

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

## **COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Informe No 83 – 2013**

### **ANALISIS DE LA POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

**Preparado por:**

**Argemiro Aguilar Díaz  
Pablo Roda  
Gabriel Sánchez Sierra**

**Bogotá, Septiembre 20 de 2013**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ANÁLISIS DE LA POTENCIA REACTIVA EN EL SIN.....</b>	<b>2</b>
2.1	IDENTIFICACIÓN DE LAS ÁREAS OPERATIVAS.....	2
2.2	BALANCES POR ÁREAS.....	4
2.2.1	Area Antioquia.....	5
2.2.2	Area Caribe.....	6
2.2.3	Área Córdoba-Sucre.....	7
2.2.4	Area Nordeste.....	7
2.2.5	Area Oriente.....	8
2.2.6	Area Suroccidente.....	9
2.2.7	Resumen de Consumos de Reactivos por Áreas.....	10
2.3	FACTORES DE POTENCIA.....	10
2.3.1	Area Antioquia.....	12
2.3.2	Area Córdoba-Sucre.....	13
2.4	TRANSFERENCIAS DE REACTIVOS.....	14
2.4.1	Importaciones/Exportaciones por Área.....	14
2.4.2	Transferencias Máximas y Mínimas.....	14
2.4.3	Transferencias Individuales en Antioquia.....	15
2.5	REFLEXIONES.....	16
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....</b>	<b>20</b>
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	20
3.1.1	Generación del Sistema.....	20
3.1.2	Demanda del Sistema.....	21
3.1.3	Exportaciones e Importaciones de Energía.....	21
3.1.4	Aportes Hídricos Agregados.....	22
3.1.5	Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....	23
3.1.6	Nivel de los Embalses.....	23
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA.....	24
3.2.1	Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....	24
3.2.2	Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado.....	25
3.2.3	Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos.....	25
3.2.4	Precios de Bolsa Horarios vs Generación.....	26
3.2.5	Distribución del Precio de Bolsa.....	27
3.2.6	Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....	28
3.2.7	Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural.....	28
3.2.8	Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo.....	29
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	30
3.3.1	Agentes Marcadores del Precio.....	30
3.3.2	Plantas Marcadoras del Precio.....	31
3.3.3	Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....	32
3.3.4	Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica.....	33
3.3.5	Curvas de Oferta Promedio en Bolsa.....	33
3.3.6	Índice de Lerner Mensual.....	34
3.3.7	Índice Residual de Suministro.....	35
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES.....	36
3.4.1	Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....	36
3.4.2	Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas.....	36
3.4.3	Costo de Reconciliaciones por Zonas.....	37
3.4.4	Participación de las Plantas en Reconciliaciones.....	38

3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES .....	38
3.5.1	<i>Generación Fuera de Mérito .....</i>	38
3.5.2	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito .....</i>	39
3.5.3	<i>Costo Mensual de Restricciones .....</i>	39
3.5.4	<i>Generación Inflexible como Porcentaje de Demanda .....</i>	40
3.6	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	41
3.6.1	<i>Costo Diario del Servicio de RSF y Holgura Programada .....</i>	41
3.6.2	<i>Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada .....</i>	42
3.6.3	<i>Precio del AGC vs Precio de Bolsa .....</i>	42
3.6.4	<i>Servicio de AGC por Planta.....</i>	43
3.6.5	<i>Costo Mensual del Servicio de RSF.....</i>	44

## Resumen Ejecutivo

El CSMEM efectuó el análisis de la potencia reactiva en el SIN con base en la información operativa tomada del Scada del Centro Nacional de Despacho – CND. El trabajo realizado no pretende identificar los problemas puntuales a nivel de nodos del SIN, sino que está enfocado al comportamiento de los balances de potencia reactiva de cada área operativa; a partir de éstos se calcularon y analizaron los factores de potencia de las áreas y las transferencias de potencia reactiva desde otras áreas.

En general los balances de potencia activa y reactiva son dependientes del tipo de día (laboral/festivo), del despacho (hidráulico/térmico) y de las restricciones de seguridad, ya que determinan los flujos de las transferencias entre áreas. Para día laboral el área con mayor consumo de reactivos es Oriente, seguida por Antioquia y Caribe. Para día festivo los mayores consumos se presentan en Oriente, Caribe, Antioquia y Córdoba-Sucre.

En el día laboral, solo el área Antioquia presenta factores de potencia con valores inferiores a 0,9, alcanzando mínimos de 0,70; así mismo, es el área con mayor importación de reactivos, seguida en orden decreciente por Oriente, Caribe y Suroccidente.

Las transferencias de potencia reactiva a grandes distancias no son eficientes debido a que las pérdidas de potencia reactiva en líneas de transmisión son importantes y los voltajes nodales son muy sensibles a la energía reactiva. Por esta razón, los déficits de potencia reactiva generalmente se deben compensar a nivel local.

A pesar que la CREG ha expedido diferentes resoluciones sobre el consumo y el soporte de la energía reactiva, no existe un procedimiento expedito que permita la asignación de los costos a los agentes responsables de las restricciones por soporte de tensión. En estas condiciones, finalmente el CND ha quedado con la responsabilidad de mantener los límites de tensión y suplir la potencia reactiva que se requiera en los STR, sin que exista un agente responsable por su pago, agravado por el hecho que los usuarios finales si tienen que pagar por el consumo de reactivos en exceso.

Según algunos autores, el desinterés en considerar la señal tarifaria de la potencia reactiva se debe principalmente a la dificultad para entender el concepto. Esto se refleja en la aplicación de políticas tarifarias ineficientes.

La segunda parte de este informe incluye el análisis de desempeño del MEM en el mes de agosto de 2013, destacándose que en año completo la generación eléctrica de

agosto creció el 2%, con un aumento marcado en la generación térmica de 33% y una reducción en la hidráulica de 6%, reflejando así la disminución de los aportes hídricos del SIN que han ocurrido desde septiembre del 2012. Por otra parte, el crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual para agosto de 2013 fue 2.0% con respecto a agosto de 2012, inferior al escenario bajo de la UPME.

Los aportes hídricos al SIN correspondieron a 105% de la media histórica para este mes y las reservas hídricas a final de mes ascendieron al 63,2% de la capacidad útil del embalse agregado; no obstante agosto registra el menor nivel de embalse desde el año 2004. Se destaca la recuperación de los embalses de Chivor y Guavio en la cordillera oriental, estas plantas alcanzaron niveles críticos en el verano prolongado del primer semestre. El comportamiento del nivel del embalse agregado en el 2013 ha sido similar al del año 2010 (finalización de Niño).

Como resultado de las mejores condiciones de aportes hídricos, el precio de bolsa se descolgó de los niveles inusualmente elevados registrados a finales de julio, acompañado de un proceso de recuperación del embalse agregado. El precio promedio del mes fue \$151,78/kWh. Cabe destacar que desde julio de 2012, el precio de bolsa solo coincide con el promedio histórico en 3 períodos muy breves, el resto del tiempo ha superado los promedios históricos, con diferencias importantes.

El precio del gas natural en Guajira, se mantiene aproximadamente en el mismo nivel regulado desde septiembre de 2011. Es importante seguir muy de cerca el precio de cierre y los volúmenes contratados por los generadores térmicos, que resulten de las próximas negociaciones bilaterales en un marco de libertad, de acuerdo con la nueva regulación en comercialización de gas.

En agosto el índice de coincidencias se distribuyó de manera relativamente uniforme entre los tres generadores más grandes que conjuntamente marcaron el precio 70% del tiempo y cuatro empresas marcaron el precio el 86.7% del tiempo. Dos plantas a carbón marcaron el precio de bolsa en un número importante de horas durante agosto, este fenómeno no es muy común en la historia del MEM.

Los recursos de Antioquia se encuentran en niveles menores de embalse y sus estrategias de oferta fueron variadas. El comportamiento de los generadores térmicos a gas fue muy similar al observado en meses anteriores; pocas plantas en el rango de precios competitivos y la mayoría fuera de los rangos de mérito para el despacho. Este problema, que limita en la práctica la oferta agregada y presiona al alza los precios, está relacionado como se ha insistido, en rigideces estructurales del mercado de gas.

El carbón, en contraste sigue ofreciendo al mercado de energía a precios muy eficientes, reflejando la reducción en el precio del carbón en el mercado internacional y en consecuencia en los mercados regionales al interior del país.

La oferta hidráulica promedio a partir de septiembre de 2012 ha mantenido precios elevados y la oferta térmica también ha aumentado sus precios, dando por resultado un nivel alto de precios de bolsa. En horas de alta demanda los mayores generadores aún ostentan algún grado de poder de mercado sin que llegar a niveles críticos.

En Termo-Candelaria el precio de la generación fuera de mérito alcanzó los \$1.200/kWh y el costo unitario de las restricciones del SIN fue de \$7,00/kWh. Por otra parte, en agosto se presentó un aumento importante de las generaciones inflexibles que alcanzaron hasta el 28% de la demanda del SIN, donde el mayor incremento se observó en la generación térmica.

El precio máximo del servicio de AGC sobrepasó los \$3.000/kWh; sin embargo, esto no representó incrementos importantes en el precio medio del servicio. Para el CSMEM estos precios máximos son incompatibles con un valor razonable del costo real del servicio prestado y podrían involucrar prácticas de ejercicio de poder de mercado.

# 1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Análisis de la Potencia Reactiva en el Sistema Interconectado Nacional, b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de agosto del 2013.

## **a) Análisis de la Potencia Reactiva del SIN**

El CSMEM efectuó un análisis del comportamiento de los balances de potencia reactiva de cada área operativa del SIN, para lo cual se determinaron las inyecciones netas de potencia con base en los aportes provenientes de los generadores y de las transferencias por las líneas de transmisión que conectan las diferentes áreas. A partir de los balances se calcularon y analizaron los factores de potencia de las áreas y las transferencias de potencia reactiva desde otras áreas.

## **b) Análisis de Desempeño del MEM**

Los indicadores que el CSMEM utiliza para analizar el desempeño del MEM están relacionados al comportamiento del sistema, la evolución de los precios en la bolsa de energía, el comportamiento de las ofertas, el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones, el mercado de contratos bilaterales, el servicio de regulación secundaria de frecuencia, el comportamiento operativo de los equipos de generación y transmisión y el mercado secundario de gas. En este informe se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes de agosto de 2013, un comportamiento que merece destacarse.

## **2 Análisis de la Potencia Reactiva en el SIN**

El CSMEM efectuó el presente análisis, en base a la información operativa tomada del Scada del Centro Nacional de Despacho - CND y suministrada por XM. La información recolectada en muestras horarias, incluyó la caracterización de la potencia instantánea de la generación y los intercambios en el Sistema de Transmisión Nacional, a nivel de las áreas operativas del SIN, para dos días seleccionados aleatoriamente y correspondientes a un día laboral (miércoles, septiembre 4 de 2013) y un día festivo (domingo, junio 30 de 2013).

El trabajo realizado no pretende en ningún momento identificar los problemas puntuales a nivel de nodos del SIN, sino que está enfocado al comportamiento de los balances de potencia reactiva de cada área operativa, para lo cual se determinaron las inyecciones netas de potencia con base en los aportes provenientes de los generadores y de las transferencias por las líneas de transmisión que conectan las diferentes áreas. En relación a los problemas de voltaje que existen en las áreas operativas del SIN, generados principalmente por los atrasos en la expansión de las redes de transmisión, el CSMEM ha venido analizando en detalle el tema y ha presentado varios informes al respecto<sup>1,2,3,4</sup>.

A partir de los balances de potencia activa y reactiva por áreas operativas, se calcularon y analizaron los factores de potencia de las áreas y las transferencias de potencia reactiva desde otras áreas.

### **2.1 Identificación de las Áreas Operativas**

El análisis de los balances de potencia activa y reactiva se efectuó en cada una de las áreas operativas del SIN: Antioquia, Caribe, Córdoba-Sucre, Nordeste, Oriente y Suroccidente. Adicionalmente, en forma independiente se consideró también el área San Carlos, ya que ésta es esencial para el SIN como referente de voltaje, también por su capacidad de generación y por la centralización de circuitos en esta subestación, por donde pasa gran parte de las transferencias de potencia del interior hacia la Costa Caribe.

---

<sup>1</sup> Informe No 62 del CSMEM, “La operación del sistema de transmisión regional al borde del colapso”, Septiembre 14 de 2011.

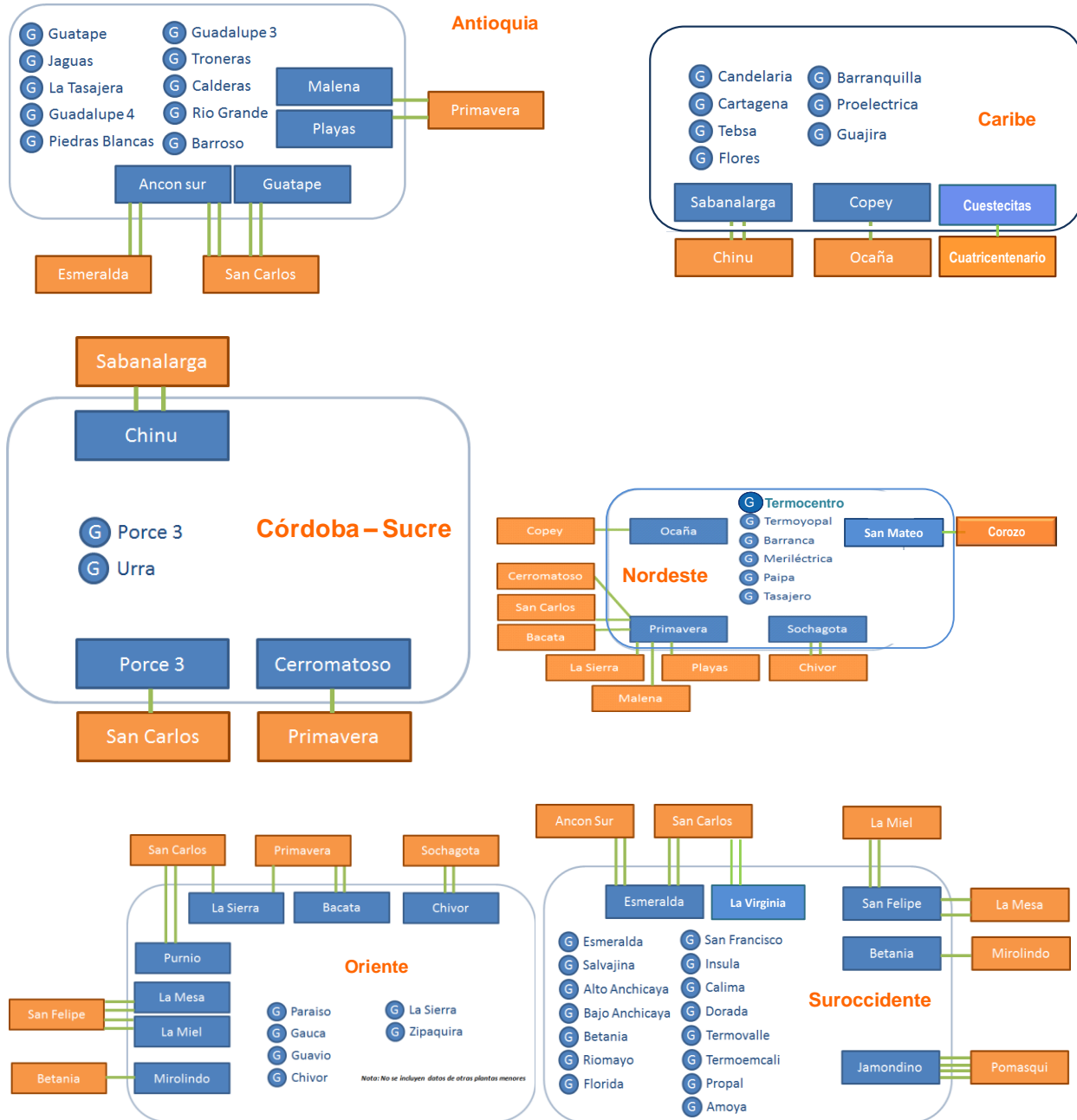
<sup>2</sup> Informe No 74 del CSMEM, “Confiabilidad del MEM – Generación - Transmisión”, Octubre 23 de 2012.

<sup>3</sup> Informe No 79 del CSMEM, “Falencias de la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional”, Mayo 20 de 2013.

<sup>4</sup> Informe No 82 del CSMEM, “Incertidumbres del Sistema Interconectado Nacional”, Agosto 20 de 2013.



Los puntos de inyección de potencia considerados en cada una de las áreas operativas se incluyen en el gráfico No 1 a continuación.



**Gráfico No 1**

## 2.2 Balances por Áreas

En esta sección se presenta el balance de la potencia reactiva en cada una de las áreas operativas del SIN, para 25 muestras horarias; las primeras 24 muestras corresponden al inicio de cada periodo operativo y la muestra 25 al final del periodo 24.

Los balances reflejan el consumo de potencia de cada área, a partir de los aportes de las centrales generadoras y de las importaciones (valor positivo) /exportaciones (valor negativo) del área. En esta forma la potencia neta de área representa el consumo total a nivel de demanda regional, incluyendo las pérdidas en los transformadores de generación y de la red de transmisión, y los efectos de las líneas del sistema de transmisión dentro del área.

En general los balances de potencia activa y reactiva son dependientes del tipo de despacho (hidráulico/térmico), ya que ello también determina los flujos de las transferencias entre áreas; sin embargo, algunas condiciones no se afectan sustancialmente por ello, especialmente los despachos de generación de unidades de tensiones inferiores a 230 kV.

De otra parte, los balances de potencia también se ven afectados por la ocurrencia de restricciones de seguridad (implican generaciones de seguridad) dentro de las áreas operativas, debido a las generaciones que se deben programar como soporte de tensión. Se aclara que no todas las generaciones de seguridad son generaciones fuera de mérito, ya que esto depende de las ofertas de los generadores; es decir en un despacho con precio de bolsa alto, existen generaciones de seguridad que no quedan por fuera de mérito; en un despacho con precio de bolsa bajo, las mismas generaciones de seguridad, normalmente son generaciones fuera de mérito.

Los días analizados para hacer el análisis de reactivos fueron seleccionados aleatoriamente y tienen las siguientes características:

- El día laboral, miércoles septiembre 4 de 2013, presentó una demanda de energía en el SIN de 173,0 GWh, un despacho de energía con relación hidro/térmica de 3.6, precio de bolsa promedio \$141,19/kWh y 17,2 GWh de generaciones fuera de mérito.

Este día de comienzos de septiembre, es un día con una participación de generación hidráulica importante (una relación para generación hidro/térmica normal en el SIN es del orden de 2,3), con generaciones fuera de mérito relativamente bajas (10% de la demanda) que permiten mayores flujos entre

áreas, por tanto las transferencias entre áreas para estas condiciones son significativas.

- El día festivo, domingo junio 30 de 2013, presentó una demanda de energía en el SIN de 140,8 GWh, un despacho de energía con relación hidro/térmica de 2.88, precio de bolsa promedio \$121,13/kWh y 17,9 GWh de generaciones fuera de mérito.

Este es un día laboral con una participación de generación hidráulica normal, donde las generaciones fuera de mérito corresponden al 13% de la demanda.

### 2.2.1 Area Antioquia

El gráfico No 2 presenta el balance de potencia reactiva para los días típicos laboral y festivo. La curva azul corresponde a la potencia producida por los generadores, la curva roja a la potencia recibida de otras áreas y finalmente la verde al total de la potencia reactiva consumida en el área.

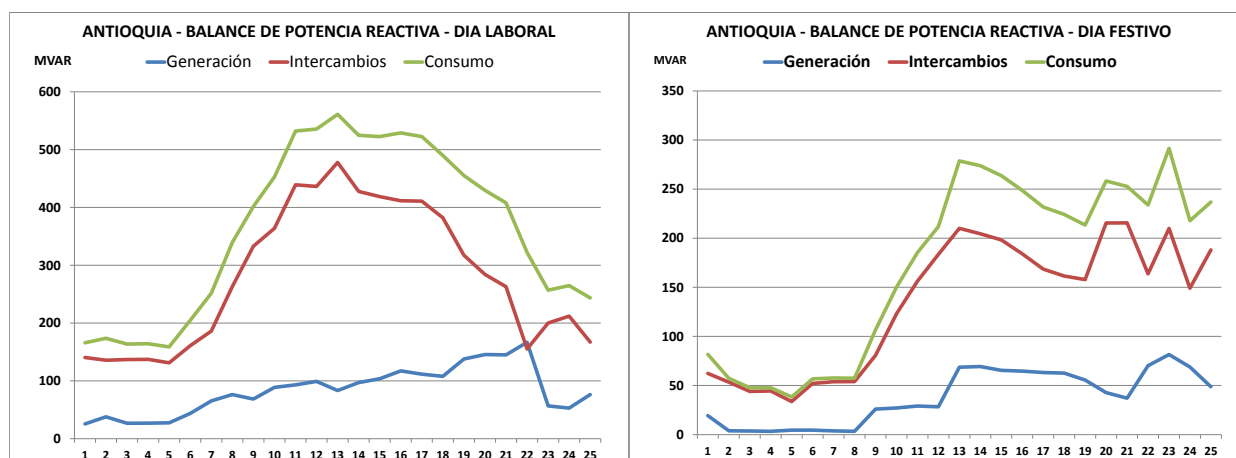


Gráfico No 2

El área Antioquia es netamente exportadora de potencia activa; sin embargo como se observa en el gráfico, tanto para el día laboral como el festivo, es deficitaria en reactivos. El área consume todos los reactivos que producen los generadores y el déficit se cubre con los aportes de las transferencias desde otras áreas; en el día laboral los requerimientos de carga reactiva máxima están alrededor de 550 MVAR y en el día festivo de 300 MVAR, con importaciones que oscilan entre 480 y 40 MVAR.

La curva de consumo de reactivos en día laboral parece ajustarse al comportamiento de los ciclos de la carga industrial, presenta aumentos entre las 4 am y las 12 am e inicia la reducción a partir de las 4 pm.

Para el día festivo de baja producción industrial, el consumo de reactivos disminuye notablemente y su comportamiento parece influenciado más por la carga residencial.

### 2.2.2 Area Caribe

El balance del área Caribe considera las exportaciones de energía a Venezuela desde la subestación Cuestecitas. En el día laboral las exportaciones totales a Venezuela oscilaron entre 0 y 100 MW, de las cuales por Cuestecitas salieron entre 0 y 40 MW; desde el punto de vista de la potencia reactiva en Cuestecitas se realizaron importaciones de Venezuela entre 4 y 25 MVAR.

En el día festivo las exportaciones a Venezuela oscilaron entre 90 y 200 MW, de las cuales por Cuestecitas salieron entre 0 y 65 MW; desde el punto de vista de la potencia reactiva en Cuestecitas se realizaron importaciones de Venezuela entre 0 y 25 MVAR.

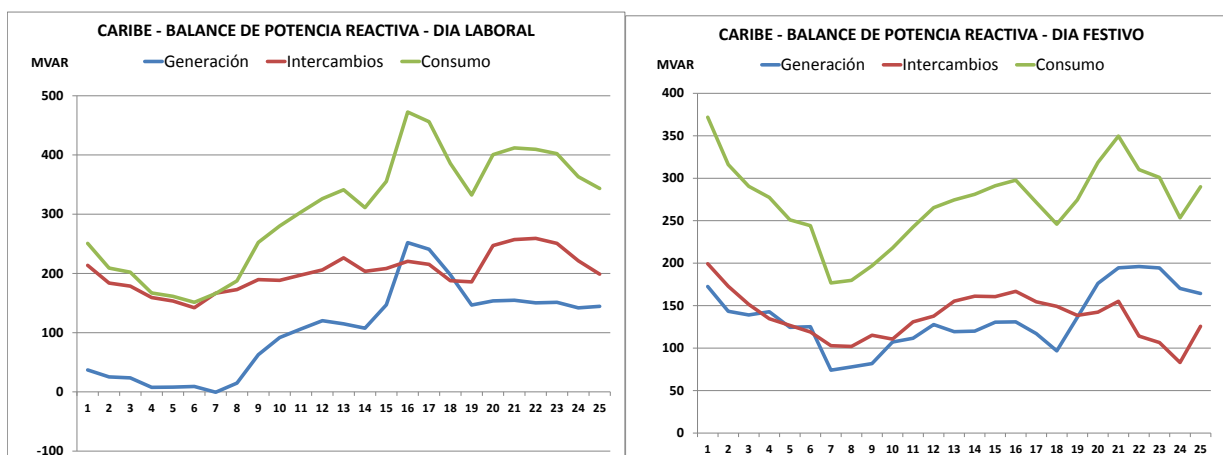


Gráfico No 3

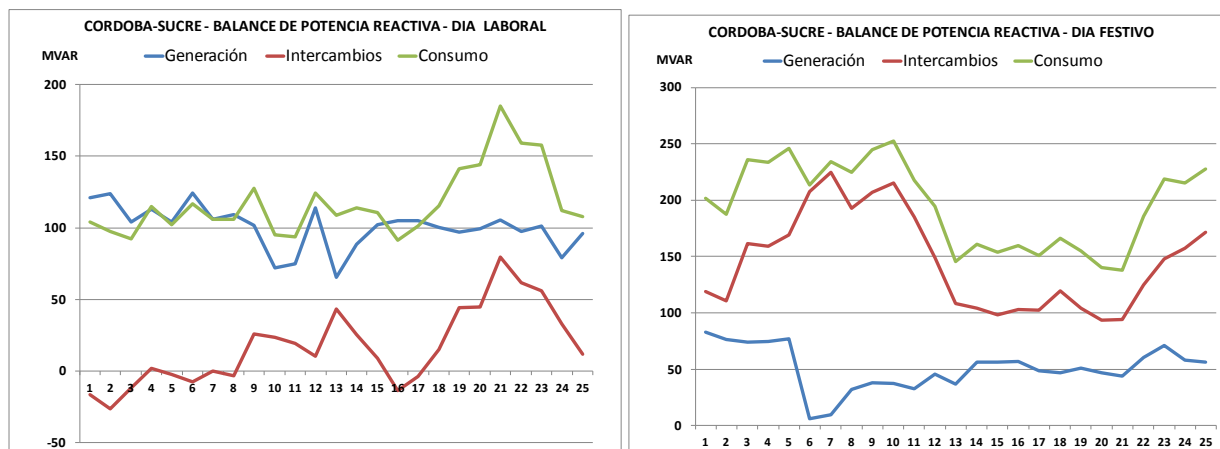
El área Caribe es importadora de potencia activa y reactiva en los días laboral y festivo; el consumo del área se cubre parcialmente con los reactivos que producen los generadores y el déficit resultante se obtiene de las transferencias desde otras áreas; en el día laboral los requerimientos de carga reactiva máxima están alrededor de 470 MVAR y en el día festivo de 370 MVAR, con importaciones que oscilan entre 260 y 85 MVAR.

La curva de consumo de reactivos en día laboral presenta aumentos a partir de las 6 am y obtiene su máximo a las 3 pm, aunque también ocurre otro pico de menor magnitud a las 8 pm.

Para el día festivo el consumo de reactivos disminuye notablemente y presenta dos picos a las 12 pm y a las 8 pm.

### 2.2.3 Área Córdoba-Sucre

El área Córdoba-Sucre es exportadora de potencia activa; el consumo de reactivos del área en gran parte se cubre con la generación y solo en ciertos periodos requiere transferencias desde otras áreas; en el día laboral los requerimientos de carga reactiva máxima están alrededor de 185 MVAR y en el día festivo de 250 MVAR, con importaciones máximas de 225 MVAR y exportaciones hasta de 25 MVAR.



**Gráfico No 4**

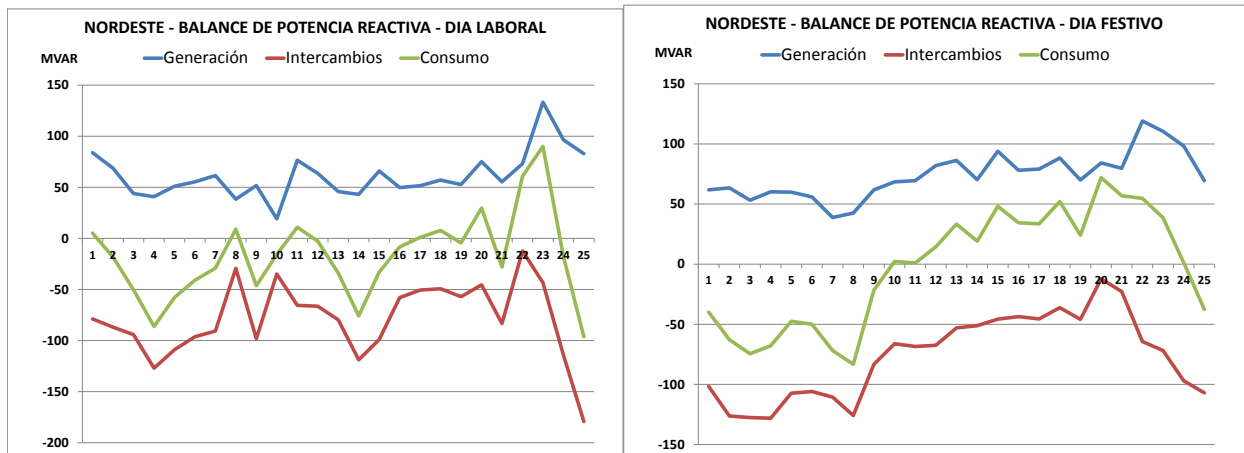
La curva de consumo de reactivos en día laboral presenta aumentos entre las 4 pm y las 8 pm donde ocurre el pico. Para el día festivo el consumo de reactivos es mayor que el de día laboral y en contraposición al día laboral, los menores consumos ocurren entre las 12 am y a las 8 pm.

### 2.2.4 Área Nordeste

El balance del área Nordeste considera las exportaciones de energía a Venezuela desde la subestación San Mateo; aunque también existen transferencias por la línea Tibú – La Fría a 115 kV que son muy pequeñas y se consideran parte de la carga del área. En el día laboral las exportaciones a Venezuela oscilaron entre 0 y 100 MW, de las cuales por San Mateo salieron entre 0 y 75 MW; desde el punto de vista de la

potencia reactiva en San Mateo se realizaron exportaciones a Venezuela entre 0 y 35 MVAR.

En el día festivo las exportaciones a Venezuela oscilaron entre 90 y 200 MW, de las cuales por San Mateo salieron entre 90 y 138 MW; desde el punto de vista de la potencia reactiva en San Mateo se realizaron exportaciones a Venezuela entre 35 y 50 MVAR.

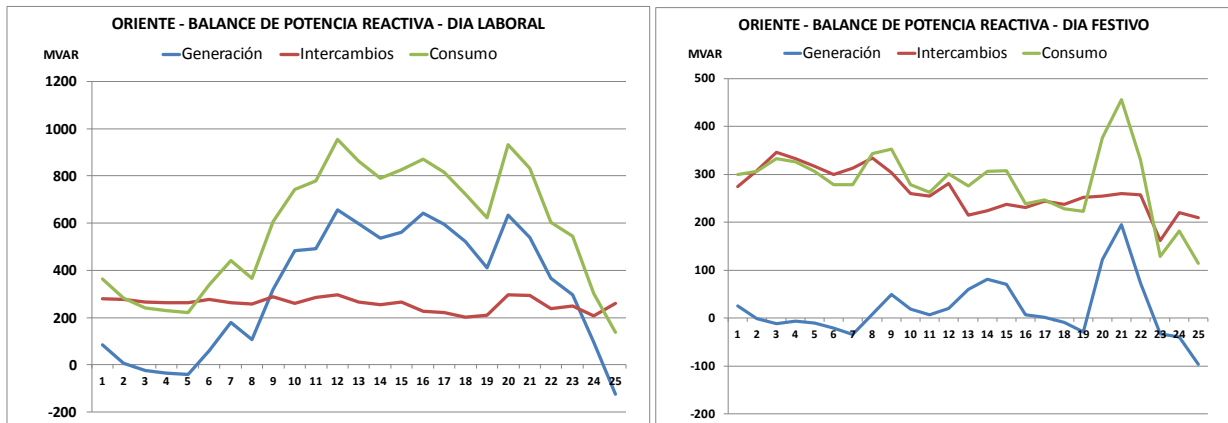


**Gráfico No 5**

El área Nordeste es importadora de potencia activa y exportadora de reactiva en los días laboral y festivo; el consumo del área se cubre con los reactivos que producen los generadores y el remanente es exportado a otras áreas; en el día laboral los requerimientos de carga reactiva máxima están alrededor de 90 MVAR que ocurren a las 10 pm y en el día festivo de 70 MVAR a las 7 pm, con exportaciones que oscilan entre 10 y 180 MVAR. Para el día festivo el consumo de reactivos ocurre entre las 9 am y las 11 pm.

### 2.2.5 Area Oriente

El área Oriente, tanto para el día laboral como el festivo, es deficitaria en reactivos. El área consume todos los reactivos que producen los generadores y el déficit se cubre con los aportes de las transferencias desde otras áreas; en el día laboral los requerimientos de carga reactiva máxima están alrededor de 955 MVAR y en el día festivo de 460 MVAR, con importaciones que oscilan entre 130 y 350 MVAR.

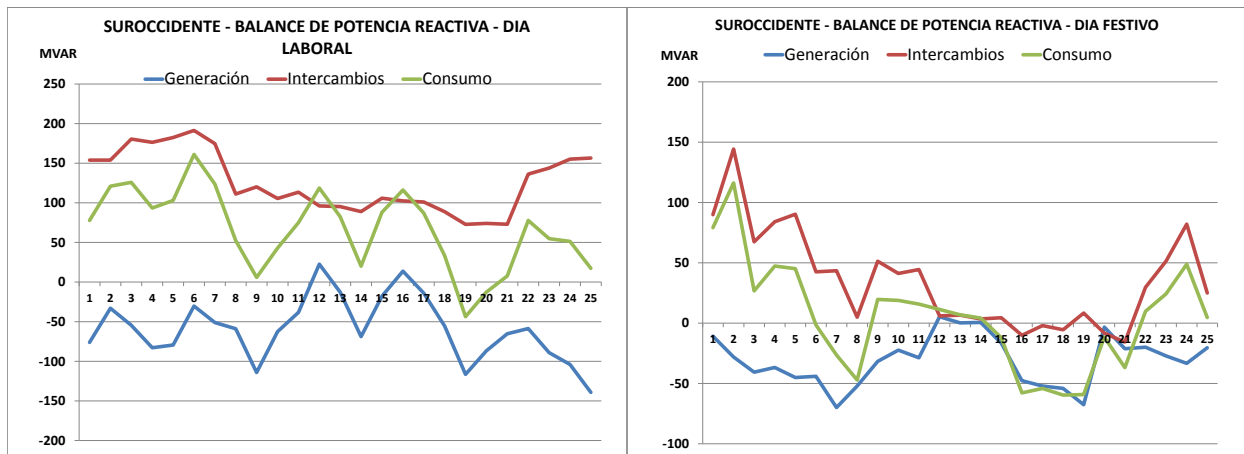


**Gráfico No 6**

La curva de consumo de reactivos en día laboral parece ajustarse al comportamiento de la carga industrial, presenta aumentos entre las 4 am y las 7 pm y cuenta con dos puntas que ocurren a las 11 am y 4 pm.

Para el día festivo el consumo de reactivos disminuye notablemente, presenta su máximo a las 8 pm y la producción de reactivos en los generadores es mínima, tal que el consumo lo aportan las transferencias de otras áreas.

## 2.2.6 Area Suroccidente



**Gráfico No 7**

El balance del área Suroccidente considera las exportaciones de energía a Ecuador desde la subestación Jamondino; aunque también existen transferencias por la línea Tulcan – Panamericana a 115 kV, sin embargo en los días analizados no ocurrieron. En el día laboral las exportaciones totales a Ecuador alcanzaron 170 MW, registrándose

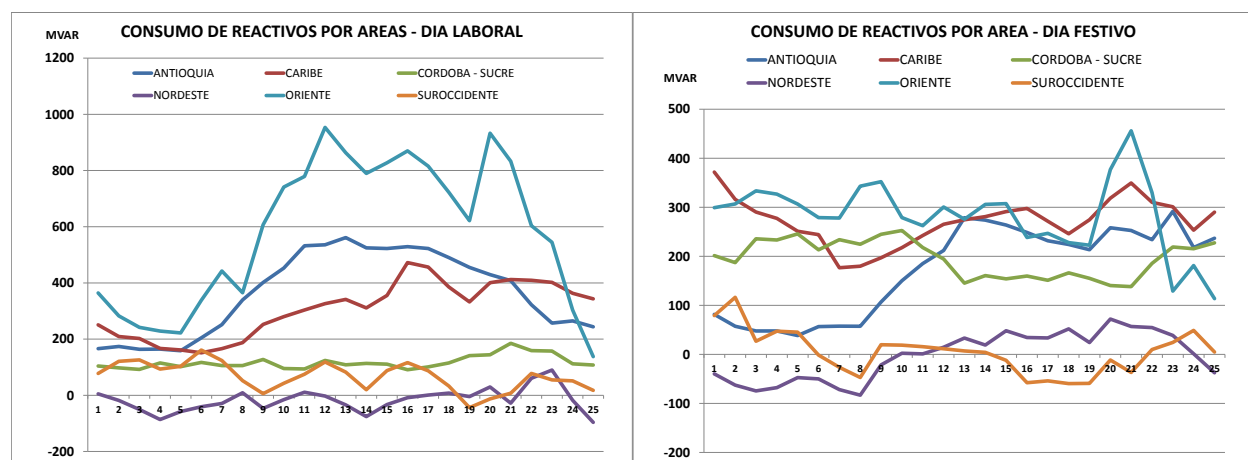
además importaciones hasta de 25 MVAR; desde el punto de vista de la potencia reactiva en Jamondino se realizaron exportaciones a Ecuador entre 30 y 65 MVAR.

En el día festivo las exportaciones a Ecuador alcanzaron 100 MW, pero también se registraron importaciones hasta de 135 MW; desde el punto de vista de la potencia reactiva en Jamondino se realizaron exportaciones hasta de 65 MVAR e importaciones hasta de 10 MVAR.

En el área Suroccidente los generadores absorben reactivos trabajando sub-excitados, consecuentemente, las transferencias desde otras áreas suministran el consumo de la carga y de los generadores; en el día laboral los requerimientos de carga reactiva máxima están alrededor de 165 MVAR a las 5 am y en el día festivo de 120 MVAR a la 1 am, con importaciones que oscilan entre 0 y 190 MVAR.

### 2.2.7 Resumen de Consumos de Reactivos por Áreas

El gráfico No 8 resume los consumos de potencia reactiva para cada una de las áreas operativas, en día laboral y festivo.



**Gráfico No 8**

Para día laboral el área con mayor consumo de reactivos es Oriente, seguida en orden decreciente por Antioquia y Caribe. Para día festivo los mayores consumos se presentan en Oriente, Caribe, Antioquia y Córdoba-Sucre.

### 2.3 Factores de Potencia

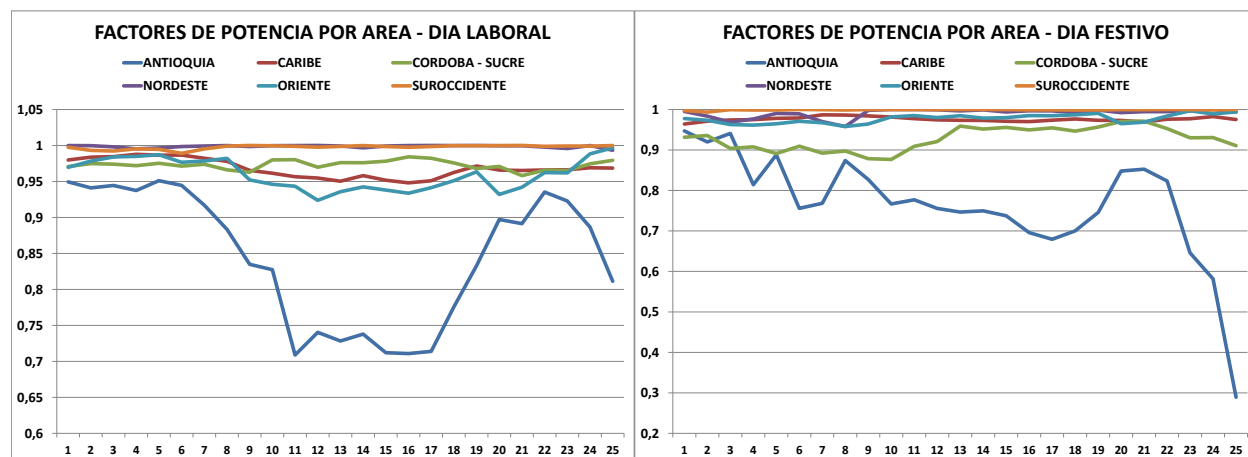
El suministro de potencia reactiva soporta la operación del sistema de transmisión, incluyendo la capacidad de ajustar en forma continua el voltaje de los nodos del



sistema de transmisión, en respuesta a los cambios del sistema. Un factor de potencia bajo implica un consumo de reactivos alto que a su vez afecta directamente el nivel de pérdidas, e indirectamente los márgenes de seguridad, límites de tensión, sobrecargas e inestabilidades.

Si bien la regulación del MEM no define ningún valor de requisito para el factor de potencia asociado a los consumos de potencia en las áreas operativas, la experiencia internacional en general considera valores mínimos permitidos en el rango entre 0,9 y 0,8. Bajo esta premisa se pretende examinar el comportamiento de las áreas con factores de potencia inferiores a 0,9.

El gráfico No 9 muestra los factores de potencia en cada hora de los días laboral y festivo analizados, para cada una de las áreas operativas del SIN. Los valores del gráfico han sido calculados como el coseno del ángulo del fasor que relaciona los consumos de potencia activa y reactiva en cada caso.



**Gráfico No 9**

En el día laboral, solo el área Antioquia presenta factores de potencia con valores inferiores a 0,9, condición que se mantiene entre las 7 am y las 8 pm, alcanzando valores mínimos de 0,70 (equivale a un consumo de 99% de potencia reactiva con respecto a la activa). Un comportamiento similar pero menos crítico del área Antioquia, había sido identificado en el 2001, en el estudio de diagnóstico del manejo y control de la potencia reactiva, realizado como parte de la consultoría de “The Brattle Group” para el diseño del marco regulatorio en potencia y energía reactiva<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> “Diagnóstico del esquema físico y operativo del manejo y control de la potencia reactiva en Colombia”, The Brattle Group – Sistemas Digitales de Control, Junio 22 de 2001.

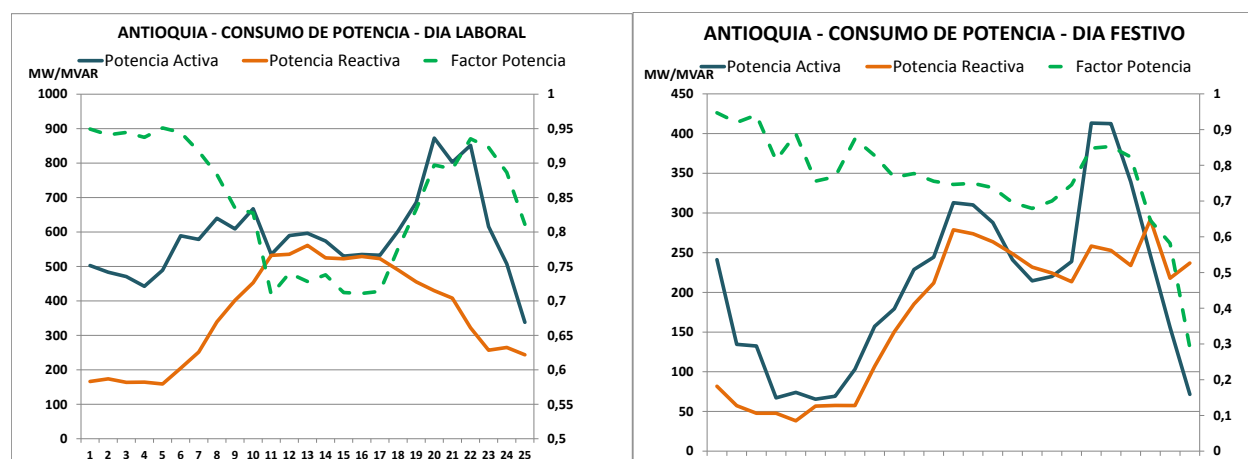
En el día festivo dos áreas traspasan la barrera de 0.9.

- El área Córdoba-Sucre desde las 4 am hasta las 10 am alcanzando un factor de potencia mínimo de 0,877.
- El área Antioquia desde las 3 am y por el resto del día, alcanzando un factor de potencia mínimo de 0,289 a las 12 pm.

### 2.3.1 Area Antioquia

Como fue mencionado al inicio, las potencias utilizadas provienen de mediciones del sistema Scada del CND. Sin embargo, es importante anotar que la generación de las plantas menores no está cubierta con el sistema centralizado de telemetría del CND y por tanto para ellas solo se dispone de datos horarios de potencia activa, mas no para la potencia reactiva. En esta forma la consideración de la potencia generada por las plantas menores que para el día laboral osciló entre 110 y 126 MW y para el día festivo entre 111 y 130 MW, se supuso con factor de potencia 1,0 (0,0 MVAR). Esta suposición no afecta en forma negativa el factor de potencia del área y así se podrían esperar factores de potencia ligeramente inferiores, pero nunca mayores a los indicados en las curvas.

El gráfico No 10 presenta para el área Antioquia, días laboral y festivo, la potencia activa consumida (curva azul), la potencia reactiva consumida (curva naranja) y el factor de potencia correspondiente (curva verde a trazos).



**Gráfico No 10**

El comportamiento de la carga de potencia en Antioquia en el día laboral presenta características bien particulares; en primer lugar tanto el consumo de potencia activa como reactiva entre las 3 am y las 9 am presentan tendencias crecientes aunque con

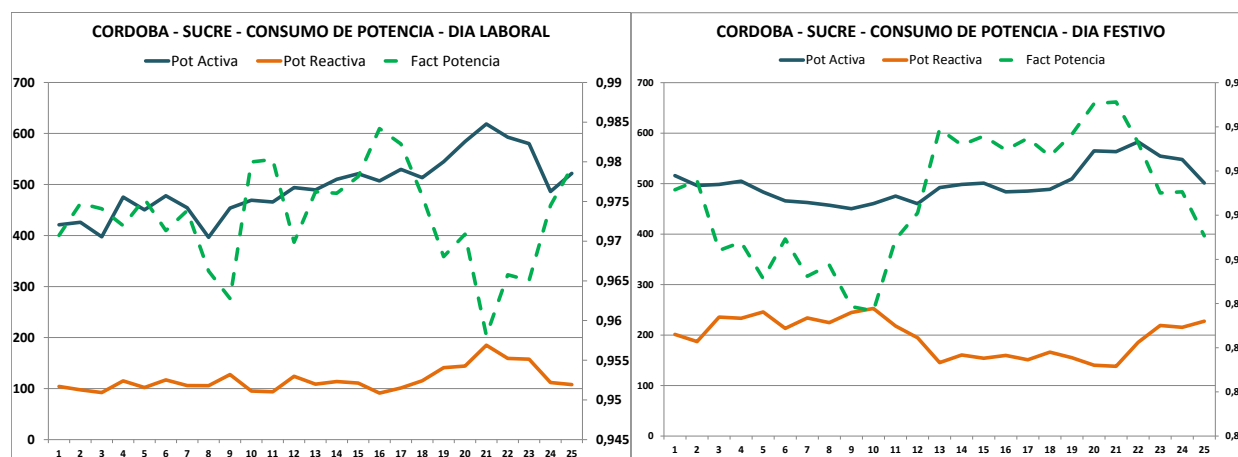
mayor pendiente la potencia reactiva; en segundo lugar, entre las 10 am y las 4 pm la potencia reactiva iguala en magnitud al consumo de potencia activa y permanecen constantes; finalmente a partir de las 4 pm el consumo de potencia activa se incrementa hasta alcanzar su máximo a las 7 pm, mientras que la potencia reactiva decrece.

En las puntas de demanda de potencia activa se tienen factores de potencia de 0,94 para día laboral y de 0,85 para día festivo, denotando el aporte de la carga residencial al total de la demanda y por consiguiente al mejoramiento del factor de potencia.

En el día festivo, la demanda de potencia activa presenta dos picos a las 12 am y 7 pm y el comportamiento del consumo de potencia reactiva es muy similar en su magnitud y dinámica, que muestra un predominio de la carga residencial.

### 2.3.2 Area Córdoba-Sucre

Para día laboral el patrón de comportamiento del consumo de potencia activa y reactiva en el área Córdoba-Sucre es muy similar, aunque la magnitud del consumo reactivo es prácticamente constante. A las 8 pm tanto la potencia activa como la reactiva alcanzan sus valores máximos que coinciden con el menor factor de potencia del área con valor 0,96.



**Gráfico No 11**

En el día festivo, el patrón de comportamiento para la potencia activa y reactiva en general es similar al del día laboral; sin embargo, el factor de potencia alcanza su valor mínimo de 0,88 a las 9 am, hora en la cual se inicia el incremento de la carga de potencia activa. Los valores del factor de potencia inferiores a 0,9 pero muy próximos a

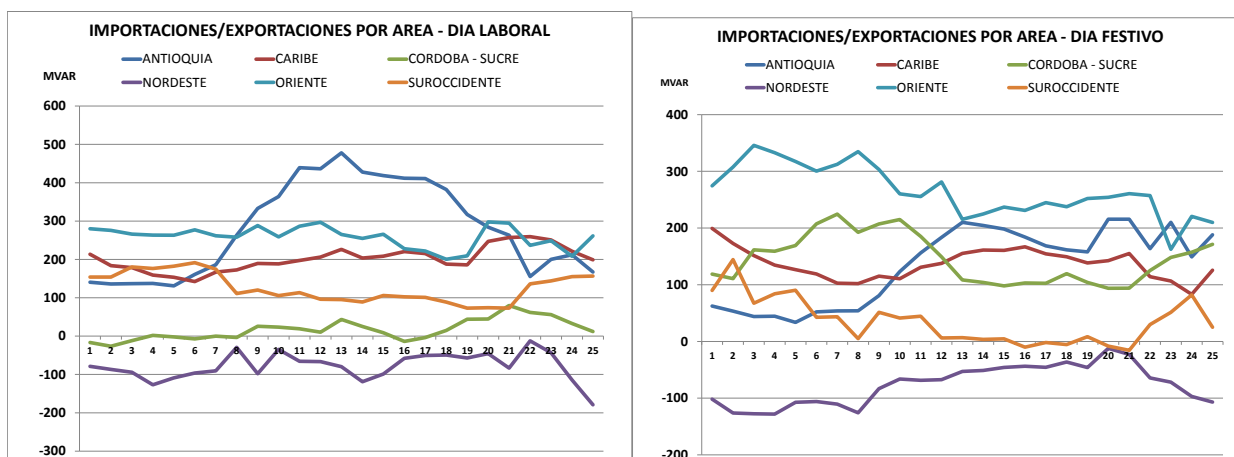
él, ocurren en el periodo 6 am y 9 am, circunstancia que no es particularmente crítica desde el punto de vista operativo.

## 2.4 Transferencias de Reactivos

### 2.4.1 Importaciones/Exportaciones por Área

Las transferencias de las áreas han sido calculadas como la suma algebraica de flujos de potencia reactiva por las líneas de conexión del área; en esta forma, una transferencia de signo positivo representa una importación y una transferencia negativa una exportación.

El gráfico No 12 presenta un resumen de las importaciones o exportaciones netas de cada área, para día laboral y festivo.



**Gráfico No 12**

Para día laboral el área con mayor importación de reactivos es Antioquia, seguida en orden decreciente por Oriente, Caribe y Suroccidente. Para día festivo las mayores importaciones se dan Oriente, Antioquia, Córdoba-Sucre y Caribe.

### 2.4.2 Transferencias Máximas y Mínimas

El gráfico No 13 presenta para cada área operativa, las transferencias máximas y mínimas de potencia reactiva, por tipo de día, expresadas como porcentaje del consumo total de reactivos del área ocurrido a la misma hora de la transferencia.

Para día laboral, Antioquia, Caribe y Oriente son importadores netos de potencia reactiva, mientras que Nordeste, Córdoba-Sucre y Suroccidente simultáneamente

exportan e importan en diferentes horas del día. Los valores extremos de porcentaje que ocurren en Nordeste y Suroccidente han sido acotados en el gráfico a 250%, pero en estos casos particulares sobrepasan de 2.000%.

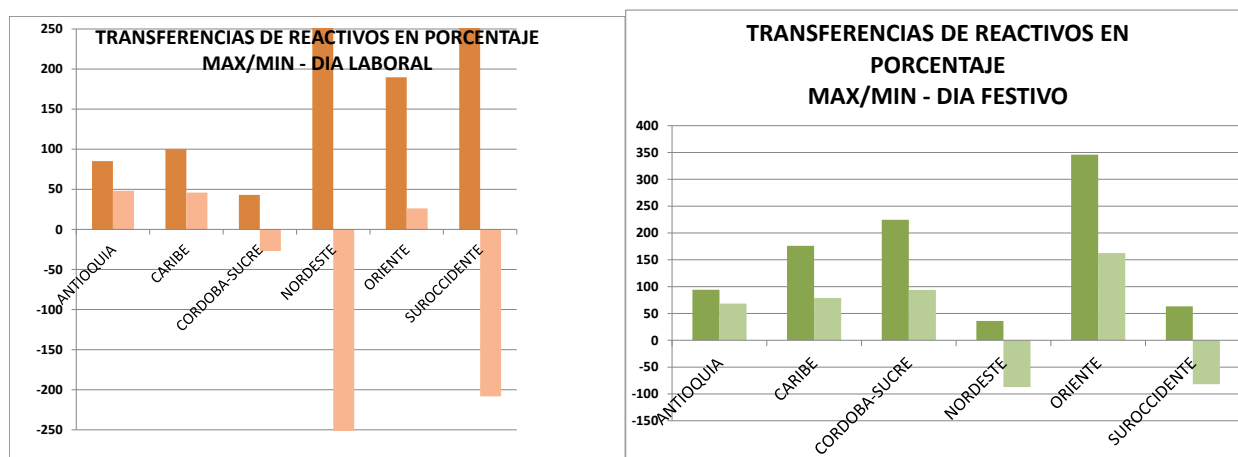


Gráfico No 13

Para día festivo, Antioquia, Caribe, Córdoba-Sucre y Oriente son importadores netos de potencia reactiva, mientras que Nordeste y Suroccidente simultáneamente importan y exportan a diferentes horas del día.

### 2.4.3 Transferencias Individuales en Antioquia

Debido a los bajos factores de potencia que presenta Antioquia, se ha considerado importante realizar un análisis de las transferencias individuales de reactivos que ocurren en el área. El gráfico No 14, resume esta situación para día laboral y festivo.

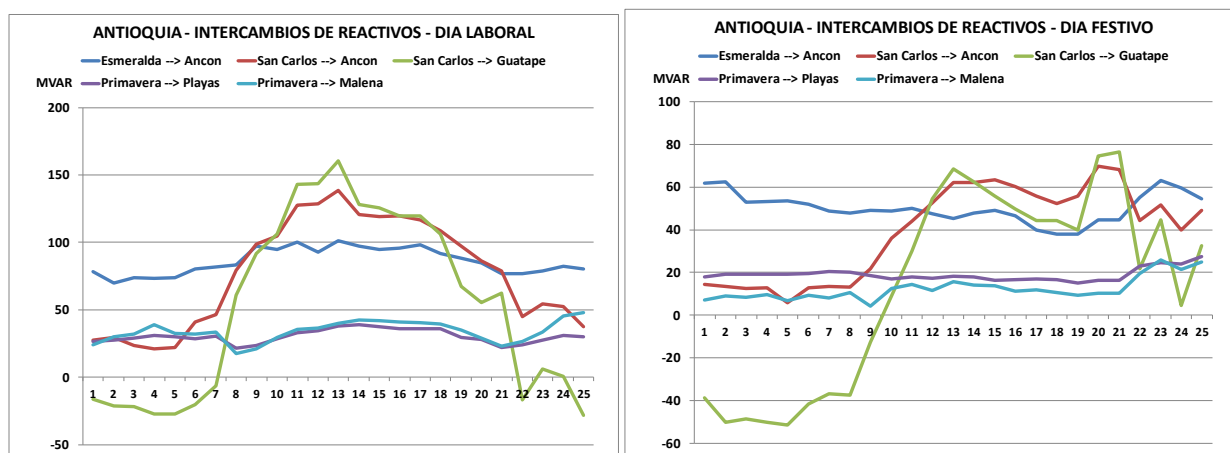


Gráfico No 14

Para día laboral, con excepción de la exportación de reactivos que ocurre en Guatapé desde San Carlos, entre las 9 pm y las 6 am, con valores muy bajos, por las demás líneas ocurren importaciones de reactivos durante todas las horas del día. En esta forma las áreas que suministran los reactivos a Antioquia son San Carlos, Nordeste y Suroccidente.

En día festivo, aunque la importación de potencia reactiva es menor que en laboral, el patrón de comportamiento de las transferencias es similar al del día laboral.

## 2.5 Reflexiones

- La potencia reactiva es un elemento básico en la operación de un sistema de potencia para:
  - ✓ Mantener la estabilidad de voltaje/seguridad del sistema. Un apagón por lo general ocurre en un sistema con mucha carga y sin suficiente reserva de potencia reactiva. Por lo tanto, la confiabilidad del sistema, depende también de los déficits de energía reactiva y las violaciones de voltaje.
  - ✓ Mantener la integridad del sistema durante la operación post-contingencia del sistema. Las pérdidas de potencia reactiva cambian con las condiciones de la configuración y operación del sistema. Las necesidades de potencia reactiva para la restauración del voltaje después de una contingencia, dependen en gran medida de la distribución de la reserva de energía reactiva.
  - ✓ Efectuar el control de la tensión. El suministro de potencia permite ajustar en forma continua el voltaje de los nodos de transmisión, en respuesta a los cambios del sistema, lo que afecta directamente el nivel de pérdidas e indirectamente los márgenes de seguridad como límites de voltajes, sobrecargas e inestabilidades.
- Las transferencias de potencia reactiva a grandes distancias no son eficientes debido a que las pérdidas de potencia reactiva en líneas de transmisión son importantes y los voltajes nodales son muy sensibles a la energía reactiva. Por esta razón, los déficits de potencia reactiva generalmente se deben compensar a nivel local.
- En el MEM la causa principal del costo de las restricciones se debe a las generaciones de seguridad asociadas con restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje. Consecuentemente, los despachos de generación del SIN se desoptimizan con las generaciones de seguridad que se deben programar como

soporte de tensión, bien sea internamente dentro de un área operativa, o mediante la transferencia de reactivos desde otra área. Esta des-optimización significa mayores costos de generación que finalmente se le transfieren a todos los usuarios del MEM.

- El sistema generación-transmisión se ha desarrollado para adaptarse a la demanda, exigiendo transferencias de bloques de energía entre áreas operativas del país, lo cual conlleva a realizar inversiones importantes en bancos de condensadores y dispositivos FAT: VQC, SVQ, STATCOM, para apoyar dichas transmisiones y para mantener la calidad y confiabilidad del servicio.
- La CREG ha expedido diferentes resoluciones sobre el consumo y el soporte de la energía reactiva:
  - ✓ Respecto al consumo de energía reactiva por parte de los usuarios<sup>6</sup>; desde la Resolución CREG 009 de 1996 se han mantenido los mismos límites regulatorios respecto al consumo, es decir la penalización del usuario cuando presenta un factor de potencia inferior a 0,9, en cuyo caso el exceso sobre este límite se considera como energía activa para efectos de liquidar la penalización, que recauda el comercializador como costo de transporte y entrega al Operador de Red que atiende al usuario respectivo.
  - ✓ Referente al soporte de la tensión a cargo del CND<sup>7</sup>.
  - ✓ Respecto a las metodologías para la identificación y clasificación de restricciones y los criterios para asignación de los costos por generaciones de seguridad, dentro de las cuales se incluyen las restricciones ocasionadas por requerimientos de soporte de tensión a nivel de STN y STR<sup>8</sup>.
- A pesar de la regulación existente, la identificación, clasificación de las restricciones por requerimientos de soporte de tensión y los criterios para asignación de los costos, aparentemente no existe un procedimiento expedito que permita la asignación de los costos a los agentes responsables de las restricciones por soporte de tensión. En estas condiciones, finalmente el CND ha quedado con la responsabilidad de mantener los límites de tensión y suplir la potencia reactiva que se requiera en los STR, sin que exista un agente

---

<sup>6</sup> Resoluciones CREG 009 de 1996, 099 de 1997, 108 de 1997, 082 de 2002, 047 de 2004.

<sup>7</sup> Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 080 de 1999.

<sup>8</sup> Resoluciones CREG 062 de 2000, 063 de 2000, 014 de 2004.

responsable por su pago, agravado por el hecho que los usuarios finales si tienen que pagar por el consumo de reactivos en exceso.

- El CSMEM considera fundamental revisar la regulación existente sobre el manejo y la remuneración de la potencia reactiva, para suplir los requerimientos asociados a la necesidad de compensación de los STR y SDL, evitando que se continúe con la práctica de abastecerlos desde el STN.
- Vale la pena mencionar que el estudio realizado por Brattle en año 2001, propuso un esquema regulatorio de mercado para la potencia reactiva y presentó un diagnóstico del manejo y control de la potencia reactiva en Colombia. Algunas conclusiones del estudio aún permanecen vigentes y se presentan a continuación:
  - ✓ Las empresas de distribuidoras de energía no tienen señales de eficiencia para instalar compensación reactiva.
  - ✓ El sistema de transmisión se usa para transmitir gran cantidad de potencia reactiva, esta condición operativa exige la instalación y/o ampliación de equipos para transportar la potencia reactiva.
  - ✓ No existen señales para que la compensación, identificada por los estudios del CND y la UPME, sean instaladas en el nivel de tensión más económico para el usuario.
  - ✓ El comercializador cobra al usuario el exceso en el consumo de reactivos, pero no le paga a quien debe hacer la compensación reactiva correspondiente. El esquema no cierra.
  - ✓ Debido a la forma de planeación de expansión del STN y de las condiciones de calidad al usuario final y de la falta de señales, en el corto plazo, las necesidades de reactivos en distribución se transfieren a los niveles de alta tensión.
  - ✓ En la actualidad se genera, transporta y transforma en y desde los niveles de 500kV y 230kV una cantidad igual y en algunos casos superior, a la demanda de reactivos en los niveles bajos de tensión.
  - ✓ Las generaciones obligadas para sostener tensión en las áreas, son pagadas por todos los usuarios del sistema interconectado en proporción a la demanda.
  - ✓ No existen incentivos para la producción de reactivos en los generadores, por lo tanto no aumentan la producción más allá de un límite preestablecido.



- Según algunos autores<sup>9</sup>, el desinterés en considerar la señal de potencia reactiva se debe principalmente a la dificultad para entender el concepto por parte de los economistas. Esto se refleja en la aplicación de políticas tarifarias ineficientes pese a las investigaciones y desarrollos teóricos que existen sobre el tema.

---

<sup>9</sup> Baughman M, Siddiqi S, Real-Time Pricing of Reactive Power: Theory and Case Study Results. IEEE Transactions on Power Systems, Febrero 1991, Vol. 6, No. 1, p. 23 - 29.

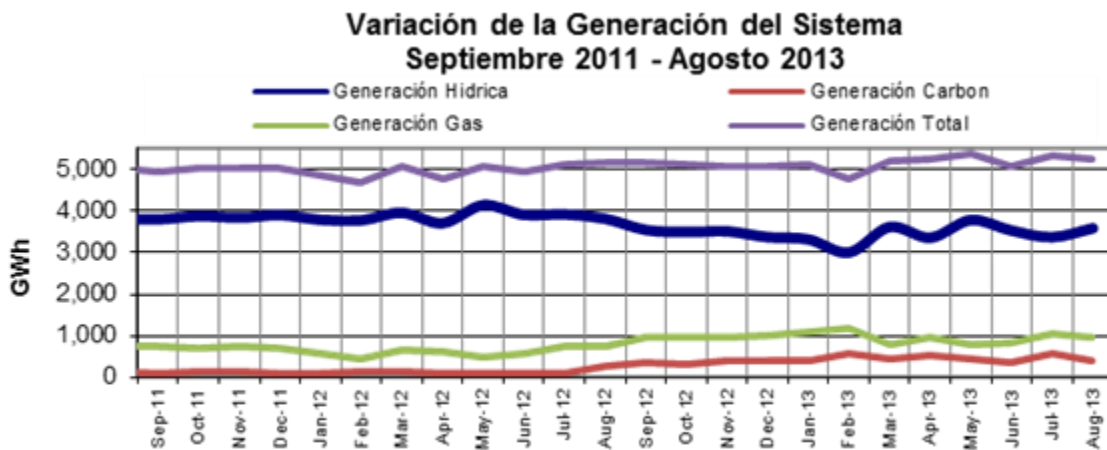
### 3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de agosto de 2013 tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

#### 3.1 Comportamiento del sistema

##### 3.1.1 Generación del Sistema

El gráfico No 15 y la tabla No 1 presentan las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para los dos últimos años.



**Gráfico No 15**

**Tabla No 1**

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	agosto-12	julio-13	agosto-13	Variación A GO 12 - A GO 13	Variación A GO 12 - A GO 13	Variación Ultimo Año- A GO 13	
Hídrica	3,456.69	3,814.24	3,372.14	3,584.23	6.29%	-6.03%	3.69%	
Térmica	Total Térmica	1,401.49	1,025.24	1,644.16	1,362.42	-17.14%	32.89%	-2.79%
	Gas	967.40	743.84	1,052.67	950.27	-9.73%	27.75%	-1.77%
	Carbón	434.53	281.20	572.44	394.90	-31.01%	51.19%	-9.12%
	Fuel Oil-ACPM	31.12	20.21	19.05	17.25	-9.43%	-14.81%	-44.55%
Menores	255.89	270.25	270.92	285.50	-2.00%	-1.76%	3.78%	
Cogeneradores	28.21	31.97	33.54	34.08	1.61%	6.60%	20.80%	
Total	5,142.28	5,141.70	5,320.75	5,246.23	-1.40%	2.03%	2.02%	

En año completo la generación eléctrica de agosto creció el 2%, con un aumento marcado en la generación térmica de 33% y una reducción en la hidráulica de 6%, reflejando la disminución de los aportes hídricos del SIN que han ocurrido desde septiembre del 2012.

### 3.1.2 Demanda del Sistema

El gráfico No 16 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años. El crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual para agosto de 2013 fue 2,0% con respecto a agosto de 2012, inferior al escenario bajo de la UPME y donde incidió la disminución del consumo de Cerromatoso por mantenimiento.

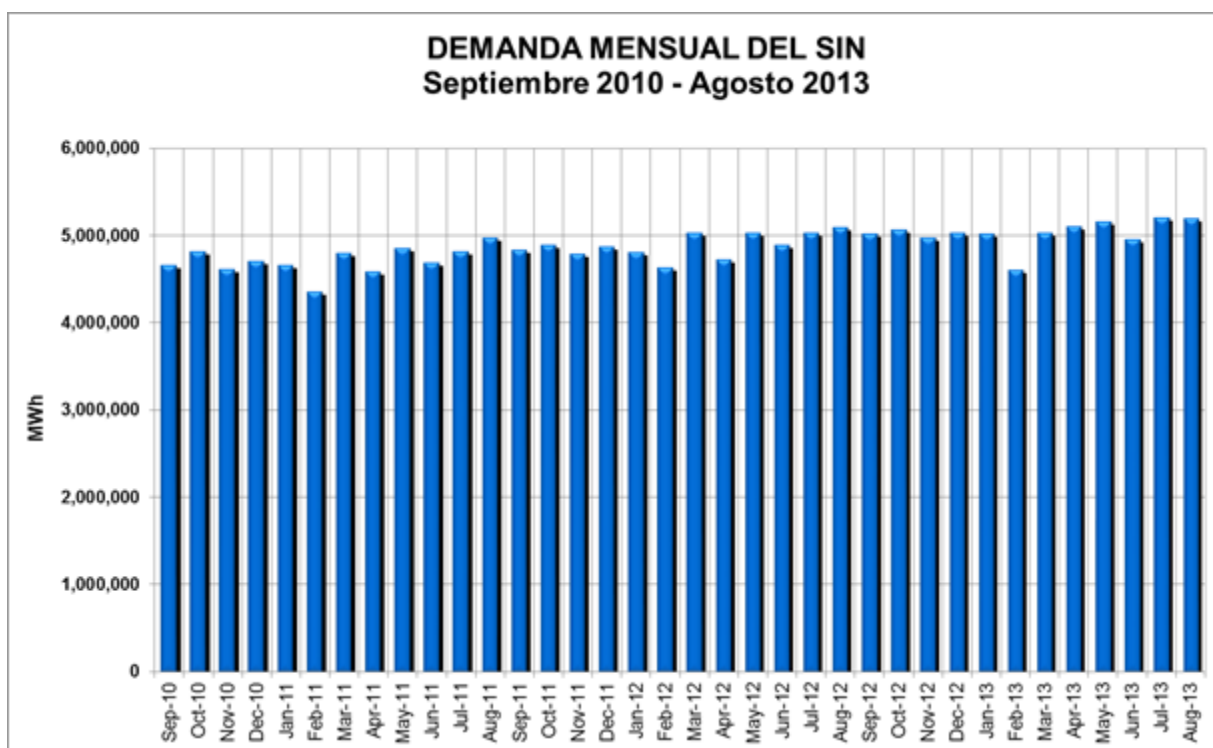


Gráfico No 16

### 3.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

El gráfico No 17 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años.

En agosto las exportaciones de energía eléctrica a Venezuela y Ecuador disminuyeron; las buenas condiciones de los precios ofertados por Ecuador se mantuvieron y se importaron de allí 13,7 GWh, duplicando las importaciones del mes de julio.

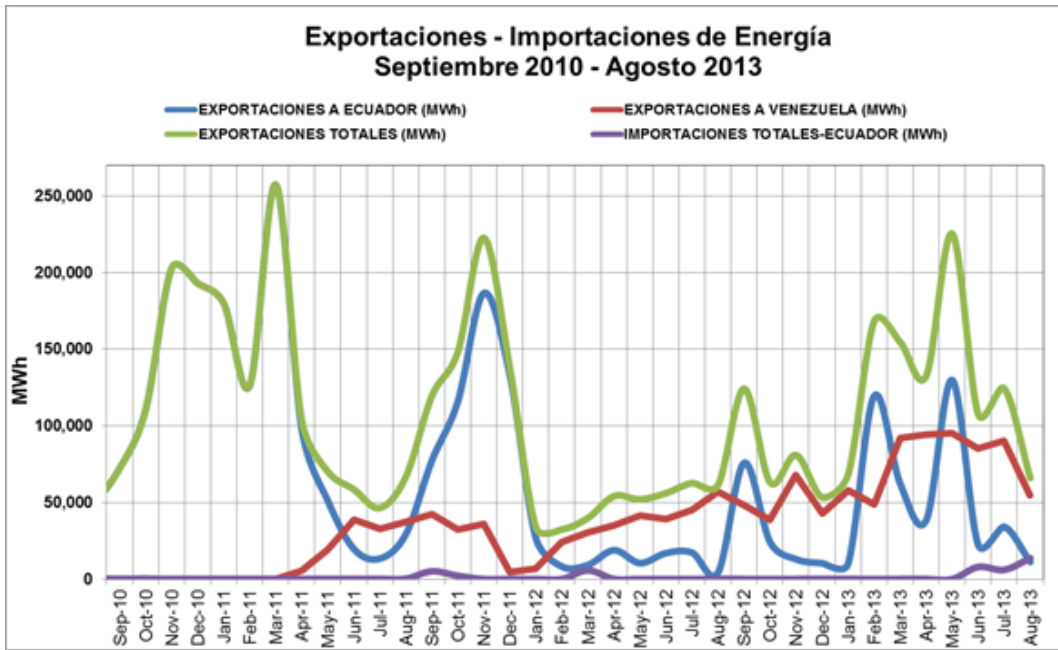


Gráfico No 17

### 3.1.4 Aportes Hídricos Agregados

#### APORTES HIDRICOS AGREGADOS

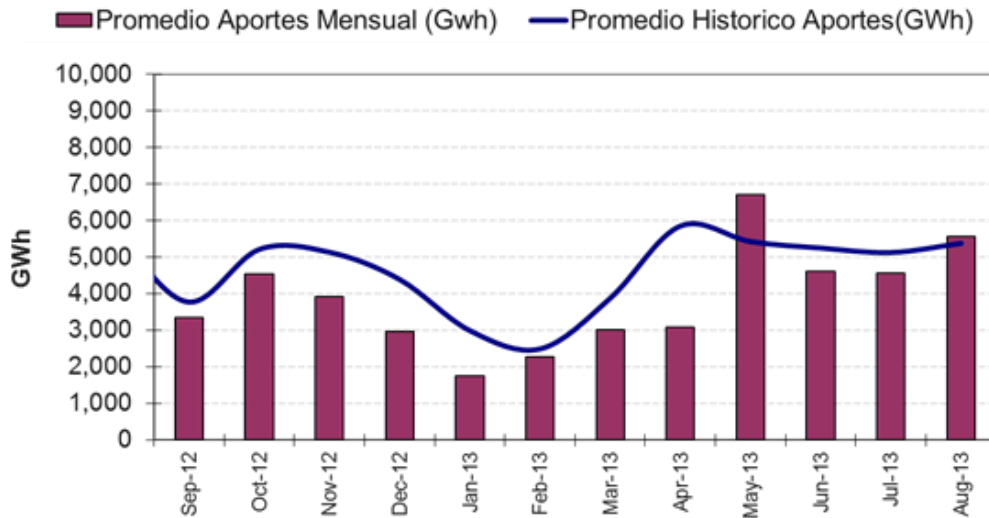


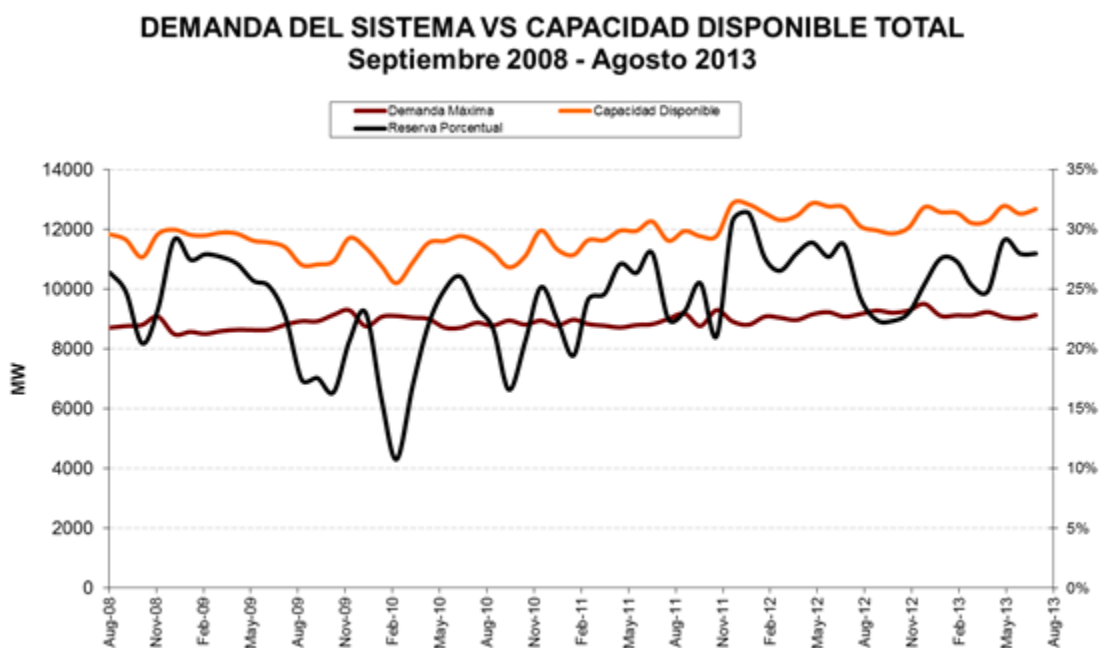
Gráfico No 18

El gráfico No 18 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

En agosto los aportes hídricos al SIN fueron de 5.567 GWh, correspondientes al 105% de la media histórica para este mes. Desde septiembre del 2012, agosto y mayo de 2013 son los únicos meses que no registran aportes inferiores a la media.

### 3.1.5 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 19 presenta la evolución de la demanda mensual máxima de potencia del sistema, contra la capacidad de generación total disponible mensual y la reserva de capacidad correspondiente en forma porcentual.



**Gráfico No 19**

En los últimos meses la capacidad disponible y el margen de reserva se han sostenido en niveles aceptables; en agosto la demanda máxima de potencia fue 9.198 MW.

### 3.1.6 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 20 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN, en agosto las reservas hídricas ascendieron a 9.556 GWh correspondientes al 63,2% de la

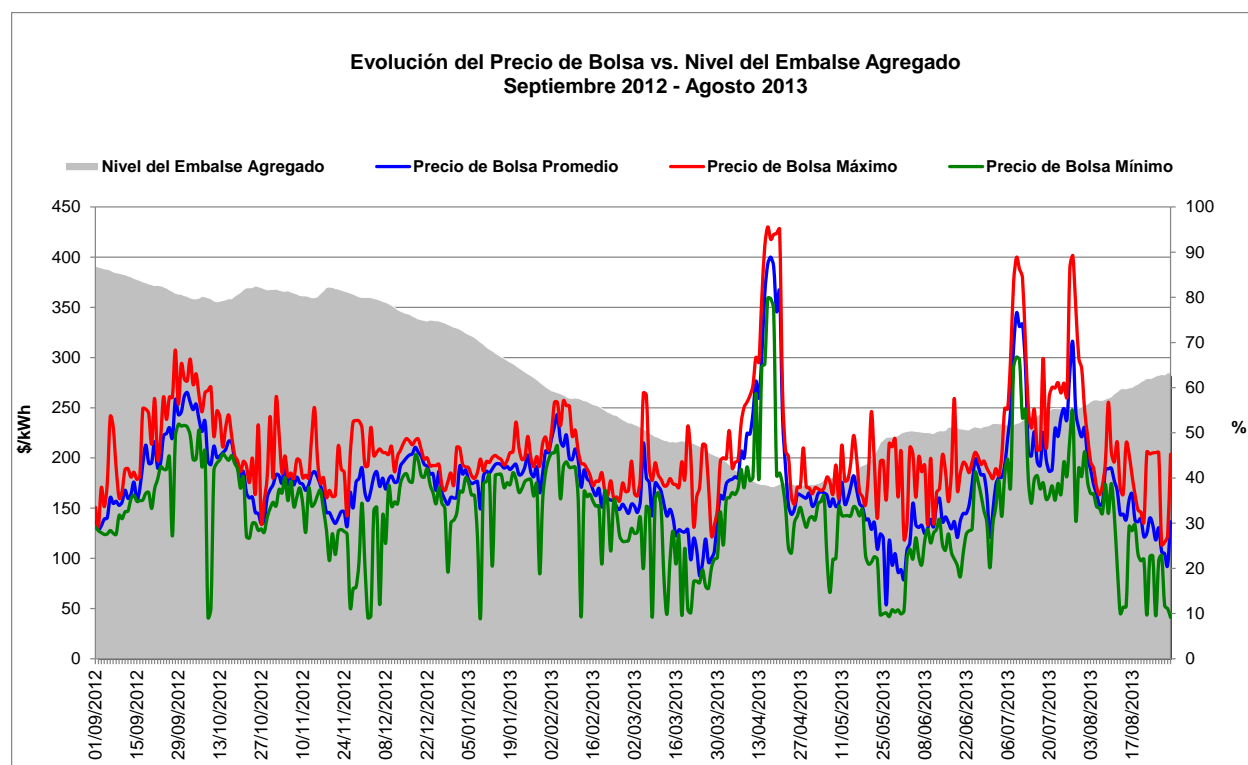
capacidad útil. No obstante el aumento de los aportes hídricos y el nivel del embalse agregado, agosto registra el menor nivel desde el año 2004.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de agosto Oriente acumuló 84,1%, Centro 67,1%, Caribe 63,5%, Valle 53,6% y Antioquia 47,2%. El embalse del Peñol (Guatapé) registró 46,0%, Salvajina 56,3%, Miel 57,1%, Betania 75,8%, Guavio 83,6% y Esmeralda (Chivor) 91,3%.

## 3.2 Evolución de los precios de Bolsa

### 3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 20 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario para los últimos 12 meses.



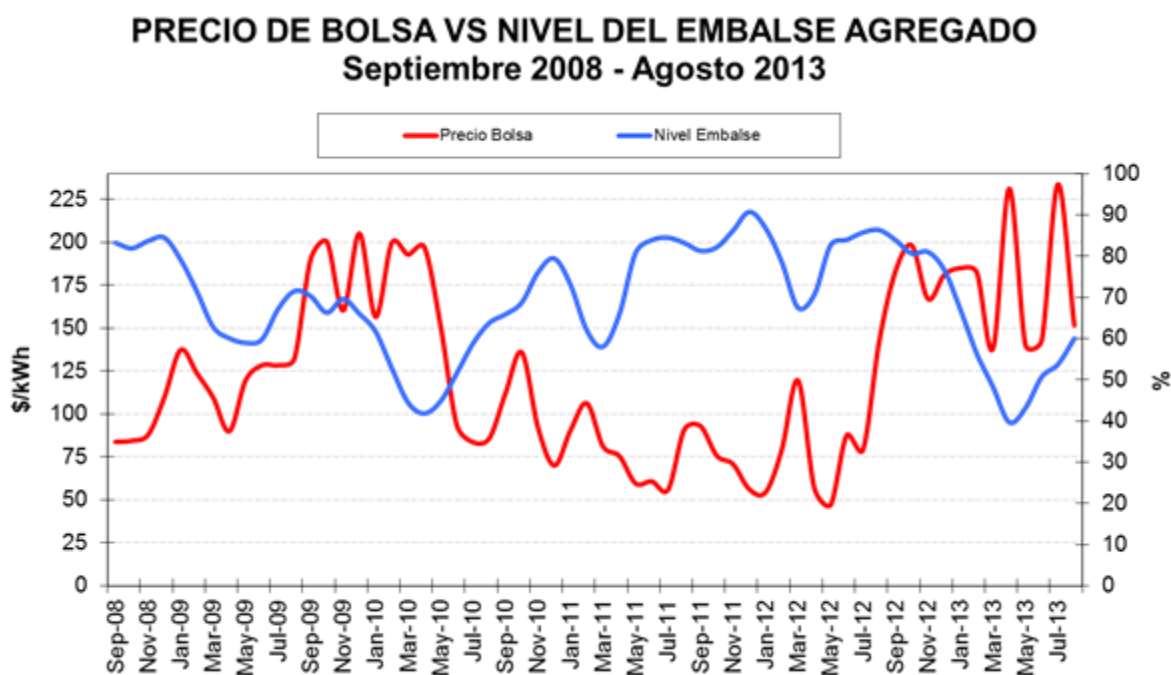
**Gráfico No 20**

En agosto, como resultado de las mejores condiciones de aportes hídricos, el precio de bolsa se descolgó de los niveles inusualmente elevados registrados a finales de julio. La reducción de los precios del spot estuvo acompañada de un proceso de

recuperación del embalse; se presentó una desviación alta entre los precios mínimos correspondientes a horas de baja demanda y los máximos en períodos de consumo pico. El precio promedio fue \$151,78/kWh, el máximo \$255,49/kWh y el mínimo \$41,15/kWh.

### 3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 21 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.



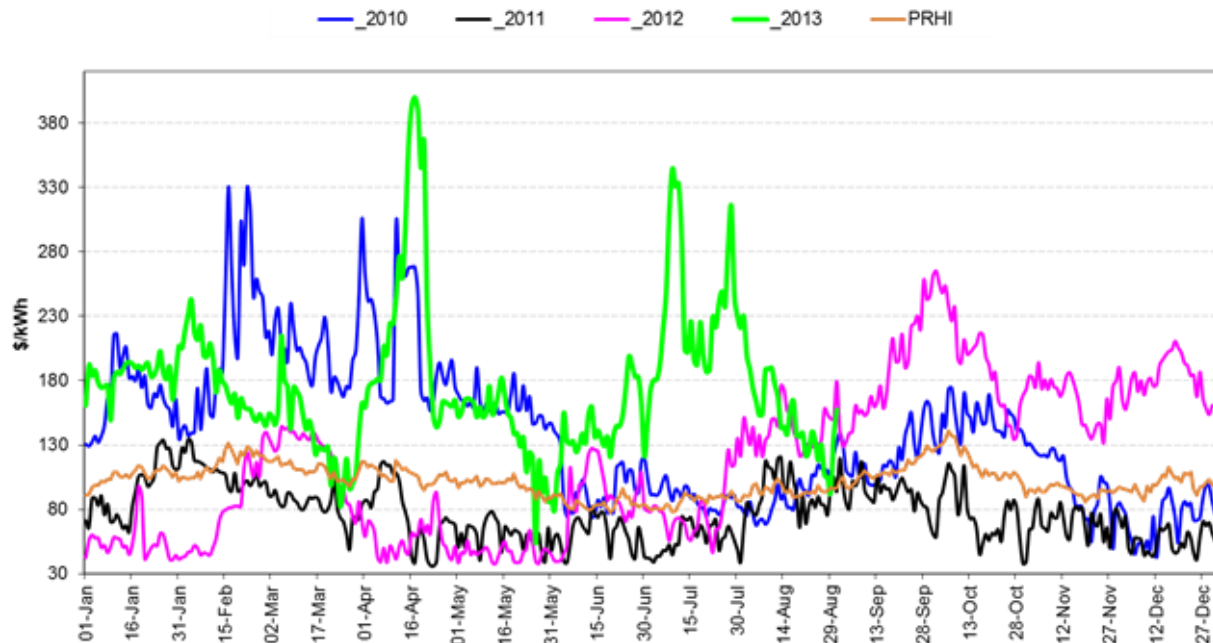
**Gráfico No 21**

El comportamiento del nivel del embalse agregado en el 2013 ha sido similar al del año 2010 (finalización de Niño), no obstante los precios de bolsa han sido superiores en el 2013. En general el mercado reaccionó en forma típica, mostrando una correlación inversa entre el precio spot y el nivel del embalse agregado.

### 3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 22 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.

## Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos



**Gráfico No 22**

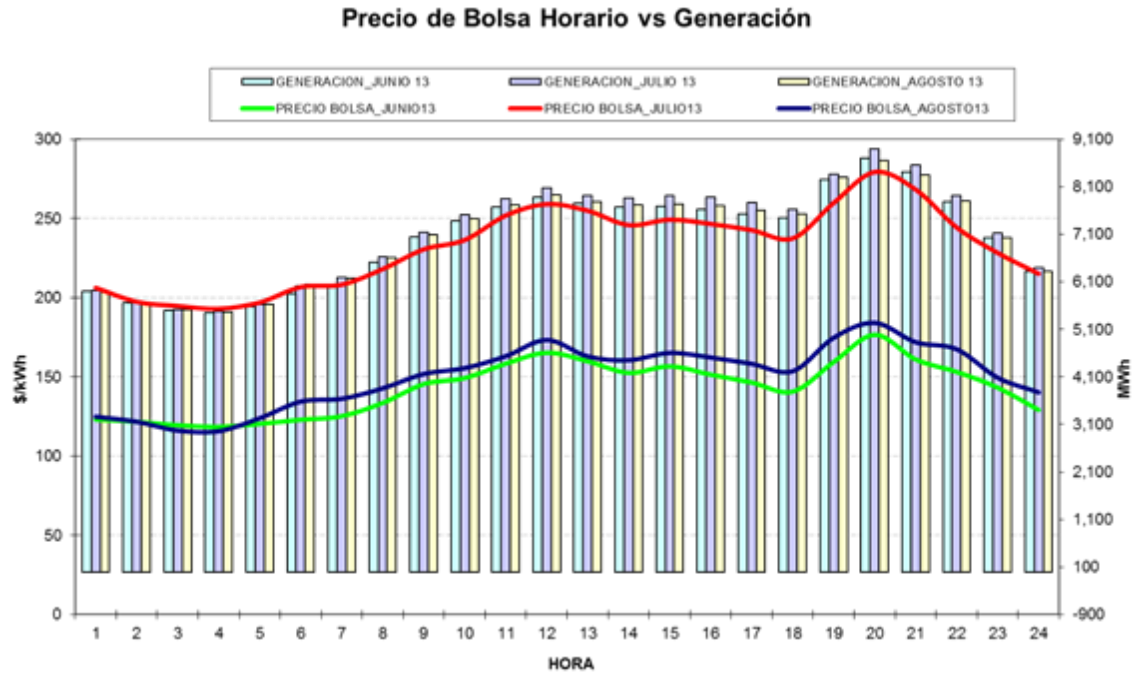
Los precios spot en agosto presentaron una dinámica similar a los de agosto de 2012 reversionando hacia la media histórica. Cabe destacar que desde julio de 2012, el precio de bolsa solo coincide con el promedio histórico en 3 períodos muy breves, el resto del tiempo ha superado los promedios históricos, con diferencias importantes.

### 3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

El gráfico No 23 presenta el promedio mensual de los precios de bolsa para cada una de las 24 horas del día, contra la generación promedio horaria en MWh, ocurrida en los últimos tres meses.

El desplazamiento a la baja de los precios horarios con relación a julio se dio en todas las horas del día, en forma relativamente uniforme para todas las condiciones de demanda y su distribución es muy similar a la observada en junio. Los precios registrados para la hora de máximo consumo (8 pm) no son muy distintos a los observados para las 12 am.

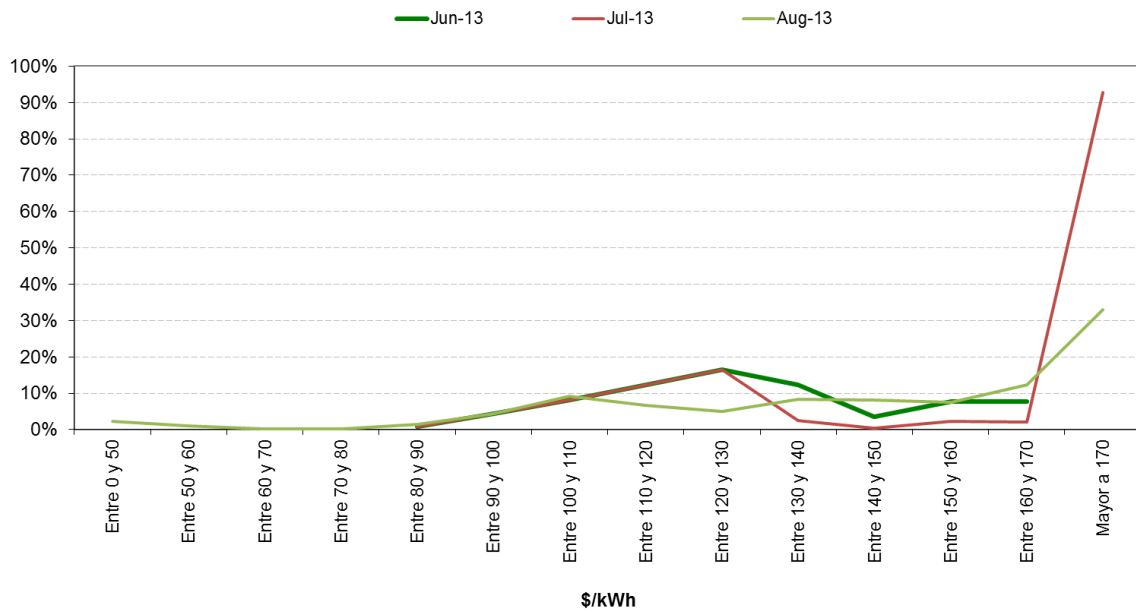




**Gráfico No 23**

### 3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

#### Distribución del Precio de Bolsa

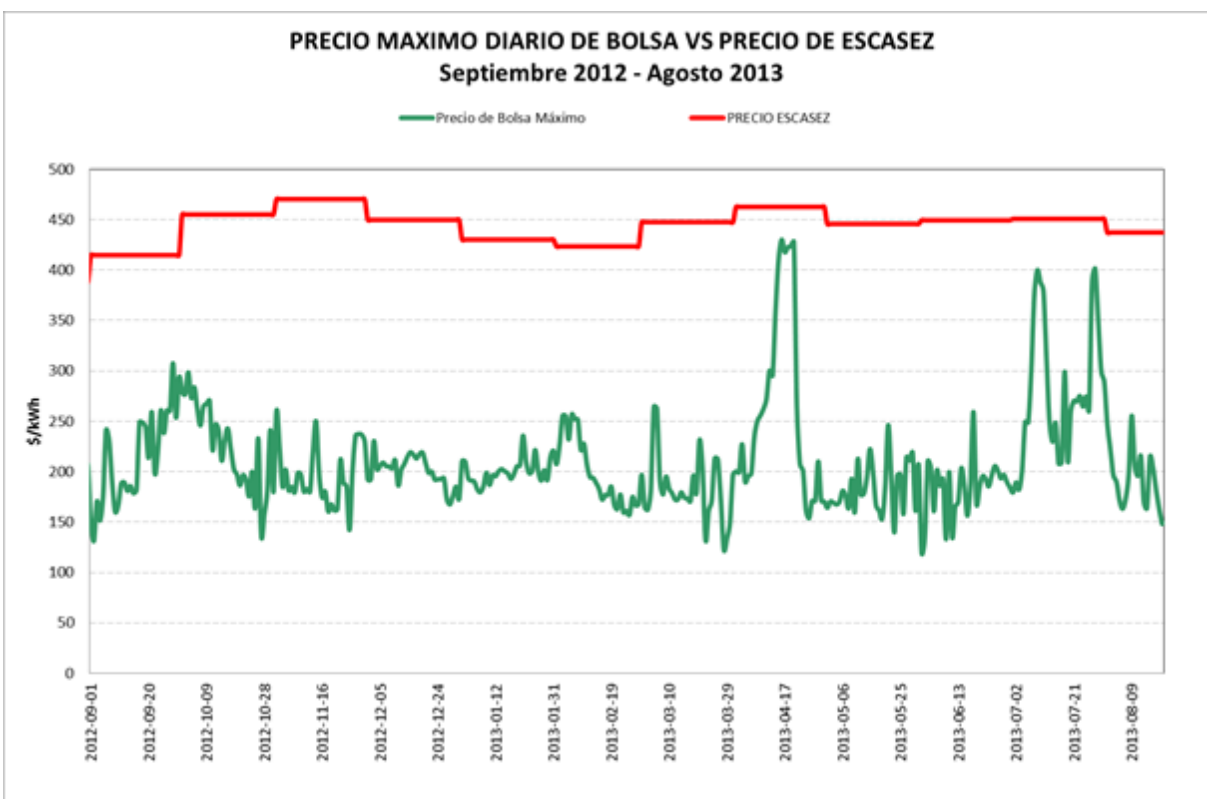


**Gráfico No 24**

El gráfico No 24 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses. Como resultado de la disminución de precios, la función de densidad de los precios de bolsa se concentró entre \$90/kWh y \$170/kWh y presenta un aplanamiento explicado por una desviación estándar elevada.

### 3.2.6 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 25 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses. Para agosto el precio de escasez fue \$437,26/kWh.

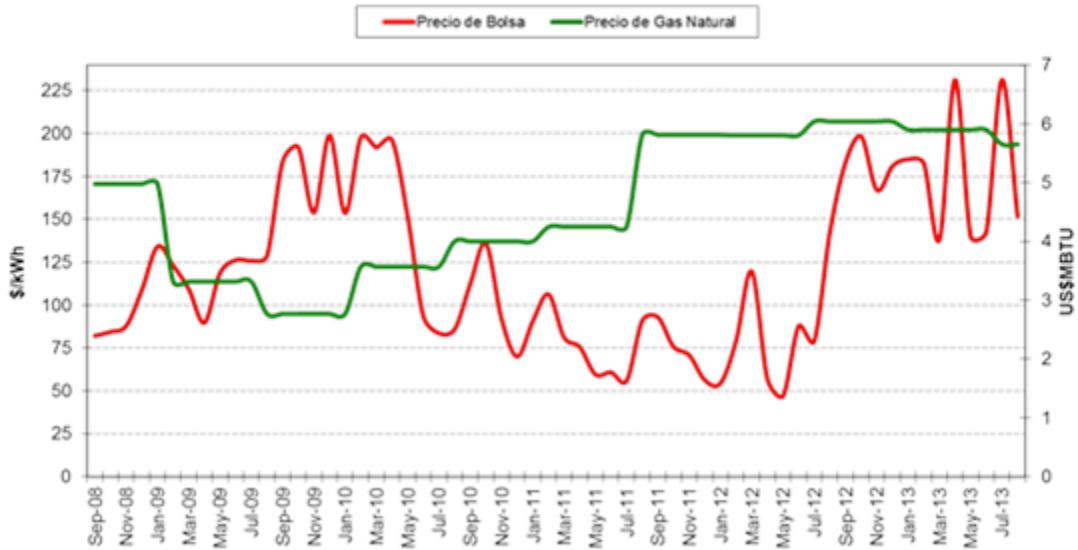


**Gráfico No 25**

### 3.2.7 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

El gráfico No 26 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU.

**PRECIO DE BOLSA VS PRECIO GAS NATURAL  
Septiembre 2008 - Agosto 2013**



**Gráfico No 26**

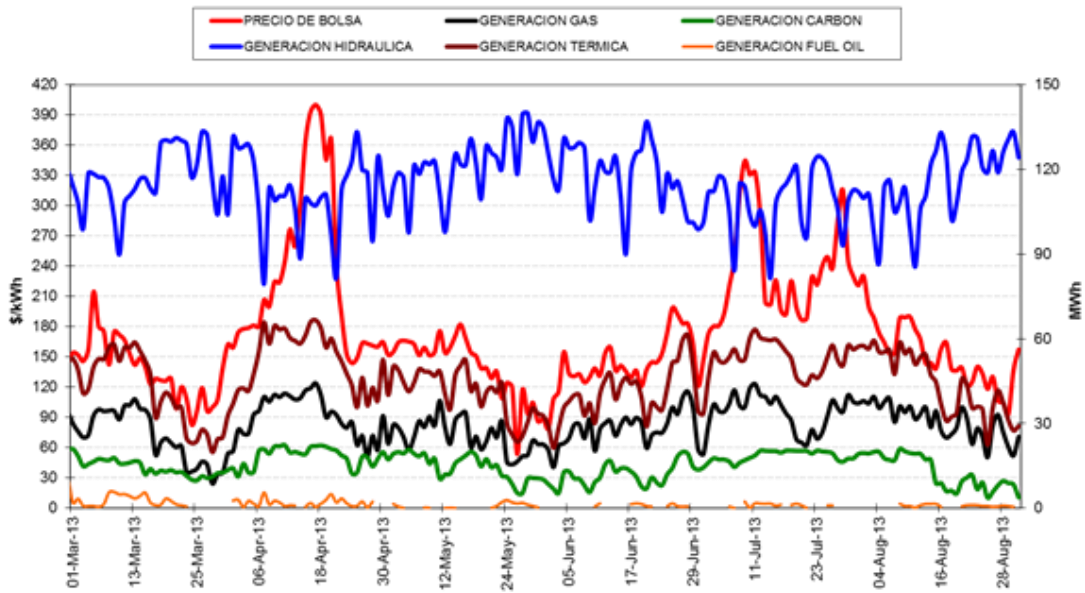
El precio del gas natural en Guajira, que constituye uno de los principales fundamentales en la formación del precio de la energía eléctrica, se mantiene aproximadamente en el mismo nivel regulado desde septiembre de 2011. Es importante seguir muy de cerca el precio de cierre y los volúmenes contratados por los generadores térmicos, que resulten de las próximas negociaciones bilaterales en un marco de libertad, de acuerdo con la nueva regulación en comercialización de gas.

**3.2.8 Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo**

El gráfico No 27 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación diaria en GWh por tipo de tecnología, para los últimos 6 meses.

Con relación a los meses anteriores, en agosto se observa un repunte de la generación hídrica y un descenso en la participación de la térmica, tanto en gas como en carbón.

**PRECIO DE BOLSA VS GENERACIONES POR TIPO  
Marzo 2013 - Agosto 2013**

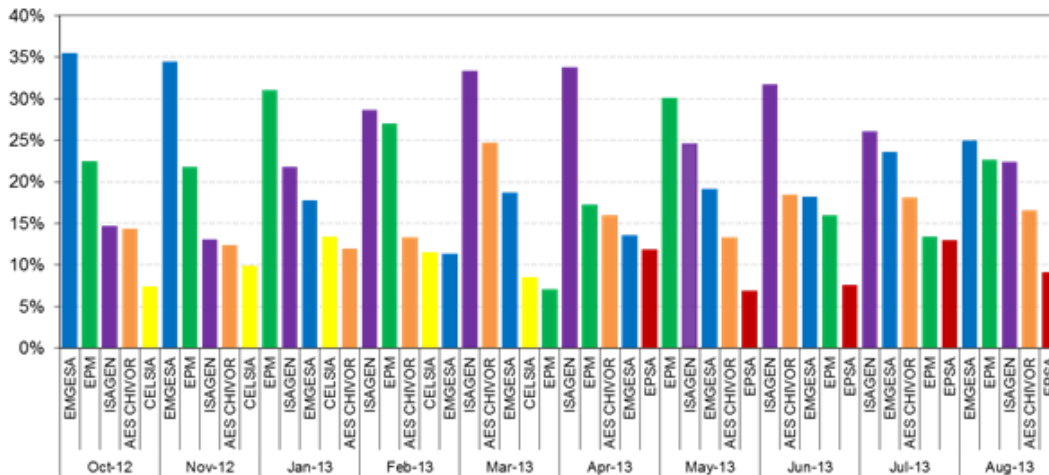


**Gráfico No 27**

### 3.3 Comportamiento de Ofertas

#### 3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa  
Octubre 2012 - Agosto 2013**



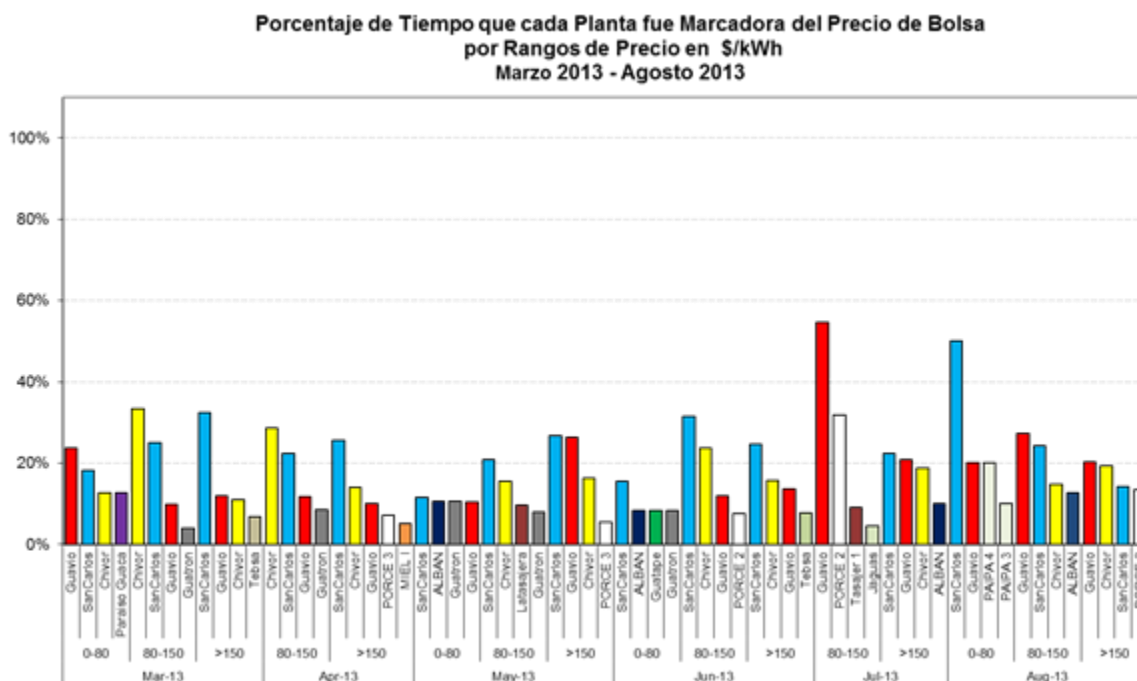
**Gráfico No 28**

El gráfico No 28 presenta en el periodo de los últimos doce meses, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio de bolsa.

En agosto el índice de coincidencias se distribuyó de manera relativamente uniforme entre los tres generadores más grandes. La participación de Chivor, no se encuentra lejos de la de estos tres líderes en la formación de precios. Conjuntamente EPM, Emgesa e Isagen marcaron el precio 70% del tiempo, si se adiciona Chivor, las cuatro empresas marcaron el precio el 86,7% del tiempo.

### 3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 29 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de dos rangos de precios de oferta.



**Gráfico No 29**

Por plantas se destaca el papel de San Carlos y Guavio como marcadoras del precio a distintas horas del día. Dos plantas a carbón marcaron el precio de bolsa en un número importante de horas durante agosto; este fenómeno no es muy común en la historia del MEM.

### **3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad**

El análisis llevado a cabo por el CSMEM en esta sección, está basado en la información recopilada sobre la relación de los precios de oferta de los agentes con respecto al precio de bolsa, la disponibilidad de las plantas y el nivel específico del embalse de cada planta hidráulica.

Se destaca la recuperación de los embalses de Chivor y Guavio en la cordillera oriental, estas plantas alcanzaron niveles críticos en el verano prolongado del primer semestre. En agosto estas plantas ofertaron siguiendo y determinando el precio de bolsa y aun así, lograron acumular embalse hasta niveles de 80% - 90% de su capacidad máxima.

Los recursos de Antioquia se encuentran en niveles menores de embalse y sus estrategias de oferta fueron más variadas. Guatapé en la primera mitad del mes ofertó precios bajos y en la segunda precios altos, por fuera del rango de competencia, presumiblemente para aumentar los niveles de embalse. En el caso de Playas con un nivel de embalse del 100%, es evidente que los vertimientos no tuvieron ninguna relación con su estrategia comercial y fueron ocasionados por los aportes y por la operación continua de Guatapé y Jaguas; la planta ofertó sistemáticamente a precios bajos que aseguraban su despacho. Porce 3 a pesar de un nivel bajo de embalse mantuvo cotizaciones muy competitivas. San Carlos y Porce 2 variaron constantemente sus precios de oferta; en el caso del primero, se observa una intención de seguir los movimientos de la bolsa, lo que presumiblemente explique el papel que cumplió en el indicador de coincidencias.

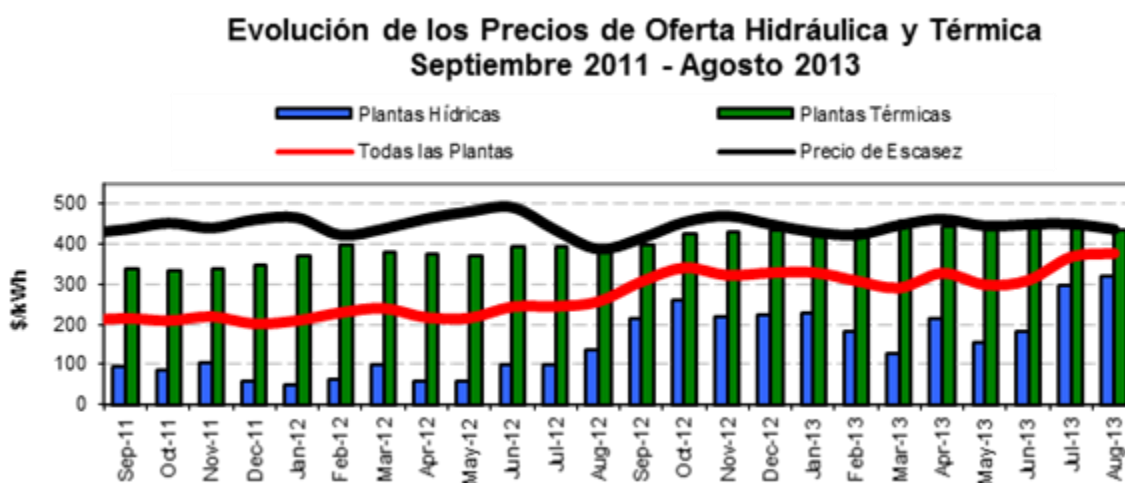
El comportamiento comercial de los generadores térmicos en agosto fue muy similar al observado en meses anteriores; pocas plantas a gas en el rango de precios competitivos (Tebesa y Centro) y la mayoría fuera de los rangos de mérito para el despacho. Este problema, que limita en la práctica la oferta agregada y presiona al alza los precios, está relacionado como se ha insistido, en rigideces estructurales del mercado de gas. Se destacan precios de oferta en Centro a \$100/kWh.

El carbón, en contraste sigue ofreciendo al mercado energía a precios muy eficientes. En el caso de Paipa IV, se reportan ofertas a \$50/kWh, lo que implica que se está trasladando al mercado eléctrico, la reducción en el precio del carbón en el mercado internacional y en consecuencia en los mercados regionales al interior del país. Como se mencionó, los recursos con carbón mostraron índices elevados de coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa.

Desde junio Playas presenta disponibilidad de 67%. Durante una semana Guadalupe-Troneras estuvo totalmente indisponible y la disponibilidad de San Carlos fue 75%. Durante 3 semanas Zipa 2 estuvo indisponible y la disponibilidad de Tebsa durante 2 semanas fue 80%.

### 3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 30 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total, y el precio de escasez, para los últimos 2 años.



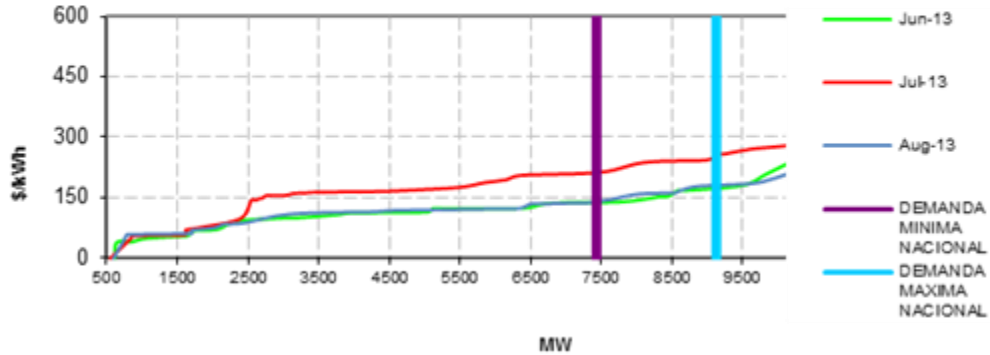
**Gráfico No 30**

Aunque en agosto las ofertas hidráulicas fueron decrecientes, con una reacción paralela en los precios de bolsa, la oferta hidráulica promedio superó la del mes de julio. Del gráfico se observa como la oferta hidráulica a partir de septiembre de 2012 ha mantenido precios elevados y como la oferta térmica también aumentó sus precios, dando por resultado un nivel alto de precios de bolsa.

### 3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 31 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

### CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO

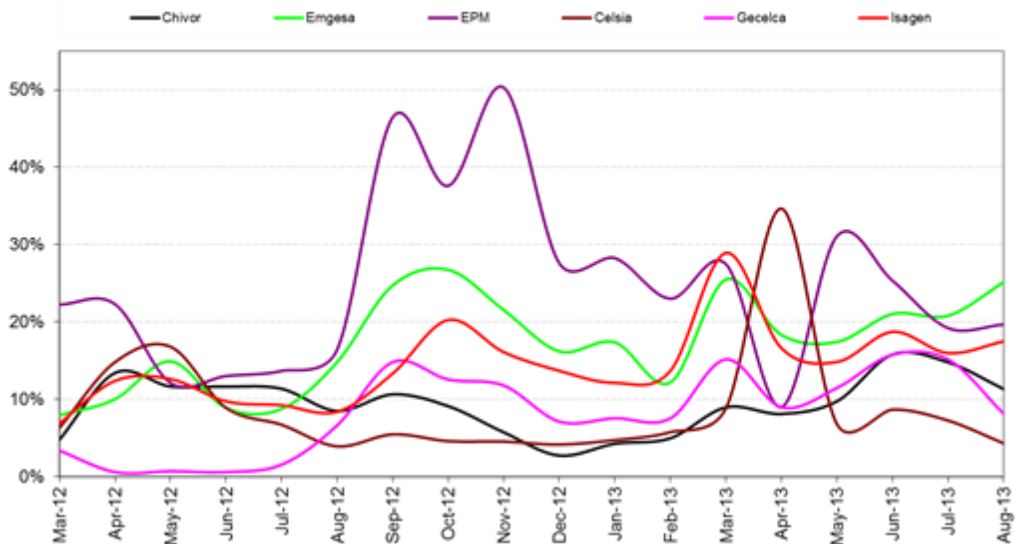


**Gráfico No 31**

La función promedio de oferta en agosto se desplazó hacia abajo con respecto a julio (excepto para demandas muy bajas) y mimetiza el comportamiento observado en junio. La pendiente de la curva es baja, lo que se traduce en un menor poder de mercado para cada agente individual.

### 3.3.6 Índice de Lerner Mensual

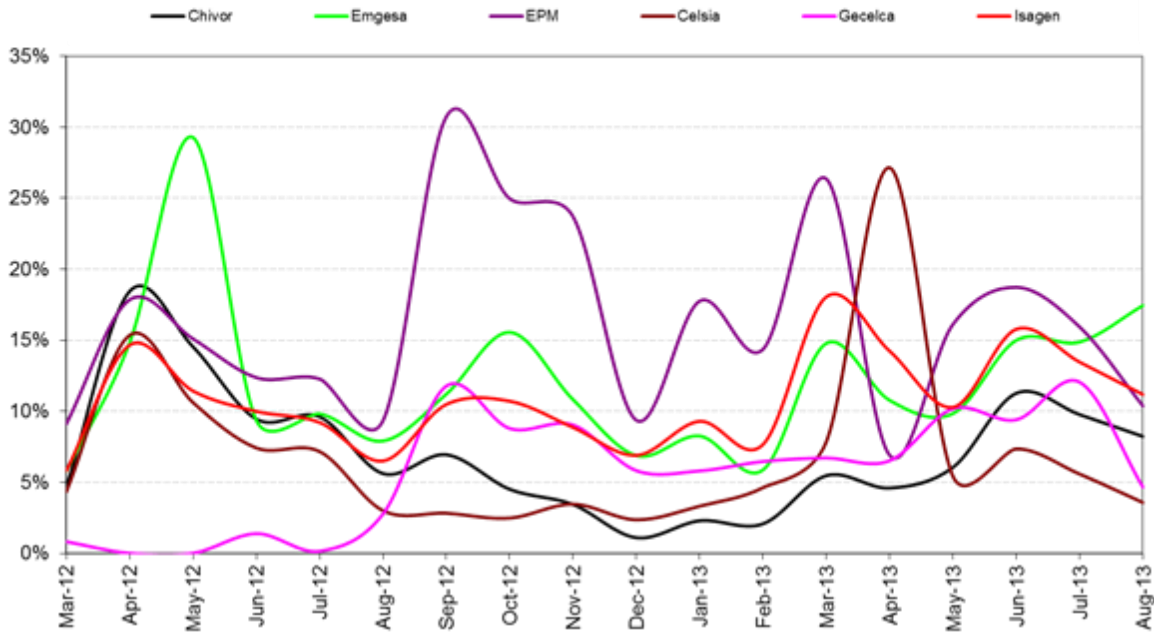
**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta  
Marzo 2012 - Agosto 2013**



**Gráfico No 32-a**



**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media  
Marzo 2012 - Agosto 2013**



**Gráfico No 32-b**

Los gráficos No 32-a y 32-b presentan para los principales agentes del mercado, el índice de poder de mercado Lerner promedio mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual neta (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para los periodos de demanda alta y media, en los últimos diez y ocho meses.

La anterior afirmación sobre la función de oferta promedio se constata en los índices de Lerner para horas de baja y media demanda. En horas de alta demanda los mayores generadores aún ostentan algún grado de poder de mercado sin que alcance niveles críticos.

### 3.3.7 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 33 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta en los últimos diez y ocho meses. Los valores del indicador cercanos a 1,2 corroboran la existencia de algún grado de poder de mercado para esos agentes en horas de demanda alta.

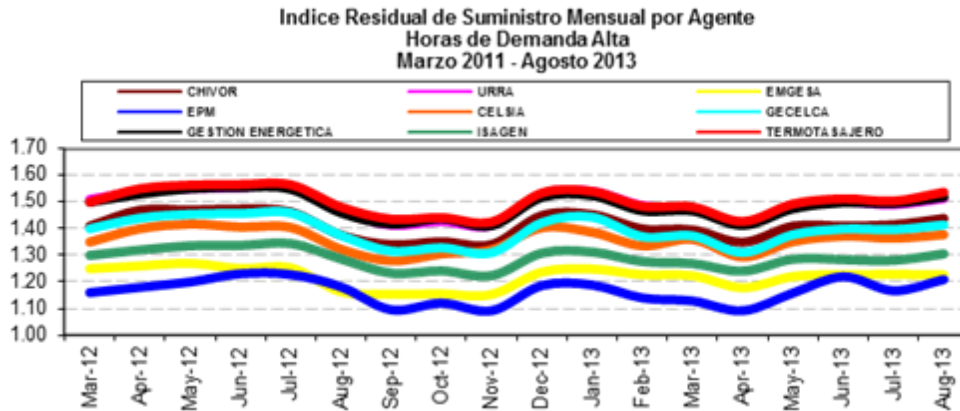


Gráfico No 33

### 3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

#### 3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 34 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema vs el precio de bolsa a precios constantes, para los últimos 48 meses.

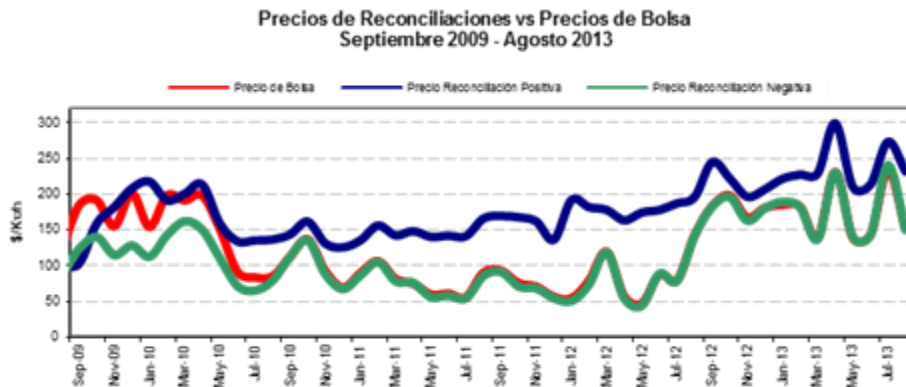


Gráfico No 34

#### 3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 35 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos cuatro años.

### Magnitud De Las Reconciliaciones Positivas y Negativas Septiembre 2009 - Agosto 2013



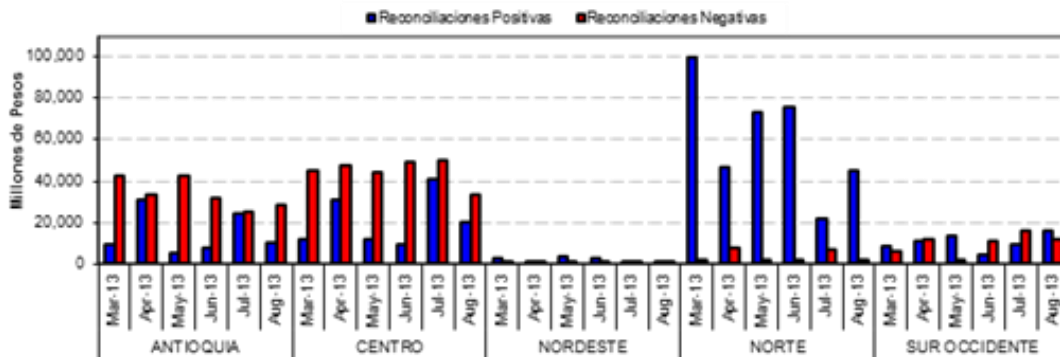
**Gráfico No 35**

Desde septiembre de 2012 la magnitud de las reconciliaciones positivas ha oscilado en el rango entre 300 y 600 MWh, en buena parte debido a los precios altos de bolsa que ubican generaciones de seguridad dentro de mérito. En el 2013 el pico de marzo refleja los diferentes atentados a la red y el de mayo los mantenimientos múltiples en la red de 500 kV y en la de Bolívar a 220 kV.

#### 3.4.3 Costo de Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 36 muestra el costo de las reconciliaciones positivas y negativas por zonas, a nivel mensual, para los últimos seis meses.

#### Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Marzo 2013 - Agosto 2013



**Gráfico No 36**

### 3.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

El gráfico No 37 presenta las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas a nivel mensual, para los últimos 6 meses. En agosto la planta con la mayor participación en reconciliaciones del SIN fue Tebsa.

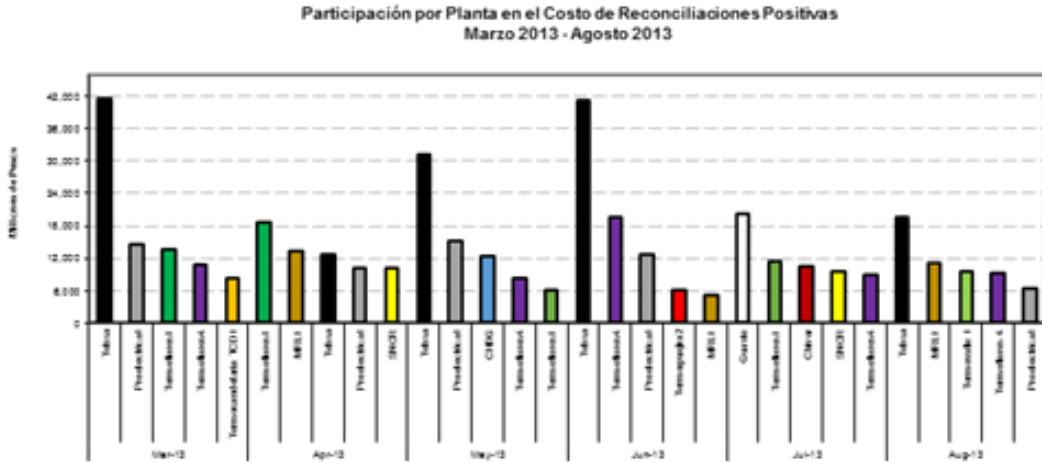


Gráfico No 37

### 3.5 Comportamiento de Restricciones

#### 3.5.1 Generación Fuera de Mérito

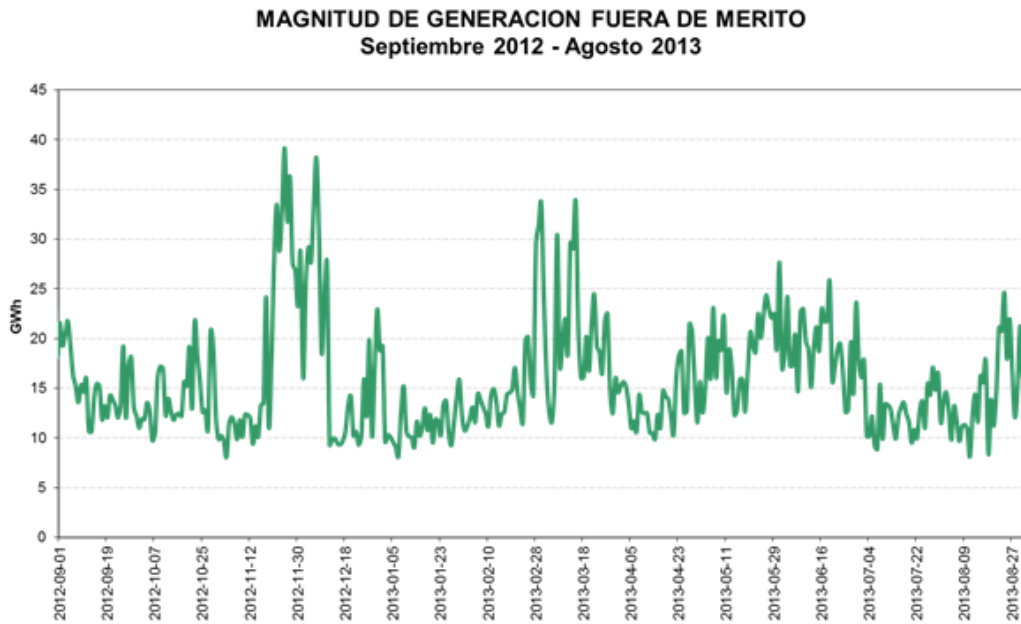
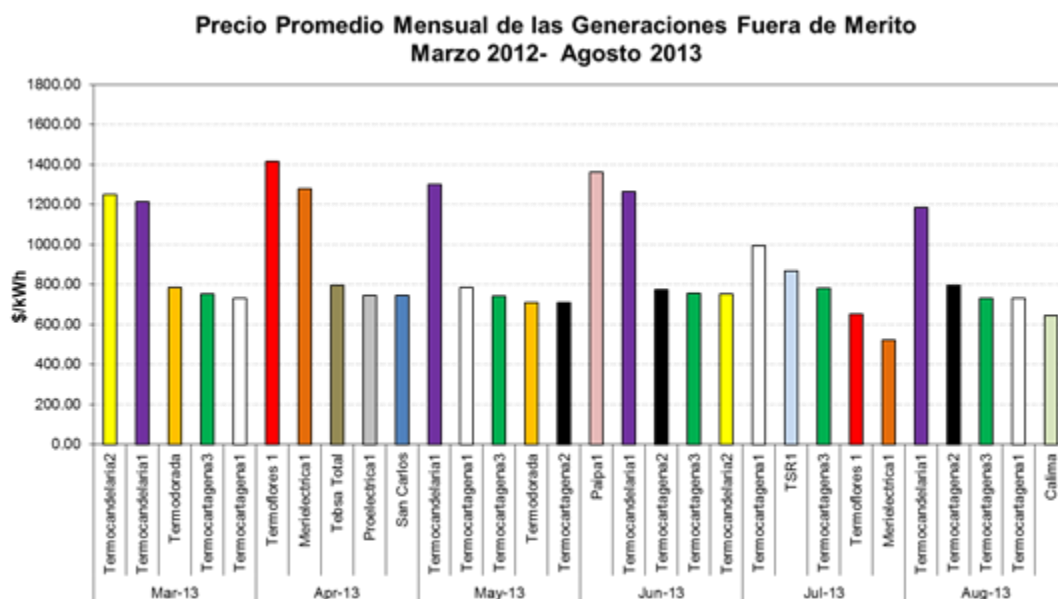


Gráfico No 38

El gráfico No 38 presenta la cantidad de energía diaria (GWh/día) generada fuera de mérito en los últimos doce meses.

### 3.5.2 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

El gráfico No 39 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses. En Termo-Candelaria el precio de la generación fuera de mérito alcanzó los \$1.200/kWh.



**Gráfico No 39**

### 3.5.3 Costo Mensual de Restricciones

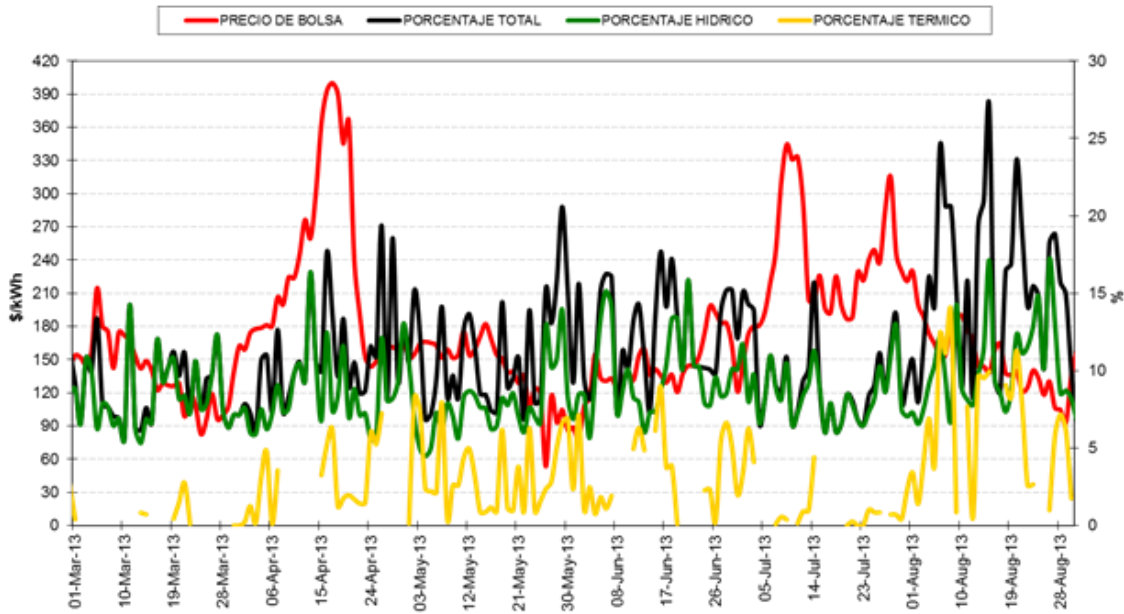
El gráfico No 40 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años. En agosto el costo de las restricciones fue \$36.456 millones, correspondiendo a un costo unitario de \$7,00/kWh.



**Gráfico No 40**

### 3.5.4 Generación Inflexible como Porcentaje de Demanda

**PRECIO DE BOLSA VS INFLEXIBILIDADES  
Marzo 2013- Agosto 2013**



**Gráfico No 41**

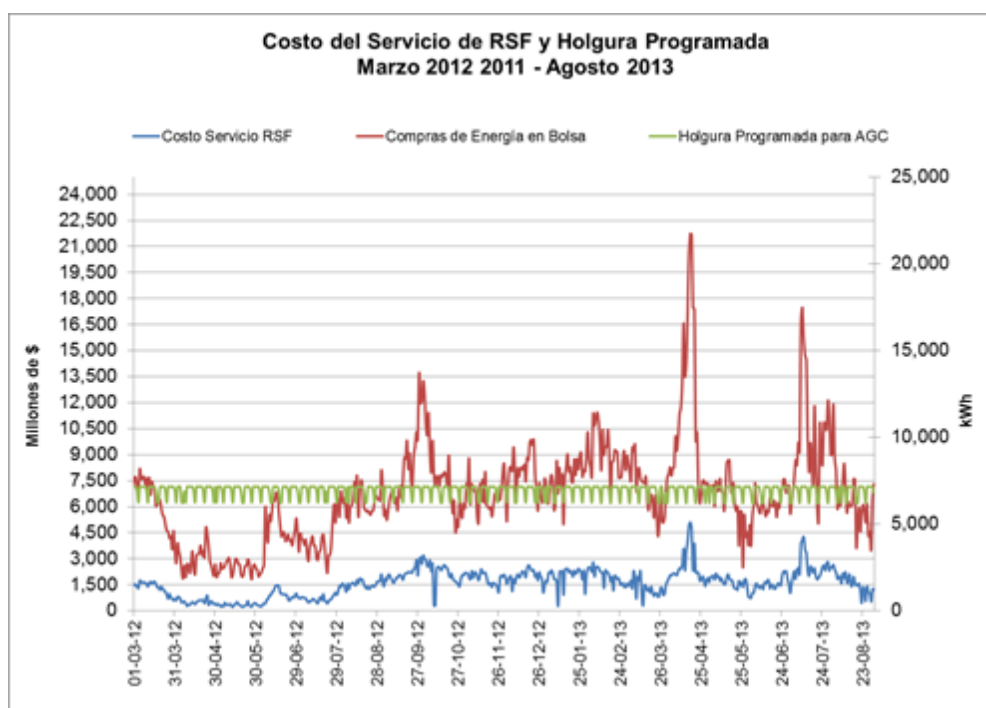
El gráfico No 41 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación inflexible diaria, expresados como porcentaje de la demanda, para los últimos 6 meses.

En agosto con la disminución de los precios de bolsa, sucedió un aumento importante de las generaciones inflexibles que alcanzaron hasta el 28% de la demanda del SIN. También es claro que el mayor incremento de inflexibilidades se dio en la generación térmica.

### 3.6 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

#### 3.6.1 Costo Diario del Servicio de RSF y Holgura Programada

El gráfico No 42 presenta a nivel diario el costo del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia SRSF en pesos, el valor de las compras de energía en bolsa y el valor diario de la holgura programada para AGC (HO), en MWh-día.

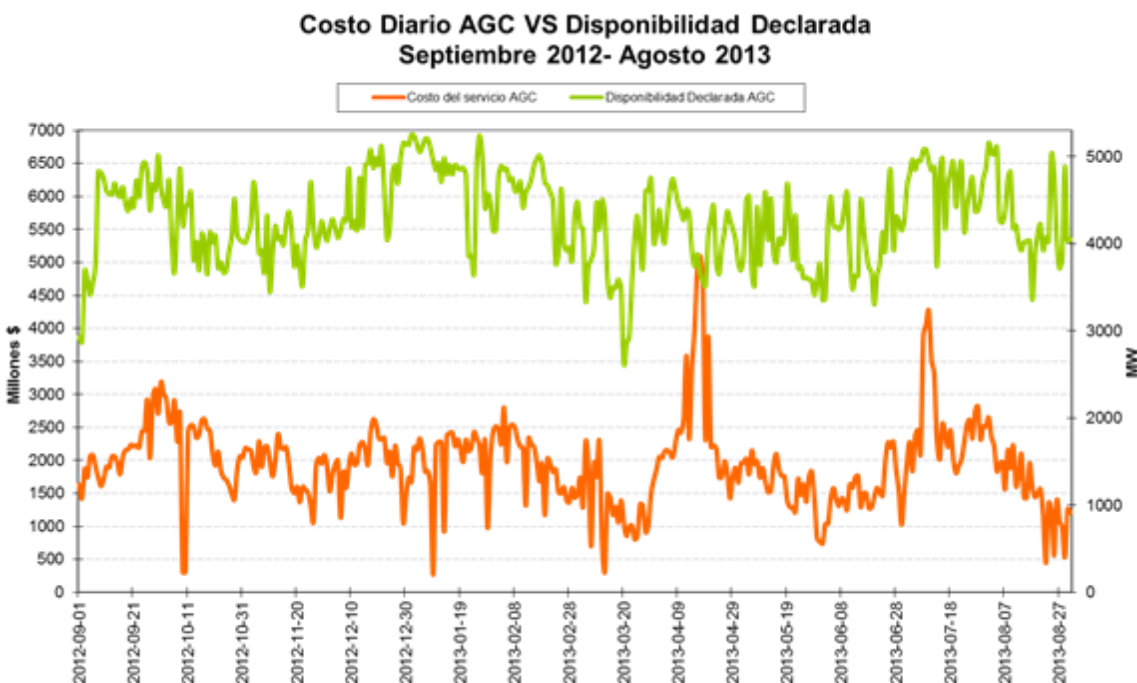


**Gráfico No 42**

El costo diario del servicio de regulación de frecuencia presenta una correlación directa con el monto de las transacciones de energía en bolsa.

### 3.6.2 Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada

El gráfico No 43 presenta a nivel diario el costo del servicio de AGC en millones de pesos y la disponibilidad comercial declarada en MW para este servicio, para los últimos doce meses.



**Gráfico No 43**

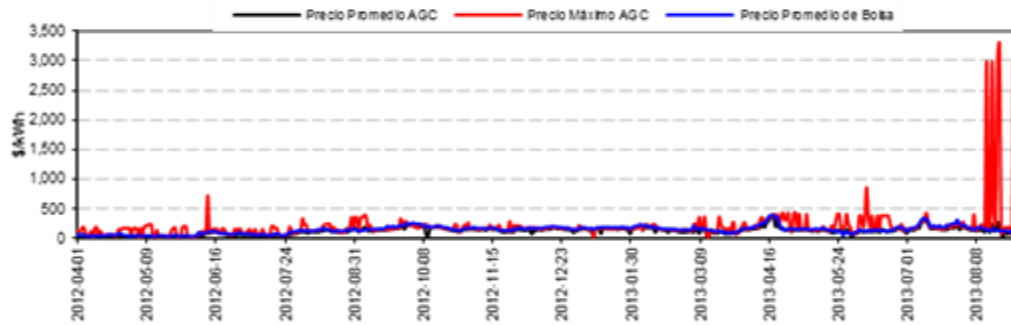
### 3.6.3 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

El gráfico No 44 presenta a nivel diario, el valor promedio diario y el valor máximo horario del precio del AGC (PRAGC), y el precio promedio diario de Bolsa, en \$/kWh, para los últimos 18 meses.

Se observa como en agosto el precio máximo del servicio de AGC estuvo alrededor o sobrepasó los \$3.000/kWh; sin embargo, estos precios máximos no representaron incrementos importantes en el precio medio del servicio, indicando que las cantidades suministradas a ese precio fueron relativamente pequeñas. No obstante lo anterior, para el CSMEM estos precios máximos son incompatibles con un valor razonable del costo real del servicio prestado y podrían involucrar prácticas de ejercicio de poder de mercado.



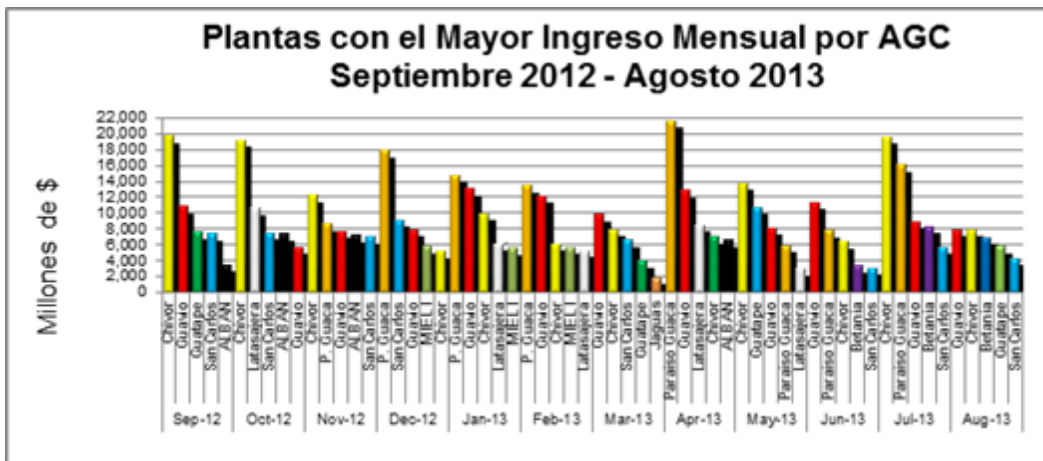
**PRECIO DEL AGC VS PRECIO DE BOLSA**  
**Abril 2012 - Agosto 2013**



**Gráfico No 44**

**3.6.4 Servicio de AGC por Planta**

El gráfico No 45 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

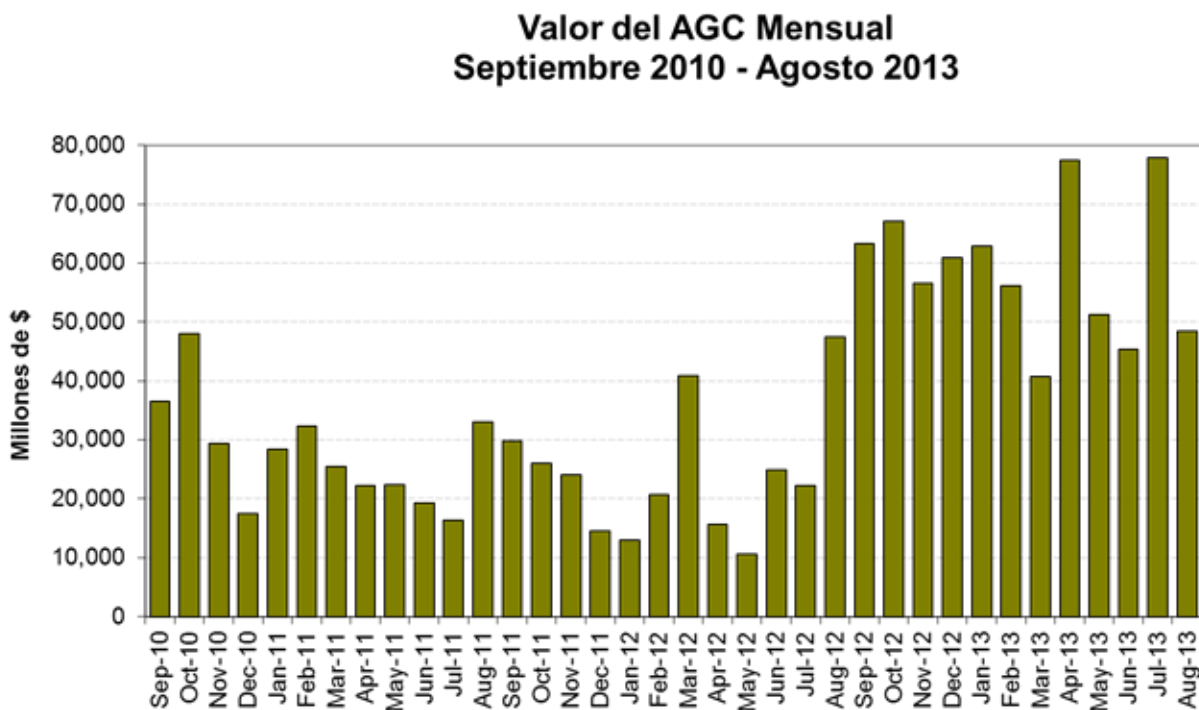


**Gráfico No 45**

En agosto los ingresos por AGC se distribuyeron en forma homogénea entre Guavio, Chivor, Betania, Guadalupe y San Carlos, sin existir un predominio marcado por alguna planta como ha sido normal en los meses anteriores.

### 3.6.5 Costo Mensual del Servicio de RSF

El gráfico No 46 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.



**Gráfico No 46**