



### 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 2012 mediante Resoluciones CREG y Acuerdos CNO. La Tabla 1 muestra los indicadores de calidad de operación del SIN en 2011 y 2012.

Tabla 1. Indicadores de calidad de la operación del SIN 2011 - 2012

Indicador	2011		2012	
	Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Variaciones de tensión por fuera del rango sin atentados(I). Medida: [Número Eventos/año]	6	36(I)	19	36(I)

Continúa en la siguiente página.



Indicador	2011		2012	
	Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Variaciones lentas de Frecuencia sin atentados 59.8-60.2Hz(2). Medida: [Número Eventos/año]	1	3	1	3
Porcentaje de demanda no Atendida por causas programadas(3). Medida: [% anual]	0.0242%	0.0330%	0.0239%	0.0330%
Porcentaje de demanda no Atendida por causas no programadas(4). Medida: [% anual]	0.0896%	0.1320%	0.1260%	0.1320%

(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 081 de 2007.

(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 el Acuerdo CNO 569.

(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 569.

(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 569.

### Tensión fuera de rango

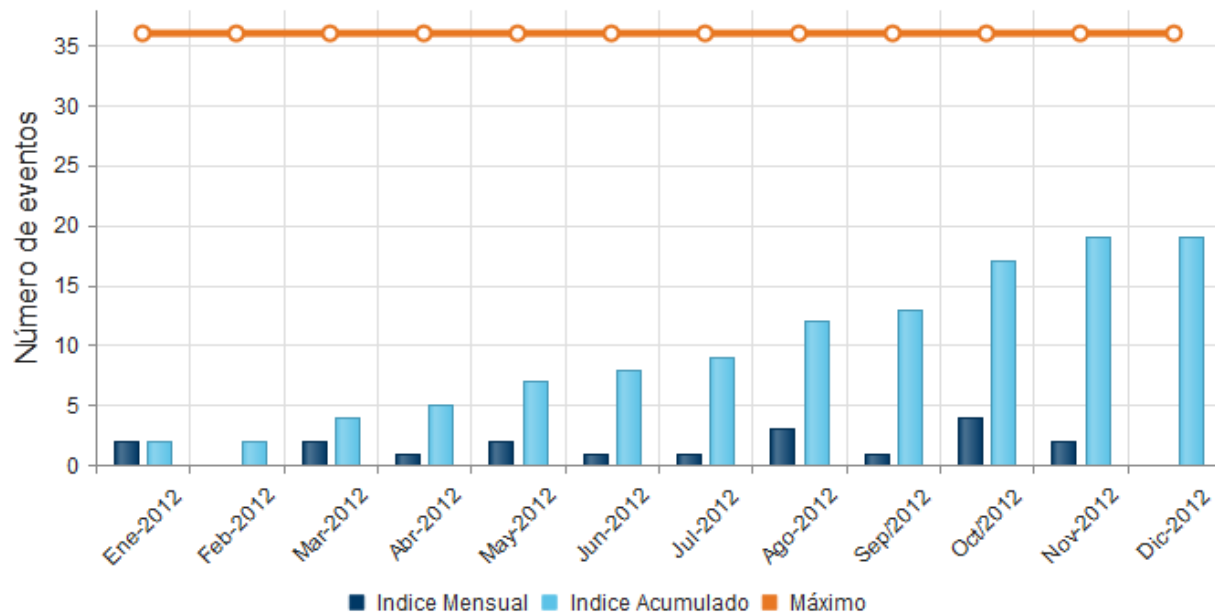
En la gráfica 6 se muestran los índices de tensión fuera de rango tanto mensual como acumulado para el año 2012. Además se mostrará el límite máximo permitido para este año el cual es 36 eventos según lo establecido en la Resolución CREG 081 de 2007.

Durante el año 2012 no se superó el límite máximo permitido de número de eventos de tensión por fuera de rango, alcanzando un total de 19 eventos. Además se puede evidenciar que el mes de octubre fue el más crítico, presentándose el mayor número de eventos de tensión con cuatro registros.

Dentro de los eventos que más se destacan fueron aquellos que dejaron sin tensión las subestaciones de Salvajina 230 kV, Banadía 230 kV, Caño Limón 230 kV y Cartagena 230 kV; y la desconexión de los activos asociados a la subestación Ternera 220 kV y Ternera 66 kV en el evento del área Bolívar.

En los anexos a este capítulo (ver tabla 6) se muestra el detalle de los eventos de tensión fuera de rango registrados en 2012.

Gráfica 6. Tensión fuera del rango enero - diciembre 2012

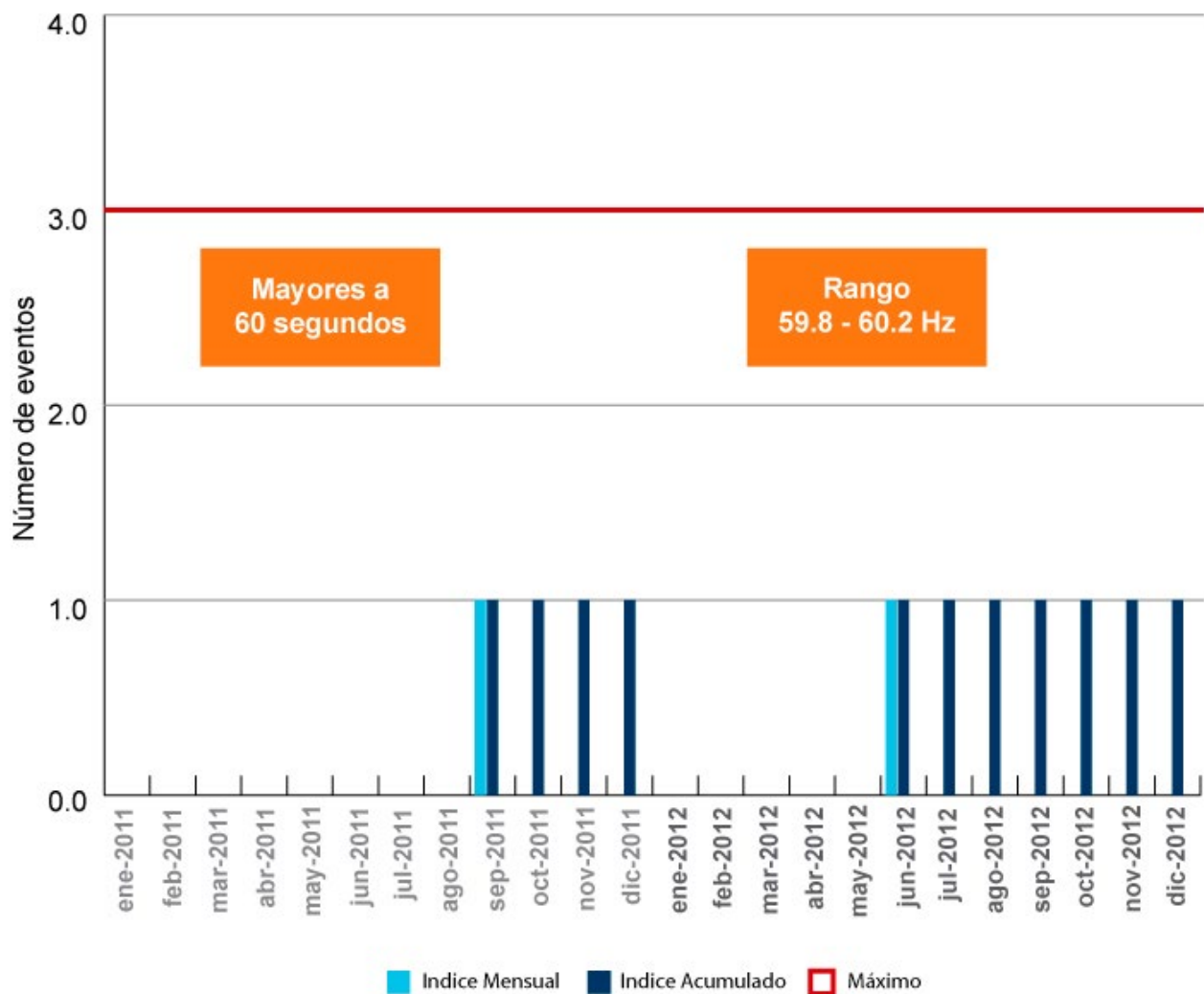


### Variaciones lentas de frecuencias

En la gráfica 7 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 2012.

En el mes de junio se presentó una variación de la frecuencia por fuera del rango 59.80 Hz - 60.20 Hz. El evento se presentó al desconectarse del sistema las unidades 1 y 7 de San Carlos con 300 MW y la unidad 4 de Guavio con 242 MW.

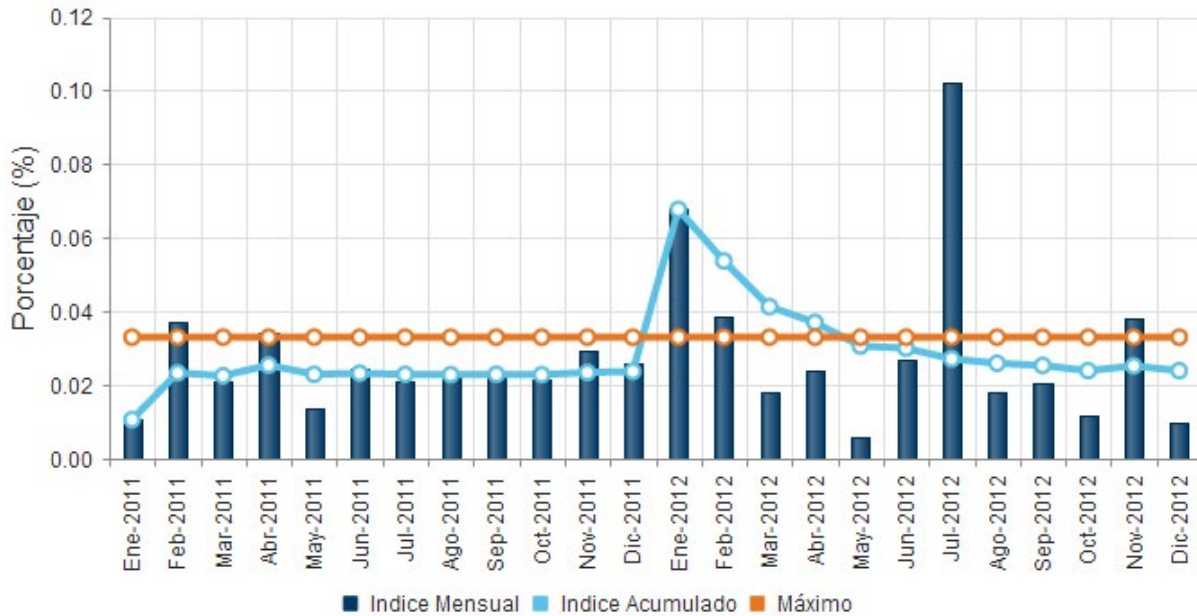
Gráfica 7. Variaciones lentas de frecuencia fuera de rango 59.8 - 60.2 Hz



### Demanda no atendida por causas programadas

La gráfica 8 muestra el porcentaje (índice) de demanda no atendida programada para los años 2011 y 2012. Esta gráfica incluye el porcentaje mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.

Gráfica 8. Demanda no atendida programada enero 2011 - diciembre 2012



Los meses de enero, febrero, julio y noviembre de 2012 superaron el límite máximo mensual permitido de demanda no atendida (0.033%) con un porcentaje de 0.067%, 0.038%, 0.102%, 0.037%, equivalente a una energía de 3.27 GWh, 1.79 GWh, 0.52 GWh y 1.88 GWh respectivamente, causada por mantenimientos programados.

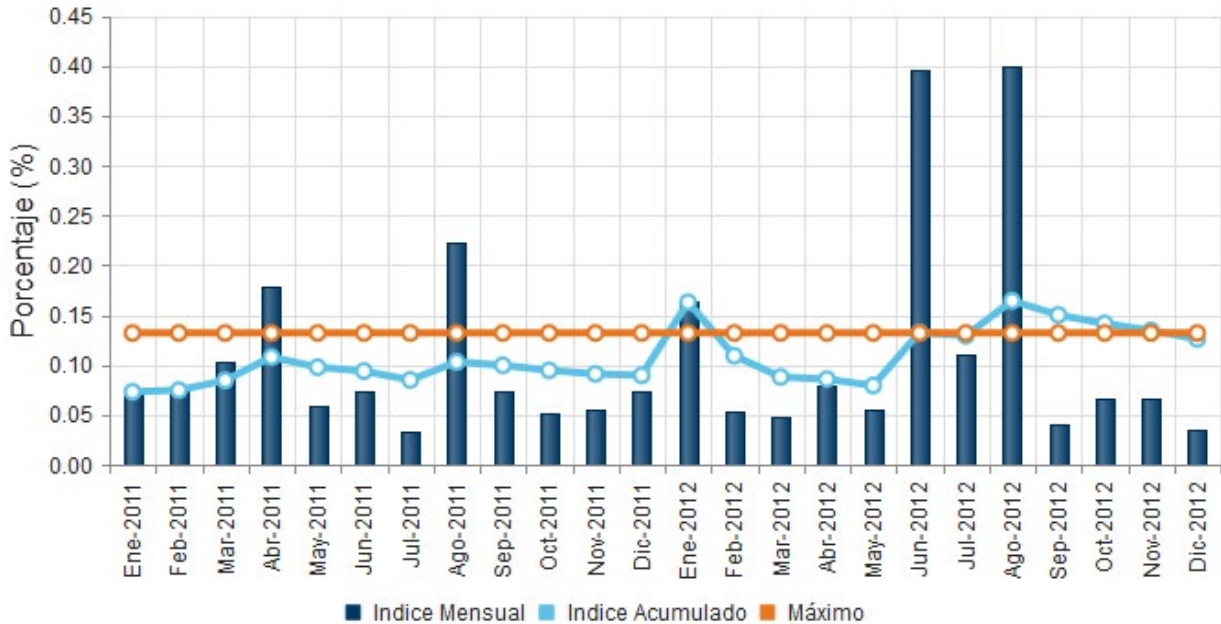
En este año se presentó en promedio una mayor demanda no atendida programada comparada con el año 2011, donde sólo en los meses de febrero y abril se superó el máximo permitido de demanda no atendida programada, con un valor aproximado de 4.17 GWh.

El índice mensual de demanda no atendida por causa programada en el año 2012 presentó un valor promedio de 0.031% estando por debajo de su límite máximo. Se destaca el gran valor de demanda no atendida alcanzado en el mes de enero por causa de la apertura de los circuitos Palos-Toledo 230 kV y Samoré-Banadía-Caño Limón 230 kV bajo consignaciones en el área Nordeste.

### Demanda no atendida por causas no programadas

En la gráfica 9 se presenta el porcentaje (índice) de demanda no atendida no programada para los años 2011 y 2012. Esta gráfica incluye el porcentaje mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.

Gráfica 9. Demanda no atendida no programada enero 2011 - diciembre 2012



Durante 2012 la demanda no atendida por causas no programadas superó el límite máximo (0.132%) en los meses de enero, junio y agosto, alcanzando respectivamente 0.162%, 0.395% y 0.398% equivalente a un suministro desatendido de energía de 7.8 GWh, 19.3 GWh y 20.33 GWh.

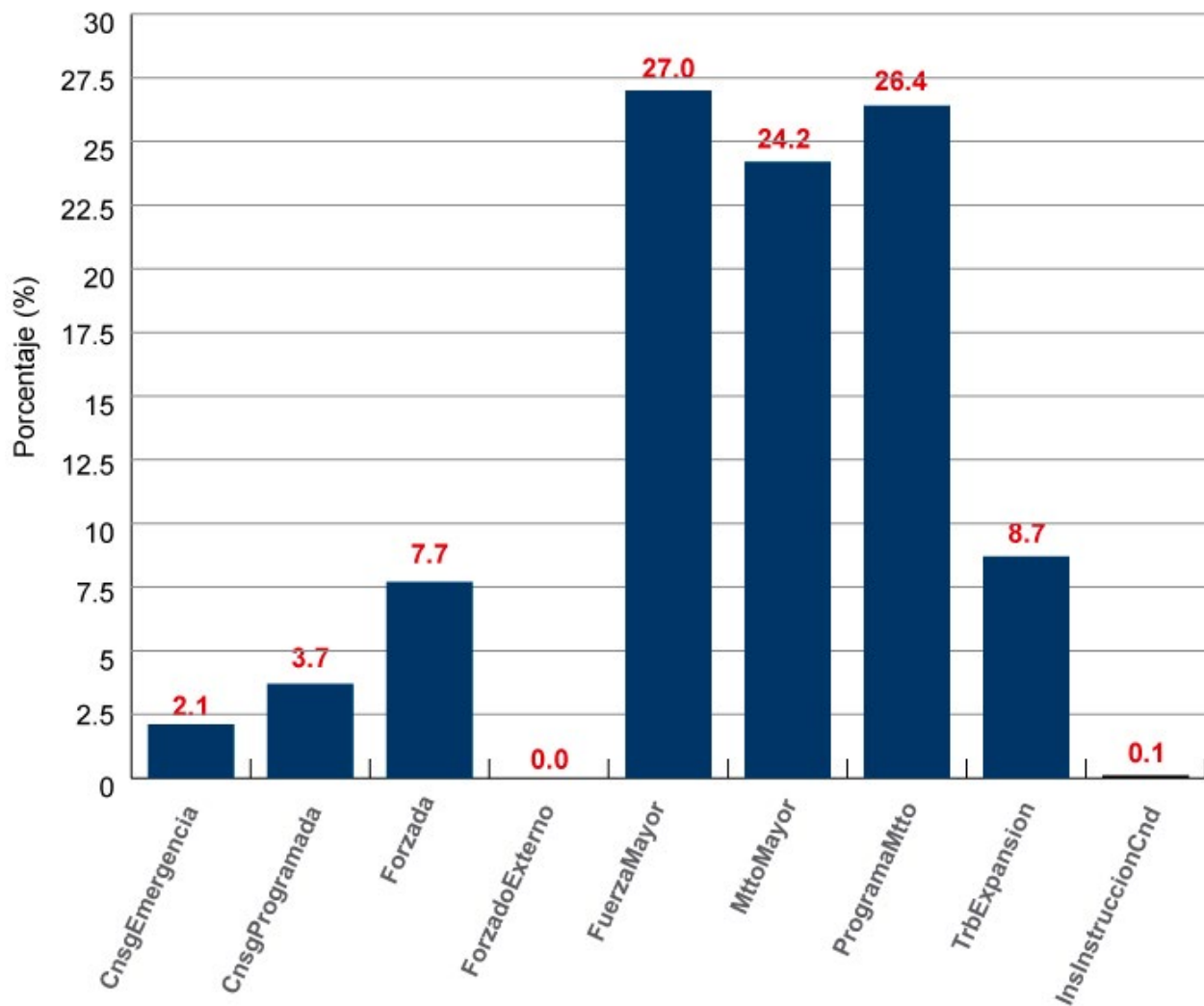
Entre los eventos más significativos que causaron un gran valor de demanda no atendida no programada, se tiene en el mes de enero la indisponibilidad de las unidades de generación en el área de la costa debido a limitaciones en el suministro de gas y la indisponibilidad del circuito Caño Limón Caricare 1 34.5 kV.

Además, la desconexión del circuito Banadía Caño Limón 230 kV fue la principal causa de la alta demanda no atendida en el mes de junio; mientras que en el mes de agosto se presentaron inconvenientes principalmente en el área Suroccidente debido al alto número de atentados y circuitos indisponibles como Pance Salvajina 230 kV, Salvajina Juanchito 230 kV, Bajo Tabor 115 kV, Bajo El Pailón 115 kV y Junín Buchely 115 kV. También en este mes se presentó la desconexión del circuito Banadía Caño Limón 230 kV y el evento de gran magnitud en el área de Bolívar en la red de 220 kV y 66 kV.

## Disponibilidad de activos

En la gráfica 10 se presenta el porcentaje de las principales causas que provocaron indisponibilidad en el STN durante el año 2012. Fuerza Mayor, con un 27.04%, fue la causa que provocó una mayor indisponibilidad de activos, seguida de cerca por causas programadas con la causa programa mantenimiento con un 26.43% y la causa mantenimiento mayor con un 24.16%. Estas tres causas cubren el 77.63% del total de indisponibilidades en el STN.

Gráfica 10. Indisponibilidad activos STN año 2012



Dentro de la causa Fuerza Mayor toma gran importancia la serie de atentados durante el año a los circuitos San Carlos - Porce III 500 kV y Porce III - Cerromatoso 500 kV con un total de 1,024 horas; mientras que el mantenimiento mayor más grande fue en el mes de mayo por la consignación del transformador 1 de 200 MVA en subestación Guajira con 1,588 horas.

Por otra parte, dentro del 22.37% restante del total de indisponibilidades, las causas que más sobresalen son los trabajos de expansión con 8.65% y la causa forzada con un 7.74%.

Los trabajos de expansión que se destacan son la apertura del transformador en subestación Santa Marta 9 y sus bahías asociadas de 220/110/34.5 kV en el mes de diciembre mientras que dentro de los hechos por los cuales se presentan eventos forzados se encuentran: desconexión de circuitos por descargas atmosféricas, actuación de protecciones por baja presión del SF6 o bajos niveles de aceite en los interruptores, problemas en los mecanismos de cierre de seccionadores e interruptores, acercamiento de árboles en las líneas y fallas diversas.

En los anexos a este capítulo se presenta un mayor detalle de las causas de Fuerza Mayor y Consignación de Emergencia.

### Desconexión automática de carga - EDAC

En el 2012, cumpliendo con lo exigido por la regulación vigente, XM realizó el estudio "Revaluación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia -EDAC- 2012" documento XM CND 2012 063.

Como resultado de este análisis, se encontró que de acuerdo con los eventos analizados, la actuación del esquema EDAC es confiable para cubrir desbalances generación-demanda en el SIN, por lo cual se recomendó dar continuidad del esquema actual para el período 2012-2013.

En mayo de 2012 se aprobó el Acuerdo CNO 582 el cual estableció los siguientes aspectos asociados al EDAC por baja frecuencia para el SIN:

- Mantener el actual EDAC por baja frecuencia, el cual 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 4 segundos en la última etapa).

- Realizar pruebas a las etapas 4, 5 y 6 del EDAC, conforme a lo establecido en el Acuerdo CNO 488 de 2010 y entregar los resultados de las mismas a más tardar el 31 de octubre de 2012.

En la tabla 2 se resume el EDAC aprobado para el periodo 2012- 2013.

Respecto al reporte de las pruebas del EDAC para las etapas 4, 5 y 6, el 84% (16 de 19) de las empresas distribuidoras que debían presentar reporte, entregó los resultados de las pruebas realizadas, con un cumplimiento del 100% respecto a los parámetros evaluados, establecidos por el Acuerdo CNO 488 de 2010, y el 16% (3 empresas de 19) no presentó reporte de las pruebas del EDAC.

Los eventos presentados durante el 2012 se muestran en los anexos a este capítulo.

Tabla 2. Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia 2012-2013

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	1,000	5			
7	58.4	2,000	5	58	-0,3	200
8	58.4	4,000	5	58	-0,2	400

### Atentados a la infraestructura del SIN

En las tablas 3, 4 y 5 se muestra un resumen de los atentados ocurridos en el SIN en el año 2012 con resolución mensual. Esta clasificación se hizo según se muestra en las tablas por empresa, por mes y por departamento; siendo ISA la empresa que más atentados sufre en su infraestructura eléctrica con un 64.8% y Agosto el mes que más eventos registra en el año.



Tabla 3.

Atentados SIN por empresa	
Empresa	Acumulado 2012
ISA	24
EEB	2
CENS	5
CEDENAR	2
CEO	0
EPSA	2
EPM	1
DISPAC	1
Total	37

Tabla 4.

Atentados SIN - Mensual			
Mes	Otras empresas	ISA	Total
Enero	2	3	5
Febrero	0	0	0
Marzo	0	1	1
Abril	0	1	1
Mayo	0	1	1
Junio	1	2	3
Julio	0	2	2
Agosto	8	10	18
Septiembre	1	1	2
Octubre	1	1	2
Noviembre	0	1	1
Diciembre	0	1	1
Total	13	24	37

Tabla 5.

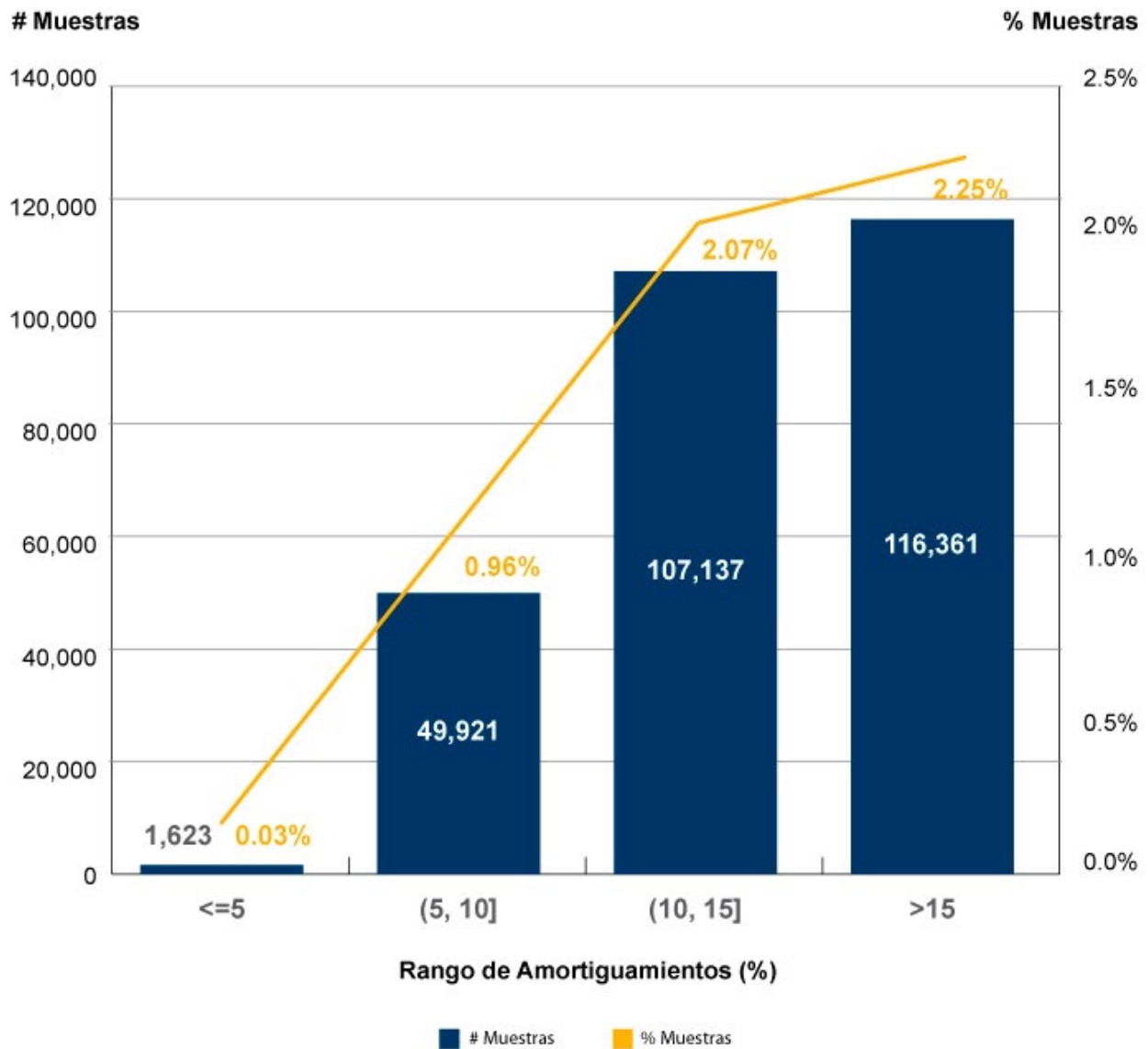
Atentados SIN - Departamento	
Departamento	Acumulado 2012
Antioquia	9
Cauca	6
Norte Santander	5
Guajira	4
Valle del Cauca	4
Arauca	3
Nariño	2
Bogotá	1
Chocó	1
Cundinamarca	1
Meta	1
Total	37

### Seguimiento a las oscilaciones en el SIN

En XM se realiza el análisis del amortiguamiento de oscilaciones del modo mecánico, empleando el aplicativo PhasorPoint de Psymetrix, el cual consulta directamente los datos de las diferentes Unidades de Medición Fasorial (PMU) 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 240 MW. Los resultados obtenidos se clasifican de acuerdo con el valor de amortiguamiento en cuatro rangos así: el primer rango serán 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 2012 se obtuvieron un número total de 51,182,990 muestras, de las cuales 275,042 presentaron una amplitud superior a los 30 mHz, que representan el 5.31 % de las muestras totales, y se repartieron en los rangos de amortiguamientos como indica la gráfica 11.

Gráfica 11. Histograma de amortiguamientos con amplitudes > 30MHz durante el 2012.



En los anexos a este capítulo se presentan los eventos de oscilación de frecuencia que se registraron en el SIN durante 2012.

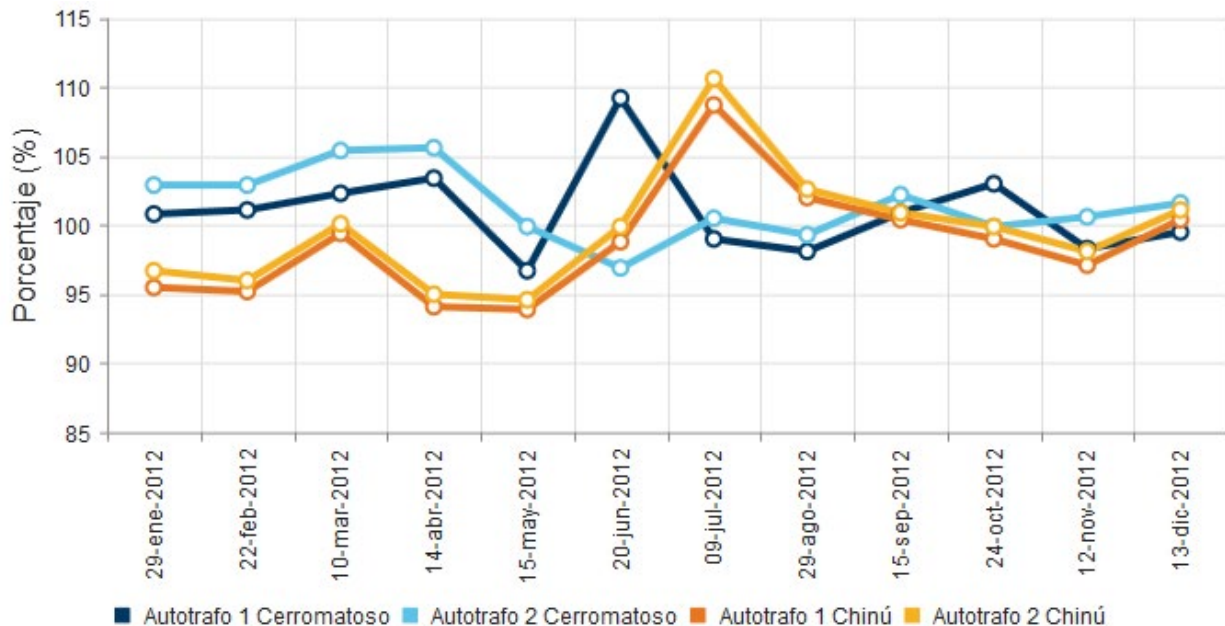
## Seguimiento a la cargabilidad de los transformadores del STN

En 2012 XM realizó el seguimiento diario a la cargabilidad de los transformadores del STN, mediante el sistema PI y el aplicativo SinautWop, con datos del SCADA cada 4 segundos. Según lo evidenciado durante el año, las condiciones de sobrecarga eléctrica de los transformadores del STN, están asociadas a mantenimientos, eventos ocurridos en la zona de ubicación del activo y limitación de la capacidad del transformador, debido al aumento de la potencia demandada en la zona.

Adicionalmente, se evidenció que durante el año, la mayor reincidencia en alta cargabilidad y sobre carga eléctrica del equipo, se presentó en los autotransformadores 1 y 2 de la subestación Cerromatoso 500 kV, y en los autotransformadores 1 y 2 de la subestación Chinú 500 kV.

La gráfica 12 presenta el comportamiento de los valores de máxima cargabilidad por mes, para los autotransformadores 1 y 2 de la S/E Cerromatoso 500 kV y para los autotransformadores 1 y 2 de la S/E Chinú 500 kV.

Gráfica 12. Curva cargabilidad año 2012



## Otros aspectos de interés en la Planeación y Operación del SIN en 2012

### Probabilidades de falla de los subsistemas eléctricos

Para finales del 2012, los circuitos con mayor probabilidad de falla fueron San Carlos - Porce III 1 500 kV con el 2 % y Porce III - Cerromatoso 1 500 kV con 11 %. En su mayoría, la indisponibilidad de estos circuitos fue causada por Actos Mal Intencionados (AMI).

### Potencia reactiva

Durante el 2012 dentro del Grupo de Controles de Generación -GCG- perteneciente al Subcomité de Estudios Eléctricos, XM trabajó de manera coordinada con los demás agentes miembros del CNO una propuesta de metodológica para la realización de las pruebas de Potencia Reactiva que establece la Resolución CREG 025 de 1995. Asimismo, se realizó el seguimiento diario al comportamiento de la respuesta en Potencia Reactiva que obtenida por los generadores despachados centralmente.

### Acuerdos Operativo y Comercial Colombia - Panamá

Dado que para el año 2012 se tenía previsto la realización de Acto de Concurrencia para la Contratación del Suministro de Potencia Firme y energía de Largo Plazo en Panamá, y que se esperaba la participación de Agentes colombianos en dicha subasta a través de la adquisición de Derechos Financieros de Transmisión del enlace Colombia Panamá, el Comité de Coordinación Técnico Comercial CCTC cumpliendo con lo estipulado en el Parágrafo 1 de los Artículos 4 y 15 de la Resolución CREG 055 de 2011 y el Artículo 3 del Anexo A de la Resolución AN-4508-elec-2011, puso a disposición para comentarios de los respectivos Reguladores en cada país, los Acuerdos Operativo y Comercial para el Enlace Internacional Colombia Panamá.

Esta primera versión para comentarios fue el resultado de diversas reuniones del CCTC y en ellos se desarrollan temas como criterios de calidad y seguridad, estudios conjuntos de los sistemas, operación de la interconexión, tratamiento de las transacciones de electricidad, sistema de medición comercial, conformación de comités operativos y comerciales de trabajo, entre otros.

Una vez recibidos los Acuerdos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG y la Autoridad de Servicios Públicos ASEP, a través de la Resolución CREG 057 de 2012 y la Resolución AN-5300-elec-2012 respectivamente, hicieron públicos los mencionados Acuerdos con el objeto de recibir comentarios de los interesados. Finalmente el CCTC

recibió por parte del regulador colombiano, los comentarios a los Acuerdos y aún está pendiente de la misma información proveniente de ASEP, para emitir una versión final de los Acuerdos.

### Seguimiento al desempeño del servicio AGC

En el transcurso del año 2012 se realizó seguimiento diario a las unidades que prestaron el servicio de regulación secundaria y se realizó seguimiento a la regulación primaria cuando la frecuencia eléctrica del SIN se encontró por fuera del rango de operación (59.8 – 60.2 Hz). De estos análisis se pudo concluir que durante el año de estudio las unidades de generación respondieron adecuadamente a las variaciones de frecuencia del sistema y se mantuvieron unos márgenes adecuados de reserva de generación para garantizar el servicio de regulación secundaria.

- Regulación secundaria: 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.
- Regulación primaria: primera acción de control realizada automáticamente por las unidades de generación para atender el desbalance carga – generación.

### Evento del gasoducto Barranquilla - Cartagena

El 14 de enero de 2012 Promigas informa riesgo de rotura del Gasoducto Barranquilla - Cartagena de 32 pulgadas ya que fue alcanzado por el caudal del río Magdalena, a la altura del departamento del Atlántico, producido por la fuerte ola invernal. Por lo anterior, se debieron bajar las presiones de operación y restringir el suministro a algunos agentes del mercado, imponiendo un manejo de presiones inferior a los habituales afectando principalmente al sector térmico de la Costa.

Por lo anterior, y dado que el circuito Primavera – Cerromatoso 500 kV se encontraba indisponible por AMI, la atención de la demanda eléctrica también se vio afectada, siendo necesario desatender 3.8 GWh, entre el 16 y el 17 de enero.

El 17 de enero se realizó coordinación sectorial y se recomendó al Ministerio de Minas y Energía, por medio del CNO-Gas, declarar el inicio de racionamiento programado de gas natural (Resolución 180056 del MME), con el cual se asignó 80 GBTUD al sector termoeléctrico. En Resolución 180067 del 20 enero se modifica la asignación para el sector termoeléctrico a 100 GBTUD.

Por su parte, Promigas como una medida de solución temporal a la situación, construyó un cruce temporal sobre el puente Pumarejo, con un tubo de 20 pulgadas, el cual entro en servicio el 21 de febrero. Posteriormente, se contó con la construcción de dos variantes cada una de 10 pulgadas y finalmente en el mes de noviembre, luego de la entrada en operación de una nueva variante de 20 pulgadas, se contó con la disponibilidad total de la capacidad del sistema de transporte de la Costa Caribe. Por lo anterior, Promigas dio por superadas las causas que dieron origen a la declaración de Racionamiento Programado de Gas Natural, y el CNO-Gas recomendó al ministerio proceder a declarar el cese del mismo.

### Seguimiento situación energética por calentamiento en el Pacífico

Hacia mediados del 2012 se observó el cambio en la tendencia de algunas variables climáticas del Pacífico tropical, hacia valores típicos de un evento El Niño, el cual no obstante, no llegó a desarrollarse debido a la falta de un perfecto acoplamiento entre las variables oceánicas y atmosféricas. Para estas fechas los pronósticos de aportes hídricos de las cuencas del SIN realizados por el Subcomité Hidrológico y de Plantas Hidráulicas (SH&PH) del Consejo Nacional de Operación (CNO), mostraban valores deficitarios para el segundo semestre de 2012 y los primeros meses de 2013. Con estas tendencias en las variables climáticas y pronósticos de aportes, el CND con el fin de garantizar una operación segura, confiable y económica ha presentado 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, adicionalmente se han presentado 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.

Los resultados de las simulaciones energéticas permitieron en 2012 dar señales al sector eléctrico sobre las cantidades de generación térmica y necesidades de combustibles (carbón, gas y líquidos) para afrontar la situación energética por calentamiento y condición de aportes deficitarios que se presentó durante el año. 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.

Las señales de generación térmica, ha tenido especial relevancia dada la actual contratación en combustibles para respaldar la energía firme del cargo por confiabilidad, debido a que una porción importante del total de la OEF térmica depende directamente de uso de combustibles líquidos, para los cuales, no se

dispone de una logística e infraestructura que garantice en forma simultanea el abastecimiento sostenido y prolongado del parque térmico respaldado con este tipo de combustible. Por la anterior razón, los análisis energéticos incluyeron la información de las cantidades de gas y líquidos contratadas por los distintos agentes para su generación, y de esta forma estimar los requerimientos necesarios de combustibles para cubrir satisfactoriamente la demanda de energía en condiciones de calentamiento y aportes hídricos deficitarios según las expectativas climáticas.

### Administración del Riesgo para la Cumbre de las Américas

En el mes de abril de 2012 se celebró en la ciudad de Cartagena la Sexta Cumbre de las Américas, la cual contó con la participación de 34 jefes de estado y de Gobierno de los Estados de las Américas, por lo anterior y de acuerdo con la solicitud de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, desde el mes de febrero de 2012 se conformó el "Comité de Administración de Riesgo para la Cumbre de las Américas" coordinado por XM. La finalidad de este comité fue el de identificar los escenarios de riesgo que se podían presentar para la adecuada atención de la demanda, con el objetivo de coordinar las tareas con las empresas del sector energético relacionadas con la prestación del servicio de energía eléctrica en la costa atlántica, velando por la prestación continua del servicio durante los días de la cumbre.

Dentro del comité se formaron cinco grupos de trabajos, cada uno con un propósito. En la figura 1 se observa la conformación de cada uno de ellos y luego se relaciona el objetivo para lo que fue creado.



Figura 1. Estructura Comité Cumbre de las Américas



- **Grupo Operación:** coordinar todas las acciones de tipo operativo necesarias para maximizar la confiabilidad en la atención de la demanda.
- **Grupo Generación:** gestionar la máxima disponibilidad de las plantas de generación de la subárea, así como la disponibilidad de los combustibles necesarios para su generación.
- **Grupo Tecnológico:** coordinar la logística necesaria para que se tenga la mayor confiabilidad en los enlaces de comunicaciones (Voz y datos) entre las diferentes empresas.
- **Grupo Comunicación:** garantizar que se tenga un manejo coordinado de la información entre las diferentes empresas durante los días de la cumbre.

- **Grupo Seguridad:** coordinar con las diferentes empresas la información requerida para el apoyo por parte de la Fuerza Pública en aquellas subestaciones o infraestructura identificada como crítica.

Durante las gestiones del comité, XM semanalmente envió a la SSPD y al Ministerio de Minas y Energía un informe sobre el avance de las actividades que se desarrollaban. Así mismo, periódicamente se presentaron las acciones del comité al CNO y al CNO-Gas, para mantener al tanto a los diferentes actores.

Finalmente, dado el compromiso con el país por la importancia del evento, se contó con una estrecha coordinación, participación y apoyo de los organismos del sector, para adelantar todas las actividades necesarias dentro del actual marco regulatorio que se evidenció en la confiabilidad brindada al servicio de energía eléctrica durante los días de la Cumbre. Demostrando que para este tipo de eventos un correcto flujo de comunicación entre las diferentes empresas y los diferentes grupos de trabajo son factores determinantes para obtener buenos resultados.

## Anexos - Eventos tensión fuera de rango

En la tabla 6 se muestra en detalle los eventos de tensión fuera del rango permitido para el año 2012.

Tabla 6. Eventos de tensión fuera de rango

Tipos de sucesos asociados	Subestación	Duración (min)	Tensión (kV)
Desconexión del circuito Salvajina-Pance 230 kV en ambos extremos, presentándose salida de la generación de Salvajina.	Salvajina	5	0
Desconexión del circuito Samoré - Banadía - Caño Limón 1 230 kV, y posteriormente dispara el circuito Palos - Toledo - Samoré 1 230 kV.	Banadía, Caño limón	56	0
Desconexión de las unidades 1, 2 y 3 de Salvajina, los circuitos Pance - Salvajina 1 230 kV y Juanchito - Salvajina 1 230 kV y del transformador Salvajina 1 10 MVA 230/34.5/13.8 kV.	Salvajina	9	0
Desconexión de las bahías de línea en Salvajina hacia Pance 1 230 kV y hacia Juanchito 1 230 kV con recierre en Pance y Juanchito. Este evento deja sin tensión a la subestación Salvajina 230 kV ocasionando la salida de las unidades 2 y 3 de Salvajina	Salvajina	34	0

Continúa en la siguiente página.

ÍNDICE

Tipos de sucesos asociados	Subestación	Duración (min)	Tensión (kV)
Desconexión del circuito Urra - Urabá 230 kV y de la bahía por 230 kV del transformador Urabá 135 MVA 230/115 kV. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.	Urabá	17	0
Desconexión en Urrá del circuito Urrá - Urabá 230 kV con 38 MW. Causa sin aclarar.	Urra	14	0
Desconexión del circuito Samoré - Banadía - Caño Limón 230 kV.	Samoré, Banadía, Caño Limón	45	0
Desconexión de la bahía de línea en Urrá hacia Urabá 1 230 kV En el evento quedó sin tensión la subestación Urabá 220/110 kV.	Urabá	12	0
Desconexión de los circuitos Pance-Salvajina 230 kV y Salvajina-Juanchito 230 kV, quedando sin tensión la subestación Salvajina 230 kV.	Salvajina	780	0
Desconexión del circuito Samoré-Banadía-Caño Limón 230 kV. El agente reportó falla trifásica a 113 Km desde Samoré. En el evento quedan sin tensión las subestaciones de Banadía 230 kV y Caño Limón 230 kV.	Samoré, Banadía, Caño Limón	23	0
Desconexión de los activos asociados a la subestación Ternera 220 kV y Ternera 66 kV.	Ternera	119	0
Durante el restablecimiento del área, Bolívar rechaza el cierre del circuito Bolívar-Ternera 220 kV y disparan los circuitos Bolívar-Sabanalarga2 220 kV, Bolívar-Cartagena 220 kV y el transformador Bolívar 500/220 kV de Bolívar. Quedan sin tensión las subestaciones Cartagena 220 kV y Candelaria 220 kV.	Cartagena y Candelaria	17	0
Desconexión de los circuitos Guavio - Reforma 230 kV, Reforma - Tunal 230 kV y recierre monofásico fase A del circuito Guavio - Tunal 230 kV. El agente reporta fuertes tormentas en la zona.	Reforma	12	0
Desconexión del circuito Salvajina - Juanchito 230 kV en ambos extremos por incendio en la trampa de Onda en la subestación Salvajina. Posteriormente, disparan el circuito Salvajina - Pance 230 kV en ambos extremos y el transformador 1 de Salvajina 10 MVA.	Salvajina	103	0
Desconexión bahía de línea Urrá hacia Urabá 230 kV. Durante el evento queda sin tensión la subestación Urabá.	Urabá	21	0
Desconexión de los circuitos Pance - Salvajina 230 kV y Juanchito - Salvajina 230 kV dejando sin tensión la subestación Salvajina 230 kV.	Salvajina	13	0

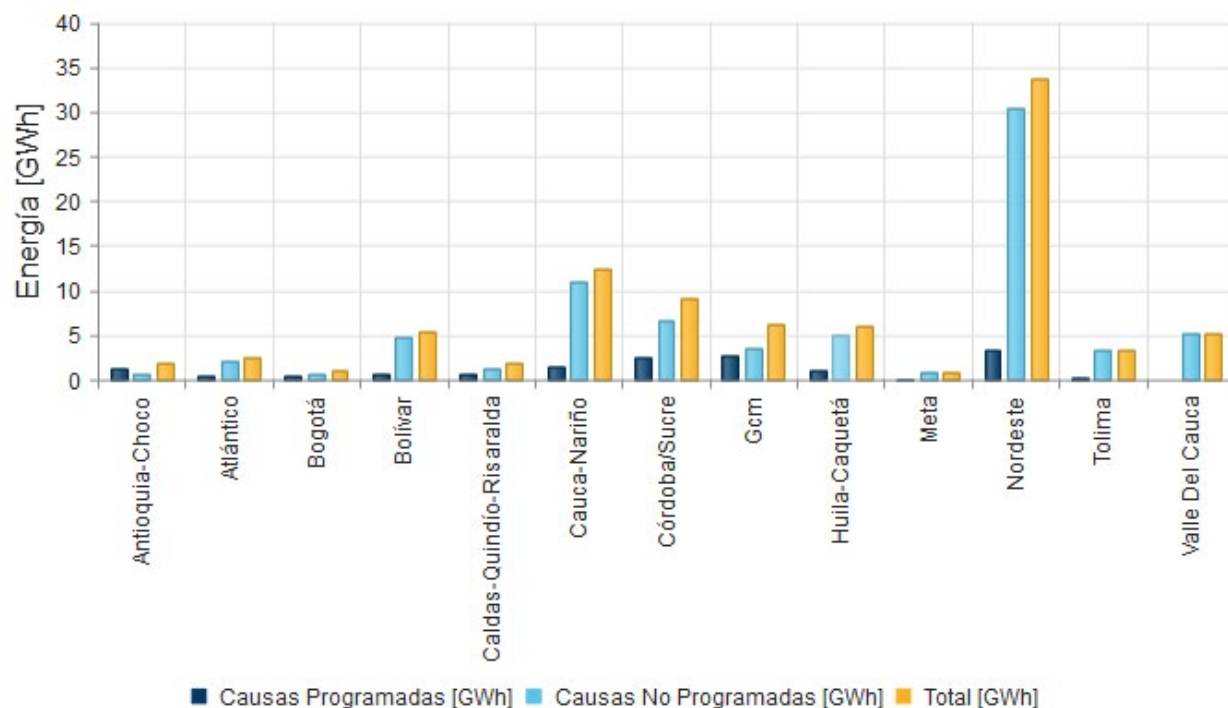
Continúa en la siguiente página.

Tipos de sucesos asociados	Subestación	Duración (min)	Tensión (kV)
Desconexión de todos los extremos remotos de los circuitos en subestación Cartagena 220 kV quedando sin tensión toda la subestación Cartagena 220/66 kV	Cartagena	42	0
Disparo de la bahía de línea en Urra a Cerromatoso 1 230kV, en Urra hacia Urabá 230 kV, la bahía de acople en subestación Urra 230 kV y la unidad 3 de Urra. En el momento del disparo se encontraban realizando trabajos bajo la consignación nacional CO083401 BLI URRRA A URABÁ 230 kV.	Urabá	1	0
Disparo del Compensador Estático SVC de Caño Limón 34.5 kV bajo consignación nacional C0082908.	Caño Limón	1	185.5

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

En la gráfica 13 se presenta la demanda no atendida por causas programadas y o programadas por áreas operativas en el año 2012.

Gráfica 13. Resumen demanda no atendida programada y no programada por área operativa año 2012.



Según como se observa en la gráfica 13, las áreas de Nordeste, Cauca-Nariño y Córdoba-Sucre presentan los valores más altos de energía no suministrada no programada con respecto a las demás áreas operativas debido a las desconexiones de circuitos de distribución que se realizan en dichas áreas en el transcurso de cada día.

El área Nordeste presentó uno de los más altos valores de energía no suministrada no programada, esto se debe a la desconexión del Sistema Interconectado Nacional de la subestación Caño Limón la cual atiende una gran demanda industrial.

### Anexos - Tipo evento fuerza mayor

En la tabla 7 se presenta un resumen de los tipos de eventos fuerza mayor presentados en el SIN para el año 2012. Tal como ocurrió en el año 2011 la mayor componente se presenta por AMI (Ataque Mal Intencionado) con un 65.04%.

De los eventos por atentado, el 93.83% corresponde a eventos en los circuitos Porce III - Cerromatoso 500 kV y Porce III San Carlos 230 kV. En el tipo otras causas, se encuentran trabajos correctivos sobre estructuras y cables.

Tabla 7. Tipo evento fuerza mayor

Evento	Porcentaje
AMI (Ataques mal intencionados)	65.04%
Construcción variantes en torres	21.89%
Otras Causas	13.06%

## Anexos - Tipo evento consignación de emergencia

En la tabla 8 se muestra las indisponibilidades causadas por consignación de emergencia, la causa que más se presenta es la intervención sobre cadenas de aisladores, con un 53.80%. Las otras dos que siguen son mantenimiento correctivos sobre interruptores y transformadores con 41.95% y 3.44%.

Tabla 8. Tipo evento consignación emergencia

Evento	Porcentaje
Cadenas de Aisladores	53.80%
Mantenimiento sobre interruptores	41.95%
Mantenimiento correctivo sobre transformadores	3.44%
Otros ítems	0.78%

## Anexos - Eventos del EDAC

Durante el 2012 solo se presentó un evento que ocasionó actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga - EDAC por baja frecuencia; este evento dio lugar a la actuación de la etapa uno del esquema, cuando la frecuencia alcanzó el umbral de  $f(\text{Hz})=59.4$  y un tiempo de retardo de 200 ms.

A continuación se describe el evento ocurrido:

**25 de noviembre de 2012, a las 08:06 horas:** mientras se ejecutaban las maniobras de apertura de los interruptores asociados a la barra 2 en la Subestación San Carlos 500 kV, se produjo desconexión intempestiva del autotransformador 2 de 450 MVA, 500/230/34.5 kV, en el nivel de 500 kV de esta subestación, y desconexión de la línea a 500 kV, San Carlos - Porce 3, en el extremo de San Carlos.

Puesto que para este momento, se contaba con indisponibilidad del circuito a 500 kV, Porce 3 - Cerromatoso, la central Porce 3 quedó aislada del sistema, desconectándose luego de alcanzar condición de sobrevelocidad por rechazo súbito de carga.

Este hecho provocó que se dejaran de inyectar al sistema 530 MW de potencia que se generaban previo al evento, en la central Porce 3, y que la subestación Porce 3

quedara sin tensión. Producto de esta pérdida de generación, la frecuencia del Sistema Interconectado Nacional SIN, descendió por debajo del límite inferior de operación establecido (59.8 Hz), hasta alcanzar un valor de 59.34 Hz, ocasionando la actuación de la etapa 1 del Esquema de Deslastre Automático de Carga EDAC. La actuación del esquema, produjo la desconexión automática del 5.19% (285 MW) de la demanda total del SIN, atendida al momento del evento.

Adicionalmente, producto de la condición de baja frecuencia eléctrica alcanzada en el evento, se produjo desconexión imprevista de la línea a 230 kV, San Mateo Corozo 2, en el extremo de San Mateo, interrumpiendo la transferencia de 82 MW de potencia que se exportaban hacia el sistema eléctrico venezolano.

### Producto del análisis se evidenció que:

La desconexión de la línea a 500 kV, San Carlos Porce 3, en el extremo de San Carlos, provocó la desconexión de la central Porce 3, y la pérdida de 530 MW de generación que eran inyectados al SIN previo al evento. Como consecuencia de esto, se produjo un descenso súbito de la frecuencia del SIN, alcanzando el umbral de frecuencia (59.4 Hz) y de tiempo (200ms) para actuación de la primera etapa del EDAC. La frecuencia del SIN, descendió hasta un valor mínimo de 59.34 Hz.

Con la actuación del EDAC, fueron deslastrados 203 MW de la demanda atendida en el sistema eléctrico colombiano, y 82 MW que se exportaban al sistema eléctrico venezolano a través de la línea a 230 kV, Corozo 2 San Mateo, lo cual representó un porcentaje total de 5.19% de carga deslastrada en el SIN.

## Eventos de oscilaciones de frecuencia

**04 de marzo de 2012:** Entre las 21:02:18 horas hasta las 21:07:28 horas del 4 de marzo del 2012 se presentó una oscilación de frecuencia, con una duración de 5 minutos y 10 segundos y un valor máximo de frecuencia de 60.205 Hz. En el momento se encontraba subiendo Guavio su generación en 150 MW. El mayor cambio en generación para el período 22 se presentaba para la planta de San Carlos, que cambiaba de un valor de potencia de 1029 MW en el período 21 a un valor de 307 MW para el período 22, según el Despacho Programado.

**04 de junio de 2012:** Entre las 04:59:57 horas y las 05:00:00 horas se presentó una oscilación de frecuencia, alcanzando un valor máximo de 60.22 Hz, y luego entre las 05:00:10 horas y las 05:00:12 horas la frecuencia alcanzó un valor máximo de 60.215 Hz.

**09 de julio de 2012:** Entre las 21:34:09 horas y las 21:40:21 horas, se presentaron fenómenos oscilatorios electromecánicos de baja frecuencia, llegando a un valor mínimo de 59.78 Hz.

**29 de octubre de 2012:** Entre las 11:02 horas y las 12:14 horas, se presentó una oscilación de potencia del modo de oscilación electromecánico (0.6 y 1 Hz), con una frecuencia de oscilación de 0.9 Hz, y una amplitud máxima de 15,87 mHz. Produciendo una variación de la potencia activa y reactiva entre la costa atlántica y el interior del país.

**24 de noviembre de 2012:** Entre las 16:12:59 horas y las 16:16:38 horas, se presentó una oscilación de frecuencia correspondiente al modo de oscilación mecánico (0.04 - 0.1 Hz), con una duración de 3 minutos 39 segundos, ocasionando excursiones de la frecuencia por encima del límite superior establecido (60.2 Hz). La oscilación se originó debido a un evento de gran magnitud en Ecuador, que aisló el sistema ecuatoriano en 2 áreas. Durante el evento se presentó apertura de las líneas, a 230 kV, Jamondino - Pomasqui 2 y 3. Las líneas Jamondino - Pomasqui 1 y 4 quedaron atendiendo radialmente 50 MW del sistema ecuatoriano.

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

#### Antecedentes:

El Sistema Interconectado Nacional colombiano es actualmente supervisado por sistemas tradicionales (SCADA/EMS Supervisión, Control y Adquisición de Datos/ Sistema de Manejo de Energía), los cuales son estándar para la industria eléctrica alrededor del mundo. La arquitectura de estos sistemas de supervisión y control se basa en un esquema de diseño que data de los años 70, en donde el dispositivo más costoso era el computador central y las comunicaciones eran poco confiables. Hoy, los sistemas SCADA más avanzados siguen usando la misma arquitectura básica de comunicaciones en estrella y computación centralizada, con avances tecnológicos en el campo de las Tecnologías de Información y Comunicación (TIC) dentro del Centro de Control y en los mecanismos de respaldo de los sitios centrales de procesamiento.

Desde la aparición de la nueva tecnología de medición fasorial sincronizada (MFS), la investigación y el desarrollo para su integración a los sistemas de supervisión y control se ha incrementado de manera acelerada. Las nuevas tecnologías de información (como las comunicaciones y la computación en nube) y el sistema de posicionamiento global (GPS), proporcionan un medio confiable para el intercambio de información de supervisión, hacia, desde y entre las subestaciones y el centro de control. Esto permitirá obtener capacidades reales de computación distribuidas en las subestaciones para la



supervisión de la red, aumentando su confiabilidad. Adicionalmente, nuevos desarrollos en métodos para el análisis y control de los sistemas de potencia permitirán cumplir la promesa de contar con capacidades de autogestión y autoprotección en la red, las cuales podrían prevenir y/o mitigar los impactos de eventos de gran magnitud, como el apagón del sistema colombiano en abril de 2007.

En la actualidad existen esfuerzos en investigación y desarrollo tecnológico alrededor del mundo que buscan desarrollar e integrar las nuevas tecnologías descritas en una nueva generación de sistemas de supervisión, protección y control para sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, esta industria es conservadora por naturaleza, y los nuevos sistemas deben ser probados exhaustivamente antes de ser implementados a gran escala. XM ha sido un participante activo en el esfuerzo de investigación, desarrollo tecnológico y de pruebas de concepto, ocupando posiciones de liderazgo a nivel latinoamericano, a la par de compañías similares en Estados Unidos y Europa. Estos esfuerzos previos por parte de XM se han llevado a cabo a través del proyecto SIRENA (Sistema de Respaldo Nacional ante eventos de gran magnitud).

Por lo anterior, XM ha decidido ejecutar un proyecto de desarrollo tecnológico para el diseño de un sistema inteligente de supervisión y control avanzado (iSAAC Intelligent Supervision and Advanced Control) en el Sistema Interconectado Nacional SIN, con el fin de continuar con los esfuerzos iniciados en el proyecto SIRENA. Este proyecto considera el desarrollo de nuevo conocimiento y la implementación de un prototipo funcional que se construirá de manera incremental, y servirá como plataforma de pruebas para demostrar la viabilidad de utilizar las nuevas tecnologías desarrolladas en la supervisión, protección, control y comunicaciones de los sistemas de potencia de gran escala. Este prototipo servirá de base para la implementación del nuevo sistema de supervisión de tiempo real de la red eléctrica colombiana, representando un cambio significativo en la manera de realizar los procesos de supervisión, protección y control en XM, integrando la información de todas las empresas del SIN.

### Justificación:

La medición fasorial sincronizada (MFS), es una tecnología que impacta la forma como se pueden planear, programar, operar y analizar los sistemas eléctricos de potencia porque permite conocer de una manera muy precisa las diferentes variables eléctricas de la operación, información que puede ser del orden de 60 a 120 muestras por segundo.

Con este detalle, se abren entre otras, las posibilidades de poder conocer la evolución del sistema eléctrico, cuando se presentan contingencias, en un tiempo menor a un segundo y poder tomar acciones automáticas para evitar grandes apagones, acción

impensable cuando no se tenía esta tecnología. Este solo hecho justifica la adopción e incorporación de esta tecnología para desarrollar esquemas de protección especiales ante situaciones críticas que puede tener un sistema eléctrico. De la misma forma, la MFS permite conocer detalladamente lo que ocurre en el sistema cuando se presentan eventos, ya que la historia disponible de las variables permite determinar con precisión y calidad cada uno de los eventos ocurridos en el sistema, así como las causas de éstos y definir acciones correctivas para prevenir la ocurrencia de eventos similares.

La MFS también abre un espacio para el control del SIN y la implementación de esquemas especiales de protección, porque de una manera muy oportuna se puede conocer el estado del sistema en cualquier punto de la red y mediante algoritmos especiales definir acciones sobre el sistema eléctrico de potencia en tiempos muy cortos.

La validación de los modelos utilizados para la simulación de la operación de los sistemas eléctricos de potencia es otra área que puede desarrollarse con la instalación de PMU's (Phasor Measurement Unit) para incluir la información de sincrofasores. La posibilidad de validar los modelos usados y ajustarlos, arroja mejores resultados de las simulaciones lo cual redundará en la calidad y la economía de la operación del SIN.

### Resultado esperado con el Proyecto iSAAC:

Diseñar la arquitectura y el ecosistema funcional e implementar un prototipo para los futuros sistemas de supervisión y control en tiempo real, proponiendo una visión hacia la evolución radical de los sistemas SCADA/EMS en:

- Medición Fasorial Sincronizada.
- Funcionalidad Distribuida en Subestaciones.
- Comunicaciones en Nube / Bus.
- Protección Colaborativa.
- Conciencia Situacional Avanzada (Herramienta para realizar labores de supervisión, control, administración de estados y variables de un sistema, las cuales facilitan el entendimiento de la información y potencializan la capacidad de proyectar estados futuros).

### Resultados específicos con el Proyecto iSAAC:

- Desarrollar y validar métodos de análisis del Sistema Eléctrico de Potencia usando Medición Fasorial Sincronizada.

- Desarrollo de metodologías de ubicación óptima de PMU y métodos de agregación de datos teniendo en cuenta las características físicas de la red eléctrica y su respuesta dinámica.
- Realizar actividades de conceptualización y vigilancia tecnológica en Esquemas de Protección Colaborativa.
- Desarrollar el prototipo de herramienta de visualización del estado y comportamiento del Sistema Eléctrico de Potencia, integrando métodos de mejora de la conciencia situacional.
- Diseñar e implementar la arquitectura de la red de intercambio y gestión de información teniendo en cuenta los nuevos estándares y tecnologías.
- Desarrollar el prototipo de supervisión del sistema usando medición fasorial e instalando unidades PMU, el software asociado, los sistemas concentradores de información fasorial y la redundancia requerida.
- Realizar actividades de divulgación del proyecto iSAAC en el sector eléctrico nacional e internacional además de capacitaciones internas y externas en medición fasorial sincronizada.
- Uso de herramientas de capacitación virtual en el tema de Medición Fasorial sincronizada.
- Implementar un prototipo del sistema de supervisión inteligente y control avanzado iSAAC que incluye: sistema de medición de área amplia (WAMS en inglés) usando Medición Fasorial Sincronizada, red de comunicaciones asociada, dispositivo de decisión inteligente para las subestaciones (IDD), sistema de enrutamiento de información (Gateway) con aspectos de ciberseguridad y modelo común de datos CIM.
- Desarrollar e implementar aplicaciones para sistemas eléctricos de potencia a partir de la medición fasorial sincronizada, para apoyar los siguientes campos: la coordinación de la operación en tiempo real, el análisis postoperativo, la planeación de sistemas eléctricos de potencia, y el control y protecciones de sistemas eléctricos de potencia.
- Desarrollar y realizar pruebas con un prototipo de protección colaborativa con el concepto de Esquema Especial de Protección SPS.

### Logros de iSAAC en 2012

#### Adquisición de PMUs

En diciembre de 2012, XM adquirió 24 PMUs. Para su ubicación en el SIN se tuvieron en cuenta el aporte que la medición fasorial en una subestación específica podría hacer a los siguientes procesos:

- Ajuste y validación de Modelos de elementos del SIN y controles.
- Esquemas especiales de Protección SPS.
- Análisis Postoperativo.
- Observabilidad en Tiempo Real.
- Control.

En una evaluación con estos criterios, se definió como prioritaria la instalación de PMUs en las plantas de generación y en las subestaciones a 500 kV.

#### Proyecto con USTDA y Quanta

XM gestionó ante la Agencia para el comercio y el desarrollo de los Estados Unidos de América (United States Trade and Development Agency) el patrocinio para realizar un mapa de ruta de la tecnología de medición fasorial sincronizada en XM, el diseño conceptual de iSAAC y las especificaciones para la integración de iSAAC con el nuevo Centro de Control del SIN previsto para el año 2015. USTDA ha manifestado su interés en apoyar este proyecto, el cual se haría efectivo con la participación conjunta de las compañías Quanta y XM en el desarrollo de estos productos durante el año 2013. USTDA aportaría del orden de 450 mil USD a este proyecto.

#### Aprobación de beneficios tributarios

Colciencias aprobó el proyecto iSAAC, como un proyecto de investigación en Colombia, el cual aportará beneficios tributarios a la compañía por inversiones realizadas del orden de los 1000 millones de pesos en el año 2012.

### Participación en Consejo Nacional de Operación

XM gestionó la creación del Grupo de Medición Fasorial Sincronizada del Consejo Nacional de Operación, con el objeto de trabajar conjuntamente con las empresas del sector eléctrico colombiano, en el desarrollo de la tecnología de medición fasorial sincronizada y sus diferentes aplicaciones.

### Convenios con Universidades

XM realizó convenios con las Universidades UPB y Universidad Nacional de Medellín de Colombia, para desarrollar proyectos de investigación en:

Con UPB: Desarrollo y validación de métodos avanzados de análisis, supervisión y protección del Sistema Eléctrico de Potencia y desarrollo del prototipo de la plataforma de visualización del estado y comportamiento del Sistema Eléctrico de Potencia y del prototipo virtual de Esquemas de Protección Colaborativa (CPS) , usando Medición Fasorial Sincronizada.

Con UNal: Diseño conceptual de una estrategia distribuida de reconciliación de estado para sistemas eléctricos de potencia y del análisis de las aplicaciones potenciales de la estrategia en el control de voltaje del sistema.

Adicionalmente, con la Universidad Federal de Santa Catarina en Brasil UFSC, se viene adelantando un trabajo de investigación sobre la validación de modelos de unidades generadoras usando medición fasorial sincronizada, a través de un trabajo de Doctorado del Ingeniero Jorge Enrique Gómez de XM.

### Refuerzo de la plataforma tecnológica

En el año 2012, XM adquirió licencias de Phasor Point para conformar una arquitectura redundante y más confiable para el procesamiento de información de sincrofasores y para conformar un sistema de medición de área amplia (WAMS por sus siglas en inglés) con alta disponibilidad. Así mismo, XM adquirió licencias de PI para procesamiento histórico de la información de sincrofasores adquirida mediante el uso de las PMU instaladas.

# Transacciones Mercado Mayorista

## Precio de bolsa

El precio de bolsa nacional en 2012 presentó un incremento anual del 45.0%, al pasar de un promedio ponderado anual en 2011 de 75.80 \$/kWh a 109.92 \$/kWh en 2012. Por su parte, el precio promedio anual de contratos creció en un 2.3%, con 118.06 \$/kWh en 2011 y 120.72 \$/kWh en 2012.

Durante 2012, el máximo valor del precio de bolsa nacional horario se presentó el día 28 de septiembre con un valor de 307.51 \$/kWh en los periodos 19 y 20 y el valor mínimo el día 29 de abril con un valor de 34.99 \$/kWh en el periodo 7 (ver gráfica 1).

Durante el 2012, no se presentaron días en el que el precio de bolsa haya superado al precio de escasez.

Gráfica 1. Comportamiento precio de bolsa y de escasez

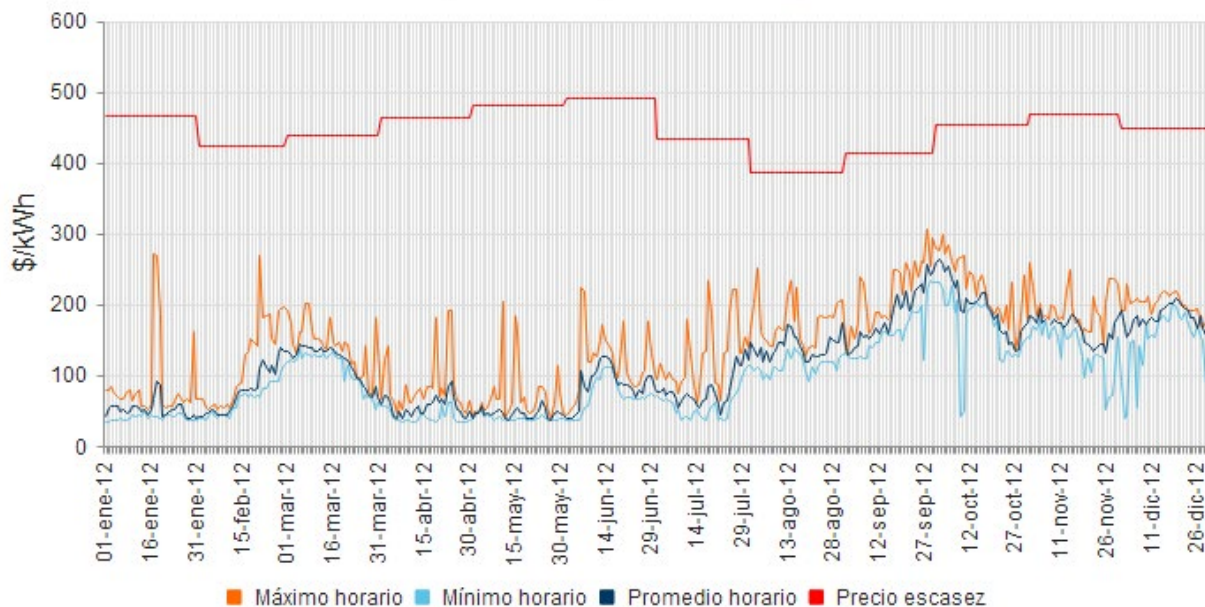


Tabla Gráfica 1.

Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)				
Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio horario	Precio escasez
01-ene-12	79.57	36.11	42.18	465.85
02-ene-12	79.36	36.01	54.38	465.85
03-ene-12	84.78	37.32	58.60	465.85
04-ene-12	73.89	36.39	57.03	465.85
05-ene-12	70.80	38.57	58.07	465.85
06-ene-12	66.48	39.24	50.58	465.85
07-ene-12	66.39	37.48	51.53	465.85
08-ene-12	76.46	37.56	46.47	465.85
09-ene-12	79.43	40.53	50.74	465.85
10-ene-12	65.21	44.22	57.32	465.85
11-ene-12	75.47	41.57	56.43	465.85
12-ene-12	79.41	43.91	55.65	465.85
13-ene-12	58.17	41.17	50.38	465.85
14-ene-12	56.51	49.51	51.42	465.85
15-ene-12	53.23	38.78	44.68	465.85
16-ene-12	59.12	44.67	52.48	465.85
17-ene-12	270.87	42.30	67.55	465.85
18-ene-12	269.87	41.30	91.35	465.85
19-ene-12	186.47	38.97	86.69	465.85
20-ene-12	60.94	37.94	41.64	465.85
21-ene-12	55.25	44.25	45.15	465.85
22-ene-12	58.10	45.91	50.04	465.85
23-ene-12	57.41	41.41	52.18	465.85
24-ene-12	65.48	41.48	51.46	465.85
25-ene-12	73.68	46.77	60.74	465.85
26-ene-12	68.42	47.52	59.35	465.85
27-ene-12	61.88	42.97	50.97	465.85

Continúa en la siguiente página

Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)				
Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio horario	Precio escasez
28-ene-12	66.48	37.58	41.13	465.85
29-ene-12	61.63	37.73	40.71	465.85
30-ene-12	162.86	36.34	43.94	465.85
31-ene-12	67.38	38.48	41.08	465.85
01-feb-12	68.55	39.64	42.80	422.96
02-feb-12	68.58	40.88	43.62	422.96
03-feb-12	55.67	37.97	46.31	422.96
04-feb-12	51.61	42.97	47.10	422.96
05-feb-12	57.14	51.14	51.89	422.96
06-feb-12	59.98	43.58	49.57	422.96
07-feb-12	53.52	41.02	44.78	422.96
08-feb-12	57.50	44.40	45.71	422.96
09-feb-12	55.51	44.01	45.47	422.96
10-feb-12	60.47	41.97	44.41	422.96
11-feb-12	54.86	40.86	50.11	422.96
12-feb-12	65.60	54.59	57.48	422.96
13-feb-12	84.91	54.91	70.58	422.96
14-feb-12	86.57	68.66	77.41	422.96
15-feb-12	89.89	71.89	79.25	422.96
16-feb-12	129.55	74.55	80.67	422.96
17-feb-12	133.72	70.72	81.01	422.96
18-feb-12	150.99	74.99	81.81	422.96
19-feb-12	146.16	70.16	80.60	422.96
20-feb-12	141.99	71.39	81.44	422.96
21-feb-12	268.32	70.12	109.79	422.96
22-feb-12	183.36	81.36	123.28	422.96
23-feb-12	184.87	81.87	112.39	422.96
24-feb-12	186.57	91.57	104.57	422.96
25-feb-12	151.43	91.93	115.89	422.96
26-feb-12	145.59	92.59	102.67	422.96

Continúa en la siguiente página



Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)				
Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio horario	Precio escasez
27-feb-12	193.13	93.13	132.79	422.96
28-feb-12	194.60	105.60	138.89	422.96
29-feb-12	196.26	114.26	134.09	422.96
01-mar-12	192.43	120.43	134.76	438.67
02-mar-12	173.48	121.48	130.00	438.67
03-mar-12	143.70	119.60	125.09	438.67
04-mar-12	132.81	121.91	128.55	438.67
05-mar-12	161.29	136.29	144.04	438.67
06-mar-12	162.35	125.35	141.67	438.67
07-mar-12	201.59	132.59	142.49	438.67
08-mar-12	201.69	129.69	139.46	438.67
09-mar-12	161.70	126.70	139.60	438.67
10-mar-12	151.58	130.08	135.93	438.67
11-mar-12	151.29	126.49	133.52	438.67
12-mar-12	150.74	126.74	138.77	438.67
13-mar-12	141.51	132.51	135.78	438.67
14-mar-12	136.65	125.65	133.84	438.67
15-mar-12	181.94	128.94	139.18	438.67
16-mar-12	147.25	135.05	137.99	438.67
17-mar-12	142.80	127.80	132.53	438.67
18-mar-12	146.84	124.84	129.77	438.67
19-mar-12	134.29	125.29	128.29	438.67
20-mar-12	146.25	92.25	125.21	438.67
21-mar-12	145.51	115.51	122.54	438.67
22-mar-12	118.21	96.21	111.50	438.67
23-mar-12	120.79	95.79	104.29	438.67
24-mar-12	97.02	95.52	96.55	438.67
25-mar-12	97.49	93.69	95.49	438.67
26-mar-12	98.56	67.06	85.47	438.67
27-mar-12	142.30	72.30	82.36	438.67

Continúa en la siguiente página

Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)				
Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio horario	Precio escasez
28-mar-12	78.56	69.56	73.08	438.67
29-mar-12	71.62	66.62	69.32	438.67
30-mar-12	181.57	51.57	85.57	438.67
31-mar-12	141.67	61.67	69.64	438.67
01-abr-12	66.39	56.39	59.81	463.89
02-abr-12	121.14	56.14	72.39	463.89
03-abr-12	142.48	55.48	69.11	463.89
04-abr-12	72.80	51.30	62.79	463.89
05-abr-12	64.58	39.59	43.15	463.89
06-abr-12	46.39	38.39	40.11	463.89
07-abr-12	65.32	38.17	51.07	463.89
08-abr-12	51.51	35.47	39.35	463.89
09-abr-12	86.27	37.27	52.17	463.89
10-abr-12	62.78	36.73	48.16	463.89
11-abr-12	61.38	35.33	41.98	463.89
12-abr-12	71.85	35.80	51.65	463.89
13-abr-12	79.70	38.66	56.66	463.89
14-abr-12	81.27	45.22	48.05	463.89
15-abr-12	68.44	44.89	46.23	463.89
16-abr-12	84.80	40.75	60.80	463.89
17-abr-12	83.97	36.92	59.28	463.89
18-abr-12	83.40	36.35	61.79	463.89
19-abr-12	182.20	36.15	71.13	463.89
20-abr-12	70.11	38.95	62.20	463.89
21-abr-12	82.04	60.04	67.56	463.89
22-abr-12	73.53	41.82	60.59	463.89
23-abr-12	191.62	62.29	85.20	463.89
24-abr-12	192.37	63.04	91.83	463.89
25-abr-12	88.26	39.45	69.15	463.89
26-abr-12	64.01	35.96	53.37	463.89

Continúa en la siguiente página

Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)				
Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio horario	Precio escasez
27-abr-12	63.06	35.02	49.82	463.89
28-abr-12	51.27	35.77	43.27	463.89
29-abr-12	47.04	34.99	40.84	463.89
30-abr-12	64.21	37.31	50.33	463.89
01-may-12	40.91	38.81	39.08	481.57
02-may-12	50.09	46.09	47.21	481.57
03-may-12	46.88	46.73	46.80	481.57
04-may-12	61.34	55.02	56.51	481.57
05-may-12	49.28	42.96	45.63	481.57
06-may-12	55.46	44.14	48.15	481.57
07-may-12	68.17	41.85	45.72	481.57
08-may-12	83.92	37.60	47.84	481.57
09-may-12	66.76	40.44	49.01	481.57
10-may-12	67.72	41.40	51.34	481.57
11-may-12	204.07	37.75	47.26	481.57
12-may-12	40.09	39.19	39.49	481.57
13-may-12	50.58	36.26	38.39	481.57
14-may-12	59.35	38.35	45.00	481.57
15-may-12	183.67	38.17	51.46	481.57
16-may-12	165.80	38.80	54.63	481.57
17-may-12	62.16	39.26	47.89	481.57
18-may-12	69.04	39.14	48.13	481.57
19-may-12	52.76	37.71	40.10	481.57
20-may-12	46.79	37.29	39.02	481.57
21-may-12	51.07	36.74	39.81	481.57
22-may-12	65.25	38.93	47.27	481.57
23-may-12	84.98	39.66	49.92	481.57
24-may-12	85.72	45.32	63.97	481.57
25-may-12	77.32	40.52	54.01	481.57
26-may-12	54.05	37.73	40.23	481.57

Continúa en la siguiente página

Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)				
Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio horario	Precio escasez
27-may-12	39.53	38.21	38.58	481.57
28-may-12	58.81	37.01	46.81	481.57
29-may-12	114.78	38.08	49.55	481.57
30-may-12	76.70	40.90	48.11	481.57
31-may-12	48.56	41.16	45.49	481.57
01-jun-12	43.73	37.85	40.02	492.16
02-jun-12	50.71	36.73	39.50	492.16
03-jun-12	55.59	36.61	39.92	492.16
04-jun-12	60.42	36.44	45.57	492.16
05-jun-12	80.61	38.41	51.11	492.16
06-jun-12	225.39	41.39	107.06	492.16
07-jun-12	220.66	55.66	85.45	492.16
08-jun-12	120.57	57.57	78.53	492.16
09-jun-12	120.33	76.33	100.66	492.16
10-jun-12	132.18	86.68	99.62	492.16
11-jun-12	126.50	98.50	107.44	492.16
12-jun-12	150.48	95.48	124.02	492.16
13-jun-12	172.34	110.34	128.13	492.16
14-jun-12	148.53	111.53	126.53	492.16
15-jun-12	141.89	111.89	125.80	492.16
16-jun-12	131.58	111.58	114.60	492.16
17-jun-12	106.52	101.52	101.83	492.16
18-jun-12	96.64	81.74	87.35	492.16
19-jun-12	141.33	69.23	89.46	492.16
20-jun-12	176.11	68.01	87.59	492.16
21-jun-12	104.72	69.22	87.65	492.16
22-jun-12	93.26	69.26	83.64	492.16
23-jun-12	84.47	66.47	76.45	492.16
24-jun-12	85.46	66.96	70.71	492.16
25-jun-12	87.36	68.36	78.77	492.16

Continúa en la siguiente página

Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)				
Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio horario	Precio escasez
26-jun-12	104.47	69.47	74.13	492.16
27-jun-12	107.85	67.85	88.95	492.16
28-jun-12	177.76	71.76	98.55	492.16
29-jun-12	132.05	74.05	100.13	492.16
30-jun-12	102.00	70.00	81.42	492.16
01-jul-12	95.01	73.01	77.84	435.31
02-jul-12	118.09	67.09	77.88	435.31
03-jul-12	101.73	64.73	82.15	435.31
04-jul-12	95.58	66.48	72.07	435.31
05-jul-12	104.26	63.76	77.55	435.31
06-jul-12	94.45	61.45	77.60	435.31
07-jul-12	92.08	48.08	66.40	435.31
08-jul-12	75.82	51.82	55.51	435.31
09-jul-12	93.11	38.65	65.35	435.31
10-jul-12	96.48	41.98	72.15	435.31
11-jul-12	179.71	41.26	74.72	435.31
12-jul-12	131.77	37.77	70.19	435.31
13-jul-12	86.58	50.58	67.74	435.31
14-jul-12	62.16	52.66	58.22	435.31
15-jul-12	79.34	45.24	55.14	435.31
16-jul-12	131.75	40.35	63.75	435.31
17-jul-12	133.66	38.01	66.22	435.31
18-jul-12	233.89	48.24	85.23	435.31
19-jul-12	186.88	56.98	87.86	435.31
20-jul-12	90.61	62.61	73.62	435.31
21-jul-12	87.94	37.29	59.83	435.31
22-jul-12	65.91	40.26	46.07	435.31
23-jul-12	132.04	38.04	63.50	435.31
24-jul-12	134.60	40.60	65.72	435.31
25-jul-12	186.44	59.06	77.72	435.31

Continúa en la siguiente página

Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)				
Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio horario	Precio escasez
26-jul-12	221.63	68.63	101.33	435.31
27-jul-12	221.21	75.21	126.95	435.31
28-jul-12	131.31	87.31	114.27	435.31
29-jul-12	133.33	98.33	115.71	435.31
30-jul-12	154.12	109.12	137.12	435.31
31-jul-12	139.06	115.06	121.06	435.31
01-ago-12	164.87	115.37	147.98	387.92
02-ago-12	201.17	107.17	138.34	387.92
03-ago-12	251.75	111.75	128.08	387.92
04-ago-12	161.41	107.41	140.74	387.92
05-ago-12	154.42	94.42	119.86	387.92
06-ago-12	149.28	103.28	134.96	387.92
07-ago-12	142.77	93.77	118.70	387.92
08-ago-12	142.69	111.19	131.78	387.92
09-ago-12	163.30	112.30	135.05	387.92
10-ago-12	169.05	108.05	146.30	387.92
11-ago-12	165.59	107.59	147.68	387.92
12-ago-12	164.41	118.41	143.23	387.92
13-ago-12	212.12	137.10	172.62	387.92
14-ago-12	234.15	124.15	169.00	387.92
15-ago-12	176.67	139.78	154.94	387.92
16-ago-12	224.80	134.80	155.59	387.92
17-ago-12	151.36	131.36	141.00	387.92
18-ago-12	141.79	118.89	133.38	387.92
19-ago-12	126.17	106.17	120.98	387.92
20-ago-12	140.65	92.15	119.91	387.92
21-ago-12	141.29	112.89	129.09	387.92
22-ago-12	138.79	103.09	126.73	387.92
23-ago-12	182.95	112.95	127.09	387.92
24-ago-12	185.11	118.61	130.12	387.92

Continúa en la siguiente página

Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)				
Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio horario	Precio escasez
25-ago-12	181.57	120.57	128.74	387.92
26-ago-12	181.31	119.31	131.40	387.92
27-ago-12	184.55	120.55	154.16	387.92
28-ago-12	182.96	118.96	150.13	387.92
29-ago-12	202.14	108.04	147.32	387.92
30-ago-12	205.46	125.36	148.25	387.92
31-ago-12	207.22	130.12	174.92	387.92
01-sep-12	150.89	131.39	140.71	414.75
02-sep-12	131.29	127.53	129.01	414.75
03-sep-12	170.59	125.56	133.32	414.75
04-sep-12	151.46	123.81	138.65	414.75
05-sep-12	174.44	124.29	141.40	414.75
06-sep-12	240.73	127.73	163.02	414.75
07-sep-12	231.02	125.02	153.52	414.75
08-sep-12	190.43	123.93	157.13	414.75
09-sep-12	160.23	142.73	152.66	414.75
10-sep-12	166.76	139.46	156.56	414.75
11-sep-12	188.41	146.31	167.15	414.75
12-sep-12	189.32	147.22	159.87	414.75
13-sep-12	180.91	159.01	163.79	414.75
14-sep-12	185.80	162.90	175.87	414.75
15-sep-12	178.65	156.75	158.59	414.75
16-sep-12	181.93	157.53	169.59	414.75
17-sep-12	249.13	158.13	193.43	414.75
18-sep-12	248.64	164.74	214.99	414.75
19-sep-12	244.03	165.53	195.56	414.75
20-sep-12	213.77	149.62	196.04	414.75
21-sep-12	259.20	169.30	218.48	414.75
22-sep-12	247.72	178.72	191.88	414.75
23-sep-12	219.42	191.02	194.54	414.75

Continúa en la siguiente página

Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)				
Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio horario	Precio escasez
24-sep-12	260.83	188.82	220.33	414.75
25-sep-12	238.35	188.84	224.02	414.75
26-sep-12	260.88	200.83	230.28	414.75
27-sep-12	260.34	122.34	216.51	414.75
28-sep-12	307.51	220.81	256.89	414.75
29-sep-12	253.63	233.33	242.77	414.75
30-sep-12	293.67	231.77	244.68	414.75
01-oct-12	278.81	232.39	259.92	455.14
02-oct-12	276.84	230.84	264.68	455.14
03-oct-12	298.52	222.52	256.39	455.14
04-oct-12	273.08	198.45	247.32	455.14
05-oct-12	283.71	199.08	254.41	455.14
06-oct-12	261.91	227.91	238.13	455.14
07-oct-12	245.94	190.76	224.90	455.14
08-oct-12	264.82	206.42	234.79	455.14
09-oct-12	267.10	41.65	192.52	455.14
10-oct-12	270.54	50.09	190.57	455.14
11-oct-12	221.38	187.26	210.61	455.14
12-oct-12	246.74	194.74	200.95	455.14
13-oct-12	240.92	198.07	201.99	455.14
14-oct-12	210.92	204.02	205.17	455.14
15-oct-12	230.92	200.82	207.75	455.14
16-oct-12	242.82	197.72	216.46	455.14
17-oct-12	222.31	202.31	215.95	455.14
18-oct-12	202.78	194.78	198.69	455.14
19-oct-12	197.27	188.61	192.39	455.14
20-oct-12	186.44	169.74	180.73	455.14
21-oct-12	196.64	180.64	186.10	455.14
22-oct-12	191.78	121.78	164.53	455.14
23-oct-12	175.49	120.09	160.06	455.14

Continúa en la siguiente página



Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)				
Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio horario	Precio escasez
24-oct-12	199.82	134.72	162.70	455.14
25-oct-12	163.96	134.96	145.78	455.14
26-oct-12	232.83	127.83	146.06	455.14
27-oct-12	136.34	129.34	134.18	455.14
28-oct-12	157.94	125.99	137.98	455.14
29-oct-12	181.31	140.81	161.67	455.14
30-oct-12	241.29	149.79	170.25	455.14
31-oct-12	179.83	155.83	174.48	455.14
01-nov-12	260.22	152.22	184.43	470.25
02-nov-12	224.59	168.59	182.94	470.25
03-nov-12	185.09	165.09	174.88	470.25
04-nov-12	202.03	180.46	194.47	470.25
05-nov-12	181.39	157.39	174.15	470.25
06-nov-12	184.96	176.96	180.87	470.25
07-nov-12	179.51	151.39	172.91	470.25
08-nov-12	198.44	160.94	180.80	470.25
09-nov-12	197.15	170.14	174.73	470.25
10-nov-12	180.27	154.36	173.51	470.25
11-nov-12	182.93	125.83	168.21	470.25
12-nov-12	180.02	169.92	173.15	470.25
13-nov-12	220.36	152.25	183.24	470.25
14-nov-12	249.90	154.90	186.61	470.25
15-nov-12	197.97	162.87	181.64	470.25
16-nov-12	174.46	167.56	172.40	470.25
17-nov-12	180.37	148.26	162.35	470.25
18-nov-12	160.55	128.15	146.25	470.25
19-nov-12	167.65	97.65	145.07	470.25
20-nov-12	161.57	124.57	139.19	470.25
21-nov-12	162.75	103.75	135.02	470.25
22-nov-12	212.01	126.91	140.61	470.25

Continúa en la siguiente página


 ÍNDICE

Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)				
Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio horario	Precio escasez
23-nov-12	188.63	128.63	145.50	470.25
24-nov-12	185.70	126.70	145.11	470.25
25-nov-12	142.25	123.65	131.33	470.25
26-nov-12	201.62	51.62	160.85	470.25
27-nov-12	235.87	69.87	152.14	470.25
28-nov-12	237.22	71.22	175.04	470.25
29-nov-12	236.66	96.66	181.27	470.25
30-nov-12	230.00	155.00	191.13	470.25
01-dic-12	192.32	92.32	166.89	449.83
02-dic-12	192.45	40.72	155.67	449.83
03-dic-12	230.46	42.72	161.97	449.83
04-dic-12	202.30	147.30	179.76	449.83
05-dic-12	205.70	150.70	184.51	449.83
06-dic-12	208.92	53.92	170.61	449.83
07-dic-12	205.63	142.63	180.03	449.83
08-dic-12	205.16	115.16	171.18	449.83
09-dic-12	203.51	171.79	178.32	449.83
10-dic-12	211.37	151.87	181.77	449.83
11-dic-12	186.26	156.26	176.73	449.83
12-dic-12	201.78	154.28	176.69	449.83
13-dic-12	207.62	174.62	191.75	449.83
14-dic-12	214.68	182.08	195.55	449.83
15-dic-12	219.23	184.23	199.30	449.83
16-dic-12	216.85	176.85	201.18	449.83
17-dic-12	213.12	176.12	203.15	449.83
18-dic-12	217.61	202.57	210.16	449.83
19-dic-12	218.85	197.45	205.32	449.83
20-dic-12	208.50	182.50	200.66	449.83
21-dic-12	198.83	180.83	193.46	449.83
22-dic-12	200.11	189.11	191.56	449.83

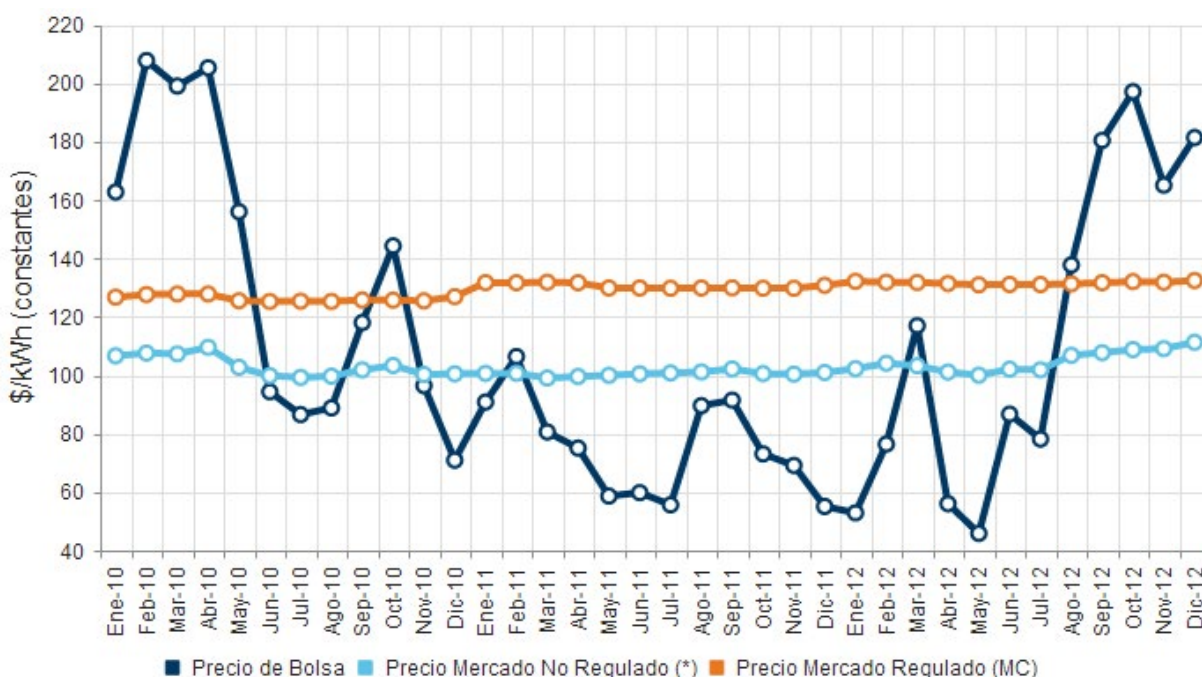
Continúa en la siguiente página

Comportamiento precio de bolsa y de escasez (\$/kWh)				
Fecha	Máximo horario	Mínimo horario	Promedio horario	Precio escasez
23-dic-12	192.18	173.32	182.83	449.83
24-dic-12	192.51	165.21	183.14	449.83
25-dic-12	192.46	154.26	167.48	449.83
26-dic-12	193.56	170.46	184.77	449.83
27-dic-12	172.33	154.62	166.00	449.83
28-dic-12	167.52	149.27	158.14	449.83
29-dic-12	176.23	86.23	153.99	449.83
30-dic-12	185.06	135.06	159.04	449.83
31-dic-12	172.96	137.96	158.94	449.83

### Precio promedio de bolsa y contratos

La gráfica 2 muestra la evolución en los últimos cuatro años del precio promedio ponderado mensual de bolsa y de contratos por tipo de mercado en pesos constantes de diciembre de 2012, donde se observan altos precios de bolsa en el segundo semestre de 2009 e inicios del año 2010, durante este periodo se desarrollaba El Niño 2009-2010, también se registraron altos precios en el segundo semestre 2012, donde se presentó una perspectiva de evento El Niño.

Gráfica 2. Precio de bolsa y precio contratos mercado regulado y no regulado (pesos constantes de diciembre de 2012)



\*Precio Mercado No Regulado: Incluye todas las compras realizadas por comercializadores y generadores con un destino diferente al mercado regulado

Tabla Gráfica 2.

Precio de bolsa y precio contratos mercado regulado y no regulado			
Mes	Precio de Bolsa	Precio Mercado No Regulado (*)	Precio Mercado Regulado (MC)
ene-10	162.73	106.64	126.74
feb-10	207.72	107.59	127.63
mar-10	199.01	107.31	127.82
abr-10	205.27	109.57	127.82
may-10	155.99	102.72	125.49
jun-10	94.35	99.86	125.26
jul-10	86.53	99.25	125.37
ago-10	88.83	99.69	125.27
sep-10	118.05	101.84	125.77

Continúa en la siguiente página

Precio de bolsa y precio contratos mercado regulado y no regulado			
Mes	Precio de Bolsa	Precio Mercado No Regulado (*)	Precio Mercado Regulado (MC)
oct-10	144.29	103.34	125.72
nov-10	96.43	100.27	125.47
dic-10	70.92	100.48	126.91
ene-11	90.83	100.65	131.71
feb-11	106.40	100.66	131.67
mar-11	80.59	99.06	131.84
abr-11	75.07	99.57	131.67
may-11	58.64	99.98	129.86
jun-11	59.81	100.48	129.85
jul-11	55.63	100.78	129.78
ago-11	89.59	101.14	129.86
sep-11	91.48	102.17	129.92
oct-11	73.07	100.55	129.78
nov-11	69.12	100.38	129.77
dic-11	55.08	100.94	130.79
ene-12	52.89	102.25	132.15
feb-12	76.44	104.11	131.84
mar-12	116.96	103.25	131.74
abr-12	56.01	101.09	131.39
may-12	45.87	100.02	130.96
jun-12	86.69	102.07	131.06
jul-12	78.16	101.85	131.05
ago-12	137.77	106.81	131.28
sep-12	180.41	107.73	131.67
oct-12	197.08	108.78	132.06
nov-12	165.07	109.10	131.82
dic-12	181.39	111.28	132.43

## Transacciones del mercado

El volumen total transado por compra y venta de energía en el Mercado de Energía Mayorista en Colombia fue de \$10.86 billones de pesos, cifra que aumentó un 14.1% con respecto al año 2011 (9.52 billones). Ver tabla 1.

En febrero de 2012, el ASIC reflejó el cobro de una de las garantías para el Cargo por Confiabilidad de Porce IV, por un valor de \$24,960.6 millones de pesos, según lo establecido en la Resolución CREG 061 de 2007. Este valor constituyó un alivio a las restricciones del mes indicado.

Tabla 1. Transacciones del Mercado (Miles de Millones pesos\*)

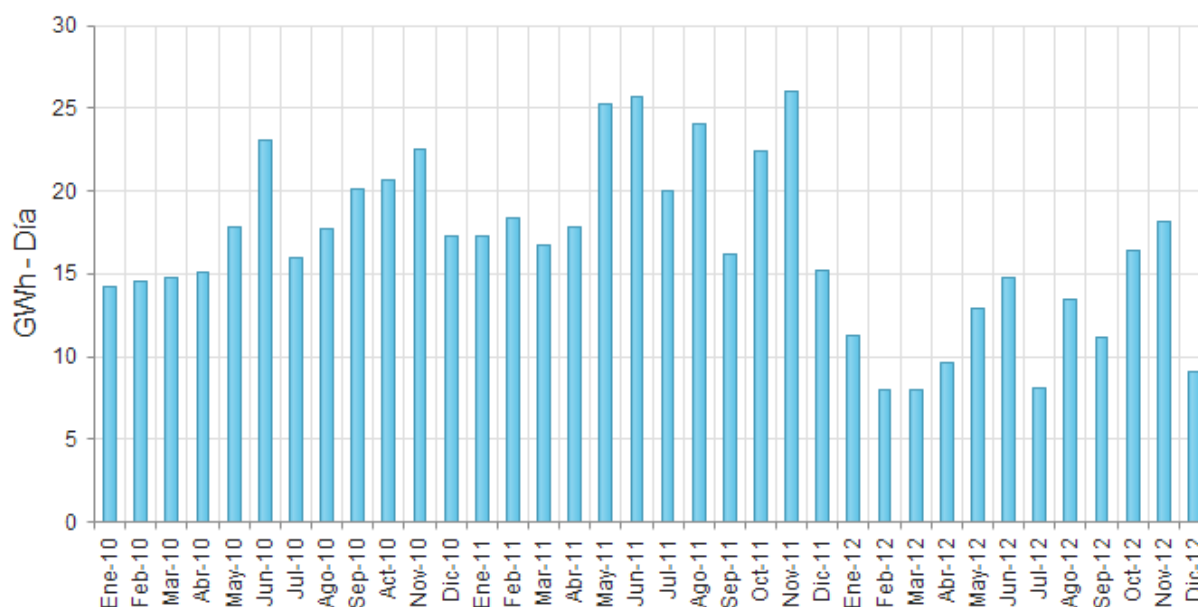
Concepto	2010	2011	2012	Crec. %
Contratos	\$ 6,987.11	\$ 7,340.70	\$ 8,109.52	10.5%
Bolsa Nacional	\$ 2,378.96	\$ 1,272.31	\$ 1,870.86	47.0%
Restricciones	\$ 444.50	\$ 692.07	\$ 642.37	-7.2%
Responsabilidad Comercial AGC	\$194.24	\$ 136.29	\$ 154.80	13.6%
Servicios CND - ASIC	\$ 70.22	\$ 67.61	\$ 72.19	6.8%
Desviaciones	\$ 5.63	\$ 7,81	\$ 11.47	47.0%
Total transacciones del mercado	\$ 10,080.66	\$ 9,516.78	\$ 10,861.22	14.1%
Rentas de Congestión	\$ 7.05	\$ 9.71	\$ 0.26	-97.3%
Valor a Distribuir Cargo por Confiabilidad	\$ 1,452	\$ 1,608	\$ 1,701	5.8%

\* Pesos corrientes

## 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 2011 y 2012.

Gráfica 3. Compras Promedio GWh-día del Mercado Secundario



### Intercambios internacionales

Colombia cuenta con una capacidad de exportación de 535 MW hacia Ecuador y de 336 MW hacia Venezuela. Así mismo, desde estos países se pueden importar 215 y 205 MW, respectivamente. Durante el 2012 se realizaron intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, exportándose hacia Ecuador un total de 236.1 GWh, valor inferior al registrado en el 2011 (1,294.6 GWh) y a Venezuela 478.02 GWh, aumentando en 229.21 GWh con respecto al año 2011 (248.81 GWh). Por su parte, Colombia importó desde Ecuador 6.5 GWh valor inferior al registrado en 2011 (8.2 GWh).

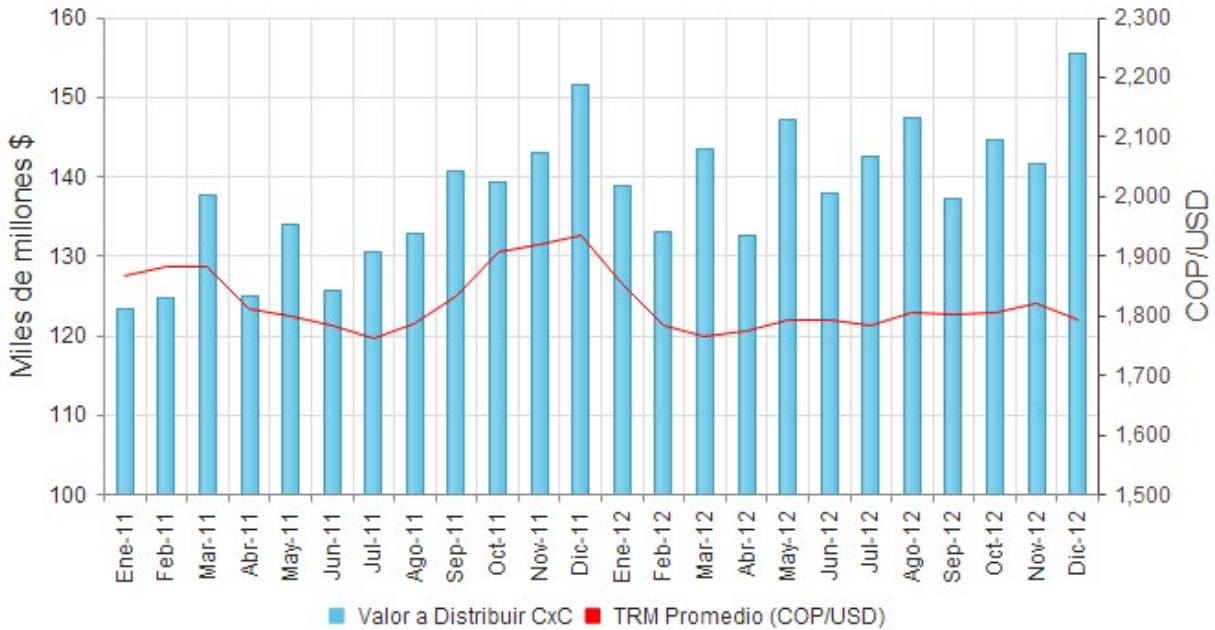
Desde la implementación en el 2003 de las Transacciones Internacionales de Electricidad TIE con Ecuador, se han exportado a Ecuador alrededor de 10,983 GWh por un valor cercano a USD 895 millones (Ver tabla 2)

Tabla 2 - Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE-

Año	Energía (GWh)		Valor (miles USD)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2011	1,294.6	8.2	92,995.8	231.3
2012	236.1	6.5	24,150.9	243.2
Total desde 2003	10,983.6	240.4	895,153.5	9,436.2

Valor a distribuir por confiabilidad y TRM promedio

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



Para el mes de diciembre de 2012, se observa un incremento en el valor a distribuir del Cargo por confiabilidad por encima de los 150 mil millones de pesos; este incremento obedece al inicio del nuevo período de vigencia de las Obligaciones de Energía Firme que fueron asignadas en la primer subasta de OEF de mayo de 2008 donde se cubrió un demanda objetivo de 73.282 TWh-año a un precio de 13.998 USD/MWh (en USD de mayo de 2008).



## Anexos - Principales conceptos ASIC

Gráfica 5. Evolución principales conceptos ASIC (Miles de millones de pesos)

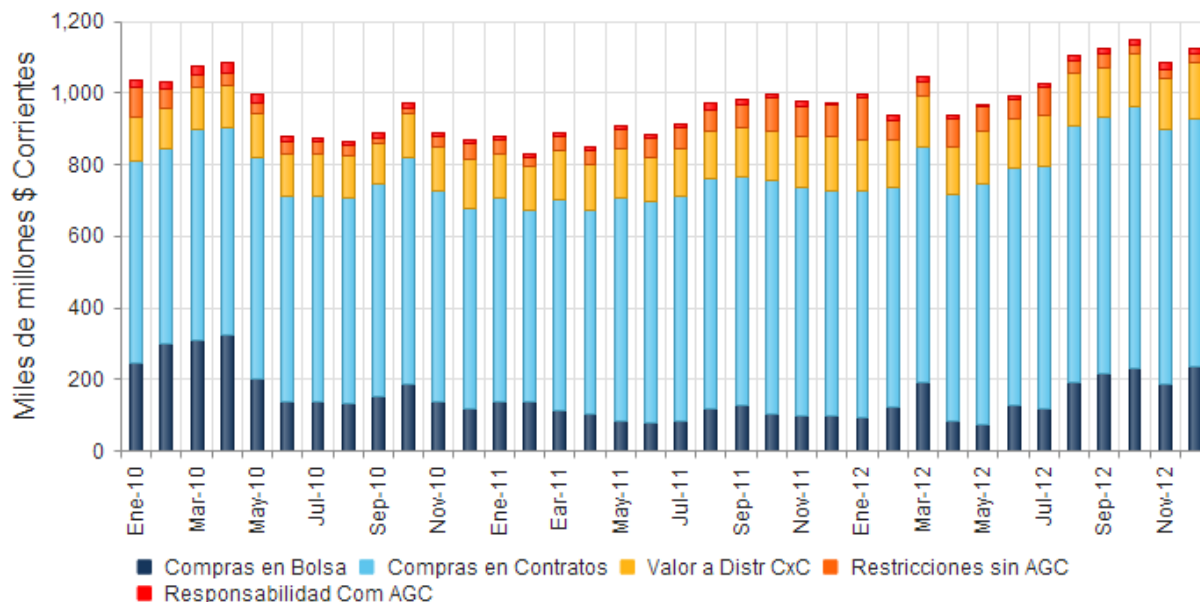


Tabla Gráfica 5.

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-10	243.66	565.40	122.59	82.46	21.74
feb-10	301.50	540.77	112.57	56.71	20.13
mar-10	308.07	591.16	118.66	34.32	24.50
abr-10	323.98	577.90	120.56	33.90	29.51
may-10	202.72	615.24	125.52	30.30	23.25
jun-10	136.96	572.81	120.20	35.58	11.85
jul-10	135.44	576.19	119.33	31.80	12.93
ago-10	130.08	575.29	119.00	28.08	9.31
sep-10	153.76	589.83	116.01	16.39	10.81
oct-10	187.63	634.39	119.44	16.54	13.71
nov-10	139.00	587.44	121.90	31.31	9.43
dic-10	116.15	560.71	135.85	47.10	7.07

Continúa en la siguiente página

## 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-11	137.24	567.23	123.34	38.71	9.86
feb-11	136.37	534.46	124.67	22.95	10.85
mar-11	113.80	587.94	137.78	37.56	10.64
abr-11	103.32	570.04	125.03	40.61	9.48
may-11	83.01	625.04	133.94	55.48	12.34
jun-11	77.10	618.84	125.56	53.96	10.29
jul-11	81.05	631.85	130.43	60.64	9.23
ago-11	117.34	645.22	132.83	58.69	15.39
sep-11	128.27	636.23	140.59	62.67	12.95
oct-11	101.48	653.81	139.29	89.66	13.99
nov-11	96.38	641.06	142.91	83.88	13.02
dic-11	96.96	628.97	151.51	87.26	8.25
ene-12	92.96	634.54	138.80	120.45	8.74
feb-12	122.79	613.16	132.99	55.71	10.50
mar-12	189.60	659.77	143.42	36.35	14.41
abr-12	84.92	629.33	132.50	80.07	9.48
may-12	74.10	669.96	147.11	68.38	7.24
jun-12	129.75	658.27	137.87	56.02	11.09
jul-12	118.78	673.94	142.54	78.83	11.57
ago-12	191.16	715.28	147.49	34.88	14.74
sep-12	216.38	716.90	137.12	36.88	18.15
oct-12	229.16	735.25	144.57	22.96	18.01
nov-12	187.60	711.43	141.60	26.73	15.55
dic-12	233.66	696.05	155.48	25.11	15.32

## Anexos - Precio de bolsa y aportes hídricos

Gráfica 6. Precio de bolsa y aportes hídricos en GWh

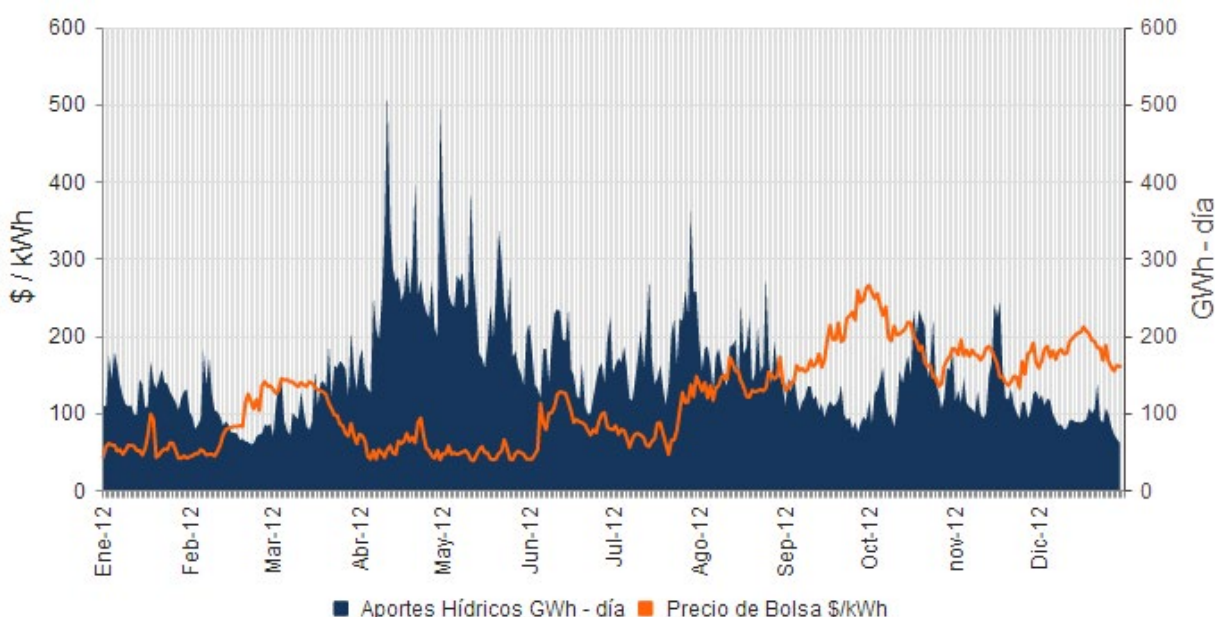


Tabla Gráfica 6.

Fecha	Precio de Bolsa \$/ kWh	Aportes Hídricos GWh - día
01-ene-12	43	108
02-ene-12	56	109
03-ene-12	60	175
04-ene-12	58	143
05-ene-12	58	179
06-ene-12	50	161
07-ene-12	52	137
08-ene-12	46	121
09-ene-12	51	111
10-ene-12	58	108
11-ene-12	57	110
12-ene-12	57	98

Continúa en la siguiente página

ÍNDICE

Fecha	Precio de Bolsa \$/ kWh	Aportes Hídricos GWh - día
13-ene-12	51	97
14-ene-12	51	143
15-ene-12	45	137
16-ene-12	53	107
17-ene-12	70	108
18-ene-12	98	167
19-ene-12	91	141
20-ene-12	42	131
21-ene-12	45	142
22-ene-12	50	157
23-ene-12	53	139
24-ene-12	52	137
25-ene-12	61	127
26-ene-12	60	120
27-ene-12	51	113
28-ene-12	41	103
29-ene-12	41	119
30-ene-12	44	128
31-ene-12	41	130
01-feb-12	43	101
02-feb-12	44	94
03-feb-12	47	79
04-feb-12	47	84
05-feb-12	52	93
06-feb-12	50	181
07-feb-12	45	136
08-feb-12	46	171
09-feb-12	46	125
10-feb-12	44	103
11-feb-12	50	101
12-feb-12	58	95
13-feb-12	71	83

Continúa en la siguiente página

Fecha	Precio de Bolsa \$/ kWh	Aportes Hídricos GWh - día
14-feb-12	78	89
15-feb-12	80	84
16-feb-12	81	74
17-feb-12	82	74
18-feb-12	82	73
19-feb-12	83	65
20-feb-12	82	66
21-feb-12	112	63
22-feb-12	124	62
23-feb-12	115	59
24-feb-12	105	60
25-feb-12	117	69
26-feb-12	103	72
27-feb-12	135	73
28-feb-12	140	85
29-feb-12	134	82
01-mar-12	135	86
02-mar-12	130	70
03-mar-12	125	111
04-mar-12	129	136
05-mar-12	144	144
06-mar-12	142	90
07-mar-12	143	77
08-mar-12	140	71
09-mar-12	140	100
10-mar-12	136	95
11-mar-12	134	92
12-mar-12	139	127
13-mar-12	136	102
14-mar-12	134	82
15-mar-12	140	78
16-mar-12	138	89

Continúa en la siguiente página

Fecha	Precio de Bolsa \$/ kWh	Aportes Hídricos GWh - día
17-mar-12	133	154
18-mar-12	130	109
19-mar-12	128	138
20-mar-12	127	141
21-mar-12	123	133
22-mar-12	112	187
23-mar-12	105	121
24-mar-12	97	161
25-mar-12	96	158
26-mar-12	85	167
27-mar-12	83	163
28-mar-12	73	156
29-mar-12	70	122
30-mar-12	86	205
31-mar-12	70	157
01-abr-12	60	130
02-abr-12	72	170
03-abr-12	70	183
04-abr-12	63	137
05-abr-12	43	131
06-abr-12	40	126
07-abr-12	51	250
08-abr-12	40	208
09-abr-12	52	195
10-abr-12	48	247
11-abr-12	42	333
12-abr-12	52	518
13-abr-12	57	347
14-abr-12	48	288
15-abr-12	46	269
16-abr-12	63	276
17-abr-12	60	244

Continúa en la siguiente página

Fecha	Precio de Bolsa \$/ kWh	Aportes Hídricos GWh - día
18-abr-12	63	256
19-abr-12	73	303
20-abr-12	63	252
21-abr-12	68	292
22-abr-12	61	397
23-abr-12	87	252
24-abr-12	93	273
25-abr-12	70	244
26-abr-12	54	230
27-abr-12	51	223
28-abr-12	44	271
29-abr-12	41	210
30-abr-12	51	198
01-may-12	39	494
02-may-12	47	367
03-may-12	47	303
04-may-12	57	254
05-may-12	46	241
06-may-12	48	237
07-may-12	46	278
08-may-12	47	270
09-may-12	49	281
10-may-12	51	235
11-may-12	47	242
12-may-12	39	388
13-may-12	38	282
14-may-12	45	235
15-may-12	52	176
16-may-12	56	171
17-may-12	48	158
18-may-12	48	191
19-may-12	40	239

Continúa en la siguiente página

Fecha	Precio de Bolsa \$/ kWh	Aportes Hídricos GWh - día
20-may-12	39	196
21-may-12	40	255
22-may-12	47	336
23-may-12	50	297
24-may-12	65	238
25-may-12	54	216
26-may-12	40	278
27-may-12	39	172
28-may-12	47	180
29-may-12	50	159
30-may-12	48	150
31-may-12	46	136
01-jun-12	40	203
02-jun-12	40	216
03-jun-12	40	179
04-jun-12	46	136
05-jun-12	52	131
06-jun-12	112	119
07-jun-12	87	182
08-jun-12	78	183
09-jun-12	99	140
10-jun-12	100	190
11-jun-12	107	228
12-jun-12	123	234
13-jun-12	127	231
14-jun-12	126	195
15-jun-12	125	193
16-jun-12	114	234
17-jun-12	102	156
18-jun-12	87	148
19-jun-12	91	122
20-jun-12	88	118

Continúa en la siguiente página



Fecha	Precio de Bolsa \$/ kWh	Aportes Hídricos GWh - día
21-jun-12	87	163
22-jun-12	84	109
23-jun-12	77	98
24-jun-12	71	99
25-jun-12	78	121
26-jun-12	74	141
27-jun-12	89	158
28-jun-12	98	165
29-jun-12	100	138
30-jun-12	81	192
01-jul-12	79	225
02-jul-12	78	151
03-jul-12	83	162
04-jul-12	72	171
05-jul-12	78	165
06-jul-12	77	186
07-jul-12	67	158
08-jul-12	55	118
09-jul-12	66	116
10-jul-12	72	143
11-jul-12	73	171
12-jul-12	71	207
13-jul-12	68	159
14-jul-12	58	204
15-jul-12	56	273
16-jul-12	63	172
17-jul-12	66	137
18-jul-12	86	144
19-jul-12	87	162
20-jul-12	73	133
21-jul-12	60	110
22-jul-12	46	137

Continúa en la siguiente página

Fecha	Precio de Bolsa \$/ kWh	Aportes Hídricos GWh - día
23-jul-12	64	201
24-jul-12	65	222
25-jul-12	77	163
26-jul-12	102	222
27-jul-12	126	219
28-jul-12	113	259
29-jul-12	114	227
30-jul-12	136	361
31-jul-12	121	256
01-ago-12	147	257
02-ago-12	138	194
03-ago-12	128	155
04-ago-12	139	183
05-ago-12	119	186
06-ago-12	135	163
07-ago-12	116	131
08-ago-12	132	173
09-ago-12	135	183
10-ago-12	146	161
11-ago-12	148	143
12-ago-12	143	135
13-ago-12	172	186
14-ago-12	164	187
15-ago-12	154	195
16-ago-12	154	141
17-ago-12	141	240
18-ago-12	133	176
19-ago-12	121	185
20-ago-12	120	223
21-ago-12	129	140
22-ago-12	127	150
23-ago-12	128	212

Continúa en la siguiente página

Fecha	Precio de Bolsa \$/ kWh	Aportes Hídricos GWh - día
24-ago-12	130	153
25-ago-12	128	161
26-ago-12	132	277
27-ago-12	153	170
28-ago-12	148	137
29-ago-12	144	192
30-ago-12	147	159
31-ago-12	172	146
01-sep-12	141	136
02-sep-12	129	109
03-sep-12	132	146
04-sep-12	139	126
05-sep-12	140	151
06-sep-12	161	121
07-sep-12	155	102
08-sep-12	157	114
09-sep-12	153	120
10-sep-12	156	134
11-sep-12	168	134
12-sep-12	160	117
13-sep-12	164	122
14-sep-12	176	103
15-sep-12	159	112
16-sep-12	169	94
17-sep-12	194	107
18-sep-12	213	115
19-sep-12	195	109
20-sep-12	195	110
21-sep-12	216	117
22-sep-12	192	136
23-sep-12	195	98
24-sep-12	222	90

Continúa en la siguiente página

Fecha	Precio de Bolsa \$/ kWh	Aportes Hídricos GWh - día
25-sep-12	225	94
26-sep-12	230	79
27-sep-12	220	88
28-sep-12	258	75
29-sep-12	243	86
30-sep-12	246	95
01-oct-12	261	90
02-oct-12	265	116
03-oct-12	256	86
04-oct-12	248	125
05-oct-12	254	129
06-oct-12	238	143
07-oct-12	226	159
08-oct-12	237	115
09-oct-12	197	94
10-oct-12	193	98
11-oct-12	212	81
12-oct-12	201	105
13-oct-12	202	155
14-oct-12	205	138
15-oct-12	209	159
16-oct-12	217	174
17-oct-12	216	148
18-oct-12	199	233
19-oct-12	193	200
20-oct-12	181	233
21-oct-12	186	221
22-oct-12	165	212
23-oct-12	160	146
24-oct-12	161	166
25-oct-12	146	222
26-oct-12	145	139

Continúa en la siguiente página

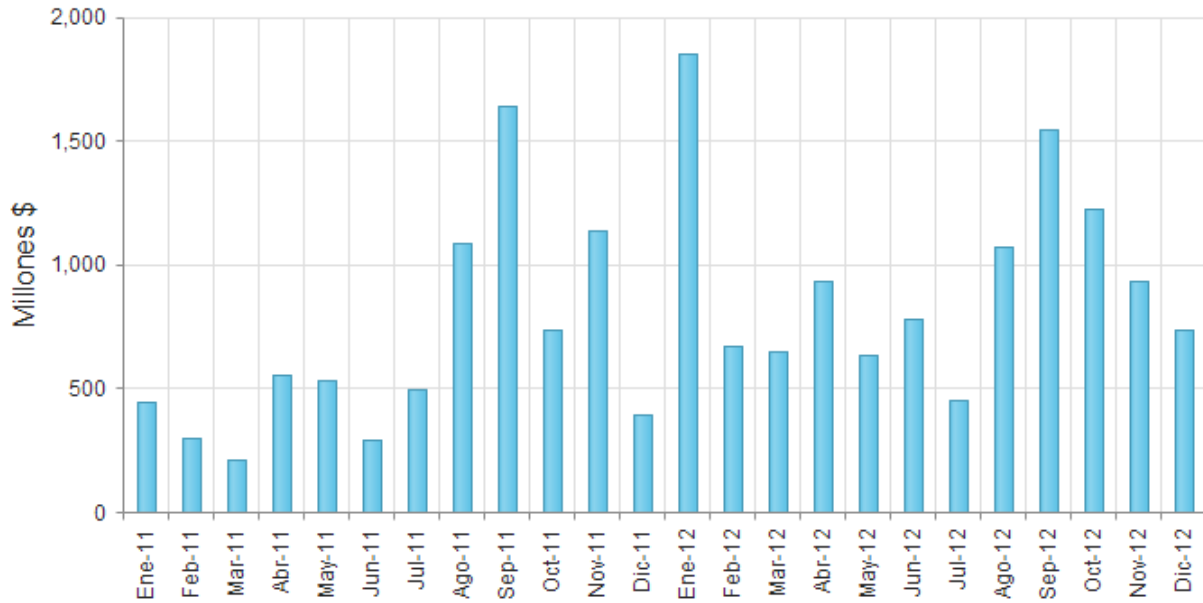
Fecha	Precio de Bolsa \$/ kWh	Aportes Hídricos GWh - día
27-oct-12	134	126
28-oct-12	137	105
29-oct-12	160	119
30-oct-12	168	158
31-oct-12	173	155
01-nov-12	183	182
02-nov-12	182	114
03-nov-12	175	129
04-nov-12	194	113
05-nov-12	174	145
06-nov-12	181	113
07-nov-12	173	107
08-nov-12	181	105
09-nov-12	175	100
10-nov-12	174	128
11-nov-12	168	99
12-nov-12	173	93
13-nov-12	183	99
14-nov-12	186	147
15-nov-12	181	164
16-nov-12	172	241
17-nov-12	163	224
18-nov-12	146	243
19-nov-12	146	156
20-nov-12	139	119
21-nov-12	135	117
22-nov-12	140	131
23-nov-12	147	110
24-nov-12	146	100
25-nov-12	132	92
26-nov-12	166	114
27-nov-12	150	114

Continúa en la siguiente página

Fecha	Precio de Bolsa \$/ kWh	Aportes Hídricos GWh - día
28-nov-12	176	93
29-nov-12	179	102
30-nov-12	190	125
01-dic-12	165	128
02-dic-12	158	117
03-dic-12	167	123
04-dic-12	182	109
05-dic-12	186	118
06-dic-12	172	116
07-dic-12	180	98
08-dic-12	169	91
09-dic-12	179	83
10-dic-12	182	85
11-dic-12	176	78
12-dic-12	177	80
13-dic-12	192	90
14-dic-12	196	91
15-dic-12	200	88
16-dic-12	203	88
17-dic-12	204	87
18-dic-12	211	89
19-dic-12	206	91
20-dic-12	202	106
21-dic-12	194	99
22-dic-12	192	105
23-dic-12	184	138
24-dic-12	184	91
25-dic-12	168	87
26-dic-12	187	106
27-dic-12	166	98
28-dic-12	159	82
29-dic-12	154	72
30-dic-12	161	66
31-dic-12	160	61

## Anexos - Pagos por desviaciones de generación

Gráfica 7. Pagos por desviaciones del programa de generación



## Anexos - Intercambios internacionales

Gráfica 8. Intercambios internacionales de energía

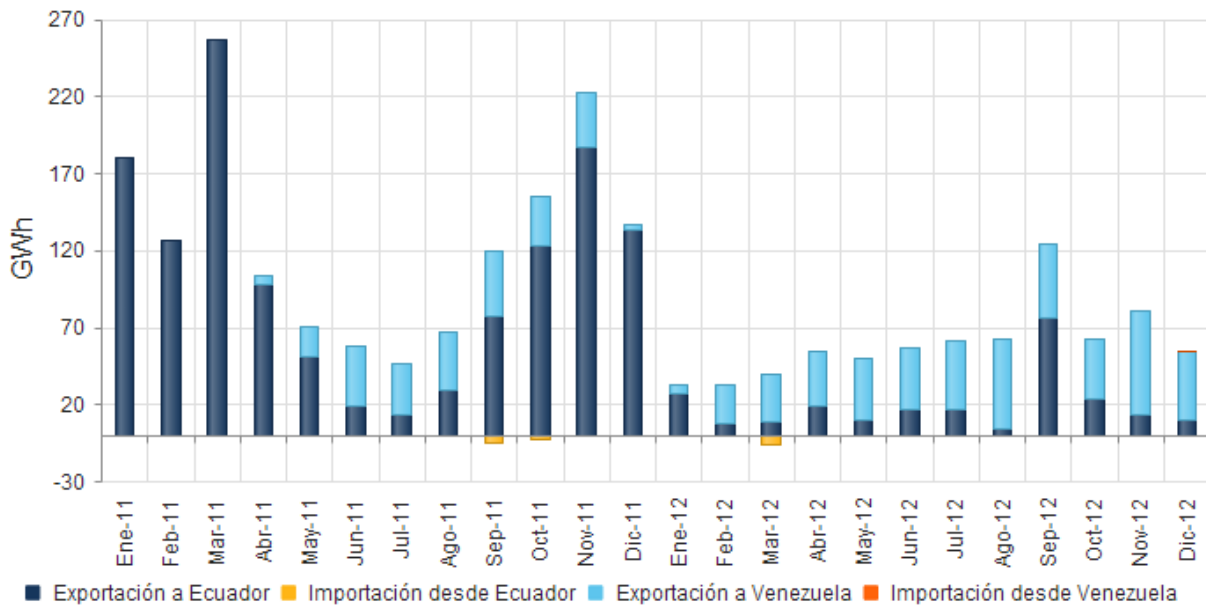


Tabla Gráfica 8.

Intercambios internacionales de energía (GWh)				
Fecha	Exportación a Ecuador	Exportación a Venezuela	Importación desde Ecuador	Importación desde Venezuela
ene-11	179.90	0.00	0.06	0.00
feb-11	126.24	0.00	0.03	0.00
mar-11	257.21	0.00	0.00	0.00
abr-11	97.89	5.52	0.08	0.00
may-11	51.22	19.04	0.07	0.00
jun-11	19.75	38.87	0.11	0.00
jul-11	13.44	32.99	0.13	0.00
ago-11	29.32	37.46	0.25	0.00
sep-11	77.27	42.20	5.19	0.00
oct-11	122.77	32.24	2.23	0.00
nov-11	186.61	36.00	0.01	0.00
dic-11	132.97	4.49	0.06	0.00
ene-12	26.79	6.35	0.06	0.00
feb-12	8.26	24.33	0.11	0.00
mar-12	9.27	30.94	5.78	0.00
abr-12	18.96	35.78	0.11	0.00
may-12	10.50	40.01	0.09	0.00
jun-12	17.05	39.41	0.01	0.00
jul-12	17.39	44.33	0.00	0.00
ago-12	4.32	58.25	0.12	0.00
sep-12	75.84	48.14	0.06	0.00
oct-12	24.21	38.33	0.05	0.00
nov-12	13.03	68.36	0.07	0.00
dic-12	10.45	43.79	0.06	0.00



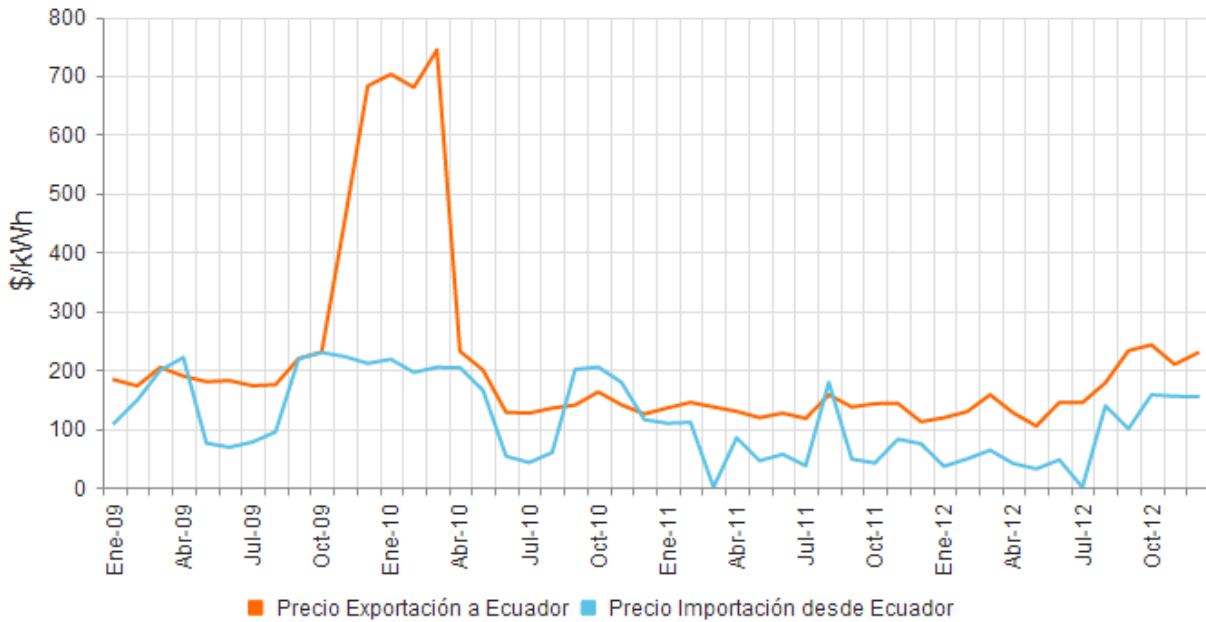
## Anexos - Transacciones TIE

Tabla 3. Transacciones TIE entre Colombia y Ecuador

Fecha	Energía (GWh)		Valor (MilesdeUS\$)		
	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Rentas de Congestión
ene-12	26.8	0.1	1,708.4	1,096	673.0
feb-12	8.3	0.1	596.0	3,085	116.7
mar-12	9.3	5.8	823.5	206,568	3,165.6
abr-12	19.0	0.1	1,351.3	2,554	329.3
may-12	10.5	0.1	603.0	1,547	163.2
jun-12	17.1	0.0	1,373.6	0.242	51.3
jul-12	17.4	-	1,401.3	-	38.6
ago-12	4.3	0.1	429.1	9,517	542.6
sep-12	75.8	0.1	9,793.1	3,382	472.3
oct-12	24.2	0.0	3,244.1	4,138	1,886.5
nov-12	13.0	0.1	1,494.1	5,869	1,906.4
dic-12	10.5	0.1	1,333.5	5,233	1,035.0
Total 2012	236.1	6.5	24,150.9	243.2	10,380.4
Total 2011	1,294.6	8.2	92,995.8	231.3	10,380.40
Total 2010	797.7	9.7	73,821.5	565.4	7,493.62
Total 2009	1,076.7	20.8	107,751.0	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	10,983.6	240.4	895,153.4	9,436.3	322,306.4

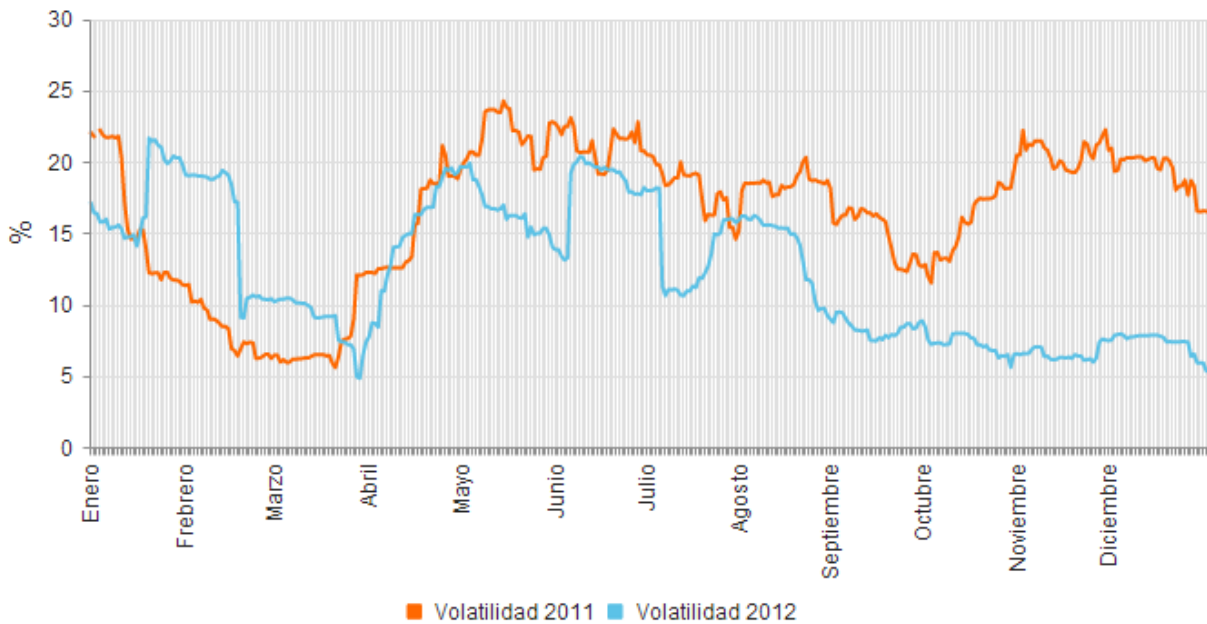
## Anexos - Precios equivalentes transacciones con Ecuador

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



## Anexos - Volatilidad precio de bolsa

Gráfica 10. Volatilidad precio de bolsa



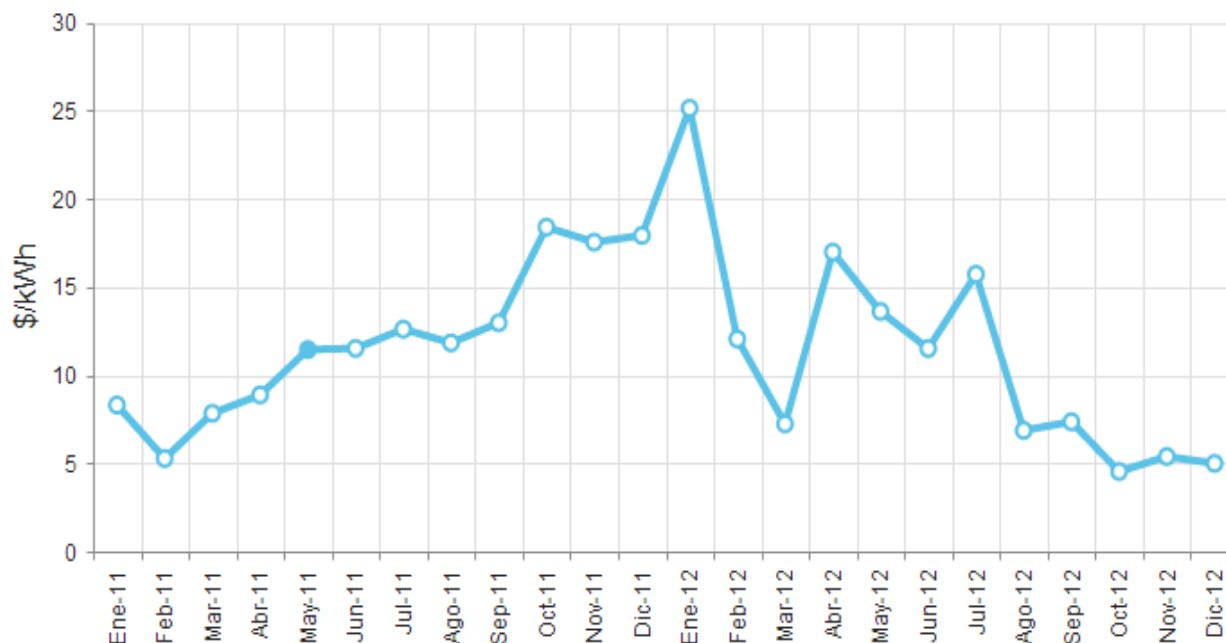
# Restricciones

## Costo unitario de restricciones

Durante el 2012 el costo total de restricciones a cargo de la demanda fue de \$642.5 mil millones de pesos, 7.2% menos que en 2011 (\$692.0 miles millones de pesos). El costo unitario de las restricciones, es decir, el costo total del año dividido por la demanda comercial, fue de 10.8 \$/kWh para 2012 y de 11.9 \$/kWh para 2011 (ver gráfica 1).

Respecto a la evolución del costo de restricciones en los años 2011 y 2012, ésta se vio influenciada principalmente por el comportamiento del precio de bolsa y la indisponibilidad de las líneas Porce III - Cerromatoso 500 kV y Cerromatoso - Primavera 500 kV debido a frecuentes atentados sobre estas. Durante el año 2012 el mayor valor de restricciones se presentó en enero, asociado con la restricción de suministro de gas en el área Caribe, causada por el evento del gasoducto Barranquilla - Cartagena. Además la indisponibilidad de las líneas de 500 kV Cerromatoso - Primavera y Bacatá - Primavera.

Gráfica 1. Costo unitario restricciones en \$/kWh



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

Tabla Gráfica 1.

Fecha	Cu_Restricciones (\$/kWh)
ene-11	8.30
feb-11	5.27
mar-2011	7.83
abr-2011	8.87
may-2011	11.44
jun-2011	11.51
jul-2011	12.60
ago-2011	11.82
sep-2011	12.96
oct-2011	18.38
nov-2011	17.53
dic-2011	17.91
ene-2012	25.12
feb-2012	12.04
mar-2012	7.23
abr-2012	16.97
may-2012	13.60
jun-2012	11.50
jul-2012	15.71
ago-2012	6.86
sep-2012	7.35
oct-2012	4.53
nov-2012	5.38
dic-2012	4.99

### Conceptos asociados restricciones

La tabla 1 presenta los costos asociados a las restricciones y los conceptos por los cuales se saldan estos costos. Los costos corresponden a la suma entre la reconciliación positiva y el servicio de AGC. Luego, lo que no se pueda saldar con la reconciliación negativa y la responsabilidad comercial por AGC queda a cargo de la demanda como restricciones.

Entre los conceptos asociados a las restricciones, el principal crecimiento en 2012 se observa en el costo del servicio de AGC, el cual creció en 2.4 \$/kWh, aproximadamente un 48% más alto que en 2011 y el recaudo por Reconciliación negativa (3.0 \$/kWh).

Tabla 1. Conceptos asociados a las restricciones en \$/kWh

+/-	Concepto de Liquidación	2011	2012	Dif (\$/kWh)
	Reconciliación Positiva	23.2	22.9	-0.2
+	Servicio_AGC	5.0	7.4	2.4
	Total Costos	28.2	30.3	2.2
-	Reconciliación Negativa	14.1	17.1	3.0
-	Responsabilidad Comercial AGC	2.3	2.6	0.3
=	Restricciones a cargo de la demanda	11.8	10.7	-1.1

## Gestión para la reducción de restricciones

### Metodología de planeación de la expansión para eliminar o reducir restricciones eléctricas del STN

De acuerdo a la resolución CREG 062-2000, el CND deberá definir un procedimiento de evaluación técnica y económica de soluciones específicas que permitan levantar Restricciones. Desde entonces, XM ha desarrollado una metodología de Planeación de la Expansión para Eliminar o Reducir Restricciones Eléctricas del STN con los siguientes puntos principales:

- Análisis información histórica y escenarios futuros de evolución del SIN.
- Estudios de Análisis Eléctrico para la identificación y evolución de las restricciones (flujos de carga, corto circuito, análisis de estabilidad, análisis de seguridad).
- Identificación de las obras para la eliminación o reducción de restricciones.
- Evaluación económica de los proyectos (Análisis de Costos e identificación de Beneficios mediante análisis energéticos).
- Análisis de impacto tarifario al usuario.

Durante el 2012, bajo esta metodología se realizaron los diferentes análisis técnicos y económicos para la elaboración de los trabajos conjuntos con la UPME, tal que fuera compatible con los análisis y estudios que efectúa la Unidad con el Apoyo del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT). Adicionalmente, XM presentó

la metodología a los miembros del CAPT, y a los diferentes agentes del sector en las Jornadas de Generación de ACOGEN y en el segundo taller de restricciones desarrollado por XM en el mes de julio.

### Trabajo conjunto con la UPME para la reducción de restricciones

Durante el 2012 en el marco del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), XM trabajó de manera coordinada con la UPME en los análisis técnicos y económicos para la definición de obras en el STN tendientes a la eliminación o mitigación de las restricciones en el sistema. Como resultados de este trabajo la UPME publicó en su página web los documentos "Continuación Plan de Expansión 2012 - 2025: Nuevos Refuerzos en las áreas Caribe y Suroccidental y la conexión de la planta de generación Ituango 2400 MW" y "Avance Plan de Expansión 2013 - 2026: Instalación de Compensación Dinámica y Nuevos Refuerzos a nivel de 500 kV en el Área Oriental". Dentro de las obras recomendadas se tienen 275 Mvar de compensación capacitiva, 2 FACTS en el área Oriental (SVC y STATCOM), cerca de 1850 km de línea a 500 kV, 6 transformadores 500/230 kV de 450 MVA y 3 nuevas subestaciones a 500 kV ubicadas en cercanías a las ciudades de Bogotá, Medellín y Cali.

### Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones

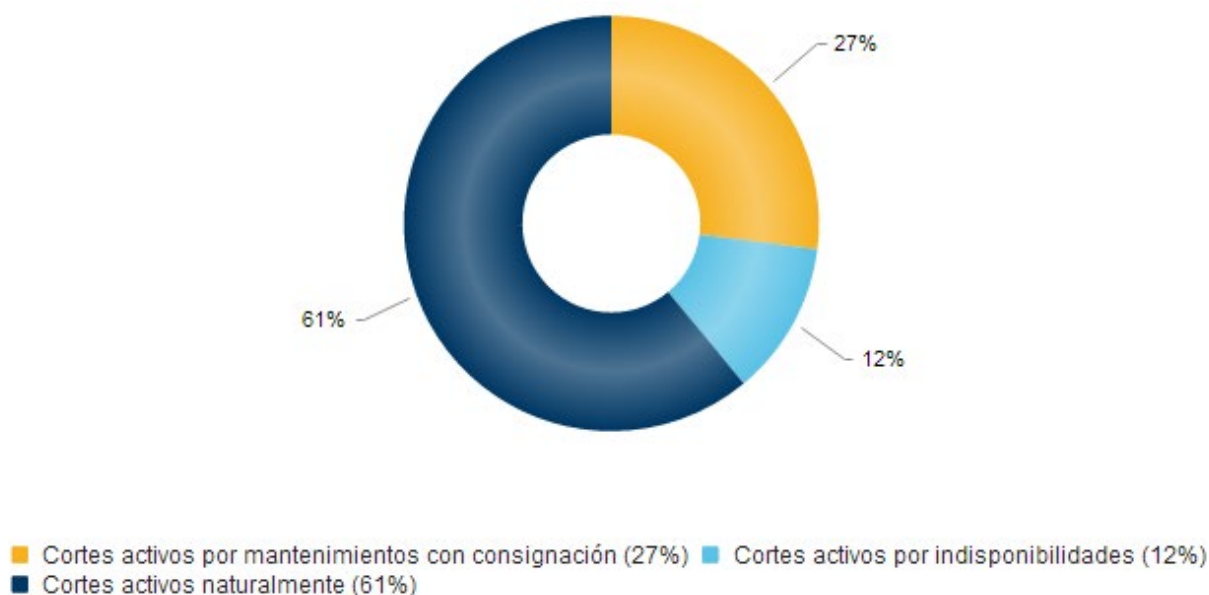
El CND emite un Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones conforme a lo establecido en la resolución CREG 062-2000. Los informes asociados a los cuatro trimestres del 2012 se encuentran disponibles para los agentes del mercado en la página web de XM. En estos informes contienen entre otros la 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 a lo establecido en la resolución CREG 063-2000, XM presenta los resultados de estos informes en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) el cual es coordinado por la UPME.

Para la caracterización de las restricciones que se presentan en el STR y el STN en función de la disponibilidad de red de transmisión, se han clasificado los Cortes Activos en: Asociados a Mantenimientos con consignación, Asociados a Indisponibilidades y Activados Naturalmente (no dependen de mantenimientos o indisponibilidad de la red). Para el tercer trimestre de 2012 se observó la distribución de Cortes Activos en el sistema mostrada en la gráfica 2.

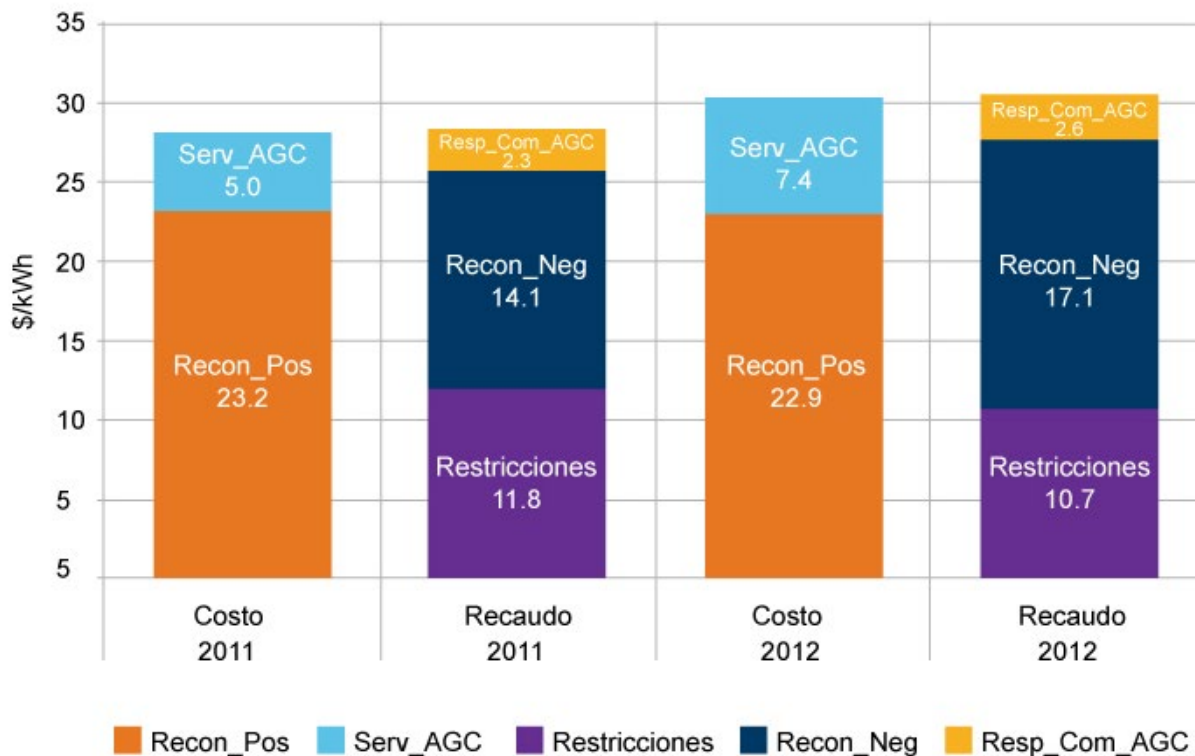
Gráfica 2. Distribución de cortes activos en el Sistema



De la gráfica 2 se resalta que alrededor del 39% de los cortes activos en el sistema se deben a indisponibilidades o mantenimientos. Acorde con lo anterior, se resalta la importancia de definir criterios para la planeación de la expansión del sistema, que tengan en cuenta las probabilidades de tener elementos indisponibles o en mantenimiento.

## Anexos - Costos unitarios de restricciones

Gráfica 3 Costos unitarios de conceptos asociados a restricciones



## Anexos - Recomendaciones para reducción de restricciones

En la siguiente tabla se presentan las restricciones identificadas para cada área operativa, su impacto en la operación y en la atención de la demanda, así como las recomendaciones operativas y de expansión en el mediano y largo plazo para el STN y STR.



Tabla 2. Recomendaciones del mediano y largo Plazo  
(para reducción de restricciones en el SIN)

Área o Subárea	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones Mediano Plazo	Obras definidas y/o recomendadas
Antioquia	Sobrecarga de los transformadores de Bello 220/110 kV ante contingencia del otro.	Limita la generación del norte de Antioquia.	Balance de generación entre el norte y el oriente de Antioquia.	Nueva S/E Guayabal 220 kV y corredor de línea Bello Guayabal Ancón 220 kV. Proyecto aprobado en el Plan de Expansión UPME 2012 - 2025 (Resolución MME 180423). Fecha de entrada 30 de septiembre de 2015
	Sobrecarga del circuito Envigado - Guayabal 110 kV en estado normal de operación y contingencia sencilla.			Instalación de compensación capacitiva y/o nuevo punto de conexión al STN.
	Bajas tensiones en Vasconia 110 kV ante contingencias.	Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y posible desatención de demanda.	Instalación de un banco de condensadores de 25 MVar.	Fecha recomendada de entrada 2013
Atlántico	Agotamiento en la capacidad de transformación en Tebsa 220/110 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Programar generación al interior de Atlántico.	Proyecto Caracolí y obras asociadas. Proyecto aprobado en el Plan de Expansión UPME 2012 - 2025 (Resolución MME 180423). Fecha de entrada 30 de septiembre de 2015.
	Agotamiento en la capacidad de transformación en Sabanalarga.	Desatención de demanda en estado estacionario y ante contingencia.	Segundo transformador de Sabanalarga 220/110 kV.	Instalación segundo Transformador 220/110 kV en Sabanalarga. Fecha de entrada 2013.

Continúa en la siguiente página

Área o Subárea	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones Mediano Plazo	Obras definidas y/o recomendadas
Atlántico	Agotamiento en la red de 110 kV de Atlántico.	Desatención de demanda y/o colapso de la subárea ante contingencia.	Mantener vigentes los ESPS implementados.	Proyecto Caracolí y obras asociadas. Doble circuito Flores Centro 110 kV.
		Desoptimización del despacho.	Balancear generación entre Tebsa y Flores.	Proyecto aprobado en el Plan de Expansión UPME 2012-2025 (Resolución MME 180423).
			Operar la subestación Flores desacoplada.	Fecha de entrada 30 de septiembre de 2015.
	Atrapamiento de la generación de Atlántico en demanda mínima.	Desoptimización del despacho.	Reconfigurar circuitos en 220 kV.	
	Alcance de los niveles de corto circuito a los valores de diseño en las subestaciones Tebsa y Termoflores 110 kV.	Daño de equipos en la subestación Tebsa.	Limitar generación.	Adelantar las acciones necesarias para garantizar que los niveles de cortocircuito en ella no sean superados.
		Daño de equipos en la subestación Termoflores.	Operar Termoflores 110 kV desacoplada. No operarla como una sola subestación.	Repotenciar Subestaciones.
Bolívar	Agotamiento en la red de 66 kV de Cartagena.	Riesgo de desatención de demanda.	Operar Ternera 66 kV y Cartagena 66 kV a tensiones mayores que la nominal.	Actualmente en estudio por parte de la UPME.
			Mantener operativos los ESPS instalados sobre las líneas Ternera Zaragocilla 66 kV y Cartagena Chambacú 66 kV.	Fecha recomendada de entrada 2013.

Continúa en la siguiente página

Área o Subárea	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones Mediano Plazo	Obras definidas y/o recomendadas
Bolívar	Bajas tensiones en El Carmen 110 kV y Zambrano 66 kV.	Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y posible desatención de demanda.	Operar Ternera 110 kV por encima de la tensión nominal.	Instalación de compensación capacitiva en el Carmen o Zambrano.
			Instalación de compensación capacitiva en el área de influencia.	Fecha recomendada de entrada 2014.
			Operar interconectadas las redes de Córdoba Sucre y Bolívar cuando entre en operación el tercer ATR Chinú 500/110 kV.	
	Límite de importación de la subárea Bolívar.	Posible desoptimización del despacho.	Programar generación en el interior de Bolívar.	Segundo circuito Bolívar Cartagena 220 kV. Plan de Expansión UPME 2012 2025. Año de entrada 2016.
Atención radial de demanda. Ternera 220/110 kV, Candelaria 220/110 kV, Ternera Villa Estrella 66 kV.	Desatención de demanda ante contingencias sencillas.	Refuerzos en transformación y/o nuevos puntos de inyección.	Segundo transformador de Candelaria 220/110 kV. Fecha de entrada en operación, abril de 2013.	

Continúa en la siguiente página

Área o Subárea	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones Mediano Plazo	Obras definidas y/o recomendadas
Córdoba Sucre	Agotamiento en la capacidad de transformación 500/110 kV en Chinú.	Desatención de demanda ante contingencias y posible colapso del área.	Mantener operativos los ESPS instalados.	Tercer transformador de Chinú 500/110 kV.
				Actualmente en construcción.
				Año de entrada 2013.
				Corredor Chinú Montería Urabá 220 kV.
				Proyecto aprobado en el Plan de Expansión UPME 2012 - 2025 (Resolución MME 180423), fecha de entrada 30 de septiembre de 2015.
Cerro	Agotamiento en la capacidad de transformación 500/110 kV en Cerromatoso.	Desatención de demanda ante contingencias y posible colapso del área.	Mantener operativos los ESPS instalados.	Tercer transformador Cerro 500/110 kV.
				Actualmente en construcción. Fecha de entrada Junio 2014.
GCM	Agotamiento de la capacidad de la línea Fundación Río Córdoba 110 kV, con la entrada de la carga de Puerto Nuevo 110 kV.	Desatención de demanda ante contingencias.	Refuerzo de la línea o un nuevo punto de conexión al STN.	Nuevo punto de conexión en Río Córdoba 110 kV, en estudio por parte de la UPME.
	Agotamiento de la capacidad de transformación en Cuestecitas.	Desatención de demanda ante contingencias.	Se recomienda al agente el estudio de medidas operativas que permitan minimizar los riesgos sobre la atención de la demanda.	Tercer Transformador de Cuestecitas 220/110 kV.  Fecha recomendada de entrada 2013.

Continúa en la siguiente página

Área o Subárea	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones Mediano Plazo	Obras definidas y/o recomendadas
GCM	Bajas tensiones ante contingencia en el transformador de Copey 500/220 kV.	Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y posible desatención de demanda.	Programar generación para el soporte de tensiones.	Segundo Transformador en Copey 500/220 kV. Fecha recomendada de entrada 2014.
	Alta cargabilidad del enlace Santa Marta Termocol 220 kV con la entrada de Termocol.	Atrapamiento de generación especialmente en escenarios de despacho térmico alto.	Controlar cortes.	Repotenciar la línea Santa Marta Termocol 220 kV y segundo circuito Cuestecitas Valledupar 220 Kv, fecha recomendada de entrada 2013.
ESSA	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV.	Riesgo de desatención de demanda.	Se recomienda al agente el estudio de medidas operativas que permitan minimizar los riesgos sobre la atención de la demanda.	Nuevo punto de conexión al STN y/o refuerzo de los puntos actuales.
	Agotamiento en la red de 115 kV.	Riesgo de desatención de demanda.	Se recomienda al agente el estudio de medidas operativas que permitan minimizar los riesgos sobre la atención de la demanda.	Fecha recomendada de entrada 2013.
CENS	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV.	Riesgo de desatención de demanda.	Enmallamiento de toda la red a 115 kV.	Nuevo punto de conexión al STN y/o refuerzo de los puntos actuales.
			Se recomienda al agente el estudio de medidas operativas que permitan minimizar los riesgos sobre la atención de la demanda.	Fecha recomendada de entrada 2013.

Continúa en la siguiente página

Área o Subárea	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones Mediano Plazo	Obras definidas y/o recomendadas
EBSA - ENERCA	Sobrecarga de ATR de Paipa 230/115kV ante salida de otro paralelo.	Riesgo de desatención de demanda.	Programar generación para el control de cortes.	Nuevo punto de conexión al STN y/o refuerzo de los puntos actuales.
	Agotamiento en la red a 115 kV.			fecha recomendada de entrada 2013. Circuitos Aguaclara Aguazul 115 kV y Aguazul Yopal 115 kV, fecha de entrada marzo 2013.
Bogotá	Sobrecargas de los transformadores de conexión al STN ante contingencia ATR Bacatá 500/115 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Cubrir cortes.	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas. Actualmente en construcción.
	Sobrecarga del ATR 500/115 kV ante contingencia del ATR 500/230 kV.	Posible desoptimización del despacho.		Convocatoria UPME 01 de 2008, fecha de entrada noviembre 2013.
	Bajas tensiones en el norte de la sabana de Bogotá ante contingencias en elementos del STR, como son Bacatá Chía 115 kV, Noroeste Tenjo 115 kV y Bacatá El Sol 115 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Generación de seguridad en Termozipa.	Compensación capacitiva en la subestación Ubaté 115 kV (50 MVar), fecha de entrada en operación diciembre 2013, concepto de conexión, actualización de cargos compensación capacitiva Ubaté 115 kV.

Continúa en la siguiente página

Área o Subárea	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones Mediano Plazo	Obras definidas y/o recomendadas
Bogotá	Bajo escenarios de máximo despacho en Chivor y mínima generación en Guavio, se presentan violaciones por sobrecarga ante la contingencia de alguno de los circuitos Guavio Chivor 230 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Mantener operativo el RAG en Chivor.	Proyecto Chivor Chivor II Norte Bacatá 230 kV, y doble transformación 230/110kV La fecha de entrada de este proyecto, Convocatoria UPME 03 de 2010, año 2015.
	Violaciones de tensión en el área Oriental ante contingencia de la línea Primavera Bacatá 500 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Generación de seguridad en el área oriental.	Instalación de 275Mvar de compensación capacitiva repartida entre Bogotá y Meta + 1 SVC de 240Mvar en Nueva Esperanza 230kV y 1 STATCOM de 200Mvar en Bacatá 500kV. Fecha recomendada de entrada: 2014.
	Violaciones de tensión en el área Oriental ante contingencia de la línea Primavera Bacatá 500 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Generación de seguridad en el área oriental.	Enlaces Sogamoso Norte y Norte - Nueva Esperanza 500kV con transformación en Norte 500/230kV (450MVA) + Segundo Transformador Nueva Esperanza 500/115kV (450MVA). Fecha recomendada de entrada: 2017
	Violaciones de tensión en el área Oriental ante contingencia de la línea Primavera Bacatá 500 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Generación de seguridad en el área oriental.	Nuevo circuito Virginia Nueva Esperanza 500kV. Fecha recomendada de entrada: 2020

Continúa en la siguiente página

Área o Subárea	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones Mediano Plazo	Obras definidas y/o recomendadas
Meta	Agotamiento en la capacidad de transformación en Reforma 230/115 kV.	Riesgo de desatención de demanda ante contingencias.	Se recomienda al agente el estudio de medidas operativas que permitan minimizar los riesgos sobre la atención de la demanda.	<p>Tercer transformador Reforma 230/115 kV.</p> <p>Fecha de entrada Diciembre 2013.</p> <p>Proyecto Suria 230/115kV y obras asociadas en 220 y 115kV.</p> <p>Proyecto aprobado en el Plan de Expansión UPME 2012-2025 (Resolución MME 180423).</p> <p>Fecha de entrada 30 de septiembre de 2015.</p>
	Bajas tensiones en el departamento del Meta ante contingencia de la línea Guavio Reforma 230 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Generación de seguridad en el área oriental.	Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas.
	Bajas tensiones en el departamento del Meta ante contingencia de la línea Guavio Reforma 230 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Generación de seguridad en el área oriental.	Actualmente en construcción
	Bajas tensiones en el departamento del Meta ante contingencia de la línea Guavio Reforma 230 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Generación de seguridad en el área oriental.	Convocatoria UPME 01 de 2008, Fecha de entrada noviembre 2013.
	Bajas tensiones en el departamento del Meta ante contingencia de la línea Guavio Reforma 230 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Generación de seguridad en el área oriental.	Proyecto Suria 230/115kV y obras asociadas en 220 kV y 115 kV.

Continúa en la siguiente página



Área o Subárea	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones Mediano Plazo	Obras definidas y/o recomendadas
Meta	Bajas tensiones en el departamento del Meta ante contingencia de la línea Guavio Reforma 230 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Generación de seguridad en el área oriental.	Proyecto aprobado en el Plan de Expansión UPME 2012-2025 (Resolución MME 180423).
	Bajas tensiones en el departamento del Meta ante contingencia de la línea Guavio Reforma 230 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Generación de seguridad en el área oriental.	Fecha de entrada 30 de septiembre de 2015.
	Bajas tensiones en el departamento del Meta ante contingencia de la línea Guavio Reforma 230 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Generación de seguridad en el área oriental.	Instalación de compensación capacitiva en el Meta (55Mvar). Fecha recomendada de entrada: 2013
Valle	Sobrecargas en estado estacionario del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV ante alta generación térmica.	Atrapamiento de generación.	Acoplar barras en Termoyumbo 115 kV cuando se presente el escenario. Trasladar circuito Temoyumbo - Guachal 115 kV de acuerdo a la consigna operativa vigente.	Repotenciación de los circuitos Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV. En revisión por parte de la UPME. Fecha recomendada de entrada 2013.
	Agotamiento en la transformación de San Marcos 230/115 kV o Termoyumbo 230/115 kV con alta generación hidráulica.	Posible desoptimización del despacho.	Generación de seguridad a nivel de 115 kV.	Proyecto Alférez 230/115 kV con sus obras asociadas. La fecha de entrada en operación de esta expansión es noviembre de 2013.

Continúa en la siguiente página

Área o Subárea	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones Mediano Plazo	Obras definidas y/o recomendadas
Valle	Sobrecarga de La Rosa - Dosquebradas 115 kV ante contingencia del ATR Cartago 230/115 kV.	Posible desoptimización del despacho.	Generación de seguridad. Se recomienda al agente el estudio de medidas operativas que permitan minimizar los riesgos sobre la atención de la demanda	Segundo transformador de Cartago 230/115 kV.
				Fecha de entrada en operación julio 31 de 2014. A pesar de eliminar la restricción causada por la salida del transformador de Cartago 230/115 kV, la salida del circuito Virginia Cartago 230 kV provoca sobrecargas no admisibles de La Rosa Dosquebradas 115 kV. Se recomienda expansión en la red del STR.
Cauca - Nariño	Agotamiento en la red de 110 kV de Cauca y Nariño.	Riesgo de desatención de demanda ante contingencia.	Repotenciación de los circuitos del STR.	Nuevo punto de conexión. En estudio por parte de la UPME.
	Agotamiento en la capacidad de transformación en Jamondino 230/115 kV.	Riesgo de desatención de demanda.	Se recomienda al agente el estudio de medidas operativas que permitan minimizar los riesgos sobre la atención de la demanda.	Segundo transformador de Jamondino 230/115 kV, fecha de entrada en Operación 2013. Nuevo punto de conexión al STN.

Continúa en la siguiente página

Área o Subárea	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones Mediano Plazo	Obras definidas y/o recomendadas
Huila - Tolima	Bajas tensiones ante contingencia sencillas en la red de 115 kV y transformadores de conexión.	Tensiones por debajo del límite regulatorio.	Generación de seguridad en Prado. Implementación de ESPS.	Betania Sur 115 kV.
			Conexión redes de Huila y Tolima.	Fecha de entrada enero 2013.
		Posible desoptimización del despacho.		Brisas Mirolindo 110 kV.
		Riesgo de desatención de demanda.		Fecha de entrada enero 2013.
				Refuerzo en circuitos a nivel de 115kV y/o compensación capacitiva.
				fecha recomendada de entrada 2013.
			Nuevo punto de conexión en la red del Huila Tolima.	
	Sobrecarga en la red de 115 kV ante contingencias sencillas.			en estudio por parte de la UPME, fecha recomendada de entrada 2014.
CQR	Agotamiento de transformación Esmeralda 230/115 kV.	Sobrecarga del transformador en paralelo. Riesgo de desatención de demanda.	Generación de seguridad en Ínsula, San Francisco y Esmeralda.	Proyecto Armenia 230/115 kV.
				Convocatoria UPME 02 de 2009, Fecha de entrada Noviembre de 2013.
				Tercer transformador Esmeralda 230/115 kV.
			Fecha de entrada 2015.	
			Mantener operativos los ESPS instalados.	Plan de expansión UPME 2010 - 2024.

Continúa en la siguiente página

Área o Subárea	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones Mediano Plazo	Obras definidas y/o recomendadas
CQR	Bajas tensiones ante contingencia del ATR de San Felipe 230/115 kV.	Tensiones por debajo del límite regulatorio.	Operar con tensiones por encima del valor nominal.	Proyecto Purnio 230/115 kV.
				Fecha de entrada 2014.
				Concepto aprobatorio de la UPME.
STN -Nordeste	Bajas tensiones en el área ante salida de ATR de Ocaña 500/230kV.	Riesgo de desatención de demanda.	Programar generación para el soporte de tensiones.	Nueva S/E Sogamoso 500/230 kV reconfigurando la línea Primavera Ocaña 500 kV y obras asociadas en 220 kV.
				Actualmente en construcción.
				Convocatoria UPME 04 de 2009, Fecha de entrada junio de 2013.
STN-CARIBE	El límite de importación del área obliga generación de seguridad en Caribe.	Posible sobrecosto operativo.	Cubrir cortes.	Instalación de compensación capacitiva y FACTS, acompañado de la instalación de interruptores en los reactores de la línea Chinú Sabanalarga 500kV. Fecha recomendada de entrada 2014.
	La indisponibilidad del Circuito Porce III Cerromatoso o Primavera Cerro 500kV limita el corte Caribe.			Cubrir cortes.

Continúa en la siguiente página

Área o Subárea	Restricciones identificadas	Impacto	Recomendaciones Mediano Plazo	Obras definidas y/o recomendadas
STN-CARIBE	Congestionamiento en la red del Atlántico y el circuito Fundación Copey 220 kV ante altos despachos térmicos.	Limitaciones energéticas en el despacho.	Reconfiguración de los circuitos Sabana Nueva Barranquilla 220 kV y Tebsa - Nueva Barranquilla 220 kV en el cuarto circuito Tebsa Sabana 220 kV. En periodos de demanda mínima declarar capacidad de sobrecarga del circuito Fundación Copey 220 kV.	<p>Proyecto Caracolí y obras asociadas. Doble circuito Flores Centro 110 kV.</p> <p>Proyecto aprobado en el Plan de Expansión UPME 2012 - 2025 (Resolución MME 180423).</p> <p>Fecha de entrada 30 de septiembre de 2015.</p>
STN-Suroccidente	El límite de importación obliga generación de seguridad en el área Suroccidental.	Posible sobrecosto operativo.	Cubrir cortes.	<p>Circuito Medellín - Virginia 500kV + líneas Virginia Alfárez y San Marcos Alfárez 500kV + doble transformación en Alfárez 500/230kV + Reconfiguración del circuito Juanchito Pance 230kV entrando a Alfárez 230kV.</p> <p>Fecha recomendada de entrada 2017.</p>

# 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. En la tabla 1 se muestra el valor facturado por este concepto durante el año 2012.

Tabla 1. Valor facturado por servicio LAC durante 2012.

	Transmisores Nacionales	Operadores de Red	Total
Total \$	10,320,178,668	2,964,833,351	13,285,012,019

## Cargos por uso del SIN

En la tabla 1 se presenta el total facturado a los agentes generadores y comercializadores por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional-STN en 2011 y 2012.

Tabla 1. Valor facturado por servicio LAC durante 2012

Agentes	Cargos	2011(\$)	2012(\$)
Comercializador/Generador	Pago Bruto (1)	1,235,676,351,474	1,250,333,547,190
	Compensación (2)	286,930,708	410,052,847
	Neto (3)	1,235,389,420,766	1,249,923,494,343

(1) Pago Bruto: Es el ingreso regulado de los Transmisores Nacionales sin incluir compensaciones.

(2) Compensación: Es el valor a descontar al ingreso regulado de los transmisores nacionales en caso de que los activos que éstos representan no hayan cumplido con los índices de disponibilidad exigidos en la Resolución CREG 061 de 2000 y CREG 011 de 2002. Por lo 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 de STN se facturó durante el año 2012 un valor neto total de \$1,249,923,494,343 millones, valor que incluye la contribución al FAER y la contribución PRONE.

### Cargos por uso del STR

En la tabla 3 se presenta el total liquidado a los agentes comercializadores por concepto de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional STR en 2011 y 2012.

Tabla 3. Cargos por uso del STR

Agentes	2011	2012
	Liquidación (\$)	
Comercializadores STR Norte	220,166,383,801	222,736,171,982
Comercializadores STR Centro Sur	715,904,400,474	730,686,306,512
Total	936,070,784,275	953,422,478,494

### Cargos por uso del sistema de distribución local SDL

En la tabla 4 se presenta el total de los ingresos reconocidos e ingresos ADD, para las Áreas de Distribución (ADD) Oriente, Occidente, Sur y Centro para los niveles de tensión 1, 2 y 3 durante el año 2012.

En el mes de abril se expidió la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 180574 de 2012, por medio de la cual se conformó una nueva Área de Distribución (ADD Centro).

A partir de mayo se inició la publicación de los cargos transitorios por nivel de tensión del ADD Centro, conformada por los Operadores de Red 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. y Ruitoque E.S.P.

En cada nivel de tensión donde aplica la transición, se calculó el Ingreso del Área de Distribución (IngADD) y el Ingreso Reconocido (IngR), los cuales dependen principalmente del comportamiento del cargo único transitorio y el cargo de cada OR respectivamente, de la energía facturada y del IPP.

Tabla 4. Ingresos ADD e Ingresos Reconocidos

	Enero - noviembre 2012	
	Ingreso ADD (\$)	Ingreso Reconocido (\$)
ADD Oriente	1,141,007,443,720	1,144,579,716,952
ADD Occidente	494,540,931,419	506,088,494,362
ADD Sur	146,673,904,309	147,080,362,566
ADD Centro	724,837,198,319	721,862,507,366
<b>Total</b>	<b>2,507,059,477,767</b>	<b>2,519,611,081,246</b>

\* Información disponible a la fecha de realización del presente informe (enero de 2013)

En las gráficas 5, 6, y 7 de los anexos a este capítulo se puede observar la evolución del cargo DtUN por nivel de tensión durante el año 2012.

Igualmente, en las gráficas 8, 9, 10 y 11 de los anexos a este capítulo se 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.

Según lo establecido en las Resoluciones CREG 058, 068, 070 de 2008 y las nuevas disposiciones establecidas en las Resolución CREG 116 y 149 de 2010, se ha efectuado la publicación de los cargos transitorios por nivel de tensión y la respectiva liquidación de las Áreas de Distribución (ADD) Oriente, Occidente, Sur y Centro.

### Esquema de calidad en el sistema de distribución local SDL

Desde la entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008, se establece una nueva actividad para el equipo de liquidación LAC, relacionada con el esquema de calidad en el SDL, en el cual se define un esquema de incentivos y compensaciones aplicable a cada Operador de Red, de acuerdo con su gestión de calidad en sus sistemas de distribución.

De acuerdo con lo establecido en el esquema, el LAC recibe la información producida en los sistemas de gestión de distribución de los Operadores de Red OR - para que, junto con la información reportada por los ORs en el Sistema Unificado de Información-SUI-, se realicen los respectivos reportes y el cálculo paralelo de los índices Trimestrales Agrupados de la Discontinuidad ITAD-, para cada OR. Dicha información, será utilizada para efectos de las auditorias o para revisión y consulta de la SSPD.



En este sentido, desde el año 2010 el LAC ha puesto a disposición de los OR, el sistema INDICA, a través del cual realizan el reporte de la información y se publica por parte de XM, los diferentes reportes y cálculo de índices definidos en la norma.

Al inicio, el esquema de calidad comenzó con los Operadores de Red: Empresas Públicas de Medellín y Central Hidroeléctrica de Caldas. Durante el año 2011, ingresaron de manera oficial los Operadores de Red: CODENSA, Empresa de Energía de Boyacá (EBSA), Empresa de Energía del Pacífico (EPSA), Compañía de Electricidad de Tuluá (TULUA), Empresas Municipales de Cali (EMCALI), Centrales Eléctricas de Nariño (CEDENAR), Compañía Energética del Tolima (ENERTOLIMA), Centrales Eléctricas del Norte de Santander (CENS), Empresa Energía Cundinamarca (EEC), Empresa Energía Quindío (EDEQ), Electricaribe, Electrificadora del Caquetá, Electrificadora del Meta y Empresa de Energía de Pereira; y en el año 2012 se incorporó el Operador de red: Empresa Distribuidora del Pacífico.

Actualmente, dichos OR reportan de manera diaria al LAC los eventos sucedidos en sus redes de distribución del día anterior, de acuerdo con las reglas definidas en el esquema de calidad. Por su parte, el LAC publica para cada OR los reportes definidos por la CREG y de manera trimestral los Índices Trimestrales Agrupados de la Discontinuidad ITAD.

## Plan de reducción de pérdidas no técnicas de energía en los SDL

En el mes de diciembre del 2011, entraron en vigencia las Resoluciones CREG 172 y 174 de 2011, en las cuales se establece la metodología para la implementación de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local-SDL-, los cuales aplican para los Operadores de Red y Comercializadores Minoristas que atienden usuarios regulados y no regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Según lo definido en la resolución, los OR que presenten para un mercado de comercialización en el nivel de tensión 1, unas pérdidas de energía superiores a las pérdidas reconocidas a la fecha de entrada en vigencia de la misma, deben presentar los planes de reducción de pérdidas a la CREG.

Conforme lo anterior, la CREG aprobará para cada OR el costo del Plan y las metas de reducción de pérdidas no técnicas.

Una vez se dé el inicio del plan de reducción de pérdidas para un OR, el LAC realizará entre otras las siguientes actividades: determinar el cargo por concepto del plan aplicable a cada mercado de comercialización, calcular la liquidación por concepto del cargo CPROG, realizar el cálculo del índice de pérdidas, realizar la evaluación del cumplimiento del plan y determinar el cálculo CPROG a devolver en caso de cancelación del plan al OR.

Actualmente, no se ha aprobado ningún plan de pérdidas no técnicas. Sin embargo, dadas las indicaciones establecidas en la Resolución, los ORs que presenten pérdidas de energía en el Nivel de Tensión 1, inferiores o iguales a las pérdidas reconocidas, no deben presentar un plan a la CREG, sino que deben presentar para aprobación de la misma, el Índice de Pérdidas del Nivel de Tensión 1, calculado de acuerdo con lo señalado en la norma.

En este sentido, la Comisión ha expedido las siguientes Resoluciones, en las cuales se aprueba el Índice de Pérdidas de Nivel de Tensión 1 a los siguientes Operadores de Red: Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P., CODENSA S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. y Ruitoque S.A. E.S.P. según resoluciones CREG 063/12, CREG 061/12, CREG 060/12, CREG 062/12 y CREG 064/12 respectivamente.

Los agentes listados en el texto anterior, no requieren presentar un Plan para reducir las pérdidas no técnicas, de acuerdo con lo indicado en la Resolución.

### **Modificación al esquema de calidad en el STN y STR: Resoluciones CREG 093 y 094 de 2012**

Después de la entrada en vigencia de las Resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 097 de 2008, quedó pendiente por definir por parte de la CREG, algunos temas puntuales para dar inicio al esquema de calidad en el STN y en el STR, mencionado en las respectivas Resoluciones.

En el año 2012 la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG -, expidió las Resoluciones 093 y 094 de 2012, mediante las cuales se establecen los reglamentos para el reporte de eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada ENS - en el STN y en el STR, además de otras consideraciones que complementan las disposiciones contenidas en las Resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 097 de 2008.

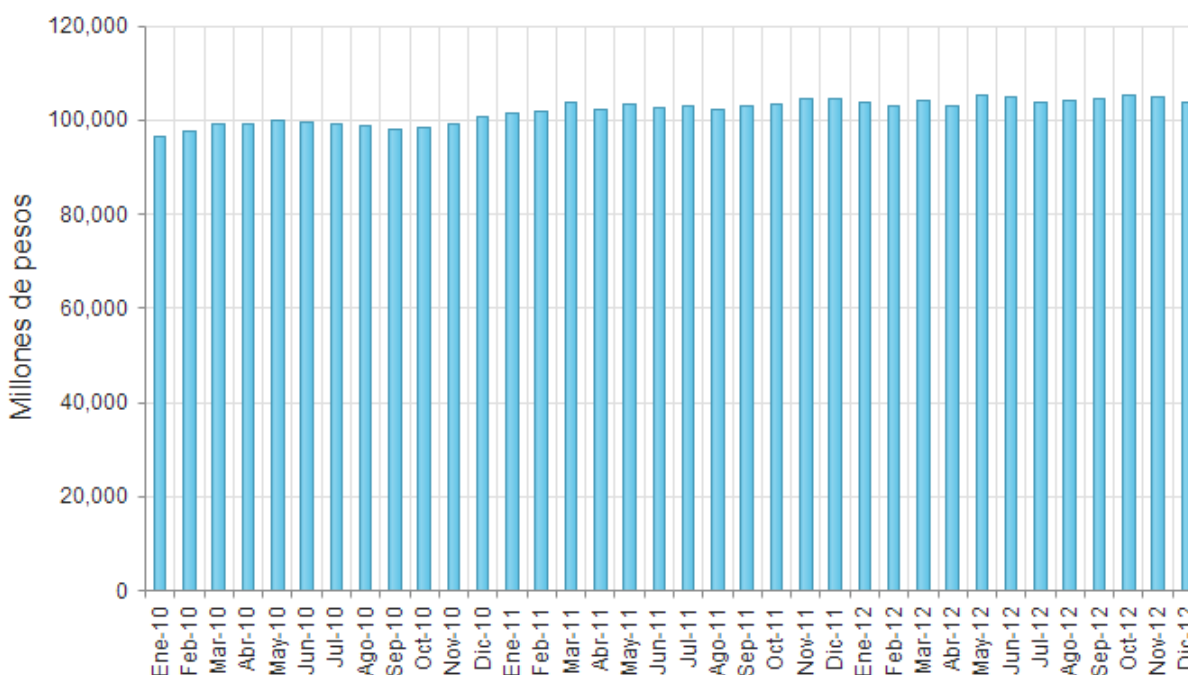
En este sentido, XM viene desarrollando desde octubre 2012 un proyecto que busca garantizar los siguientes aspectos: adecuación de los procesos del CND y el LAC a los nuevos esquemas de calidad, modificaciones a nivel de la plataforma tecnológica, ajustes a los sistemas de información diseñados para el ingreso de Eventos por parte de los agentes, así como de los sistemas encargados del cálculo de la remuneración de los ingresos de los Transmisores Nacionales y de los OR, todo esto incluyendo las nuevas definiciones contenidas en las Resoluciones 093 y 094 de 2012.

Durante el primer trimestre de 2013, y con el objetivo de que la entrada en vigencia de las nuevas resoluciones genere el menor impacto sobre los reportes que realizan los agentes, XM realizará una serie de capacitaciones para los Agentes del Mercado, con el objetivo de socializar los cambios regulatorios y de proceso que empezarán a regir a partir del 01 de Abril de 2013.

### Anexos - Ingresos netos de transmisores nacionales

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

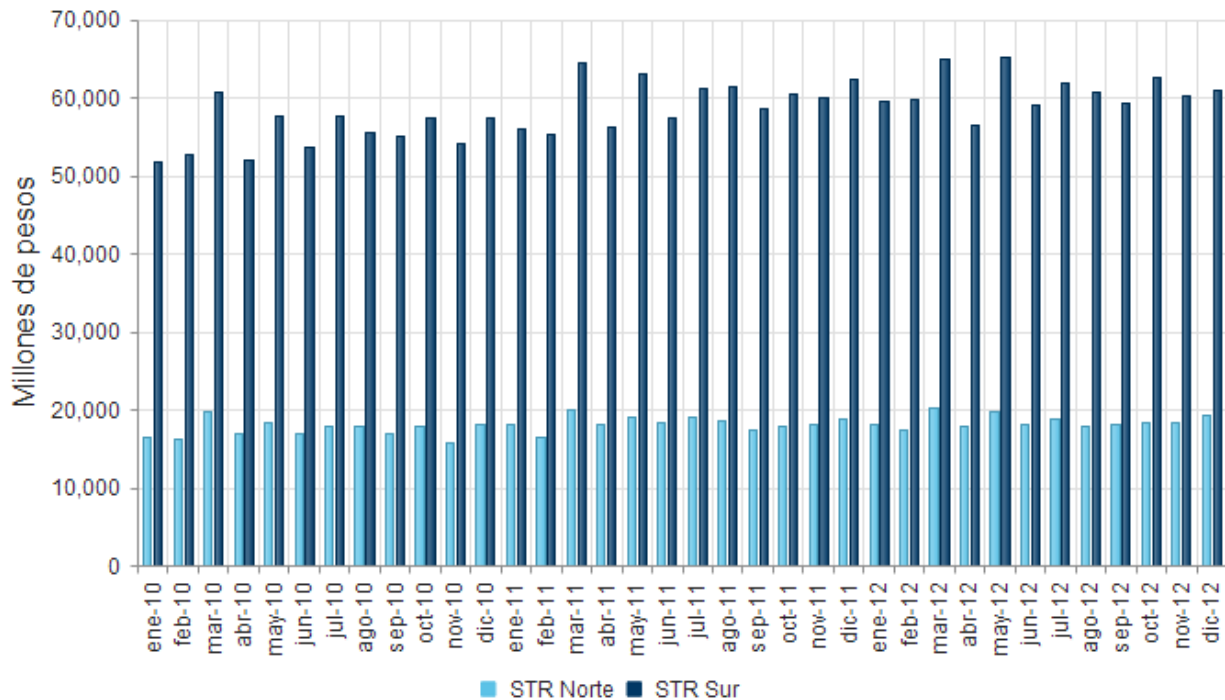
Gráfica 1. Evolución de los ingresos netos de transmisores nacionales por cargos por uso STN (2010, 2011 y 2012)



### Anexos - Ingresos netos de operadores de red

La gráfica 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 2012 presentaron un valor neto de \$ 953,422.47 millones, distribuidos en \$ 222,736.17 millones para el STR Norte y \$730,686.30 millones para el STR Centro Sur.

Gráfica 2. Evolución de los ingresos de los operadores de red por cargo uso del STR 2010, 2011 y 2012



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

La gráfica 3 muestra la evolución de los cargos por uso del STN, en \$/kWh para el Sistema de Transmisión Nacional, durante el año 2012.

Continúa en la siguiente página

Gráfica 3. Evolución de los cargos por uso del STN en 2012

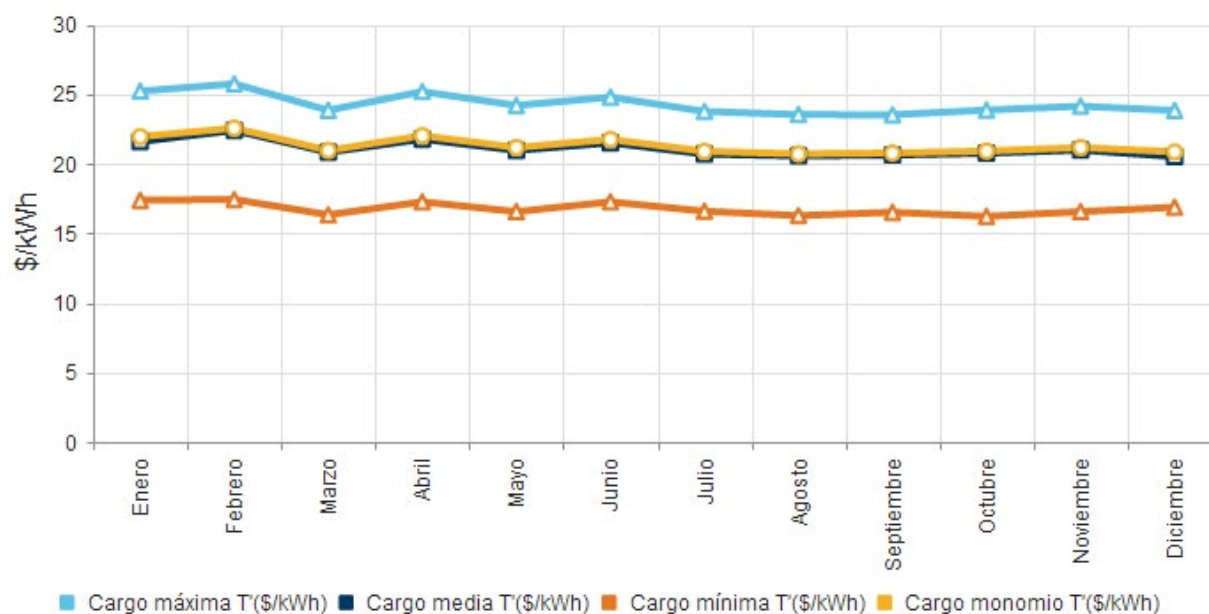


Tabla Gráfica 3.

Mes Facturado	Cargo Máxima	Cargo Media	Cargo Mínima	Cargo Monomio
	T' (\$/kWh)	T' (\$/kWh)	T' (\$/kWh)	T' (\$/kWh)
Enero-12	25,208,677	21,586,906	17,370,627	21,936,995
Febrero-12	25,736,224	22,392,486	17,432,083	22,550,143
Marzo-12	23,836,473	20,819,261	16,323,519	20,949,664
Abril-12	25,176,745	21,765,151	17,257,301	22,008,073
Mayo-12	24,181,914	20,952,912	16,549,634	21,161,093
Junio-12	24,779,350	21,500,451	17,255,779	21,736,171
Julio-12	23,751,804	20,689,828	16,580,618	20,883,401
Agosto-12	23,523,403	20,560,199	16,262,012	20,700,565
Septiembre-12	23,512,307	20,624,049	16,507,142	20,761,658
Octubre-12	23,850,649	20,750,576	16,209,528	20,903,624
Noviembre-12	24,130,692	20,979,672	16,550,978	21,159,017
Diciembre-12	23,818,712	20,506,939	16,867,366	20,843,777

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

La gráfica 4 muestra la evolución de los cargos por uso del STR, en \$/kWh para los dos sistemas de transmisión regional, durante el año 2012.

Gráfica 4. Evolución de los cargos por uso del STR en 2012

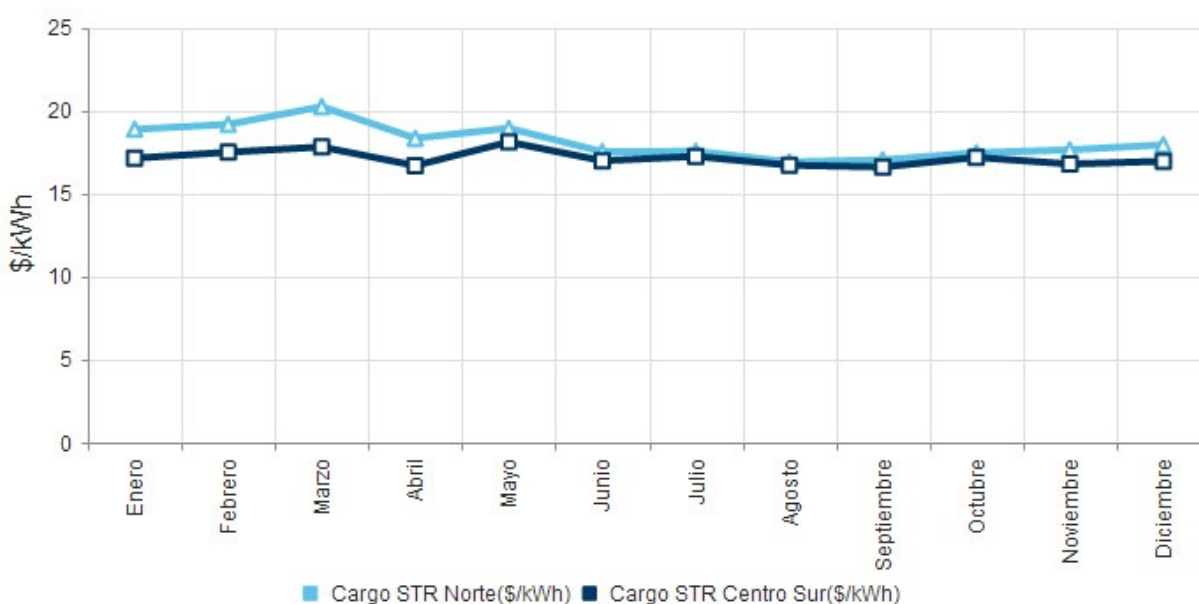


Tabla Gráfica 4.

Mes	Cargo STR Norte (\$/kWh)	Cargo STR Centro Sur (\$/kWh)
Enero-12	18,858,513	17,120,199
Febrero-12	19,153,034	17,479,231
Marzo-12	20,220,575	17,795,630
Abril-12	18,320,518	16,674,149
Mayo-12	18,921,684	18,094,106
Junio-12	17,508,355	16,965,826
Julio-12	17,536,626	17,229,157
Agosto-12	16,896,878	16,698,354
Septiembre-12	17,019,253	16,586,722
Octubre-12	17,445,378	17,168,291
Noviembre-12	17,621,062	16,766,717
Diciembre-12	17,921,608	16,933,515

Para el mes de marzo de 2012, se observa un incremento en el cargo para ambos STR, lo anterior debido fundamentalmente a la disminución de la demanda entre los meses de enero de 2012 y febrero de 2012, y el incremento del IPP presentado para los mismos meses. (El cargo es directamente proporcional al ingreso e inversamente proporcional a la demanda).

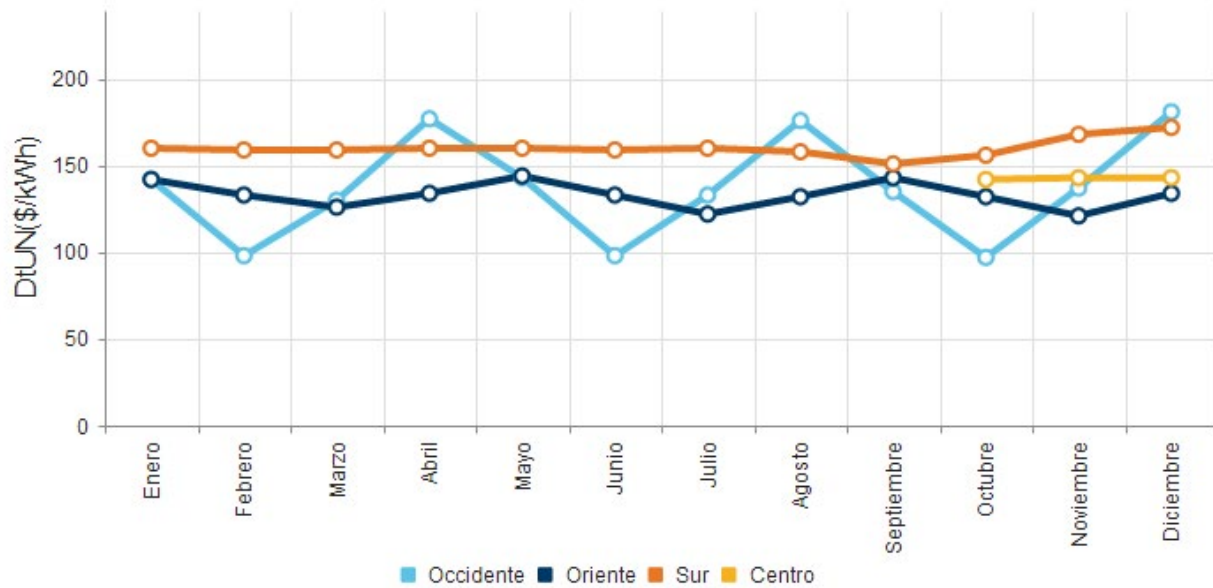
## Anexos - Áreas de distribución - ADD

Las gráficas 5, 6, y 7 muestran la evolución del Cargo Unificado DtUN, para las Áreas de Distribución Oriente, Occidente, Sur y Centro para los niveles de tensión 1, 2 y 3.

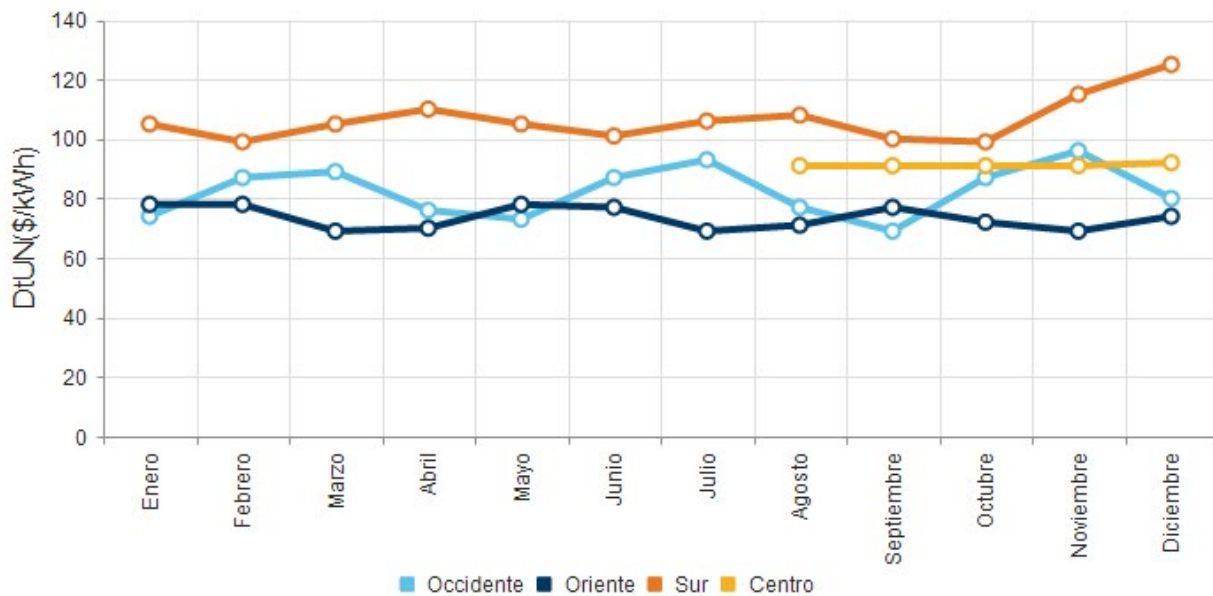
Tabla Gráfica 5, 6 y 7

ADD	Nivel de Tensión	Cargo Único Transitorio (\$/kWh)											
		ene 12	feb 12	mar 12	abr 12	may 12	jun 12	jul 12	ago 12	sep 12	oct 12	nov 12	dic 12
CENTRO	1										142	143	143
	2								91	91	91	91	92
	3								41	41	41	41	41
OCCIDENTE	1	142	98	130	177	143	98	133	176	135	97	137	181
	2	74	87	89	76	73	87	93	77	69	87	96	80
	3	49	43	38	44	50	43	40	45	47	41	40	48
ORIENTE	1	142	133	126	134	144	133	122	132	143	132	121	134
	2	78	78	69	70	78	77	69	71	77	72	69	74
	3	52	50	52	55	52	50	53	54	50	47	52	57
SUR	1	160	159	159	160	160	159	160	158	151	156	168	172
	2	105	99	105	110	105	101	106	108	100	99	115	125
	3	55	55	55	56	56	55	56	53	53	56	63	68

Gráfica 5. Evolución cargo DtUN nivel de tensión 1-2012

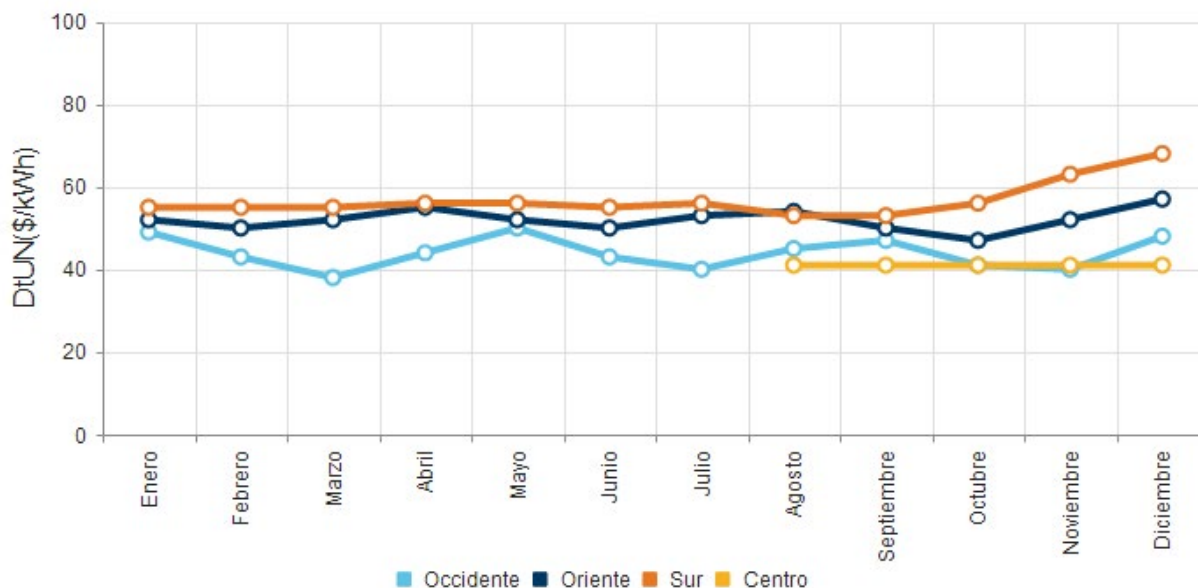


Gráfica 6. Evolución cargo DtUN nivel de tensión 2-2012





Gráfica 7. Evolución cargo DtUN nivel de tensión 3-2012



Las gráficas 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. Es importante mencionar que a la fecha de realización del presente informe, y teniendo en cuenta la metodología de las ADD, la liquidación realizada durante el 2012 se encuentra disponible hasta el mes de noviembre.

Gráfica 8. Evolución ingreso reconocido e ingreso ADD Oriente - 2012

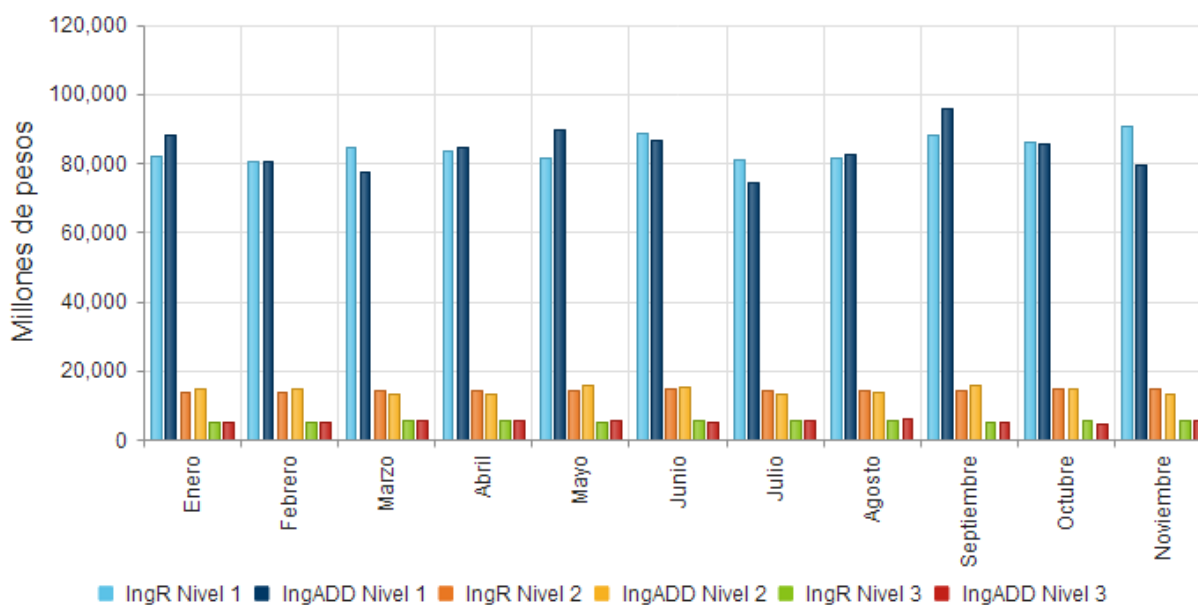


Tabla Gráfica 8

Mes	IngR Nivel 1	IngADD Nivel 1	IngR Nivel 2	IngADD Nivel 2	IngR Nivel 3	IngADD Nivel 3
Ene-12	81,898	88,175	13,575	14,606	5,141	5,182
Feb-12	80,720	80,630	13,585	14,609	5,232	4,857
Mar-12	84,547	77,406	14,514	13,327	5,535	5,455
Abr-12	83,326	84,344	14,206	13,096	5,410	5,712
May-12	81,366	89,803	14,245	15,613	5,333	5,471
Jun-12	88,558	86,557	14,596	15,253	5,558	5,080
Jul-12	81,033	74,151	14,493	13,367	5,557	5,739
Ago-12	81,552	82,617	14,191	13,938	5,595	6,112
Sep-12	88,235	95,858	14,251	15,591	5,187	5,109
Oct-12	86,118	85,676	14,665	14,529	5,501	4,807
Nov-12	90,806	79,418	14,602	13,478	5,450	5,440

Gráfica 9. Evolución ingreso reconocido e ingreso ADD Occidente - 2012

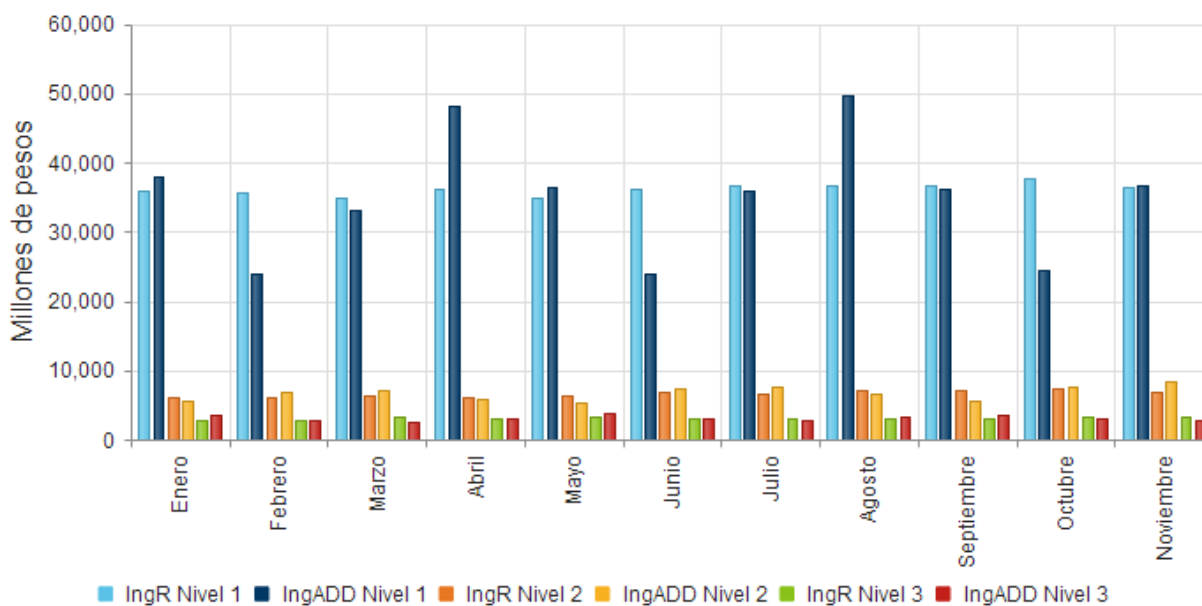


Tabla Gráfica 9

Mes	IngR Nivel 1	IngADD Nivel 1	IngR Nivel 2	IngADD Nivel 2	IngR Nivel 3	IngADD Nivel 3
Ene-12	35,903	37,905	6,215	5,574	2,918	3,591
Feb-12	35,751	23,895	6,139	6,805	2,922	2,898
Mar-12	35,001	33,044	6,482	7,132	3,254	2,541
Abr-12	36,097	48,187	6,231	5,741	2,996	3,091
May-12	34,823	36,323	6,433	5,448	3,253	3,841
Jun-12	36,152	23,973	6,864	7,293	3,169	3,065
Jul-12	36,805	35,803	6,592	7,765	3,166	2,700
Ago-12	36,774	49,582	7,123	6,507	3,165	3,356
Sep-12	36,561	36,256	7,033	5,618	3,155	3,602
Oct-12	37,618	24,456	7,387	7,664	3,369	3,004
Nov-12	36,485	36,623	6,899	8,379	3,354	2,880

Gráfica 10. Evolución ingreso reconocido e ingreso ADD Sur - 2012

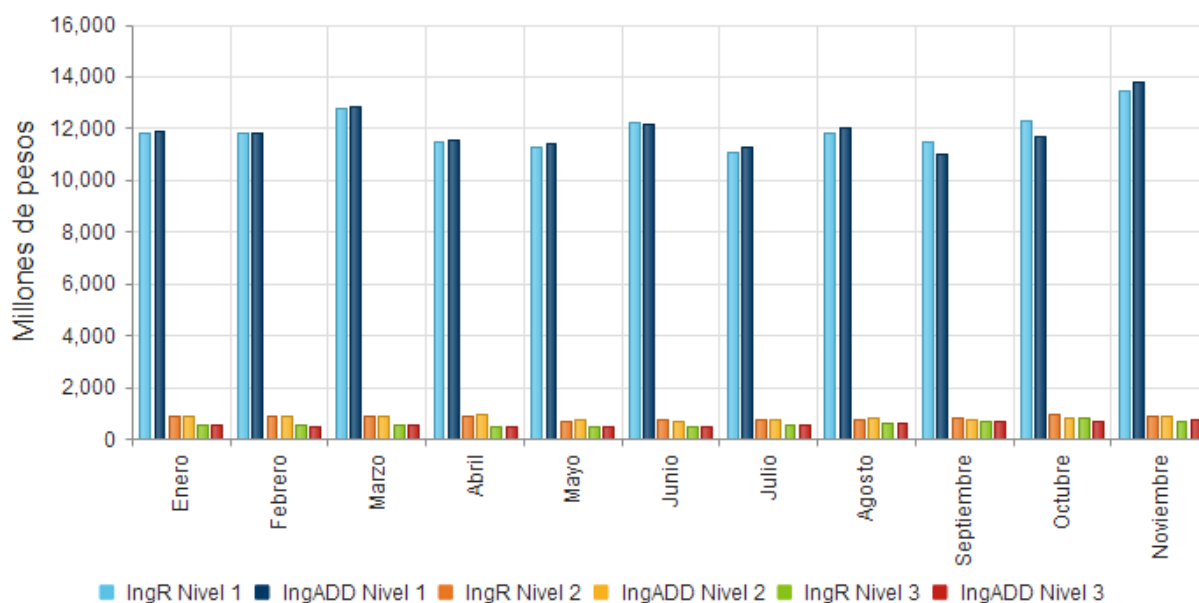


Tabla Gráfica 10

Mes	IngR Nivel 1	IngADD Nivel 1	IngR Nivel 2	IngADD Nivel 2	IngR Nivel 3	IngADD Nivel 3
Ene-12	11,810	11,884	872	883	561	557
Feb-12	11,834	11,790	907	852	512	508
Mar-12	12,748	12,820	890	882	542	532
Abr-12	11,469	11,583	897	944	503	506
May-12	11,307	11,385	708	718	475	490
Jun-12	12,199	12,155	725	681	455	448
Jul-12	11,076	11,293	726	758	533	553
Ago-12	11,851	11,998	781	818	633	608
Sep-12	11,494	10,975	811	778	681	655
Oct-12	12,298	11,695	921	797	790	685
Nov-12	13,484	13,819	876	898	713	726

Gráfica 11. Evolución ingreso reconocido e ingreso ADD Centro - 2012

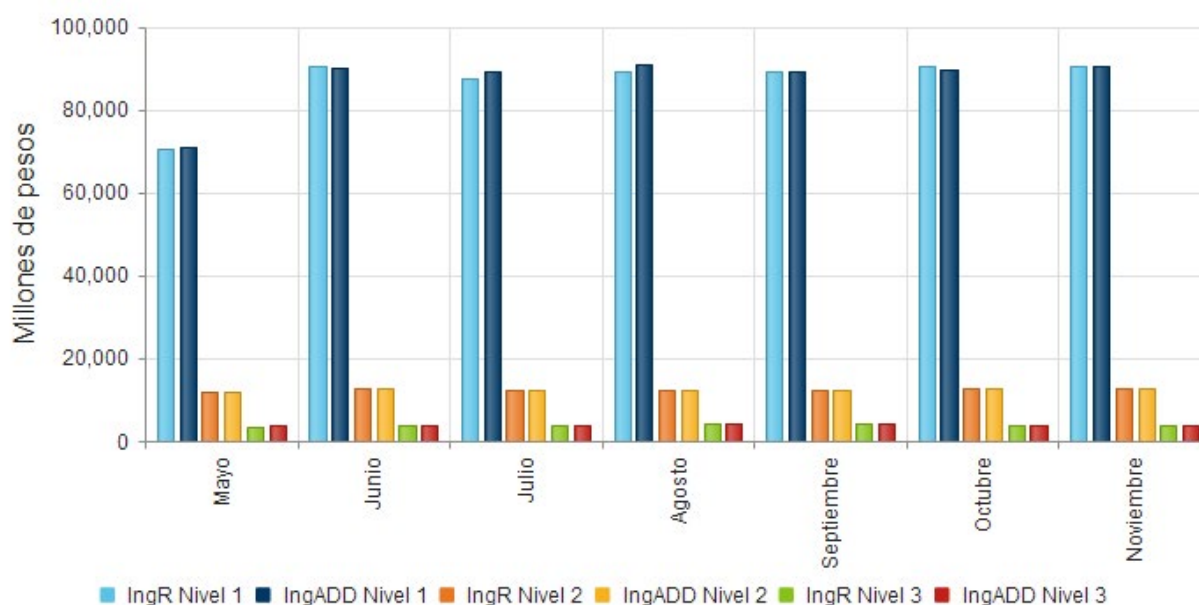


Tabla Gráfica 11

Mes	IngR Nivel 1	IngADD Nivel 1	IngR Nivel 2	IngADD Nivel 2	IngR Nivel 3	IngADD Nivel 3
Ene-12	0	0	0	0	0	0
Feb-12	0	0	0	0	0	0
Mar-12	0	0	0	0	0	0
Abr-12	0	0	0	0	0	0
May-12	70,433	70,943	11,736	11,959	3,447	3,619
Jun-12	90,411	90,100	12,648	12,649	4,019	3,981
Jul-12	87,619	88,973	12,242	12,432	3,970	3,987
Ago-12	89,324	90,995	12,402	12,429	4,123	4,105
Sep-12	89,028	89,280	12,185	12,296	4,052	4,121
Oct-12	90,255	89,461	12,644	12,609	4,024	3,970
Nov-12	90,577	90,365	12,893	12,803	3,831	3,760

Las Áreas de Distribución ADD, están conformadas tal como se presenta en la tabla 5.

Tabla 5. Áreas de distribución

ADD	Operador de Red
Oriente	CODENSA S.A. E.S.P.
	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.
	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.
	EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.
	EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL ARAUCA
Occidente	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.

Continúa en la siguiente página

▲ ÍNDICE

ADD	Operador de Red
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.
	EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE 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

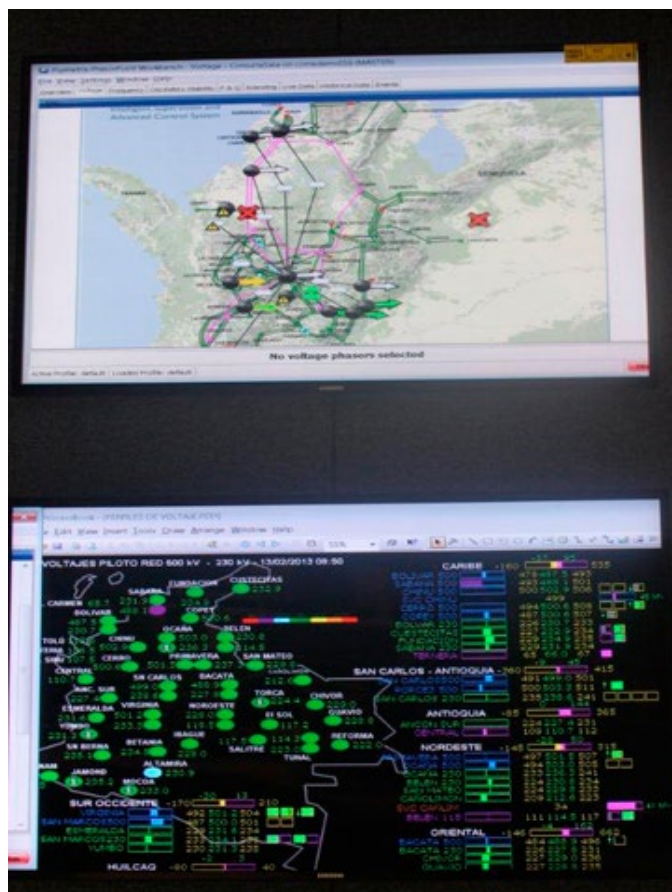
En este capítulo se presenta un resumen de lo ocurrido en el año 2012 con relación a los mecanismos de cubrimiento del mercado, la administración de cuentas, el recaudo, la aplicación y la transferencia de los dineros correspondientes a las transacciones en la bolsa de energía y a los cargos por uso de las redes del SIN, la gestión de cartera y la aplicación de los procedimientos de limitación de suministro y retiro de agentes. Así mismo, se presentan las principales mejoras implementadas en los procesos de prepagos y garantías bancarias que benefician a los agentes del mercado y la implementación de nuevas Resoluciones que administran los riesgos financieros del mercado.



## Mecanismos de cubrimiento

### Auditorías de plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad

Durante el año 2012, XM contrató la auditoría de construcción de la planta Tasajero II y la auditoría de verificación del parámetro de suministro de combustible de las plantas Zipa. Así mismo se gestionaron las auditorías de construcción de las plantas asociadas al Cargo por Confiabilidad, en donde se destaca que las empresas propietarias de los proyectos con atrasos con respecto al cronograma de construcción, identificados por los auditores, cumplieron con la actualización de las respectivas garantías y presentaron contratos de respaldo de la Obligación de Energía Firme (OEF). Igualmente se destaca que en febrero de 2012, la CREG notificó a XM que queda en firme la Resolución CREG 104 de 2011 declarando el incumplimiento grave e insalvable de la planta Porce IV, por lo cual se le hace efectiva la garantía que respaldaba dicha obligación y adicionalmente EPM pierde la obligación de energía firme asignada. Otro de los hechos a destacar corresponde a la realización de las primeras subastas de reconfiguración de venta, las cuales fueron asignadas en el mes de junio a las plantas Amoyá y Termocol y en el mes de noviembre a la planta Gecelca 3, estos proyectos nuevos de generación ampliaron por un año el inicio del periodo de vigencia de la obligación de energía firme.



### Garantías conexión

A 31 de diciembre de 2012, se presentaron garantías correspondientes a la Resolución CREG 106 de 2006 por un valor de \$682 millones, presentadas por generadores con plantas nuevas o retiros temporales que implicaron la reserva de la capacidad de transporte en redes existentes. Igualmente a diciembre 31 de 2012, se presentaron



garantías correspondientes a la Resolución CREG 022 de 2001, modificada mediante Resolución CREG 093 de 2007, por un valor de \$249,770 millones, estas garantías son presentadas por generadores, cargas nuevas u OR's (Operadores de Red), que soliciten conexión al STN y que implique ampliación de la misma y se presentan antes de la apertura de la convocatoria para la expansión. También son presentadas por los transmisores a los cuales se les adjudique la construcción de la línea en los procesos de selección.

### Garantías para respaldar transacciones en el mercado.

Durante el año 2012, XM administró garantías bancarias que respaldaron un total de \$2,571,393 millones, así como prepagos por un valor de \$558,385 millones. Estos montos fueron presentados por los agentes que realizan transacciones en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), a través de sus esquemas semanales y mensuales.

### Garantías asociadas al Cargo por Confiabilidad

En cumplimiento de la Resolución CREG 061 de 2007 administramos garantías por valor de USD 389 millones.

### Administración de cuentas ASIC y LAC

XM S.A. E.S.P., en su encargo de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), dando cumplimiento a lo preceptuado en la regulación vigente administró durante el año 2012 \$1,936,158 millones por concepto de transacciones en la bolsa de energía, \$1,355,072 millones por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN (ver gráfica 1) y \$214,396 millones por concepto de los fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE.

A continuación se presenta en la gráfica 1 el valor de los vencimientos por concepto de las transacciones en bolsa (vencimiento SIC) y el valor de los vencimientos por cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional - SIN (vencimiento LAC). Se destaca, el total de recaudo alcanzado mensualmente en el que se evidencia el cumplimiento de las obligaciones de los agentes registrados en el MEM.

Gráfica 1. Transacciones en bolsa, SIN y recaudo mensual

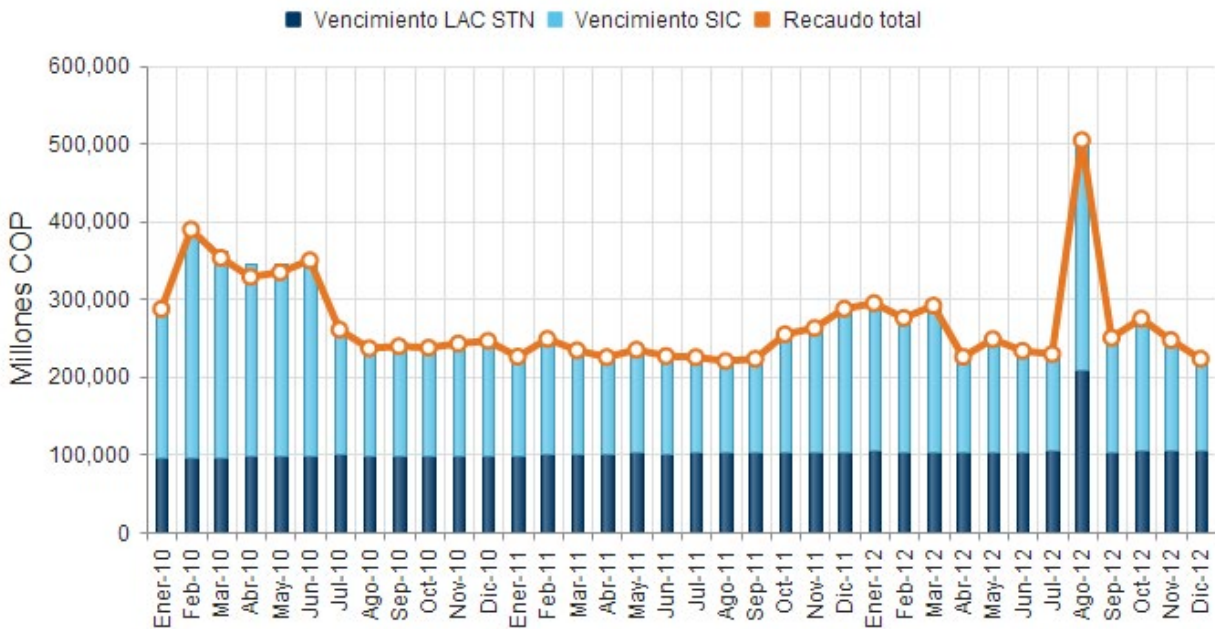


Tabla Gráfica 1

	Vencimiento SIC	Vencimiento LAC STN	Recaudo SIC	Recaudo LAC STN	Recaudo total
ene-10	191,259	95,415	191,259	95,415	286,674.20
feb-10	291,457	97,327	291,457	97,327	388,783.76
mar-10	264,774	96,595	256,350	96,044	352,393.77
abr-10	247,759	97,788	231,573	96,279	327,852.00
may-10	245,540	99,100	235,694	98,111	333,805.00
jun-10	251,062	99,283	249,975	99,222	349,197.00
jul-10	160,068	100,103	159,934	100,103	260,036.52
ago-10	136,517	99,653	136,448	99,653	236,100.79
sep-10	139,778	99,022	139,761	99,018	238,778.68
oct-10	138,295	98,738	138,147	98,737	236,883.55
nov-10	144,927	98,052	144,367	97,902	242,268.87
dic-10	148,017	98,171	147,595	98,090	245,685.37
ene-11	126,207	99,123	126,206	99,123	225,329.27
feb-11	147,453	100,748	147,453	100,748	248,200.07
mar-11	131,892	101,619	131,892	101,619	233,511.16

Continúa en la siguiente página

	Vencimiento SIC	Vencimiento LAC STN	Recaudo SIC	Recaudo LAC STN	Recaudo total
abr-11	122,935	101,797	122,935	101,797	224,732.49
may-11	130,640	103,588	130,634	103,587	234,220.97
jun-11	124,236	102,006	124,193	101,997	226,190.00
jul-11	121,430	103,252	121,430	103,252	224,682.36
ago-11	117,069	102,719	117,069	102,719	219,788.49
sep-11	119,547	102,913	119,547	102,913	222,460.38
oct-11	151,452	102,673	151,452	102,672	254,124.56
nov-11	159,400	102,772	159,400	102,772	262,172.05
dic-11	183,240	103,733	183,239	103,733	286,971.65
ene-12	189,472	104,597	189,472	104,597	294,069.61
feb-12	170,601	104,476	170,601	104,476	275,076.67
mar-12	187,344	103,628	187,344	103,628	290,971.39
abr-12	122,266	102,873	122,266	102,873	225,139.60
may-12	143,982	103,929	143,982	103,929	247,910.95
jun-12	130,009	102,832	130,009	102,832	232,841.27
jul-12	123,209	105,253	123,209	105,480	228,689.43
ago-12	294,833	208,723	294,833	208,747	503,580.37
sep-12	145,681	103,975	145,681	103,975	249,656.32
oct-12	169,571	104,645	169,571	104,645	274,216.17
nov-12	141,505	105,161	141,501	105,159	246,659.13
dic-12	117,684	104,979	117,689	104,982	222,670.40

Adicional a los dineros en moneda nacional administrados por concepto de las transacciones nacionales, XM en cumplimiento de las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE - con Ecuador, administró durante el año 2012 USD 29.8 millones por concepto de garantías de las exportaciones y realizó pagos anticipados por USD 598,359 por concepto de importaciones. Es importante anotar que sobre estos dólares transados XM realizó operaciones de cobertura de riesgo de tasa de cambio. Así mismo, en la administración de los dineros facturados por concepto de las exportaciones de energía colombianas durante el año 2012, con los dineros provenientes de las garantías TIE se realizaron operaciones Time Deposit, con periodicidad semanal, obteniendo USD 14,841 de rendimientos financieros.

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

Durante la vigencia del 2012 XM S.A E.S.P., recaudó \$214,396 millones por concepto de los siguientes fondos.

- 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.

A continuación en la tabla 1 se presenta la evolución de los vencimientos de dichos fondos para los años 2009 a 2012.

Tabla 1. Vencimiento total anual contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE

Contribución	2009	2010	2011	2012	Variación %
FAZNI	\$ 57,476	\$ 58,083	\$ 61,142	\$ 71,865	17.5%
FAER	\$ 68,713	\$ 68,027	\$ 72,803	\$ 82,724	13.6%
FOES	\$ 24,799	\$ 2,481	\$ 9,296	\$ 2,464	-73.5%
PRONE	\$ 56,325	\$ 48,203	\$ 51,443	\$ 57,343	11.5%
TOTAL	\$ 207,313	\$ 176,794	\$ 194,684	\$ 214,396	10.1%

De la tabla 1 se resalta la disminución del valor del FOES (Fondo de Energía Social) recaudado en el 2012 con relación al 2011, derivado de la disminución en las rentas de congestión.

## Gestión de cartera

La adecuada administración de los recaudos mensuales y los pagos anticipados, la gestión y ejecución de las garantías financieras y la oportuna aplicación de la limitación de suministro y el procedimiento de retiro de agentes, han contribuido para que el MEM mantenga nivel de recaudo del 100%.

### Ejecución de garantías

En cumplimiento del Artículo 36 del Reglamento de Garantías del Cargo por Confiabilidad, en febrero de 2012 se hizo efectiva la carta de crédito standby No. 04101786 expedida por el Banco BNP Paribas NY por valor de USD 13,919,819.00 presentada por el Empresas Públicas de Medellín E.S.P. por la existencia de un incumplimiento grave e insalvable en las obligaciones relacionadas con el Proyecto de Generación Hidroeléctrico Porce IV, de acuerdo con la Resolución CREG 104 de 2011. Estos recursos se utilizaron para disminuir restricciones con base en el Artículo 08 de la Resolución CREG 061 de 2007.

### Procedimientos de limitación de suministro iniciados

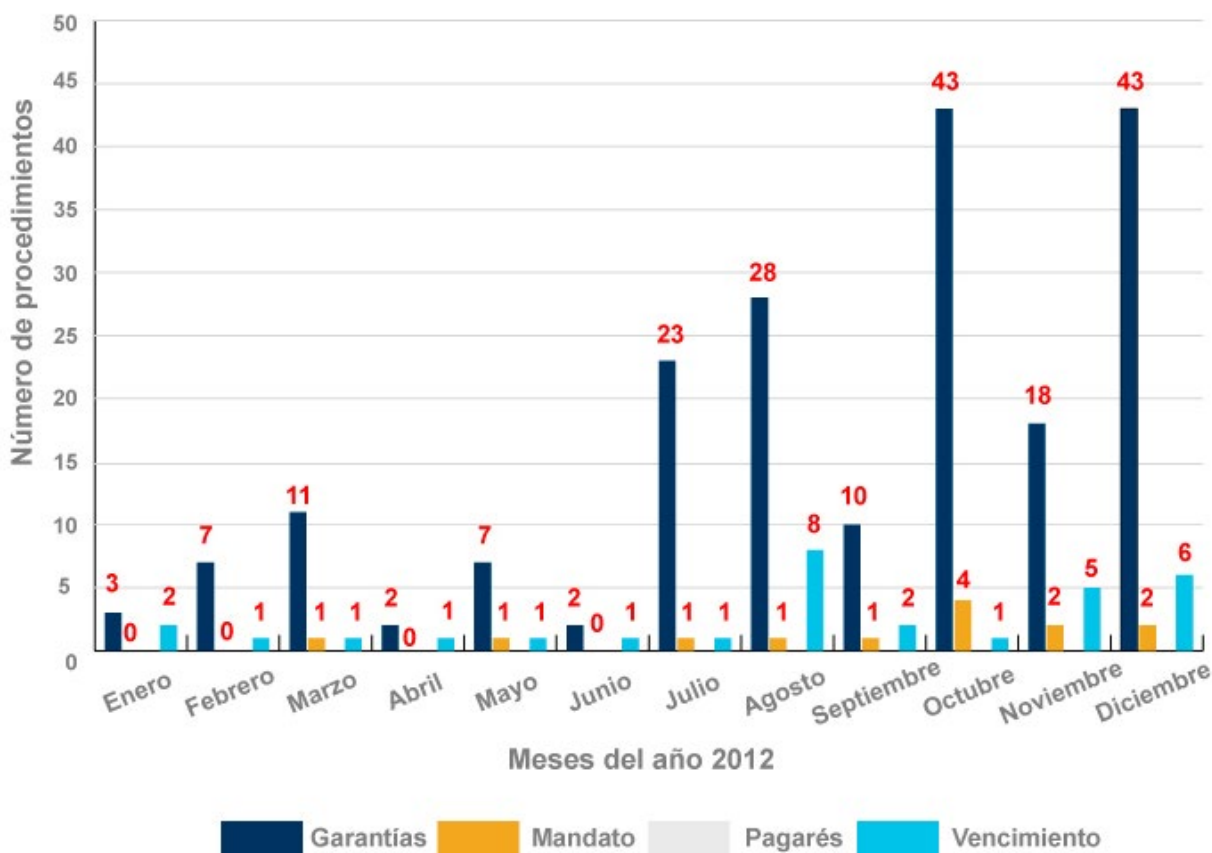
Los procedimientos de Limitación de suministro se encuentran estipulados en la Resolución CREG 116/98 y en la Resolución CREG 001/2003. Mediante estos mecanismos el ASIC puede limitar el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales atendidos por comercializadores morosos y puede limitar la venta de energía en bolsa que no esté destinada a atender usuarios finales de dichos comercializadores.

### Limitación suministro por Resolución CREG 116 de 1998

Durante el año 2012 el ASIC inició 240 procedimientos de limitación de suministro a usuarios finales (Resolución CREG 116 de 1998), de los cuales, 13 fueron por mandato y 227 de oficio. De este último el ASIC inició el procedimiento de limitación de suministro en 197 ocasiones por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la regulación y 30 veces por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales.

En la gráfica 2 se presenta, por origen, la cifra mensual de procedimientos de limitación de suministro por Resolución 116 de 1998 iniciados en el año 2012 por el administrador del mercado.

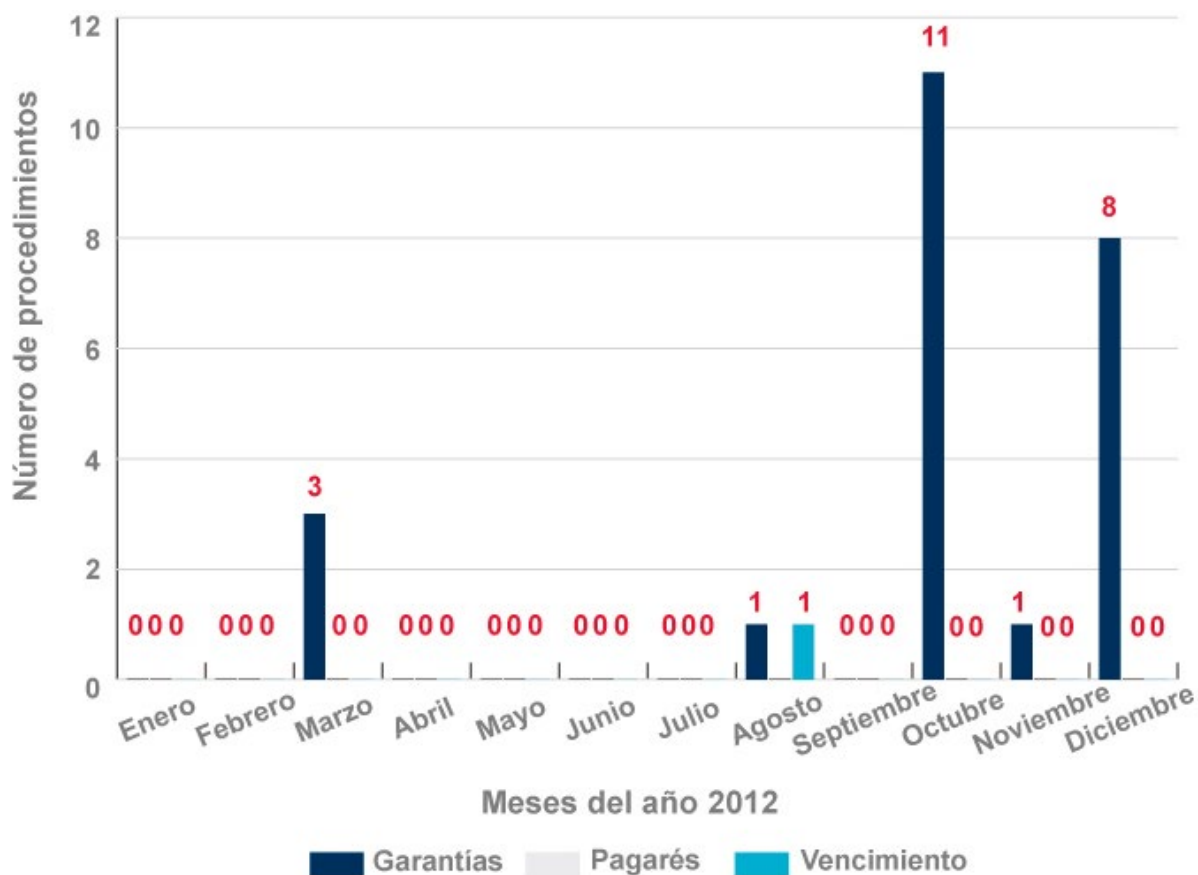
Gráfica 2. Procedimientos de limitación de suministro Res. CREG 116 de 1998



### Limitación de suministro por Resolución CREG 001 de 2003

El ASIC durante el año 2012 inició 25 procedimientos de limitación de suministro en bolsa (Resolución CREG 001 de 2003), 24 por el incumplimiento en la presentación o pago de mecanismos de cubrimiento y una vez por el incumplimiento en el pago del vencimiento de factura mensual. En la gráfica 3, se presentan mensualmente y por su origen los procedimientos de limitación de suministro iniciados por Resolución CREG 001 de 2003.

Gráfica 3. Procedimientos de limitación de suministro Res. CREG 001 de 2003



### Retiro de agentes

La Resolución CREG 146 de 2010, modificada por la Resolución CREG 156 de 2011, establece el retiro por incumplimiento con sus obligaciones con el ASIC de los agentes que desarrollan la actividad de Comercialización, únicamente para efectos de su participación como comercializadores en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). En el caso de los agentes que generan energía eléctrica, se entenderá que estos participan como comercializadores en el MEM cuando presenten el servicio de energía eléctrica a Usuarios y cuando deban constituir mecanismos de cubrimiento para las transacciones en el MEM por sus compromisos de venta de energía.

En la tabla 2 se presentan los agentes que fueron retirados del MEM en el 2012, con base en la citada regulación:

Tabla 2. Retiro Agentes Resolución CREG 156 de 2011

AGENTES	FECHA DE RETIRO
EMPRESAS PÚBLICAS DE CALARCÁ	01-nov-12

### Informe de deuda

Al cierre de diciembre de 2012 la deuda total alcanzó los \$ 62,028 millones frente a \$ 61,996 a diciembre de 2011, registrando un incremento con respecto al año anterior de 0.05%. Este incremento corresponde al incumplimiento en el pago de las obligaciones por concepto de servicios del agente Compañía de Electricidad del Cauca S.A. E.S.P.- CEC S.A. E.S.P.- y a la generación de intereses de mora a la tasa máxima moratoria con base en la regulación vigente.

Del valor total de la deuda vigente en 2012, el 85.5% (\$ 53,038 millones) corresponde a deuda con la bolsa de energía, el 14.48% (\$ 8,980 millones) a Cargos por Uso del STN y el 0.02% (\$ 9.5 millones) a Cargos por Uso del STR. Esta deuda se compone en 99.9% de la proveniente de las empresas en liquidación y un 0.1% de la correspondiente a empresas retiradas y en operación.

La tabla 3 muestra la deuda vencida total con corte de intereses a 31 de diciembre de 2012.

Tabla 3. Deuda vencida a 31 de diciembre de 2012 (millones COP)

EMPRESAS REGISTRADAS COMO ACTIVAS DEL MERCADO (millones COP)				
EMPRESAS DEUDORAS	Bolsa	STN	STR	TOTAL
EMPRESAS RETIRADAS DEL MERCADO (millones COP)				
EMPRESAS DEUDORAS	Bolsa	STN	STR	TOTAL
Energía y Finanzas S.A. E.S.P.	36	0	0	36
Gas y Electricidad S.A. E.S.P.	0.5	0	0	0.5
Energen S.A. E.S.P.	0.7	0	0	0.7
Coedeco S.A. E.S.P.	2.6	0	0	2.6
Energía y Servicios S.A.E.S.P.	0	0.1	0	0.1
SUBTOTAL	78	0.1	0	78

Continúa en la siguiente página



EMPRESAS EN PROCESO DE LIQUIDACIÓN (millones \$)*				
EMPRESAS DEUDORAS	Bolsa	STN	STR	TOTAL
Electrificadora de Sucre	3,481	1,052	0	4,533
Electrificadora de Bolívar	85	425	0	510
Empresas Públicas de Caucasia	36,797	3,519	0	40,316
Electrificadora del Tolima	12,597	3,984	9.5	16,591
SUBTOTAL	52,960	8,980	9.5	61,950
TOTAL	53,038	8,980	9.5	62,028

\*Información en discusión judicial

La deuda vencida de las empresas que se encuentran retiradas y de las empresas registradas como activas en el Mercado de Energía Mayorista a diciembre 31 de 2012, ascendía a \$78 millones, donde el 99.9% de la deuda corresponde a transacciones en la bolsa de energía y 0.1% a los cargos por uso del STN.

El agente CEC S.A. E.S.P. no realiza transacciones en el MEM y la deuda por \$38 millones corresponde exclusivamente a cargos por servicios. Las demás empresas se encuentran retiradas del mercado con base en lo dispuesto en la Resolución CREG 146 de 2010 y Resolución CREG 156 de 2011, por lo que no continuarán generando deuda. Adicionalmente, se están haciendo las gestiones necesarias para diligenciar los pagarés de estas empresas por los montos adeudados, que serán entregados a los mayores acreedores en virtud de la regulación vigente y de esta forma retirar esta cartera de los informes de deuda presentados por el Administrador del Mercado.

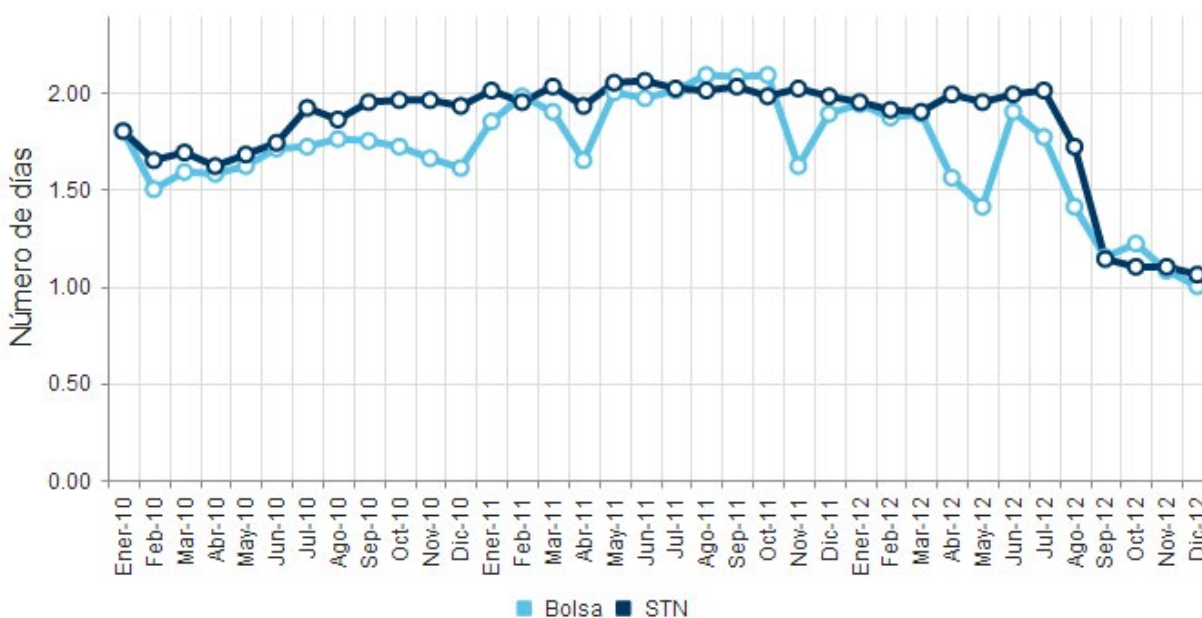
Por otro lado, la deuda de las empresas en proceso de liquidación al 31 de diciembre de 2012 (\$61,951 millones), no ha presentado variaciones con respecto al 2011. El 65% del valor de la deuda actual, está a cargo de las Empresas Públicas de Caucasia S.A. E.S.P., el 27% a cargo de la Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P., y el 8% a cargo de las antiguas electrificadoras de la Costa Atlántica. Los montos de esta deuda se encuentran en discusión judicial.

## Indicadores de gestión

Para atender la labor de administración de cuentas para la vigencia del 2012, la CREG estableció a través de la Resolución CREG 081 de 2007 los indicadores de calidad, que evidencian la adecuada gestión financiera. Estos son: nivel de recaudo SIC con una meta mensual del 99% y que en el 2012 alcanzó el 100%, nivel de recaudo del STN con

una meta mensual del 99% y el cual se cumplió en un 100% y tiempo de distribución de los recaudos con una meta de 3 días hábiles, meta que fue cumplida en 2012 con un tiempo de transferencia promedio de 1.58 días. (Ver gráfica 4).

Gráfica 4. Días de transferencia SIC, STN y STR



## Implementación de nuevas Resoluciones

### Resolución CREG 156 de 2011

En la cual se incluyeron modificaciones a la Res CREG 146 de 2010 con relación al procedimiento del retiro del mercado. Con la implementación de esta Resolución se reglamentó, entre otros temas, el retiro por la no restitución de los pagarés y se modificó el plazo para el retiro, pasando de las 00:00 horas del octavo día hábil posterior al incumplimiento a las 24:00 horas del séptimo día hábil.

### Resolución CREG 157 de 2011

En la implementación de esta resolución, se modificó la fecha de vencimiento de la factura mensual a partir del vencimiento de agosto de 2012, pasando del primer día hábil del mes siguiente a la emisión al quinto día hábil posterior a la emisión. Al reducir los días del vencimiento, los agentes tienen la posibilidad de contar con los recursos de manera más oportuna.

### Resolución CREG 158 de 2011

La implementación de esta resolución, llevó a una gestión más efectiva del riesgo financiero en el mercado, introduciendo cambios importantes tanto en el cálculo de garantías como en la administración de las garantías documentales. Estos cambios se realizaron con el objetivo de minimizar el riesgo de cartera en el MEM.

Entre los aspectos más importantes de esta implementación se destacan: frente a las garantías documentales, la posibilidad de presentar garantías expedidas por entidades financieras del exterior, para respaldar las transacciones en el mercado; frente al cálculo de garantías se destaca que su realización se hace con la mejor información disponible, la proyección mensual se calcula 16 días hábiles antes del mes a proyectar, el pago de la proyección mensual se realiza 8 días hábiles después de la publicación y el cálculo de los ajustes se realiza el día jueves, cuando el vencimiento sea festivo.

Otro de los aspectos a destacar es la implementación de las garantías extraordinarias, como un ajuste de los mecanismos de cubrimiento cuando, ante la ocurrencia de un evento establecido en la regulación, aumente el riesgo al que está expuesto el agente.

Igualmente, se destacan las implementaciones adelantadas con respecto a los pagos anticipados, en donde se eliminó el descuento financiero y se reemplazó por la distribución de rendimientos financieros en proporción a la cantidad de dinero depositada por cada agente. Lo anterior simplificó sustancialmente el proceso de prepagos, logrando una mayor claridad en el entendimiento por parte de los agentes y las entidades bancarias lo que conllevó a obtener una mejora en la tasa de rendimientos.

### Resolución CREG 051 de 2012

Esta Resolución modificó el cálculo de las proyecciones y los ajustes mensuales y semanales, adicionándole un nuevo concepto Obligación de Energía Firme de Venta (OEFV).

## Implementación de mejoras en los procesos financieros del Mercado

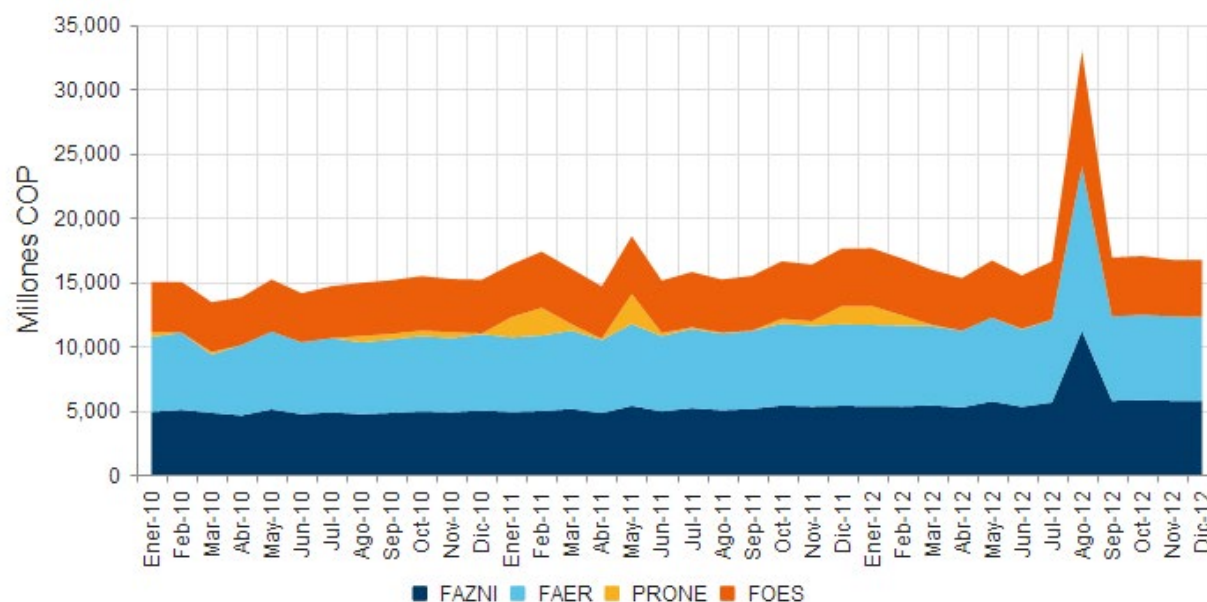
En la Administración de Cuentas de los negocios SIC y LAC, se logró una disminución en los días de distribución reales de los recursos a los agentes beneficiarios, tal como se puede apreciar en la gráfica 4. Días de transferencia SIC, STN y STR.

En el proceso de garantías, se implementaron mejoras como la unificación del formato de garantías bancarias por medio del cual se facilitó la revisión de las mismas, ayudando a la disminución en el tiempo de revisión, reducción en el rechazo de las garantías y eliminación

del riesgo de custodia. También se simplificó el proceso de pagos anticipados nacionales, destinando una cuenta bancaria por agente y publicando información diaria del estado de cada cuenta, lo cual facilita a los agentes el seguimiento y conciliación de los recursos de prepagos.

## Anexos - Contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE

Gráfica 5. Evolución mensual de las contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE



Tablas Gráfica 5

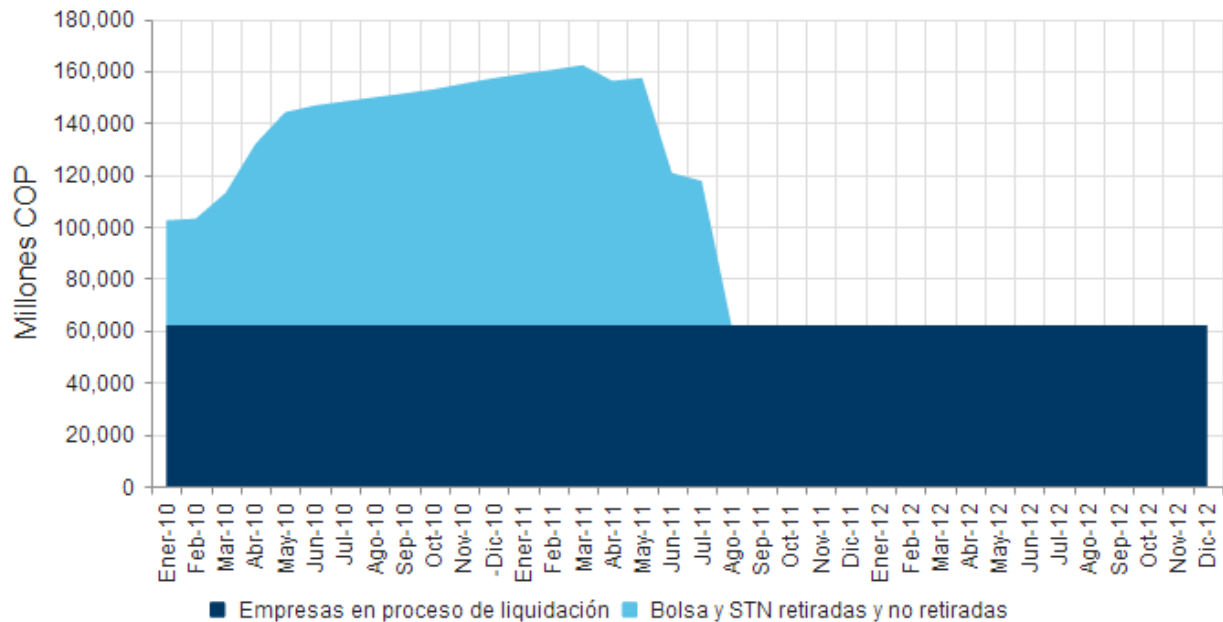
Fecha Vencim.	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10	jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10
<b>FAZNI</b>	4,871	5,030	4,797	4,591	5,066	4,692	4,837	4,688	4,789	4,905	4,840	4,977
<b>FAER</b>	5,805	5,995	4,522	5,471	6,037	5,592	5,764	5,587	5,707	5,846	5,768	5,932
<b>FOES</b>	389	5	199	5	0	0	2	497	435	438	454	56
<b>PRONE</b>	3,913	3,949	3,880	3,710	4,061	3,810	4,037	4,129	4,169	4,239	4,135	4,173

Fecha Vencim.	ene-11	feb-11	mar-11	abr-11	may-11	jun-11	jul-11	ago-11	sep-11	oct-11	nov-11	dic-11
<b>FAZNI</b>	4,859	4,930	5,101	4,773	5,338	4,908	5,165	4,998	5,096	5,356	5,286	5,332
<b>FAER</b>	5,791	5,875	6,079	5,688	6,361	5,850	6,156	5,949	6,060	6,369	6,285	6,341
<b>FOES</b>	1,596	2,158	499	88	2,338	243	118	77	27	385	348	1,419
<b>PRONE</b>	4,092	4,364	4,307	4,071	4,490	4,075	4,303	4,141	4,254	4,465	4,402	4,479

Fecha Vencim.	ene-12	feb-12	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12
<b>FAZNI</b>	5,315	5,290	5,375	5,212	5,688	5,261	5,607	11,163	5,725	5,790	5,731	5,709
<b>FAER</b>	6,320	6,290	6,152	5,962	6,507	6,021	6,417	12,780	6,555	6,627	6,559	6,534
<b>FOES</b>	1,462	800	108	11	0	55	19	9	0	-1	0	0
<b>PRONE</b>	4,491	4,418	4,277	4,082	4,441	4,143	4,529	8,956	4,589	4,566	4,399	4,451

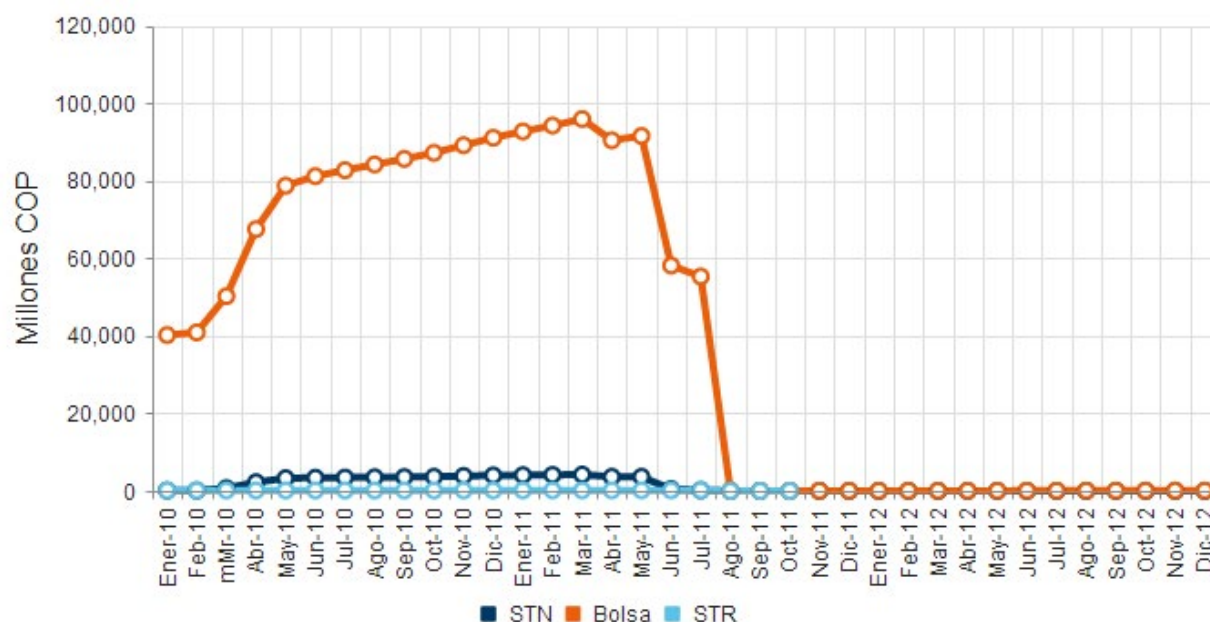
### Anexos - Estado cartera vencida

Gráfica 6. Estado cartera vencida empresas en operación y liquidación



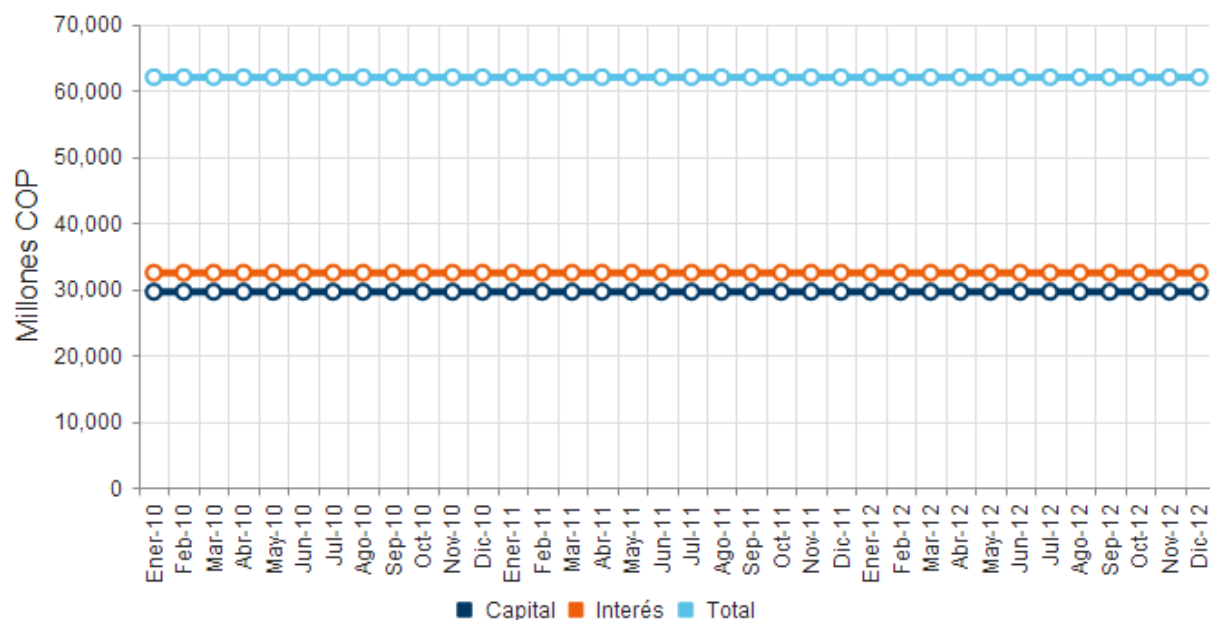
## Anexos - Deuda de las empresas en operación comercial

Gráfica 7. Evolución de la deuda por negocios de las empresas en operación comercial



## Anexos - Deuda de las Empresas en Proceso de Liquidación

Gráfica 8. Evolución de la deuda por negocios de las empresas en proceso de liquidación



## Resumen normatividad 2012

En el año 2012, la actividad regulatoria se concentró principalmente en la aprobación de los índices de pérdidas a los Operadores de Red, en el marco de la Resolución CREG 172 de 2011, mediante la cual se establece la remuneración por los planes de reducción de pérdidas en los sistemas de distribución; así como en la actualización de los costos anuales por el uso de los activos en esos sistemas. Como aspecto a resaltar se cuenta la realización de las subastas de reconfiguración del Cargo por Confiabilidad, mediante las cuales se asignaron Obligaciones de Energía Firme de Venta para la vigencia 2012-2013, y la aprobación de los reglamentos de eventos para el Sistema de Transmisión Nacional y los Sistemas de Transmisión Regional, con los cuales se dará inicio al esquema de calidad establecido para estos sistemas, aprobados mediante las Resoluciones CREG 011 de 2009 y 097 de 2008, respectivamente.

## Actividad de Transporte en el SIN

### Oficialización de Ingresos anuales por activos en el STN

La Comisión de Regulación oficializó los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá, por el diseño, adquisición de suministros, construcción, operación y mantenimiento de las subestaciones Armenia, Alférez y Quimbo, todas con nivel de tensión 230 kV, y sus líneas asociadas. Así mismo, aprobó a ISA lo propio para la subestación Termocol 230 kV. Las Resoluciones que soportan estas decisiones son las siguientes:

**Resolución 032.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB, por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Armenia 230 kV y las líneas de transmisión asociadas.

**Resolución 034.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB, por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Quimbo 230 kV y las líneas de transmisión asociadas.

**Resolución 033.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB, por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Alférez 230 kV y las líneas de transmisión asociadas.

**Resolución 080.** Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Termocol 220 kV y las líneas de transmisión asociadas.

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

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

**Resolución 15.** Por la cual se actualizan el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3 y 2 de los activos operados por la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR), y en el Sistema de Distribución Local (SDL).

**Resolución 69.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 de los activos operados por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR).

**Resolución 79.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los activos de nivel de tensión 4 de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

**Resolución 82.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los activos de nivel de tensión 4 de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

**Resolución 84.** Por la cual se resuelve una solicitud de revisión tarifaria de la Resolución CREG 123 de 2009 y una solicitud de actualización de cargos del STR por entrada de activos del STR y conexión al STN, presentadas por la Empresa de Energía de Casanare S. A. E.S.P.

**Resolución 125.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los activos de nivel de tensión 4 de la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.

**Resolución 16.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 de los activos operados por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR).

**Resolución 78.** Por la cual se actualiza la base de activos de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para considerar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional.



**Resolución 81.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el Uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 de CODENSA S.A. E.S.P.

**Resolución 83.** 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 108.** 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 126.** Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los activos de nivel de tensión 4 de la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P., CEO.

### Calidad de los Sistemas de Distribución Local

La CREG aprobó, mediante las resoluciones 093 y 094, los reglamentos para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, necesarios para la implementación de los esquemas de calidad del servicio establecidos en el Sistema de Transmisión Nacional y en los Sistemas de Transmisión Regional, respectivamente.

### Aprobación de los índices de pérdidas

En 2012, la Comisión aprobó los índices de pérdidas de algunos Operadores de Red, en el marco de la Resolución CREG 172 de 2011, mediante la cual se establece la remuneración por los planes de reducción de pérdidas en los sistemas de distribución. Las resoluciones sobre este tema son:

**Resolución 060.** Por la cual se aprueba el Índice de Pérdidas de Nivel de Tensión 1 a CODENSA S.A. E.S.P. y se modifica la Resolución CREG 100 de 2009.

**Resolución 062.** Por la cual se aprueba el Índice de Pérdidas de Nivel de Tensión 1 a la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. y se modifica la Resolución CREG 106 de 2009.

**Resolución 064.** Por la cual se aprueba el Índice de Pérdidas de Nivel de Tensión 1 a Ruitoque S.A. E.S.P. y se modifica la Resolución CREG 124 de 2009.

**Resolución 061.** Por la cual se aprueba el Índice de Pérdidas de Nivel de Tensión 1 a la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. y se modifica la Resolución CREG 115 de 2009.

**Resolución 063.** Por la cual se aprueba el Índice de Pérdidas de Nivel de Tensión 1 a Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y se modifica la Resolución CREG 105 de 2009.

**Resolución 111.** Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por CODENSA S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 060 de 2012.

### Cargo por Confiabilidad

En relación con el Cargo por Confiabilidad, la CREG decidió realizar una Subasta de reconfiguración de Obligaciones de Energía Firme para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2012 y el 30 de noviembre de 2013.

Resoluciones CREG más relevantes:

**Resolución 051.** Por la cual se definen las reglas de las Subastas de Reconfiguración como parte de los Anillos de Seguridad del Cargo por Confiabilidad.

**Resolución 115.** Por la cual se modifican los artículos 5 y 6 de la Resolución CREG 051 de 2012.

**Resolución 053.** Por la cual se convoca a una Subasta de Reconfiguración de Venta para el período 2012-2013.

**Resolución 124.** Por la cual se modifican las resoluciones CREG 019 y 071 de 2006 y 051 de 2012, en relación con la liquidación de las OEF de Venta y las garantías del Mercado Mayorista.

En cuanto a los proyectos de regulación, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, publicó para comentarios propuestas relacionadas con la modificación al Código de Medida, la remuneración de los servicios CND, ASIC y LAC, la remuneración de la actividad de comercialización, las normas de calidad de la potencia aplicables al SIN, el Estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento, la propuesta de modificación de los criterios del planeamiento de la expansión, la definición de la capacidad de respaldo de Operaciones en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y los criterios para realizar las auditorías a los sistemas de información de los Distribuidores, en el marco de la implementación del esquema de calidad en los SDL's. En relación con la coordinación gas electricidad, la Comisión publicó para comentarios dos proyectos: la aprobación del protocolo operativo para las comunicaciones operativas en situación de racionamiento programado o de riesgo de abastecimiento y del acuerdo operativo por el cual se establecen las funciones y se reglamenta el funcionamiento y la constitución del comité de coordinación de mantenimientos e intervenciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - COMI.

Las resoluciones CREG más relevantes son:

**Resolución 020.** Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes.

**Resolución 044.** Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

**Resolución 076. i)** "Por la cual se establece el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía como parte del Reglamento de Operación" y (ii) "Por la cual se modifican las normas de las pruebas de disponibilidad contenidas en la Resolución CREG 085 de 2007 y se dictan otras disposiciones."

**Resolución 109.** Por la cual se establecen los criterios y condiciones para la realización de las auditorías a la información del esquema de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local.

**Resolución 132.** Por la cual se adopta el protocolo operativo comunicaciones operativas en situación de racionamiento programado o de riesgo de abastecimiento. Resolución 038. Por la cual se pone en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de electricidad, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales efectuará el estudio para remunerar los servicios del CND, el ASIC y el LAC.

**Resolución 065.** Por la cual se establecen las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables al Sistema Interconectado Nacional.

**Resolución 089.** Por la cual se define la capacidad de respaldo de Operaciones en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

**Resolución 131.** Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que modifica la Resolución CREG 025 de 1995, mediante la cual se adopta "el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional."

**Resolución 137.** Por la cual se adopta el acuerdo operativo por el cual se establecen las funciones y se reglamenta el funcionamiento y la constitución del comité de coordinación de mantenimientos e intervenciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - COMI.

## Principales eventos ocurridos en el Sistema Interconectado Nacional SIN durante el 2012

Durante el 2012, se presentaron 37 eventos relevantes en el SIN que fueron analizados de forma detallada bajo el acuerdo CNO 491.

A continuación, se describen los eventos ocurridos durante 2012, que produjeron un mayor impacto en el sistema, clasificados por área operativa y en orden cronológico.

### Área Caribe

**30 de junio de 2012 a las 11:31 horas:** se presentó falla en los servicios auxiliares de la subestación Río Córdoba a 110 kV, ocasionando la salida de la subestación Santa Marta a 110 kV.

Por pérdida de la alimentación de DC en la subestación Río Córdoba a 110 kV, las protecciones de esta subestación se encontraban inoperantes. Adicionalmente, dadas las condiciones topológicas y los ajustes de las protecciones al momento del evento, no operaron las protecciones de las líneas a 110 kV Gaira - Río Córdoba y Santa Marta - Gaira, llevando a la operación del esquema suplementario de deslastre de carga de los autotransformadores de 100 MVA 220/110/34.5 kV en la subestación Santa Marta.

La actuación de este esquema suplementario, que desconectó la línea a 110 kV Santa Marta - Manzanares, aisló el autotransformador 1 de la subestación Santa Marta, generando de forma inmediata la sobrecarga y el disparo del autotransformador 2 de la misma subestación, dejando sin tensión la subestación Santa Marta a 110 kV y la red aguas abajo, y ocasionando una desatención de demanda total de 98.9 MW (101 MWh) en las subestaciones Libertador a 110 kV, Gaira a 110 kV, Aeropuerto a 34.5 kV y Zadway a 34.5 kV.

Posterior a la apertura de los interruptores de las subestaciones Manzanares, Libertad, Gaira, Santa Marta y Aeropuerto, el restablecimiento de los elementos asociados con la subestación Santa Marta a 110 kV inició a las 11:43 horas con el autotransformador 1 de Santa Marta de 100 MVA 220/110/34.5 kV y finalizó a las 12:15 horas con la línea a 110 kV Gaira - Santa Marta.

La actuación de este esquema suplementario, que desconectó la línea a 110 kV Santa Marta - Manzanares, aisló el autotransformador 1 de la subestación Santa Marta, generando de forma inmediata la sobrecarga y el disparo del autotransformador 2 de la misma subestación, dejando sin tensión la subestación Santa Marta a 110 kV y la red

aguas abajo, y ocasionando una desatención de demanda total de 98.9 MW (101 MWh) en las subestaciones Libertador a 110 kV, Gaira a 110 kV, Aeropuerto a 34.5 kV y Zadway a 34.5 kV.

Posterior a la apertura de los interruptores de las subestaciones Manzanares, Libertad, Gaira, Santa Marta y Aeropuerto, el restablecimiento de los elementos asociados con la subestación Santa Marta a 110 kV inició a las 11:43 horas con el autotransformador 1 de Santa Marta de 100 MVA 220/110/34.5 kV y finalizó a las 12:15 horas con la línea a 110 kV Gaira - Santa Marta.

Este evento no ocasionó excursión de la frecuencia del SIN por fuera de los rangos normales de operación.

**22 de agosto de 2012 a las 03:29 horas:** se presentó la desconexión intempestiva de los circuitos, a 220 kV, Ternera - Bolívar y Ternera - Sabanalarga. Al momento del evento circulaba por ambos circuitos, una potencia de 189 MW aproximadamente. Con el evento se presentó la suspensión del flujo de potencia a través de los tres transformadores de 100 MVA, 220/66 kV de la subestación Ternera, los cuales transportaban una potencia de 137 MW. Transcurridos 5 minutos, aproximadamente, desde el inicio del evento, se presentó desatención de la demanda en las subestaciones a 66 kV de: Bayunca, Gambote, Bocagrande, Bosque, Zaragocilla, Cospique, Mamonal y Membrillal dejándose de atender una demanda de 230 MW aproximadamente.

Durante las maniobras de restablecimiento de la carga y de los circuitos de transmisión desconectados ocurrió un segundo evento, a las 04:27 horas, en el cual se desconectaron los activos de la subestación Bolívar a 220 kV, excepto el circuito 1 hacia la subestación Sabanalarga 220 kV, dejándose de atender el resto de la demanda del subárea de Bolívar. Hasta este momento la carga que se llevaba restablecida era cercana a los 122 MW. Este segundo evento se presentó en el momento del intento de restablecimiento del circuito Bolívar - Ternera 220 kV con falla, posterior al intento fallido del circuito Sabanalarga - Ternera 220 kV.

A las 04:30 horas se inician nuevamente las labores de restablecimiento de la carga de toda la subárea de Bolívar. A las 05:53 horas luego de la instrucción del cierre del interruptor 6100 asociado al circuito Ternera - Bosque 66 kV, en la subestación Ternera 66 kV, se presentó un tercer evento que desconectó el transformador 2, de 100 MVA 220/66 kV, de la subestación Ternera, por ambos niveles de tensión, y el circuito de línea de transmisión Ternera - Termo Candelaria 220 kV. La carga desconectada en este evento fue de 9,5 MW.

Ninguno de estos eventos produjo excursión de la frecuencia por fuera de los rangos normales de operación.

**05 de septiembre de 2012 a las 10:42 horas:** se presentó la desconexión forzada de los circuitos, a 66 kV, Ternera Villa Estrella en ambos extremos, Ternera Mamonal en ambos extremos, Ternera Bosque en la subestación Bosque, Ternera Zaragocilla en la subestación Zaragocilla, Chambacú Zaragocilla en la subestación Chambacú y Cospique Ternera en la subestación Cospique.

La demanda desconectada con el evento fue 88 MW por espacio de 22 minutos.

Previo al evento:

- A las 08:55 horas, del 5 de septiembre de 2012, se abrió el interruptor 6080 asociado a la bahía de la línea Bocagrande - Bosque, en la subestación Bosque a 66 kV, por instrucción eléctrica del CND. En estas condiciones la subestación Bosque queda alimentada, desde la subestación Ternera 66 kV, a través de la línea Ternera - Bosque.
- La subárea Bolívar presentaba una demanda, promedio, de 358 MW.
- La generación interna de la subárea Bolívar fue de 202 MW y era suplida por la unidad 2 de la central Termo Cartagena con 55 MW, la unidad 1 de la central Termo Candelaria con 62 MW y las unidades 1 y 2 de la central Proeléctrica con 44 MW y 41 MW respectivamente.
- Los tres transformadores de 100 MVA, 220/66 kV, de la subestación Ternera suplían una potencia de 130 MW.
- Los dos transformadores de 100 MVA, 220/66 kV, de la subestación Termo Cartagena suplían una potencia de 52 MW aproximadamente.

**16 de noviembre de 2012 a las 13:03 horas:** se presentó falla eléctrica en uno de los circuitos de la subestación Río Córdoba a 34.5 kV. Simultáneamente, se presentó pérdida de alimentación DC de los servicios auxiliares de esta subestación, ocasionando la no actuación de los sistemas de control y protección de la subestación Río Córdoba a 34.5 kV, para el despeje de la falla.

Con el evento, se produjo la actuación del esquema suplementario de desconexión de carga asociado a los autotransformadores 1 y 2 de la subestación Santa Marta a nivel de 110 kV, el cual comandó apertura de los interruptores 7020 y 7030 de esta subestación, desconectando el circuito Santa Marta Manzanares a 110 kV, desde la subestación Santa Marta, dejando desatendida la carga alimentada a través de la subestación Manzanares a 110 kV.

Adicionalmente, la actuación de este esquema suplementario de protección, produjo la desconexión intempestiva del autotransformador 1 de la subestación Santa Marta a 110 kV, de 100 MVA 220/110/34.5 kV, debido a que el interruptor 7050, asociado a la bahía de este transformador, se encontraba abierto por trabajos bajo la consignación CO087794. Esto produjo la sobrecarga del autotransformador 2 de la subestación Santa

Marta 110 kV, de 100 MVA 220/110/34.5 kV, el cual se desconectó por el lado 110 kV con la apertura del interruptor 7040, por actuación de sus protecciones de sobrecorriente.

Finalmente, este evento dejó sin tensión las subestaciones a 110 kV, Santa Marta, Libertador, Gaira y parcialmente la subestación Río Córdoba, ocasionando una Demanda No Atendida -DNA- de 100 MW(40 MWh) en el municipio de Santa Marta, departamento de Magdalena.

**17 de noviembre de 2012 a las 14:52 horas:** se presentó la desconexión intempestiva de los circuitos a 220 kV, TermoCartagena - TermoCandelaria 1 (LN829), TermoCartagena - TermoCandelaria 2 (LN830), Bolívar - TermoCartagena (LN832), Ternera - TermoCandelaria 2 (LN804), Sabanalarga - Ternera (LN812) y de los circuitos a 66 kV, Ternera - Zaragocilla (LN618), Ternera - Cospique (LN616), Ternera - Mamonal (LN612) y Membrillal - Proeléctrica (LN627).

Con el evento se presentó la suspensión del flujo de potencia a través de los dos transformadores de 100 MVA, 220/66 kV de la subestación TermoCartagena, por los cuales circulaba una potencia de 52 MW, y la desconexión de los circuitos a 66 kV, Ternera Zaragocilla, Ternera Cospique, Ternera Mamonal y Membrillal Proeléctrica. Esto ocasionó un evento de tensión en la barra de 66 kV de la subestación Proeléctrica lo cual produjo, a su vez, la desconexión de las 2 unidades de generación de la central Proeléctrica, las cuales generaban una potencia de 82 MW, debido a la actuación de la protección por sobre velocidad de estos generadores.

Previo al evento:

- La subárea Bolívar presentaba una demanda promedio de 325 MW.
- Los tres transformadores, de 100 MVA 220/66 kV, ubicados en la subestación Ternera, suplían una potencia de 120 MW aproximadamente.
- Los dos transformadores de 100 MVA 220/66 kV, ubicados en la subestación TermoCartagena, suplían una potencia de 52 MW aproximadamente.
- La central de generación termoeléctrica, Proeléctrica, se encontraba generando 82 MW.
- Las centrales de generación TermoCartagena y TermoCandelaria se encontraban fuera de línea.
- Los esquemas suplementarios de protección, de la subárea Bolívar, se encontraban activos.
- Para el día 17 de Noviembre de 2012 se realizaban, en la subárea Bolívar, las siguientes consignaciones nacionales por parte de TRANSELCA: CO089975 (Bahía de Línea 2 en Sabanalarga hacia Ternera 220 kV) y CO089976 (Bahía de Línea 2 en Ternera hacia Sabanalarga 220 kV) para el mantenimiento del enlace PLP y teleprotecciones.

## Área Suroccidental

**10 de marzo de 2012 a las 14:28 horas:** durante la maniobra de apertura de un interruptor de aire de 69 kV, por parte de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil EP- en el Sistema Eléctrico de Potencia Ecuatoriano -SEPEC-, se produjo la desconexión de algunos circuitos eléctricos por actuación de los relés de protección a causa del arco eléctrico que se presentó durante dicha maniobra.

Como consecuencia de este evento el Esquema de protección de Separación de Áreas -ESA-, en Ecuador, se activa y envía Disparo Directo Transferido -DDT- hacia Colombia haciendo que los dos Sistemas Eléctricos de Potencia -SEP- se separen. En Colombia abren los interruptores de los circuitos a 230 kV Jamondino Pomasqui 2, 3 y 4.

Este evento produjo la desconexión de 260,1 MW de carga en el SEPEC, de los cuales 88,7 MW se debieron a la desconexión de la demanda servida desde las posiciones Vergeles de la subestación Pascuales y, CATEG 2 y CATEG 3 de la subestación Nueva Prosperina y, la demanda restante (171,4 MW), se desconectó debido a las variaciones de voltaje y frecuencia producto del evento.

Con la desconexión de este bloque de demanda, en Ecuador, la frecuencia en Colombia alcanza un valor máximo de 60.3 Hz. Luego con la separación de ambos países la frecuencia en Colombia desciende hasta los 59.63 Hz aproximadamente.

### Antecedentes

- Al momento de la materialización del evento, personal del SEPEC realizaba trabajos de mantenimiento en el nivel de 69 kV en la red eléctrica de Ecuador.
- Entre Ecuador y Colombia se tenía programada una transferencia de 0 MW. La transferencial real, al momento del evento, era de 15 MW, aproximadamente, en el sentido Colombia hacia Ecuador.
- El circuito a 230 kV Jamondino - Pomasqui 1 venía desconectado, del lado Colombiano, desde las 21:32 horas del día 09 de marzo de 2012 para el control de tensión en el área.

**19 de marzo de 2012 a las 00:13 horas:** durante labores de inspección que se realizaban en la subestación Pance a 230 kV, por parte del personal de Protecciones y Telecontrol de EPSA, con motivo de las aperturas previas reincidentes del interruptor L250 asociado con la línea a Salvajina, se produjo la desconexión de todos los elementos de la subestación Pance a 230 kV por activación de la etapa 2 de la protección falla interruptor, dejando sin tensión esta subestación del STN y afectando los índices de calidad del SIN.



EPSA, en su informe del evento, reportó como causa de la operación de la protección falla interruptor: "( ) error en el tipo de contactos seleccionados para orientar el disparo a barras 1 o barras 2 en los relés bi-estables repetidores de posición de los seccionadores L251 y L252 de la línea Salvajina 220 kV. Los contactos seleccionados permitían el paso del disparo en condición de seccionador abierto y en posición cerrado lo aislaban. ( )"

Aunque la etapa 2 de la protección falla interruptor no fue activada por una falla real en un interruptor, si no por un pulso indeseado emitido durante los trabajos que estaban siendo realizados en la subestación Pance a 230 kV, tal como debe operar esta función de protección, emitió orden de disparo a todos los interruptores de la subestación Pance a 230 kV y a los interruptores de 115 kV de los cuatro autotransformadores.

Este evento evidencia la importancia de la ponderación de los riesgos de disparo ante la intervención de equipos energizados en subestaciones, que para este caso particular originó un evento de tensión durante la ejecución de trabajos no amparados bajo una consignación nacional.

La intervención de protecciones tales como la diferencial de barras o el falla interruptor, sumado al error humano, siempre estará acompañada de un riesgo de disparo de una subestación completa.

El restablecimiento de los elementos desconectados inició a las 00:20 horas con la línea Pance Yumbo a 230 kV. A las 00:49 horas habían sido restablecidos además los cuatro autotransformadores y la línea Pance Alto Anchicayá. A las 06:45 horas, la línea Pance Salvajina a 230 kV y a las 20:00 horas, la línea Pance Juanchito a 230 kV, a través del acople de barras de Pance 230 kV.

Este evento no ocasionó desatención de demanda ni excursión de la frecuencia del SIN por fuera de los rangos normales de operación.

**17 de mayo de 2012 a las 12:00 horas:** en ausencia de falla eléctrica en el sistema, se produjo apertura del interruptor del lado de 115 kV del autotransformador de la Enea de 150 MVA 230/115/13.8 kV. A las 12:14 horas abrió tripolarmente, en ambos extremos, la línea a 115 kV Esmeralda Manizales, con posterior recierre y disparo tripolar definitivo. A las 12:19 horas se desconectó, en el extremo de Esmeralda, la línea a 115 kV Esmeralda Ínsula, con posterior recierre y disparo tripolar definitivo. Finalmente, a las 12:23 horas se produjo apertura, en el extremo de San Felipe, de la línea a 115 kV San Felipe Mariquita.

De acuerdo con el informe del evento elaborado por la CHEC, la desconexión del autotransformador de la Enea se originó debido a una fuga de SF<sub>6</sub> en el interruptor ubicado al lado de 115 kV de este equipo.

Del análisis de la operación y las maniobras se evidenció retardos para pasar al interruptor de transferencia el interruptor del campo de 115 kV asociado con el autotransformador de la Enea, debido, entre otros, a problemas con el cierre del seccionador de transferencia. También se evidenció diferencias en la nomenclatura de los unifilares utilizados en los centros de control de la CHEC y el CND.

Como consecuencia de estas desconexiones (Autotransformador de La Enea y líneas a 115 kV Esmeralda Manizales, Esmeralda Ínsula y San Felipe Mariquita) se presentó una desatención de 120 MW de demanda en la subárea CQR y excursión de la frecuencia del SIN, con un valor máximo registrado de 60.206 Hz.

## Área Oriental

**25 de agosto de 2012 a las 00:41 horas:** debido a derribamiento de la torre IIT doble circuito por atentado terrorista, se presentó falla monofásica fase C en ambas líneas a 230 kV Tunal - San Mateo y Tunal Circo, produciendo inicialmente apertura monopolar en ambos extremos de ambas líneas, con posterior apertura tripolar, debido a que la falla evolucionó comprometiendo la fase B de ambas líneas.

Después del recierre tripolar en falla se produjo apertura tripolar definitiva en ambos extremos de ambas líneas a 230 kV Tunal - San Mateo y Tunal Circo y apertura en el extremo de Circo asociado con la línea a 230 kV hacia Paraíso.

Adicionalmente, se presentó variación de frecuencia con un valor máximo de 60.21 Hz debido a desconexión de carga en la subárea Meta y en otras zonas del área oriental.

La línea a 230 kV Circo - Paraíso fue restablecida a las 00:56 horas con el cierre del interruptor en el extremo de Circo, mientras las líneas a 230 kV Tunal - San Mateo y Tunal Circo sólo pudieron ser restablecidas hasta el día 30 de agosto de 2012, con la reparación total de la torre.

Este evento no ocasionó excursión de la tensión del STN por fuera de los rangos normales de operación.

**11 de octubre de 2012 a las 20:19 horas:** se presentó una falla monofásica en la fase A de las líneas, a 230 kV, La Reforma Tunal y Guavio Tunal. Estas líneas comparten estructura. La línea Guavio Tunal 230 kV recierra exitosamente. Durante el ciclo de recierre de la línea La Reforma Tunal 230 kV, se presenta actuación de la etapa 2 de la protección 50BF del interruptor M020 de la subestación La Reforma 230 kV, ocasionando la apertura tripolar de los interruptores M020, L120 y L220 asociados a las bahías de línea, a 230 kV, hacia Tunal y Guavio, en esta subestación. Adicionalmente,

hubo envío de disparo directo transferido desde la subestación La Reforma 230 kV, por función falla interruptor ANSI 50BF, a las bahías de línea en las subestaciones, a 230 kV, Tunal y Guavio, desconectando los circuitos Tunal La Reforma y Guavio La Reforma.

Con la desconexión de las líneas a 230 kV, La Reforma Tunal y La Reforma Guavio, se interrumpió el flujo de potencia por los autotransformadores 1 y 2 230/115 kV de 150 MVA en la subestación La Reforma 230 kV, por lo cual la demanda de la subárea Meta queda atendida únicamente por la línea Victoria Cáqueza Reforma 115 kV, incrementándose el flujo de potencia por ésta. Transcurridos 26 segundos se presenta falla monofásica en la fase C de la línea Victoria Cáqueza debido a la ruptura de un pase (puente) en la estructura, ocasionando la desconexión de esta línea y la suspensión del servicio de energía hacia la subárea Meta, causando una desatención en la demanda de 160 MW (109.28 MWh), aproximadamente.

**20 de noviembre de 2012 a las 01:10 horas:** durante la normalización del circuito a 115 kV La Reforma Ocoa 2, el cual fue desconectado previamente por falla monofásica, se presentó la desconexión de todos los activos a 115 kV, asociados a la subestación La Reforma, por actuación de la protección diferencial de barra, lo que ocasionó un evento de tensión en esta subestación y una desatención de demanda de aproximadamente 129 MW (94 MWh), correspondiente a los departamentos del Meta y del Guaviare por espacio de 46 minutos.

Previo al evento:

- A las 01:08 horas se presentó una falla monofásica en la fase A de la línea La Reforma Ocoa 2, a 115 kV, la cual fue correctamente despejada por acción de las protecciones de la línea. Por ésta, circulaba una potencia de 31 MW aproximadamente.
- La subárea Meta presentaba una demanda promedio de 120 MW, suministrada a través de los dos Autotransformadores de 150 MVA, 230/115/13.8 kV, de la subestación La Reforma.

## Área Antioquia Choco

**27 de abril de 2012 a las 15:13 horas:** se presentó, en la subestación Guatapé a 230 kV de propiedad de EPM Transmisión, la explosión del Transformador de Corriente -TC- de la fase A correspondiente a la bahía de línea San Carlos 1. Con este evento se materializó una falla eléctrica monofásica y ocasionó la desconexión intempestiva, del Sistema Interconectado Nacional Colombiano -SIN-, de los circuitos Jaguas 2 el cual transportaba una potencia de 51 MW, San Carlos 1 el cual transportaba una potencia de 70 MW y la bahía de acople B en esta subestación.

Adicionalmente se desconectaron del SIN las unidades de generación 3, 4, 7 y 8 de la central Guatapé de propiedad de EPM Generación; estas unidades estaban suministrando al SIN una potencia de 280 MW aproximadamente.

Esta serie de sucesos dio como resultado final que la frecuencia del SIN descendiera hasta los 59.54 Hz, medidos en la subestación San Carlos. En este evento no se presentó, en ninguna parte del sistema, desatención de la demanda.

### Antecedentes

Al momento del evento no se registraban mantenimientos en la zona ni se presentaban descargas atmosféricas.

**14 de agosto de 2012 a las 20:26 horas:** debido a descargas atmosféricas, se materializó una falla monofásica en la fase C de la línea a 220 kV El Salto (Guadalupe III) Guadalupe IV, aproximadamente a 0.9 km de la subestación El Salto, desconectando la línea en ambos extremos, por acción correcta de las protecciones en zona 1 desde la subestación El Salto y por zona 2 desde la subestación Guadalupe IV a 220 kV.

Adicionalmente hubo desconexión de la generación de la central Guadalupe IV, al actuar por sobrecorriente temporizada de neutro ANSI 51N, asociada al transformador de generación de las unidades 1 y 2 de esta central, evidenciando una descoordinación entre las protecciones de los transformadores de la generación de Guadalupe IV y las protecciones de la línea fallada, El Salto (Guadalupe III) Guadalupe IV, a 220 kV.

Al momento de la falla se encontraba en mantenimiento la unidad 3 de generación de la central Guadalupe III y aterrizada la línea entre Casa de Máquinas y la subestación El Salto a 110 kV; esto ocasionó una sobrecorriente residual que fue vista por la función de sobrecorriente ANSI 50P1 del relé SEL 351 el cual comandó disparo sobre el interruptor, asociado a la unidad 3 de la central Guadalupe III y dio inicio a la función de protección ANSI 50BF inmerso en este relé. Con la actuación del relé falla interruptor, que utiliza las unidades de disparo y bloqueo de la protección diferencial de barras, se presentó apertura de los interruptores asociados a la barra a 110 kV de la subestación El Salto.

Debido a la desconexión de 405 MW de generación, producto del evento, se presentó excursión de la frecuencia del SIN por fuera de los rangos normales de operación, alcanzando un valor mínimo de 59.52 Hz.

El evento también causó una desatención de demanda de 28 MW (33 MWh) en El Salto, El Tigre, Porcecito, Vegachí, Santa Isabel, Yalí, Otú, Segovia, La Cruzada, El Limón, Maceo, San José del Nus, Cacarolí, Valdivia, Yarumal, Ituango y El Valle en la subárea Antioquia-Chocó.

A las 20:36 horas comenzó el restableciendo con el cierre del interruptor en Guadalupe IV, asociado con la bahía de línea hacia El Salto 220kV, y finalizó a las 21:55 horas con el cierre por 110 kV del interruptor en El Salto asociado al autotransformador 2.

EPM Transmisión, en su informe del evento, reportó como acciones ejecutadas la revisión al canal de teleprotección de la línea a 220 kV El Salto -Guadalupe IV, y el reemplazo de su convertidor asociado en la subestación El Salto.

**22 de octubre de 2012 a las 14:37 horas:** durante el desarrollo de una tormenta eléctrica en la zona de la subestación El Salto a 110 kV, se presentó una descarga atmosférica que impactó los circuitos Salto Zamora y Salto Barbosa a 110 kV.

Aunque los esquemas de protecciones y teleprotecciones de estas líneas actuaron correctamente, y los recierres en ambos extremos fueron exitosos, se presentó la desconexión de toda la generación de la central Guadalupe III con 270 MW. Un minuto más tarde, EPM Generación inicia la parada de emergencia de las unidades de la central Guadalupe 4, la cual estaba generando 202 MW.

El resultado de este evento fue la pérdida para el Sistema Interconectado Nacional Colombiano -SIN- de 472 MW. Esto ocasionó un descenso en la frecuencia hasta los 59.73 Hz.

Previo al evento:

- La central Guadalupe III generaba 270 MW con las 6 unidades de generación.
- La central Guadalupe IV generaba 202 MW con las 3 unidades de generación.

**25 de noviembre de 2012 a las 08:06 horas:** mientras se ejecutaban las maniobras de apertura de los interruptores asociados a la barra 2 en la Subestación San Carlos 500 kV, amparadas bajo la consignación nacional C0089249, al abrir manualmente el interruptor 5L210 en la bahía de línea hacia Porce 3, se produjo desconexión intempestiva del autotransformador 2 de 450 MVA, 500/230/34.5 kV, a nivel de 500 kV en la subestación San Carlos, y desconexión de la línea a 500 kV, San Carlos Porce 3, en el extremo de San Carlos, por orden de apertura inmediata de los interruptores 5A110 y 5M010 asociados a esta subestación.

Bajo las condiciones descritas, y con la indisponibilidad del circuito a 500 kV, Porce 3 Cerromatoso, que se tenía al momento del evento, las 4 unidades de generación de la central Porce 3 que estaban en operación, se desconectaron del sistema luego de alcanzar condición de sobrevelocidad por rechazo súbito de carga, dado que, previo al evento, toda la potencia generada en esta central era transferida sólo a través del circuito a 500 kV, Porce III- San Carlos.

Con la salida de operación de todo el conjunto generador de la central Porce 3, se dejaron de inyectar al sistema 530 MW de potencia que se generaban previo al evento, y la subestación Porce 3 500 kV, quedó sin tensión. Como consecuencia de la desconexión de la central, la frecuencia del Sistema Interconectado Nacional SIN, descendió por debajo del límite inferior de operación establecido (59.8 Hz), hasta alcanzar un valor de 59.34 Hz, ocasionando la actuación de la etapa 1 del Esquema de Deslastre Automático de Carga EDAC, cuando se alcanzó el umbral de 59.4 Hz. La actuación del esquema, produjo la desconexión automática del 5.19% (285 MW) de la demanda total del SIN, atendida al momento del evento.

Adicionalmente, producto de la condición de baja frecuencia eléctrica alcanzada en el evento, se produjo desconexión intempestiva de la línea a 230 kV, San Mateo Corozo 2, en el extremo de San Mateo, interrumpiendo la transferencia de 82 MW de potencia que se exportaban hacia el sistema eléctrico venezolano.

## Informe centro de entrenamiento

El Centro de Entrenamiento de Operadores de XM realiza la gestión académica y logística para los programas de entrenamiento, habilitación y certificación de los Ingenieros de XM y programas de entrenamiento para los operadores del Sistema Interconectado Nacional, mediante procesos debidamente documentados a través de instrumentos que obedecen a necesidades específicas y acordes con su rol de Operador del SIN y Administrador del MEM en Colombia.

Los procesos desarrollados están orientados hacia la preparación integral del personal e incluyen un esquema de mantenimiento y mejoramiento de competencias en el tiempo, consideran la estructura organizacional de XM y están alineados con el esquema de Seguridad Operacional cuyo objetivo es la operación segura, confiable y con altos estándares de calidad del SIN.

Durante el año 2012 se ejecutó un plan integral de inducción y evaluación, en los temas técnicos a los nuevos empleados de XM, para facilitar su adaptación al cargo.

## Certificación

Durante los últimos años, XM ha venido desarrollando conjuntamente con el SENA Normas de Competencia Laboral -NCL- para los Ingenieros del Centro Nacional de Despacho en sus diferentes áreas y procesos. En la tabla siguiente se presenta el resumen de las normas aprobadas y el número de personas certificadas en cada una de ellas durante 2012.

Tabla 1. NCL aprobadas para el CND y cantidad personas certificadas - 2012

Norma de Competencia Laboral	Nombre	Número personas
NCL 280101136	Supervisar las variables y acciones operativas del Sistema Interconectado Nacional, SIN de acuerdo a la reglamentación vigente y los procesos establecidos por la empresa	5
NCL 280101137	Operar el Sistema Interconectado Nacional SIN de acuerdo a la reglamentación vigente y los procesos establecidos por la empresa.	5
NCL 280101140	Analizar eléctricamente el comportamiento del SIN de acuerdo con la reglamentación vigente y los procesos de la empresa.	14
NCL 280101141	Optimizar la programación de los recursos de generación del SIN de acuerdo con la reglamentación vigente y los procesos de la empresa.	5
NCL 280101142	Realizar la planeación energética del SIN de acuerdo con la regulación vigente y los procesos de la empresa.	0

En el año 2013 se continuará con la certificación en las normas vigentes, lo cual incluye analistas eléctricos, energéticos y operadores (se estiman 18 personas), hasta cubrir todo el personal del CND, y se llevará a cabo la preparación en planeamiento indicativo energético del corto, mediano y largo plazo para poder iniciar la certificación en el 2013 en la NCL 280101142 correspondiente a la anterior actividad (2 personas).

Durante el 2013, XM conjuntamente con el SENA y las empresas del SIN, definirá las NCL que permitan adelantar el proceso de certificación de todos los operadores del país buscando, adicionalmente obtener una homologación internacional de la certificación.

## Habilitación

Es un proceso adaptado al perfil de los operadores y al cargo que desempeñan, el cual está orientado hacia su preparación integral permitiendo el desarrollo tanto de las competencias técnicas como humanas necesarias para cada cargo.

En el 2012 XM desarrolló el programa de habilitación de los Analistas Eléctricos de la Sala de Control del CND Participaron de este programa 10 personas.

## Visitas Universitarias

XM conjuntamente con ISA, EPM, U de A, Universidad Nacional y UPB, organizó y coordinó un programa de visitas de los estudiantes universitarios a las diferentes áreas y procesos al interior de las mismas. En total pudieron asistir a estos programas un total de 310 estudiantes durante el año 2012.

## Plan de Continuidad

Soportados en la Resolución CREG 080 de 1999 y basados en las mejores prácticas de las norma BS-25999 y DRP, XM ha implementado el Plan de Continuidad del Negocio, el cual ha sido desarrollado para permitir la continuidad de los procesos críticos del negocio frente a escenarios de desastres o fallas que puedan generar un impacto significativo a nivel operativo de cliente o financiero en la organización, por la no disponibilidad de los recursos operativos y tecnológicos.

Mediante la definición de una estrategia, estructura, roles y procedimientos que permitan la pronta recuperación de la operación, se busca administrar el riesgo al presentarse dichas fallas o desastres y se conforma una medida de administración, dentro de la Gestión Integral de Riesgos de XM.

Durante el año 2012, tal como lo recomiendan las normas internacionales de continuidad y basados en la actualización de la matriz de riesgo e impacto en el negocio BIA, realizada en el año 2011, se continuó con la ejecución de pruebas a la infraestructura que fue renovada, evidenciando oportunidades de mejora, que su solución permite fortalecer cada vez más el plan de continuidad del negocio para responder a la necesidad de dar continuidad a los procesos críticos de la Compañía ante una posible eventualidad.



## Índice de disponibilidad mensual de enlaces

En cumplimiento a la resolución CREG 054 de 1996, XM hace el seguimiento periódico a la disponibilidad de los canales con los Centros Regionales de Control - CRC -, manteniendo registro de las indisponibilidades semanales de los canales. Durante todo el año 2012, se cumplió con el nivel de disponibilidad establecido en el 97% para la comunicación entre el CND y los CRC.

En el mes de febrero Electricaribe realizó la migración del sistema SCADA v1.8.2 a la v4.6., descrita en la consignación nacional CO081269. Dentro de las actividades propias de la modernización se migró al protocolo de comunicación ICCP. La caída en la disponibilidad de los datos a partir de la entrada del nuevo centro de control de Electricaribe, corresponde a un tiempo de estabilización de la nueva plataforma.

Tabla 2. Índice promedio de los enlaces en el año 2012

Mes	Índice enlaces (%)
enero	99.86
febrero	98.71
marzo	99.59
abril	99.67
mayo	99.82
junio	99.85
julio	99.88
agosto	99.71
septiembre	99.96
octubre	99.61
noviembre	99.53
diciembre	99.80

Gráfica 1. Disponibilidad mensual de enlaces 2012

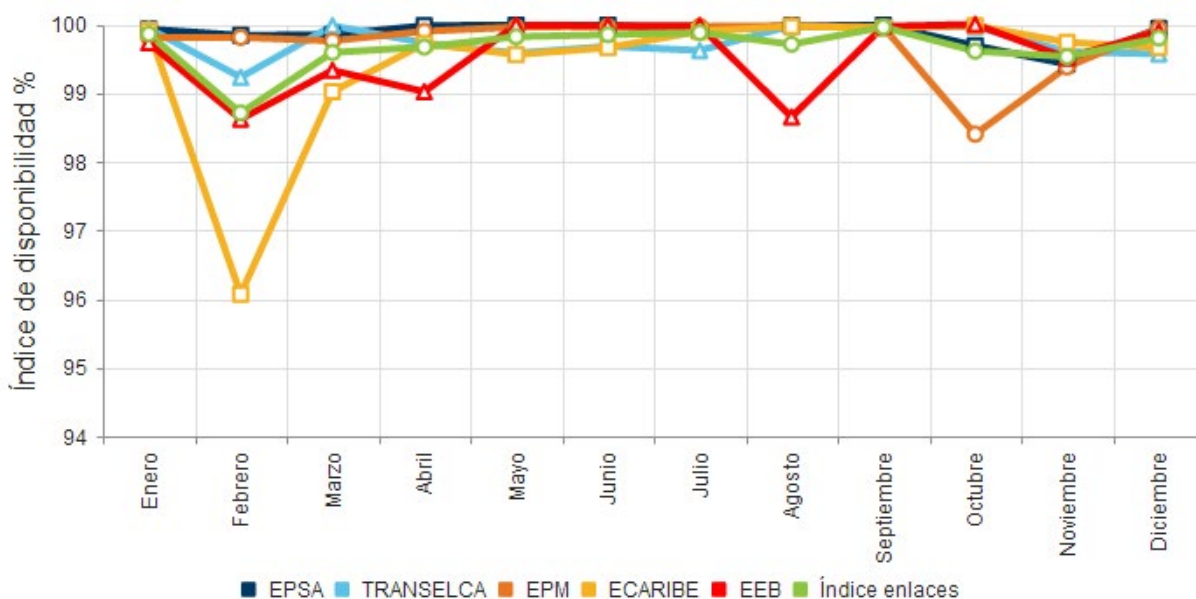


Tabla Gráfica 5

Mes	EPSA	TRANSELCA	EPM	ECARIBE	EEB	Índice enlaces
enero	99.93	99.94	99.81	99.91	99.73	99.86
febrero	99.84	99.23	99.81	96.07	98.62	98.71
marzo	99.85	99.98	99.76	99.02	99.33	99.59
abril	99.98	99.73	99.90	99.72	99.02	99.67
mayo	99.99	99.58	99.96	99.56	99.99	99.82
junio	99.99	99.68	99.97	99.66	99.98	99.85
julio	99.91	99.62	99.97	99.90	99.98	99.88
agosto	99.98	99.98	99.98	99.97	98.65	99.71
septiembre	99.99	99.95	99.96	99.95	99.97	99.96
octubre	99.69	99.97	98.40	99.98	100.00	99.61
noviembre	99.42	99.60	99.38	99.74	99.51	99.53
diciembre	99.94	99.57	99.94	99.66	99.90	99.80

Informe de Operación del SIN  
y Administración de Mercado **2012**



■ filial de isa