

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 73 – 2012

INTRODUCCION DE UN NUEVO INDICADOR PARA MONITOREAR LA EVOLUCION DEL PODER DE MERCADO EN EL MEM - PARTE I

Preparado por:

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

Bogotá, Septiembre 23 de 2012

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	INTRODUCCIÓN DE UN NUEVO INDICADOR PARA MONITOREAR LA EVOLUCIÓN DEL PODER DE MERCADO EN EL MEM – PARTE I.....	2
2.1	INTRODUCCIÓN	2
2.2	DEFINICIÓN DEL INDICADOR	4
2.3	METODOLOGÍA.....	6
2.3.1	<i>Estimación de costos marginales por planta.....</i>	<i>6</i>
2.3.2	<i>Compilación de la Información del mercado (Bases de XM).....</i>	<i>7</i>
2.3.3	<i>Procedimiento de cálculo de mercado por ofertas</i>	<i>7</i>
2.3.4	<i>Procedimiento de cálculo de mercado por costos marginales</i>	<i>7</i>
2.3.5	<i>Estimación del indicador de Margen Bruto Ponderado MBP.....</i>	<i>7</i>
2.4	RESULTADOS	8
2.5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	11
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	12
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	12
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	<i>12</i>
3.1.2	<i>Demanda del Sistema.....</i>	<i>12</i>
3.1.3	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía.....</i>	<i>13</i>
3.1.4	<i>Aportes Hídricos Agregados</i>	<i>14</i>
3.1.5	<i>Vertimientos.....</i>	<i>15</i>
3.1.6	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	<i>15</i>
3.1.7	<i>Desviación del Despacho Ejecutado Respecto al Programado.....</i>	<i>16</i>
3.1.8	<i>Nivel de los Embalses</i>	<i>18</i>
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	18
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>18</i>
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>19</i>
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos.....</i>	<i>19</i>
3.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación.....</i>	<i>20</i>
3.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	<i>21</i>
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	<i>22</i>
3.2.7	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural.....</i>	<i>22</i>
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	23
3.3.1	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	<i>23</i>
3.3.2	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica.....</i>	<i>24</i>
3.3.3	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	<i>25</i>
3.3.4	<i>Índice de Lerner Mensual</i>	<i>25</i>
3.3.5	<i>Índice Residual de Suministro.....</i>	<i>26</i>
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	27
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	<i>27</i>
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas.....</i>	<i>28</i>
3.4.3	<i>Reconciliaciones Positivas sin AGC por Planta.....</i>	<i>28</i>
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	29
3.5.1	<i>Generación Fuera de Mérito.....</i>	<i>29</i>
3.5.2	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito.....</i>	<i>30</i>
3.5.3	<i>Costo Mensual de Restricciones.....</i>	<i>30</i>
3.6	MERCADO DE CONTRATOS.....	31
3.6.1	<i>Precio Promedio de Contratos.....</i>	<i>31</i>
3.6.2	<i>Distribución del Precio de Contratos.....</i>	<i>32</i>
3.6.3	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida.....</i>	<i>32</i>

3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	33
3.7.1	<i>Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada.....</i>	33
3.7.2	<i>Servicio de AGC por Planta.....</i>	34
3.7.3	<i>Distribución del Servicio de AGC</i>	34
3.7.4	<i>Costo Mensual del Servicio de RSF.....</i>	35
3.8	INDICADORES OPERATIVOS.....	36
3.8.1	<i>Mantenimientos de Generación por Agente</i>	36
3.8.2	<i>Consignaciones de Transmisión por Agente</i>	37

Resumen Ejecutivo

En este informe el CSMEM propone incorporar en su sistema de monitoreo del mercado mayorista un nuevo indicador que mide la magnitud de las rentas infra-marginales en cada hora del despacho. El indicador fue diseñado por expertos de seguimiento del mercado de New England y se presentó en la pasada reunión del EISG en Cambridge, Massachusetts. Como el índice de Lerner, este indicador se basa en la desviación entre el precio y el costo marginal de generación (expresado como proporción del precio).

No obstante, con el nuevo indicador, basado en el margen bruto ponderado, el mark up de las plantas infra-marginales también se considera en el índice y por lo tanto captura elementos que no tiene en cuenta el índice de Lerner, en el cual solo importa el poder de mercado del agente marginal. El índice, denominado en este informe Margen Bruto Ponderado (MBP), se estima comparando índice el mark up entre precio y costos marginales que resulta de dos modelos alternativos de despacho: por precios de oferta y por costos marginales.

En este informe se presentan apenas unos pocos ejemplos para algunas horas de despacho. El cálculo del índice para toda la serie histórica se presentará en un próximo informe del CSMEM, cuando se depure la metodología para estimar los costos marginales y se diseñe un algoritmo que permita sistematizar la estimación del índice.

De los resultados analizados se desprende que el índice efectivamente introduce nueva información para el monitoreo del mercado. Por otra parte, los cálculos aún preliminares, indican que en períodos de hidrologías normales, los precios de oferta de los agentes se desvían considerablemente del costo marginal, lo que permite generar rentas infra-marginales superiores a las que se obtendrían en un mercado de competencia perfecta. También muestran los resultados, que con hidrologías abundantes, como las que caracterizaron la Niña pasada, el mercado es perfectamente competitivo y los agentes ofertan a costo marginal.

La segunda parte de este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en el mes de agosto. El crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual fue 2.7%, por debajo de la dinámica de la actividad económica en el último año. La generación creció 3.8% con respecto al mismo mes del año anterior, aumentando la participación de la generación térmica, tanto a carbón como a gas, en previsión a los efectos del calentamiento iniciado en el Pacífico tropical; no obstante, la generación por

tipo correspondió a 74.2% hidráulica, 19.9% térmica y 5.9% para menores y cogeneradores.

En agosto, tal como ocurre desde mayo, los aportes hídricos se ubicaron muy cerca de los promedios históricos, a pesar de ello, en los dos últimos meses se reportaron vertimientos en Chivor y Guavio. Al final del mes el nivel agregado de los embalses correspondió al 86.0% de la capacidad útil.

El margen de reserva fue de 24%, correspondiente con el aumento de la demanda y la reducción de la disponibilidad comercial del sistema, generando estrés en la formación de precios de bolsa.

A pesar de niveles muy elevados en los embalses, los precios de bolsa se incrementaron sustancialmente en todas las horas del día, siendo su valor promedio \$139,22/kWh, comportamiento que puede estar asociado a las expectativas de un próximo Niño hacia finales del año. Dichos precios se situaron a niveles record en la historia reciente del mercado, solo comparable a los que se alcanzaron en agosto del 2009 en pleno Niño y con niveles de embalse muy inferiores a los actuales.

Las estrategias de oferta de las plantas hidráulicas durante agosto no es fácil de entender, algunos recursos con niveles muy elevados de embalse constantemente enviaron ofertas a precios bajos, no obstante, se observaron otros casos con reservas elevadas y precios de oferta altos. Las ofertas de las plantas térmicas presentaron una alta volatilidad, presumiblemente asociada a la baja contratación en firme de gas para el sector eléctrico. En agosto la indisponibilidad del parque generador fue importante.

Como resultado de las estrategias de oferta, el precio de oferta del mercado se aumentó para todos los rangos de consumo y la curva se hizo más elástica pero consistentemente en valores más altos. La mayor elasticidad, mitiga el poder de mercado y los agentes tienen menores incentivos para elevar su precio de oferta, pero sobre una base mayor impuesta por el mercado en su conjunto.

El índice residual de suministro presentó disminución y no parece concordante con la tendencia del índice de Lerner, pudiera estar influenciada por la disminución de la disponibilidad comercial de los recursos de generación en el mercado.

En agosto el precio promedio de las reconciliaciones positivas presentó niveles de orden similar a los del Niño 2009-2010, la generación fuera de mérito disminuyó respecto a julio y el costo unitario de las restricciones fue 6.8 \$/kWh.

El costo del servicio de AGC se incrementó en forma considerable, lo cual pudiera explicarse en el alto precio de bolsa y la limitación para efectuar regulación en las plantas hidráulicas debido a los niveles altos de embalse. Por otra parte, a final de mes la disponibilidad comercial del servicio tuvo una caída importante lo cual ocasionó una elevación mayor del precio. El costo total del servicio de agosto presentó un incremento del 100% con respecto al mes de julio.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Introducción de un nuevo indicador para monitorear la evolución del poder de mercado en el MEM – Parte I, b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de agosto del 2012.

a) Introducción de un Nuevo Indicador para Monitorear la Evolución del Poder de Mercado en el MEM – Parte I

El CSMEM propone incorporar para el monitoreo del mercado mayorista un nuevo indicador que mide la magnitud de las rentas infra-marginales en cada hora del despacho. Como el índice de Lerner, este indicador se basa en la desviación entre el precio y el costo marginal de generación (expresado como proporción del precio).

El nuevo indicador denominado Margen Bruto Ponderado (MBP), está basado en el margen bruto ponderado y considera el mark up de las plantas infra-marginales, por lo tanto captura elementos que no tiene en cuenta el índice de Lerner, en el cual solo importa el poder de mercado del agente marginal.

Se presentan unos pocos ejemplos para algunas horas de despacho. El cálculo del índice para toda la serie histórica se presentará en un próximo informe del CSMEM, cuando se depure la metodología para estimar los costos marginales y se diseñe un algoritmo que permita sistematizar la estimación del índice.

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 2012, un comportamiento que merece destacarse.

2 Introducción de un Nuevo Indicador para Monitorear la Evolución del Poder de Mercado en el MEM – Parte I

2.1 Introducción

La generación eléctrica en el mercado mayorista colombiano se puede caracterizar, en términos de la teoría de la organización industrial, como un oligopolio. Aun cuando al mercado concurre un número importante de agentes (16), en la práctica solo 6 agentes participan con el 82% de la capacidad de generación y solo dos explican un 42%¹. En términos de estructura, con relación a otros sectores de la economía, el mercado no parece excepcionalmente concentrado. En efecto el índice de Herfindhal – Hirshman (HHI) se ubica en 1.397, no muy lejos del umbral de 1.000 que, para efectos de política de competencia, se considera un nivel suficientemente bajo, para que en principio se descarten eventuales posiciones de dominio².

Tabla No 1 – Índice HHI

Agente	Capacidad instalada (MW)	Participación	Acumulado
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	3.122	22,7%	22,7%
EMGESA S.A E.S.P	2.752	20,0%	42,8%
ISAGEN S.A. E.S.P.	2.084	15,2%	57,9%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. ESP	1.201	8,7%	66,7%
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. "EPSA E.S.P."	1.097	8,0%	74,6%
AES CHIVOR & CÍA S.C.A. E.S.P.	1.000	7,3%	81,9%
CELSIA S.A E.S.P	779	5,7%	87,6%
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P	338	2,5%	90,1%
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	321	2,3%	92,4%
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P	312	2,3%	94,7%
EMPRESA DE GENERACION DE CALI S.A. E.S.P.	229	1,7%	96,3%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	216	1,6%	97,9%
TERMOTASAJERO S.A E.S.P	155	1,1%	99,0%
PROELECTRICA & CIA S.C.A. E.S.P	90	0,7%	99,7%
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	30	0,2%	99,9%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	13	0,1%	100,0%
Total	13.739		
HHI	1.397		

Como ha constatado el CSMEM en su ejercicio de monitoreo del MEM en los últimos 6 años, el poder de mercado que ostentan los diferentes agentes varía considerablemente en función de las condiciones operativas y los aportes hídricos. Cuando el sistema presenta bajos niveles de indisponibilidad en las plantas de generación y en la red de transmisión, el nivel de embalses es elevado y los aportes hídricos superan los históricos, el poder de mercado es bajo y los precios que arroja el

¹ Si se considera la participación de Celsia en EPSA, el 80% se alcanza con 5 agentes.

² El poder de mercado y la posición dominante determinan la capacidad de determinado participante del mercado de establecer unilateralmente las condiciones (de precio) en el mercado.

MEM son eficientes y cercanos a los que se obtendrían bajo condiciones de competencia perfecta. En contraste, en épocas de hidrologías críticamente bajas o cuando se enfrentan restricciones técnicas en el sistema, el poder de mercado de algunos agentes puede ser efectivamente elevado y los precios observados se pueden apartar del referente de competencia.

Esta característica es propia de los mercados eléctricos en el mundo, aún en países en los que la exposición a los ciclos hidrológicos es baja. En efecto, en mercados nodales cualquier alteración en la demanda o en las condiciones de las redes y equipos de generación, se traducen en situaciones donde un número bajo de operadores está en condiciones de definir el precio del mercado en forma unilateral. Dicho de otra forma, las condiciones del mercado pueden otorgar una posición pivotal a determinados agentes.

Una de las principales funciones de la supervisión del mercado es entonces, controlar los comportamientos en períodos en los cuales los agentes efectivamente ostentan un poder de mercado elevado. En períodos de verano prolongados, el precio debe incorporar la señal de escasez de energía y elevarse. Es precisamente esta capacidad del mercado de trasladar a los consumidores el verdadero costo de la energía, lo que hace que un mercado en competencia como el colombiano, sea más eficiente que mercados guiados por precios administrados. No obstante, como ha mostrado la experiencia internacional y se ha documentado en numerosos estudios teóricos y empíricos, las rentas (ineficiencias asignativas), que se pueden crear por fallas en los niveles de competencia en los mercados eléctricos, pueden ser importantes y se deben mitigar.

El CSMEM ha monitoreado la evolución del poder de mercado desde su creación con dos indicadores alternativos: el índice de Lerner, derivado de la demanda residual que enfrenta cada agente cuando concurre a la bolsa y el índice residual de suministro que estima la cobertura de la demanda, excluyendo la capacidad del agente objeto de análisis.

En la reunión de las agencias de seguimiento de mercados mayoristas (EISG) realizada en Cambridge Massachusetts, el operador del mercado de New England planteó una propuesta alternativa para medir el poder de mercado. El objeto de este informe es presentar el indicador y unos primeros cálculos para el MEM en Colombia.

En una segunda parte se presentarán los cálculos de la evolución histórica del índice. Se busca incorporar este nuevo indicador para complementar el análisis del poder de mercado por parte del CSMEM.

2.2 Definición del Indicador

El Margen Bruto Ponderado (MBP), fue desarrollado por Parviz Alivand, analista senior del grupo interno de monitoreo del operador del mercado eléctrico de New England³. Este indicador se basa en las rentas infra-marginales que se generan en un período determinado del despacho. El indicador está orientado a medir la intensidad de la competencia mediante una comparación de los resultados en materia de precios spot entre un mercado basado en ofertas y otro hipotético, basado en costos marginales.

Las rentas infra-marginales que se generan en un mercado como el colombiano, donde todas las plantas que entran en mérito reciben el precio ofertado por la planta marginal, no son ineficientes en términos de asignación de recursos. En esta configuración del mercado el usuario paga el costo marginal de generación, lo cual es eficiente y las plantas de generación con costos inferiores a la que despejó el mercado, capturan una renta asociada a la diferencia entre precio de bolsa y costo marginal. Las rentas infra-marginales entonces, permiten recuperar los costos de capital de la generación y entregan una señal de largo plazo para los inversionistas y la expansión del sistema.

Si bien estas rentas no son ineficientes, es interesante comparar su magnitud entre un mercado basado en ofertas libremente fijadas por los generadores, con las que se obtienen en un mercado donde se despacha en función estricta de los costos marginales. La comparación revela información importante. En un mercado de ofertas, como el colombiano, los agentes pueden asumir comportamientos estratégicos para maximizar sus utilidades y de esta forma, desvían su precio de oferta del costo marginal.

En un mercado perfectamente competitivo, en ausencia de poder de mercado, la racionalidad económica implica que cada agente oferta a un precio idéntico al costo marginal. De esta forma, la comparación de las rentas infra-marginales entre estos dos mercados, ofertas y costos marginales, otorga indicios del nivel de competencia y poder de mercado de los agentes. Entre mayor sea la diferencia entre los márgenes

³Market Share Weighted Average Gross Margin (MSWGM) as a new Performance Measure. Parviz Alivand. ISO New England. Presentado ante el EISG en el Charles Hotel, Cambridge, MA. Mayo 2012.

estimados entre uno y otro mercado, mayor es el poder de mercado que ostentan los agentes.

El indicador se basa en el margen entre precio del mercado y costo marginal tal y como lo hace el índice de Lerner. No obstante es importante señalar que en el índice de Lerner solo importa el poder de mercado que enfrenta la planta o agente marginal. En el indicador de Margen Bruto Ponderado (MBP) importan las rentas que obtienen todas las plantas, aún las infra-marginales. Esta diferencia es importante, porque como se discutió en un informe anterior del CSMEM, las estrategias de precios de oferta también pueden trazarse objetivos de maximización para plantas infra-marginales.

El indicador Margen Bruto Ponderado por Participación en el Mercado (MBP) se puede expresar de la siguiente manera:

$$MBP_{mc} = \sum_{i=1}^n \theta_i \times \frac{P_{mc} - MC_i}{P_{mc}}$$

$$MBP_{of} = \sum_{i=1}^n \theta_i \times \frac{P_{of} - MC_i}{P_{of}}$$

$$MBP = MBP_{of} - MBP_{mc}$$

Donde los subíndices mc y of, se refieren a la estimación del equilibrio de los mercados basados en costo marginales y ofertas respectivamente; i es el subíndice de cada una de las n plantas que entraron por méritos al despacho en cada uno de los mercados; θ_i es la participación de la energía suministrada por la planta i en esa hora de despacho; P es el precio que despeja el mercado; MC_i el costo marginal de la planta i. Se calculan así los márgenes brutos ponderados por participación en el mercado, para el mercado de costos marginales y ofertas, MBP_{mc} y MBP_{of} . Finalmente, el índice global se obtiene como el diferencial entre estos dos márgenes.

Es importante mencionar que el foco de atención del análisis es la evolución de la diferencia de estos márgenes y no su nivel absoluto. Lo anterior se debe a que, en el cálculo de los costos marginales es necesario incurrir en supuestos que pueden no reflejar con precisión la estructura que efectivamente enfrentan los agentes en cada una de sus plantas. La información de costos es información privada y el regulador, o quien monitorea el mercado, enfrenta un problema de asimetría de información. Estos problemas, sin embargo, se tornan de segundo orden cuando se analiza la diferencia entre márgenes porque una parte de los errores en la medición de costos se compensa, mitigando el problema de información asimétrica.

2.3 Metodología

Los resultados que se presentan en este informe son preliminares y parciales. Preliminares porque se basan en una serie de supuestos que el CSMEM revisará y perfeccionará para el cálculo del índice definitivo de monitoreo. Parciales porque aún no se ha concluido la programación del algoritmo que permita estimar el indicador horario para una serie larga que comprenda su evolución en los últimos años de operación del mercado. El interés de este informe es presentar el indicador y recibir retroalimentación de los agentes interesados. En la segunda parte se incluirá la serie completa y se depurará la metodología de cálculo.

La metodología se puede describir con los siguientes pasos:

2.3.1 Estimación de costos marginales por planta

2.3.1.1 Hidroeléctricas

- Se tomó el estimador de costo marginal simulado y reportado por XM con el MPODE para cada una de las plantas. En cada mes se utiliza el primer mes proyectado en la simulación realizada el mes anterior. De esta forma el costo marginal, que incorpora el valor del agua embalsada, captura toda la información disponible por XM.
- Se tomó el AOM de la tabla COPAR
- Se sumó el CERE

2.3.1.2 Térmicas

- Se tomaron los referentes de precio de gas en la fecha de la simulación. Antes de las negociaciones con Resolución CREG 118 de 2011, se utilizó como referente Guajira para las térmicas de la Costa, el Magdalena Medio y Termovalle. Cusiana para Termoemcali. A partir de 2012, se utiliza Cusiana como referente de precio para todas las térmicas que no se localizan en la costa.
- Se calcularon los costos de transporte hasta las térmicas. En las del Magdalena Medio se calculó la tarifa de transporte hasta Barrancabermeja.
- Se utilizó el precio del carbón en puerta de planta reportado por la UPME.
- Se utilizaron los factores de Heat Rate suministrados por las térmicas al operador del mercado.
- Se utilizaron estimativos promedio de costos variables de AOM tomados de COPAR.
- Se sumó el CERE

2.3.2 Compilación de la Información del mercado (Bases de XM)

- Precios de oferta por planta para el día bajo análisis
- Disponibilidad comercial por planta (incluida la generación de plantas menores)
- Demanda del mercado para la hora bajo análisis
- Estimación del precio en el mercado de ofertas

2.3.3 Procedimiento de cálculo de mercado por ofertas

- Orden de plantas según precio de oferta
- Acumulación de la disponibilidad comercial hasta alcanzar la demanda horaria del sistema (neta de aporte de plantas menores)
- Identificación del precio de bolsa en el mercado de ofertas (P_{of} ; muy cercano al efectivamente estimado en el despacho)
- Estimación de la participación de cada planta en el despacho (Participación θ_i)
- Estimación del margen bruto absoluto para cada planta ($P_{of} - MC_i$)
- Estimación del margen bruto porcentual para cada planta ($(P_{of} - MC_i) / P_{of}$)
- Cálculo del Margen Bruto en mercado de ofertas MBP_{of} . Suma ponderada de los márgenes brutos. $\theta_i * ((P_{of} - MC_i) / P_{of})$

2.3.4 Procedimiento de cálculo de mercado por costos marginales

- Orden de plantas según costo marginal
- Acumulación de la disponibilidad comercial hasta alcanzar la demanda horaria del sistema (neta de aporte de plantas menores)
- Identificación del precio de bolsa en el mercado de costos marginales (P_{mc} ; teórico)
- Estimación de la participación de cada planta en el despacho (Participación θ_i)
- Estimación del margen bruto absoluto para cada planta ($P_{mc} - MC_i$)
- Estimación del margen bruto porcentual para cada planta ($(P_{mc} - MC_i) / P_{mc}$)
- Cálculo del Margen Bruto en mercado de ofertas MBP_{mc} . Suma ponderada de los márgenes brutos. $\theta_i * ((P_{mc} - MC_i) / P_{mc})$.

2.3.5 Estimación del indicador de Margen Bruto Ponderado MBP

Finalmente se resta el índice de margen del mercado a costos marginales (MBP_{mc}) del índice estimado en el mercado de precios de oferta (MBP_{of}) y se obtiene el indicador general (MBP).

2.4 Resultados

Los siguientes gráficos ilustran los resultados del indicador para las 7:00 PM del 15 de enero del 2009. En el primer gráfico se muestra el equilibrio de un mercado hipotético basado en costos marginales. A esa hora el mercado atendió una demanda de 8.42 GWh, de los cuales 0.24 fueron suministrados por plantas menores. Con la función de oferta estimada a partir de costos marginales, el mercado se despeja en un precio spot de \$92/kWh y los márgenes ponderados, diferencia de precio y costo marginal como proporción del precio, es de 25%.

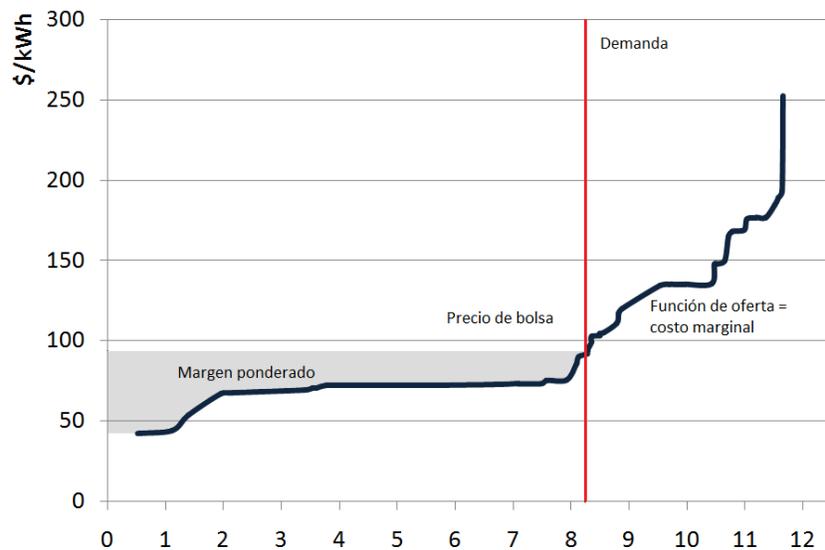


Gráfico No 1

En contraste, si el mercado, como efectivamente lo hace, se despeja con los precios de oferta, el precio de equilibrio es de \$200/kWh y el margen bruto ponderado se eleva a 62%⁴.

⁴ La curva inferior que ilustra los costos marginales no es monótonica (es errática), porque en este caso, la función de oferta se ordena, como sucede en el mercado, por precios de oferta y no necesariamente menores costos marginales se reflejan en menores precios de oferta.

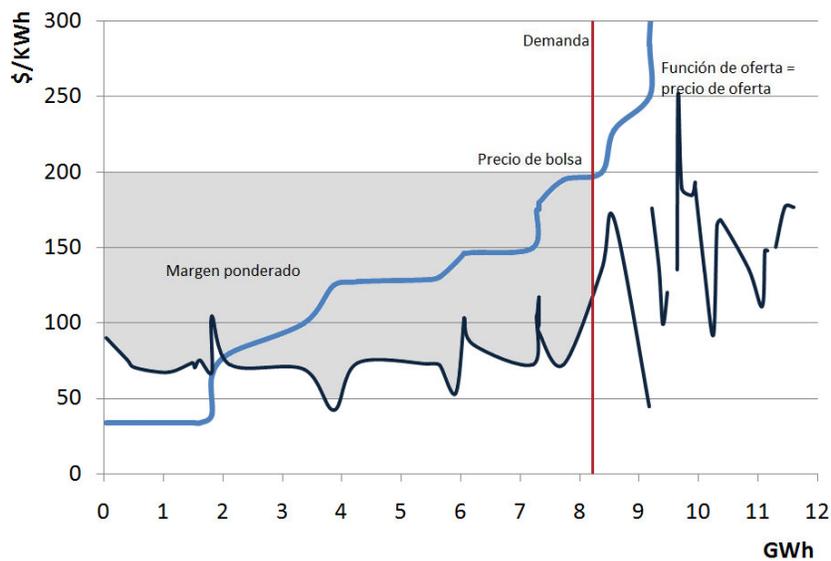


Gráfico No 2

El aumento del margen indica que los agentes perciben en algún grado poder de mercado y asumen comportamientos estratégicos racionales para maximizar sus utilidades. De esta forma, el indicador MBP se sitúa en 37%. Este índice estima, el exceso porcentual de rentas infra-marginales que se derivó del mercado en esa hora y ese día. El resultado del indicador es muy superior a las mediciones en New England, que arrojaron un índice 5.81% entre 2009 y 2011.

A continuación se presentan las estimaciones del índice para los 15 de enero de los últimos cuatro años. Este ejemplo no se puede extrapolar porque los eneros son meses secos con precios de bolsa relativamente altos. No obstante, los resultados permiten extraer algunas conclusiones. En primer lugar, el índice es elevado en el sentido en que las rentas infra-marginales superan considerablemente las que se obtendrían en un mercado competido con ofertas a costo marginal. El índice entonces sugiere que las condiciones de mercado distan de las de competencia perfecta.

En la mediciones de New England, entre 2009 y 2011, las rentas infra-marginales en un mercado basado en costo marginal se elevan hasta un 30% del precio. En Colombia, presumiblemente por la alta participación hidroeléctrica, están rentas se promedian en 12%. Lo anterior no quiere decir que el costo marginal sea menor en Colombia, lo que indica es que la función de oferta basada en costos es más plana, en el sentido en que los diferenciales entre la planta marginal y las infra-marginales, no son tan acentuados como en los mercados basados en plantas térmicas. La pendiente de la curva de oferta de costos marginales, en un sistema hidráulico, es mucho más sensible al régimen de lluvias. Cuando el despacho se pueda atender exclusivamente con recursos

hidroeléctricos, la curva de costos marginales del sistema es muy plana, lo que lleva implícito rentas infra-marginales en bajas en condiciones de eficiencia.

En contraste, las rentas infra-marginales estimadas sobre los precios de oferta, son muy superiores en Colombia. En promedio en el mercado de New England se estimó para estos tres años un MBP del 36%, mientras que el promedio para los días simulados en este ejercicio es de 46%. Lo anterior está indicando que hay una mayor dispersión entre los precios de oferta que entre los costos marginales. Esta desviación del precio de oferta al costo marginal, revela algún grado de poder de mercado.

El indicador muestra claramente que en enero de 2012, caracterizado por altos aportes hídricos debido al fenómeno de la “Niña”, el índice de margen bruto se redujo sustancialmente, al punto de ser negativo a las 4:00 am. Este resultado mostraría que el mercado llega a ser competitivo cuando hay abundancia de energía. Sin embargo, bajo ciertas circunstancias, los agentes pueden sostener precios elevados aún en condiciones hidrológicas favorables. Este podría ser el caso de enero de 2011, cuando a pesar de que ya se habían presentado hidrologías excepcionalmente altas, los precios de bolsa y los márgenes se sostuvieron en niveles elevados. El análisis del 2010 no es pertinente porque corresponde a un período de intervención del mercado.

Tabla No 2 – Margen Bruto Ponderado

Año	Hora	Demanda	Precios \$/kWh		Margen ponderado %		
			Oferta	Costo marginal	Oferta	Costo marginal	MBP
2009	04:00 a.m.	5	129	72	55%	14%	42%
2009	12:00 p.m.	7	150	74	56%	9%	47%
2009	07:00 p.m.	8	200	92	62%	26%	36%
2010	04:00 a.m.	5	165	84	49%	18%	31%
2010	12:00 p.m.	7	179	85	62%	13%	49%
2010	07:00 p.m.	8	179	85	55%	12%	43%
2011	04:00 a.m.	5	169	36	59%	0%	58%
2011	12:00 p.m.	7	75	36	48%	0%	48%
2011	07:00 p.m.	8	127	85	68%	54%	14%
2012	04:00 a.m.	5	38	38	-3%	0%	-3%
2012	12:00 p.m.	6	48	38	13%	0%	13%
2012	07:00 p.m.	7	52	38	23%	0%	23%

2.5 Conclusiones y Recomendaciones

Como se mencionó, estos resultados son muy puntuales y no permiten extraer conclusiones sobre la estructura o comportamiento de los agentes en el MEM. En un próximo informe, el Comité reportará el cálculo del índice para tres horas en cada uno de los días entre 2007 y 2012. La idea es llevar a cabo un análisis de comportamiento más profundo del índice, e incorporarlo a los informes mensuales de seguimiento.

De los resultados analizados se desprende que el índice efectivamente introduce nueva información para el monitoreo del mercado y por lo tanto se recomienda su implementación. Por otra parte, los cálculos aún preliminares, indican que en períodos de hidrológicas normales, los precios de oferta de los agentes se desvían considerablemente del costo marginal, lo que permite generar rentas infra-marginales superiores a las que se obtendrían en un mercado de competencia perfecta. De hecho, no solo las rentas infra-marginales son mayores que las medidas en el mercado de New England, sino que la variación entre las obtenidas con precios de oferta se desvían mucho más de las derivadas con despachos a costo marginal, que en el referente de este mercado norte americano.

También muestran los resultados, que con hidrológicas abundantes, como las que caracterizaron la Niña pasada, el mercado es perfectamente competitivo y los agentes ofertan a costo marginal. Estos resultados se validarán con la serie larga y los ajustes metodológicos que se presentarán en un siguiente informe del CSMEM.

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 2012 tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

La tabla No 3 presenta las cantidades mensuales en GWh de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema. Se observó un crecimiento en la generación del 2.2% entre agosto de 2011 y agosto de 2012. En agosto se presentó un aumento importante en la generación térmica, tanto a carbón (55.8%) como a gas (47.8%), en previsión a los efectos del calentamiento iniciado en el Pacífico tropical.

Tabla No 3

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	agosto/11	julio/12	agosto/12	Variación JUL 12 - AGO 12	Variación AGO 11 - AGO 12	Variación Ultimo Año- Agosto 12
Hídrica	3.867.68	3.826.15	3.918.92	3.814.24	-2.67%	-0.31%	-1.38%
Total Térmica	793.63	926.26	893.73	1.025.24	14.71%	10.69%	29.18%
Gas	648.82	503.45	772.56	743.84	-3.72%	47.75%	14.64%
Carbón	126.91	167.61	98.99	261.20	163.85%	55.83%	105.81%
Fuel Oil-ACPM	21.02	2.52	22.17	20.21	-8.87%	701.44%	-3.89%
Menores	273.17	245.73	248.24	270.25	8.86%	9.98%	-1.07%
Cogeneradores	29.57	34.95	29.94	31.97	6.79%	-8.54%	8.12%
Total	4.964.06	5.033.09	5.090.83	5.141.70	1.00%	2.16%	3.58%

La generación por tipo correspondió a 74.2% hidráulica, 19.9% térmica y 5.9% para menores y cogeneradores.

3.1.2 Demanda del Sistema

El gráfico No 3 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años. El crecimiento promedio ponderado (pondera días comerciales, sábados y domingos-festivos) de la demanda de energía mensual, para el mes de agosto fue del 2.7%; este crecimiento se mantiene por debajo de la dinámica de la actividad económica en el último año.

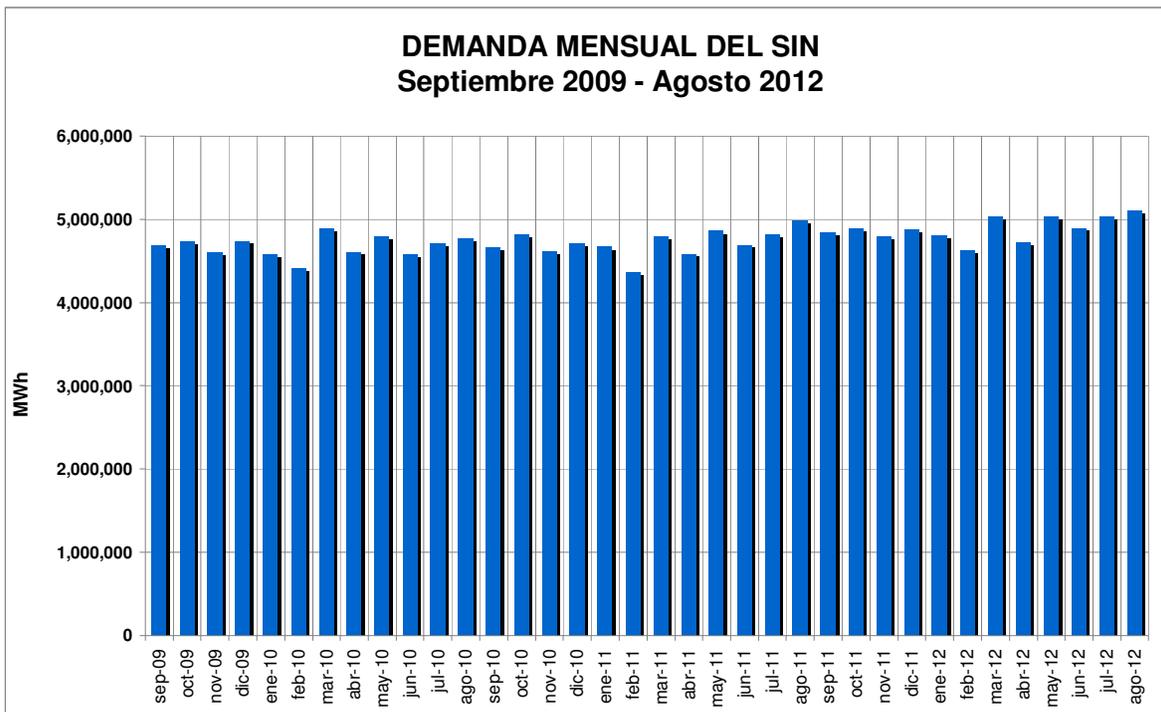


Gráfico No 3

3.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

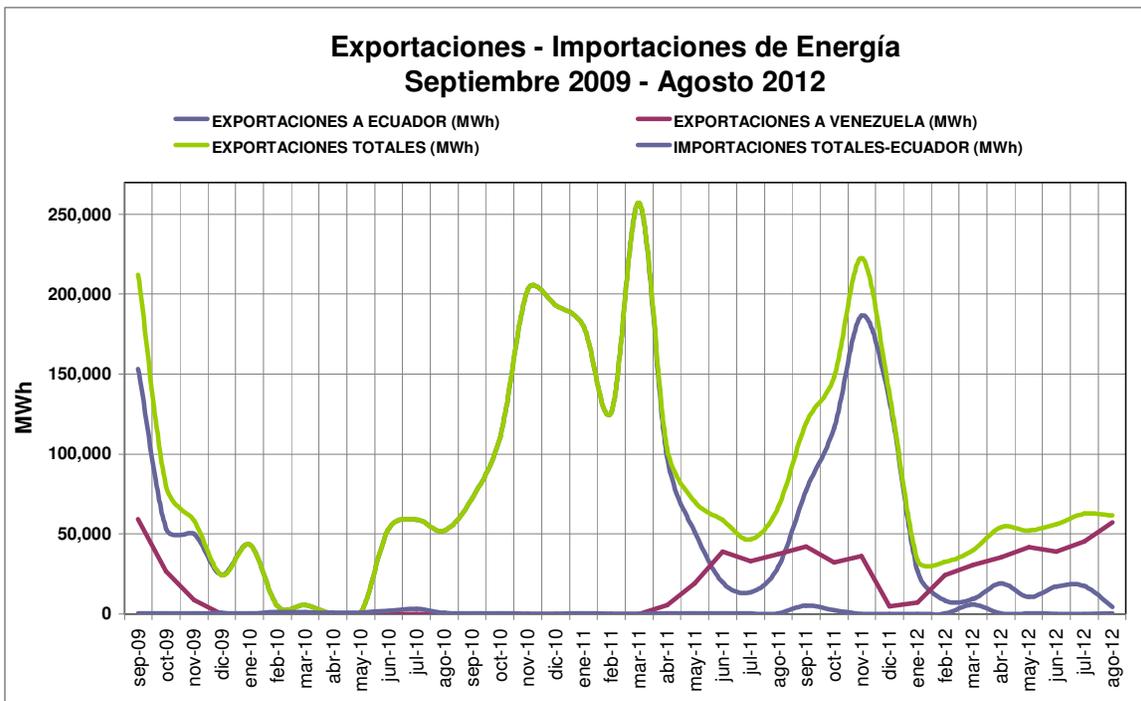


Gráfico No 4

El gráfico No 4 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años. Las exportaciones a Venezuela continuaron incrementando, pero en general, las exportaciones colombianas en agosto estuvieron limitadas por indisponibilidad de algunos circuitos en el suroccidente del país y de la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 230 kV, ocasionada por atentados.

3.1.4 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 5 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico. En agosto, tal como ocurre desde mayo, los aportes hídricos se ubicaron muy cerca de los promedios históricos.

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

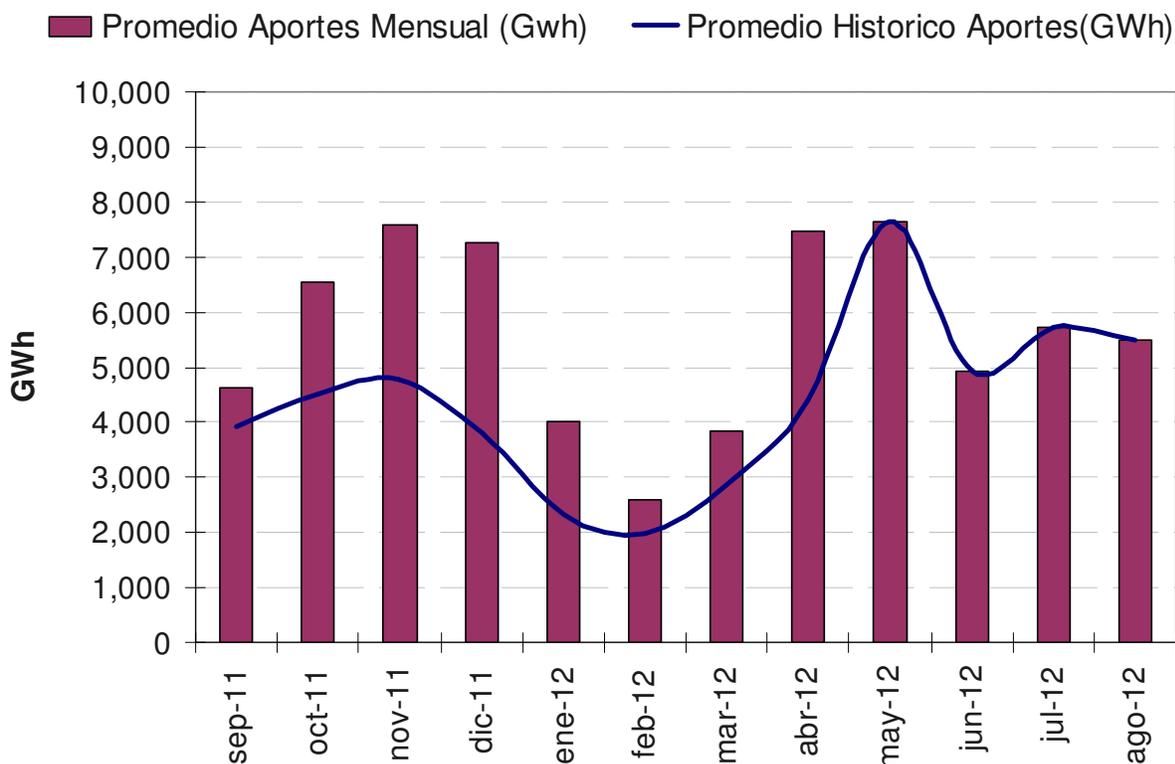


Gráfico No 5

3.1.5 Vertimientos

El gráfico No 6 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. A pesar de las hidrologías normales, en los dos últimos meses se reportaron vertimientos en Chivor y Guavio; este hecho está asociado a la estación de lluvias en la región oriental.

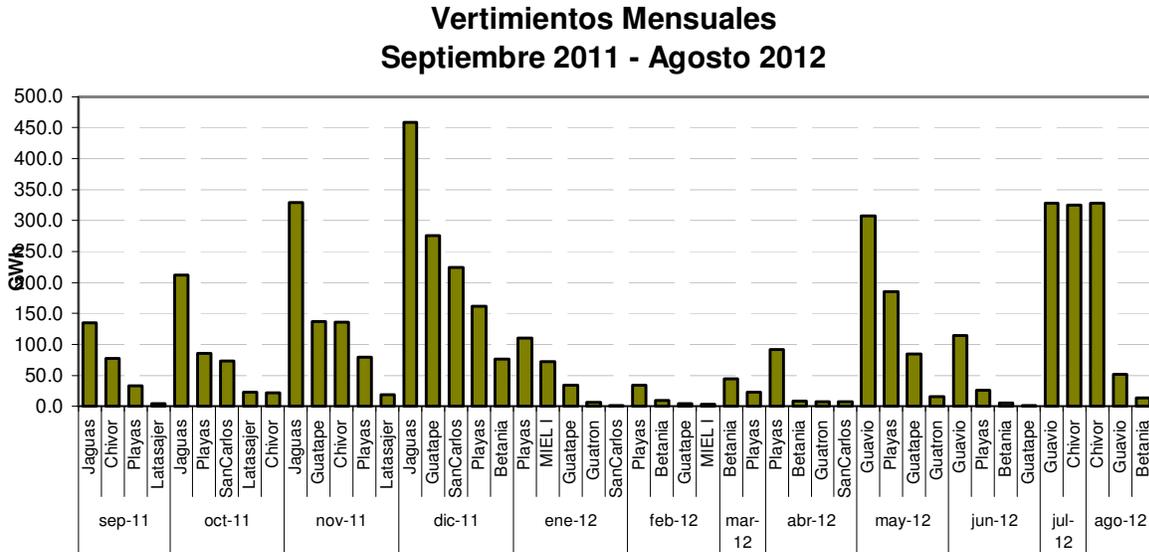


Gráfico No 6

3.1.6 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 7 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.

En agosto la demanda máxima de potencia fue de 9.164 MW y el margen de reserva de 24%. El aumento de la demanda y la reducción de la disponibilidad comercial del sistema tienen efectos en el margen de reserva e introducen estrés en la formación de precios de bolsa.

DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL Septiembre 2007 - Agosto 2012

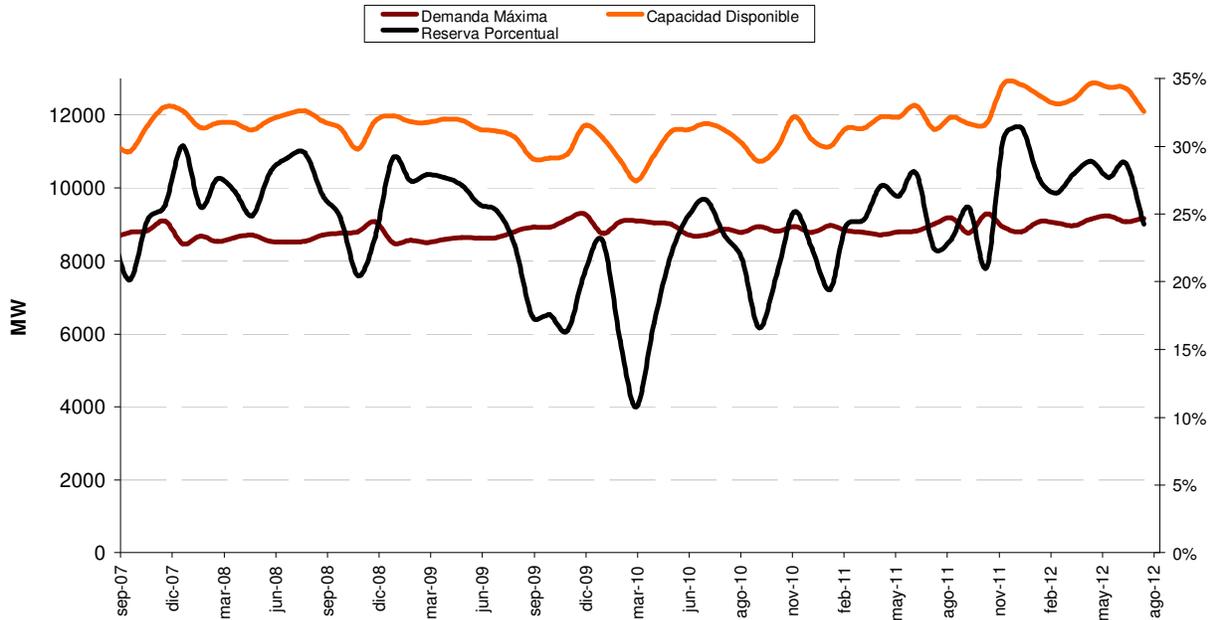


Gráfico No 7

3.1.7 Desviación del Despacho Ejecutado Respecto al Programado

Los gráficos No 8-a y 8-b presentan a nivel horario para agosto, las desviaciones en MWh correspondientes al despacho programado menos la generación real y el re-despacho menos la generación real del SIN.

Las variaciones del despacho programado oscilaron entre 450 y -450 MWh; los días 4, 7, 11, 16, 22, 26 y 30 de agosto, se realizaron correcciones significativas al despacho programado, mediante re-despachos que en promedio fueron de 150 MWh. En estos casos pudo existir una corrección de la predicción de la demanda, o equivalentemente una corrección de la magnitud de la generación en el despacho de unidades.

**Desviación Horaria Despacho Ejecutado respecto al Programado
Agosto 1 - Agosto 15**

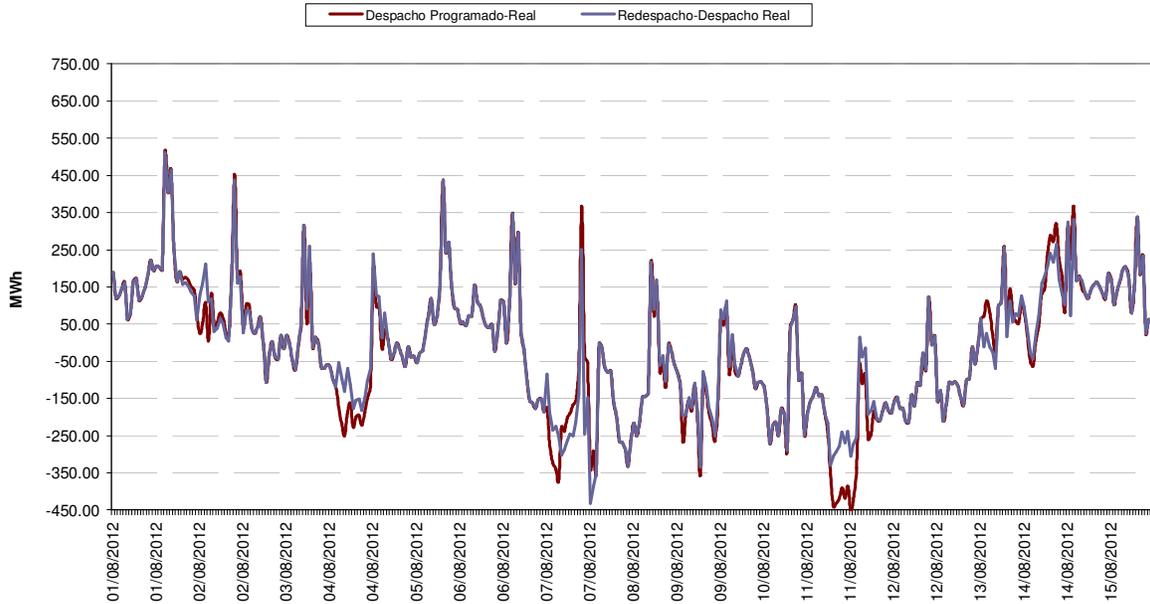


Gráfico No 8-a

**Desviación Horaria Despacho Ejecutado respecto al Programado
Agosto 16 - Agosto 31**

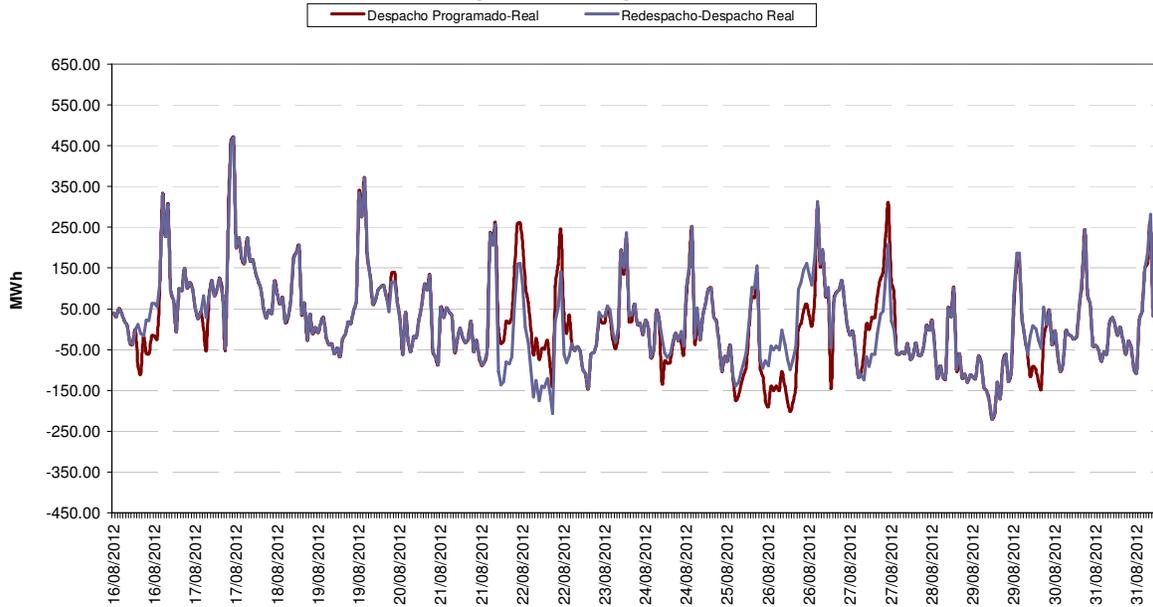


Gráfico No 8-b

3.1.8 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 9 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN; al final de agosto el nivel agregado de los embalses correspondió al 86.0% de la capacidad útil, equivalente a 13.104 GWh. En comparación con el mes de julio estas reservas incrementaron 1.2%.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de agosto Oriente acumuló 95.6%, Antioquia 86.6%, Centro 83.2%, Caribe 73.4% y Valle 55.1%. Los embalses de Peñol (Guatapé), Betania, Esmeralda (Chivor) y Guavio registraron niveles por encima del 95%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 9 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.

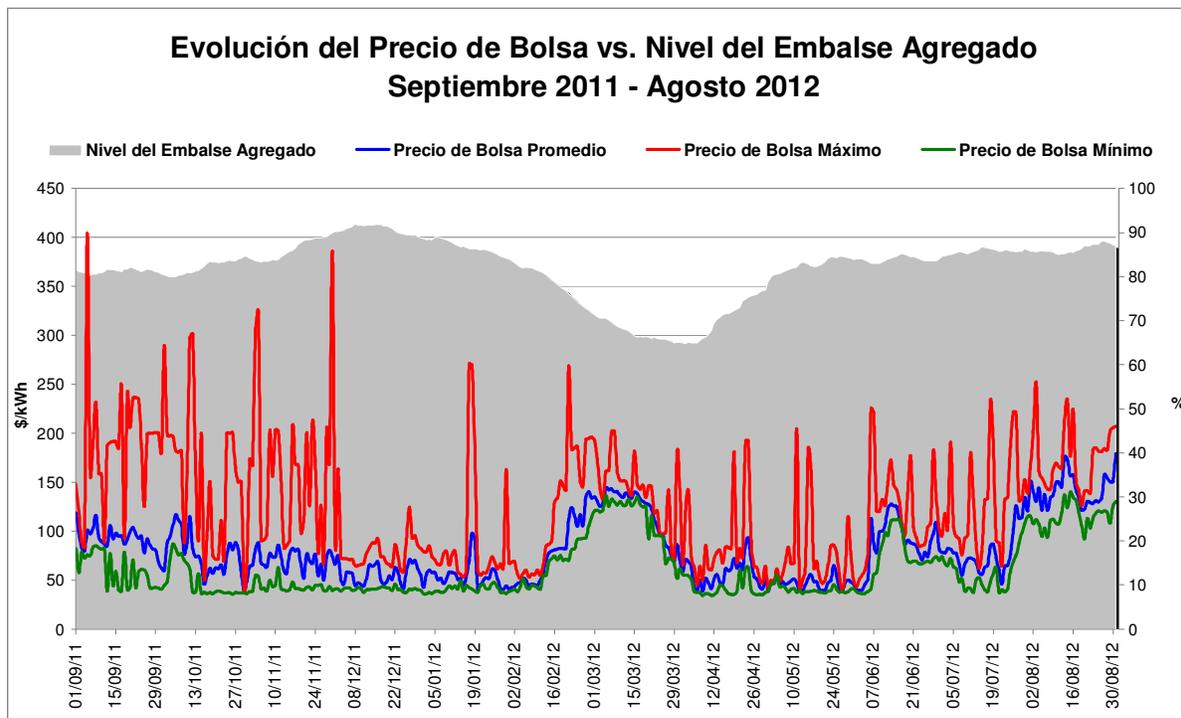


Gráfico No 9

A pesar de niveles muy elevados en los embalses como consecuencia de la pasada ola invernal, los precios de bolsa se incrementaron sustancialmente en agosto, este comportamiento puede estar asociado a las expectativas de un próximo Niño hacia finales del año. El precio promedio de agosto fue \$139,22/kWh, los precios máximo y mínimo fueron \$251.74/kWh y \$92.14/kWh respectivamente.

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 10 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. Se observa como el alza de precios, no guarda relación con una reducción del nivel del embalse agregado.

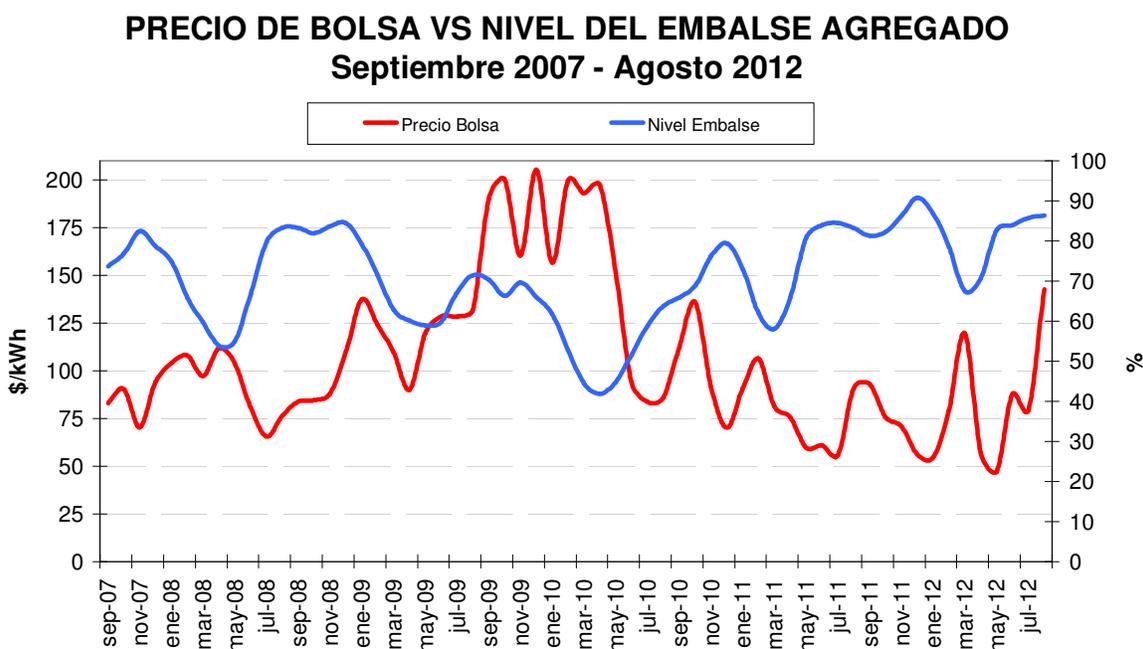


Gráfico No 10

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 11 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes. Los precios se situaron a niveles record en la historia reciente del mercado, solo comparable a los que se alcanzaron en agosto del 2009 en pleno Niño y con niveles de embalse muy inferiores a los actuales.

Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

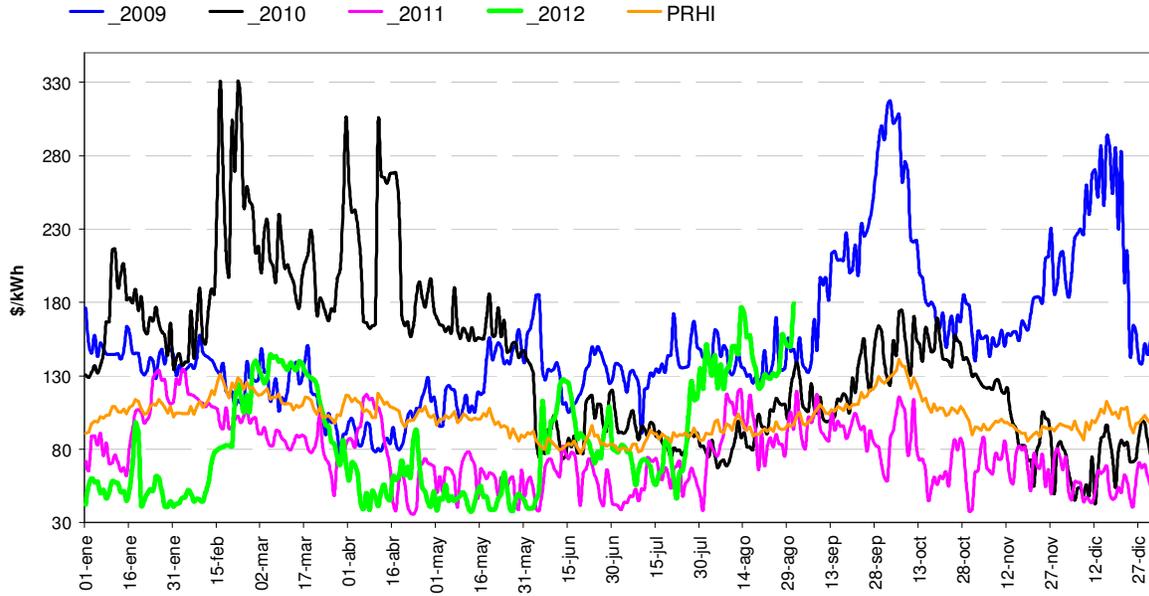


Gráfico No 11

3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

Precio de Bolsa Horario vs Generación

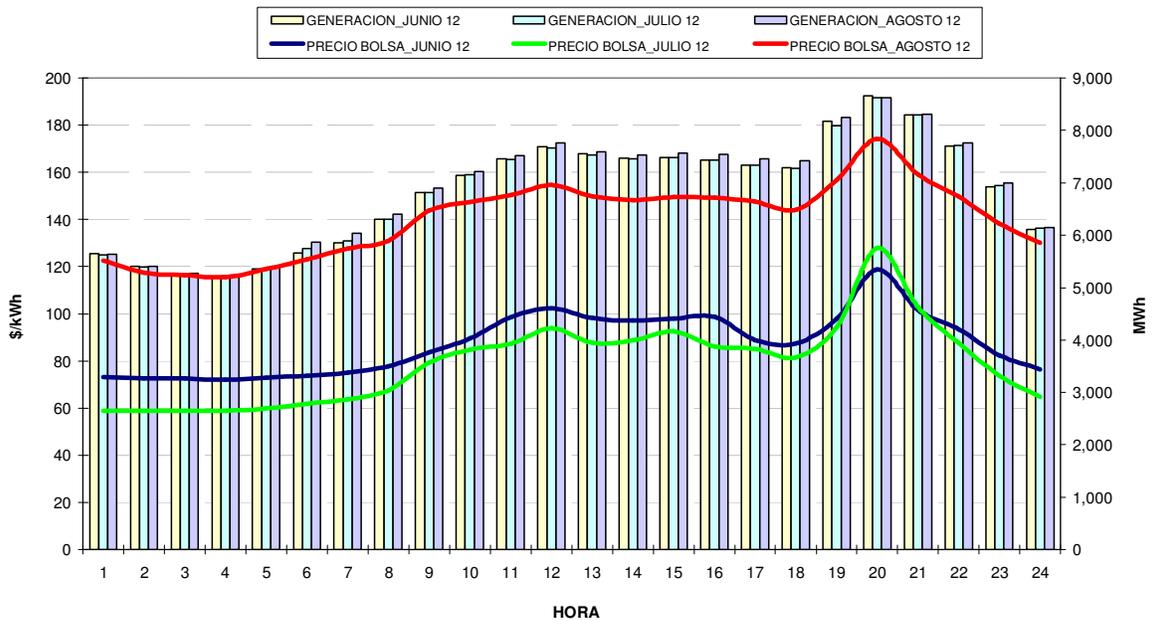


Gráfico No 12

El gráfico No 12 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 alza de precios se dio en todas las horas del día; de hecho, se observa un aumento más que proporcional en períodos de baja demanda, lo que indica que la valoración del agua por parte de los agentes con recursos de generación hidráulica, jugó un papel importante en este comportamiento del mercado.

3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 13 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

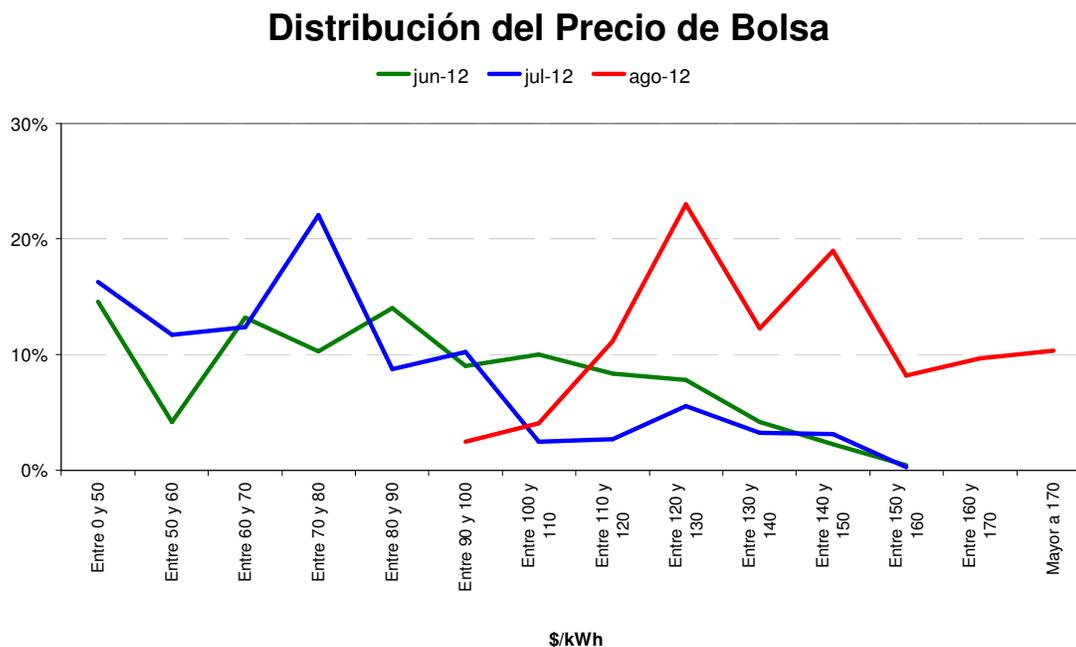


Gráfico No 13

La función de distribución refleja la magnitud del alza de precios en agosto; el desplazamiento de la curva hacia la derecha concentró los precios en el rango entre \$90/kWh y \$170/kWh.

3.2.6 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 14 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses. En agosto el precio de escasez fue \$387,92/kWh y no obstante la escalada de precios en la bolsa, los registros máximos para horas de alto consumo se encuentran distantes del umbral de escasez.

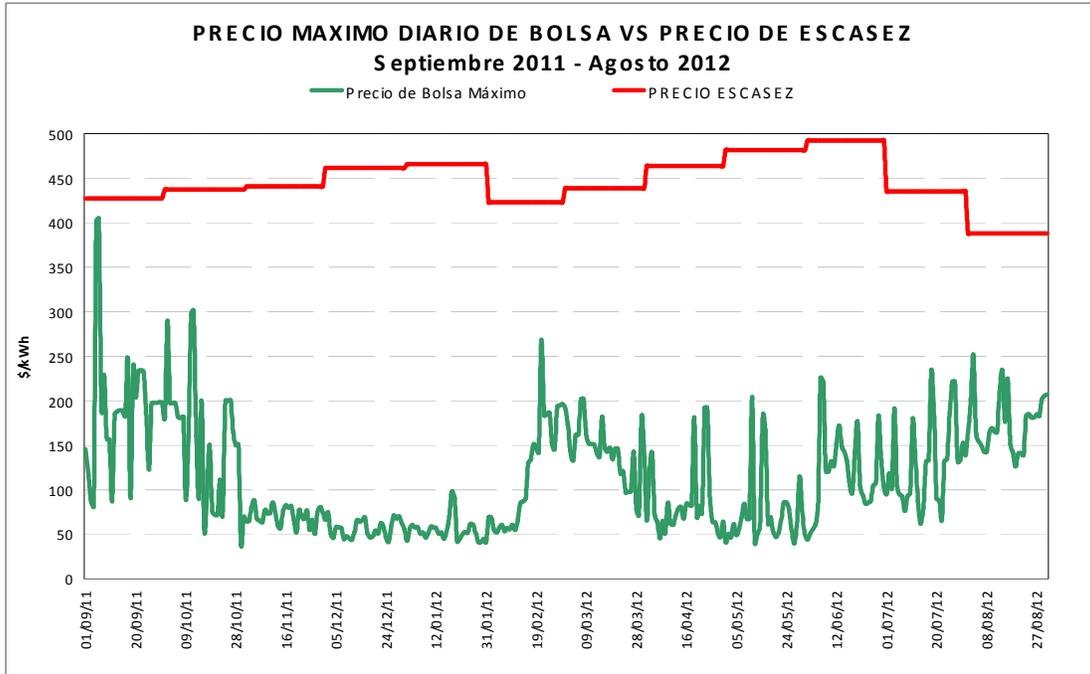


Gráfico No 14

3.2.7 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

El gráfico No 15 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. Se puede concluir que las variaciones de precios en bolsa no parecen estar explicadas por variaciones en el precio del gas.

PRECIO DE BOLSA VS PRECIO GAS NATURAL Septiembre 2007 - Agosto 2012

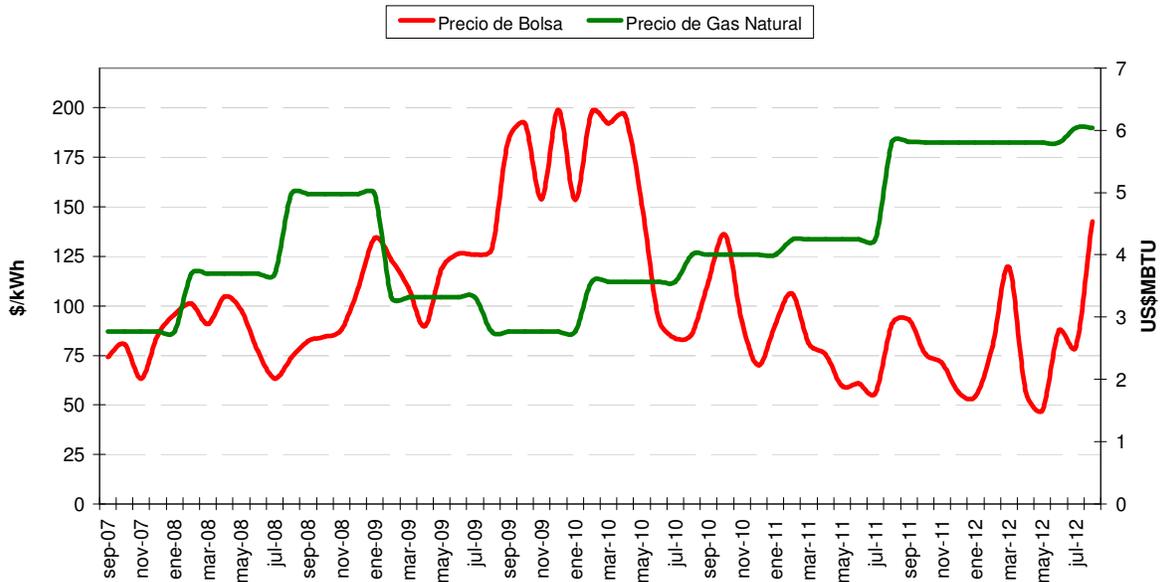


Gráfico No 15

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 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.

Las estrategias de oferta de las plantas hidráulicas durante agosto no es fácil de entender, algunos recursos con niveles muy elevados de embalse como Chivor, Guavio, Pagua y Porce 3, constantemente enviaron ofertas a precios bajos. No obstante, se observan casos como Albán, Calima, Jaguas, Playas, con reservas elevadas y precios de oferta altos. Finalmente algunos embalses de baja capacidad efectivamente enfrentaron reducciones de sus embalses y el precio de oferta se elevó reflejando esta situación en el caso de San Carlos y Miel.

En las ofertas de las plantas térmicas se observa una alta volatilidad, presumiblemente asociada a la baja contratación en firme de gas para el sector eléctrico. En estas circunstancias, las ofertas se relacionan con las condiciones de abundancia y escasez

en el mercado secundario de gas; en efecto, esto se refleja en plantas como Centro y Sierra con precios de oferta que oscilan entre \$100/kWh y \$400/kWh en el caso de la primera y \$1.200/kWh en la segunda. Esta volatilidad de recursos tan importante, puede haber incidido en los altos precios de mercado. Tebsa por su parte cotizó a un precio estable, pero elevado durante todo el período (\$200/kWh). Los recursos a carbón ofertaron con una media cercana a \$150/kWh y valores extremos máximos en Zipa (\$200/kWh) y mínimos en Paipa 4 (\$90/kWh).

En agosto la indisponibilidad del parque generador fue importante; durante todo el mes Porce 3 presentó indisponibilidad entre 60% y 100%, Jaguas entre 50% y 100%, Alban entre 33% y 67% y Tebsa 22%. Durante dos semanas Flores 4 estuvo indisponible 50% y Centro 30%; así mismo, con periodos y magnitudes diferentes, Guatrón, Playas, San Carlos, Guajira, Tasajero y Sierra presentaron indisponibilidades.

3.3.2 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 16 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. Se observa que en agosto, en promedio, el precio de oferta de las plantas hidráulicas creció y el de las térmicas se redujo.

**Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica
Septiembre 2010 - Agosto 2012**

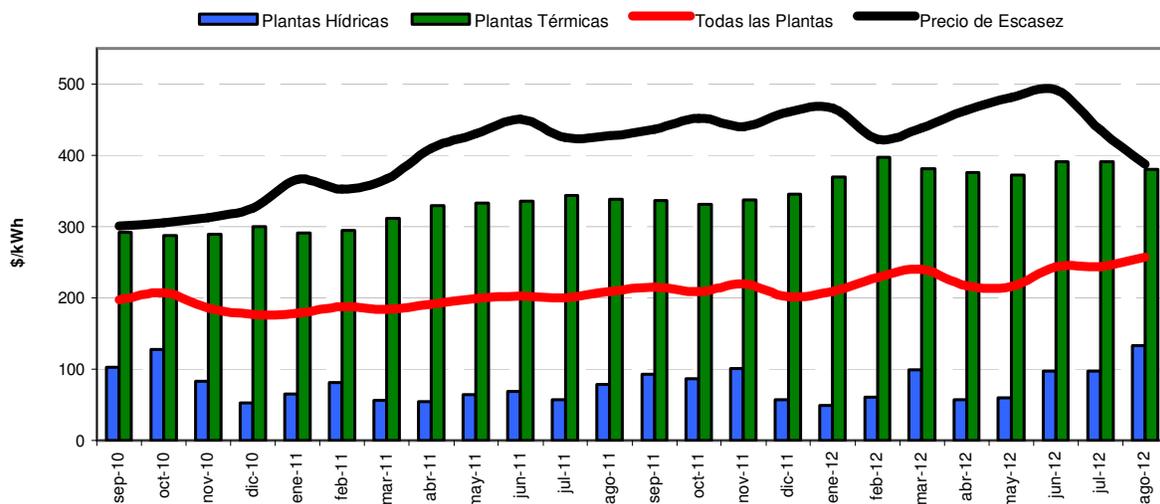


Gráfico No 16

3.3.3 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 17 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.

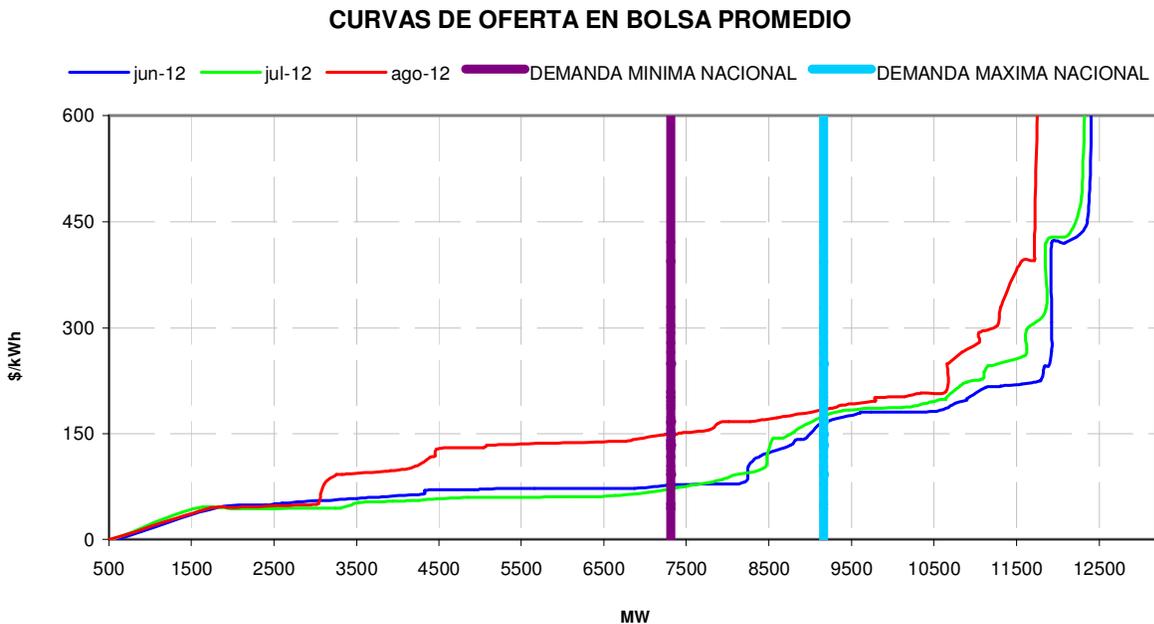


Gráfico No 17

Como resultado de las estrategias de oferta, la oferta del mercado se desplazó hacia arriba para todos los rangos de consumo; la curva se hizo más elástica pero consistentemente en valores más altos.

3.3.4 Índice de Lerner Mensual

El gráfico No 18 presenta para cada uno de los agentes, 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 el periodo de demanda alta, en los últimos diez y ocho meses.

La mayor elasticidad, por su parte, mitiga el poder de mercado; en otras palabras, cada agente tuvo menores incentivos para elevar su precio de oferta, pero sobre una base mayor impuesta por el mercado en su conjunto.

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta
Marzo 2011 - Agosto 2012**

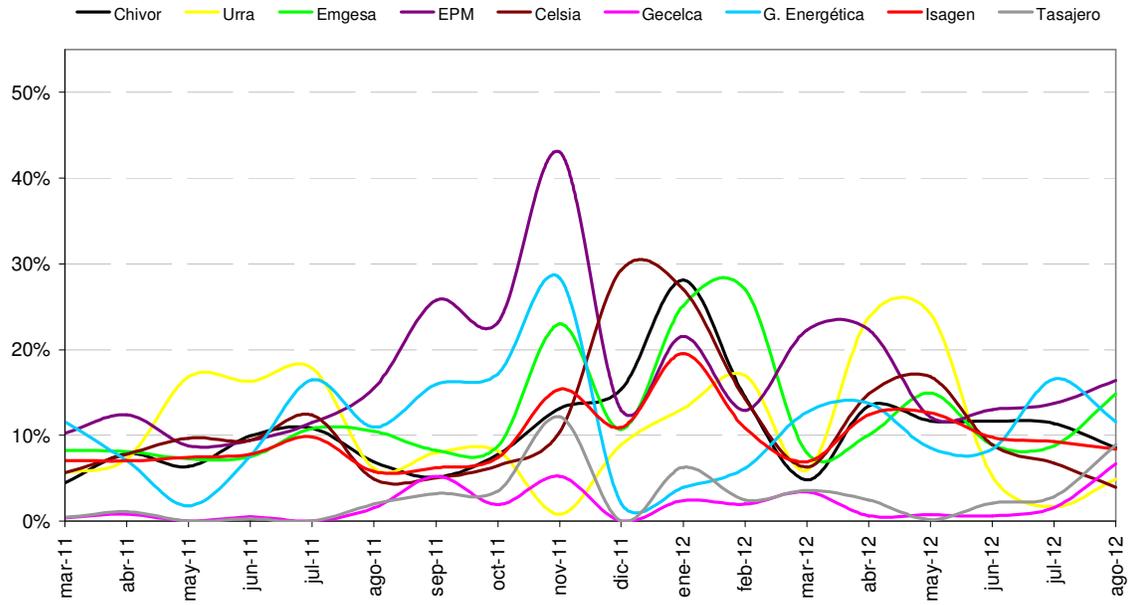


Gráfico No 18

3.3.5 Índice Residual de Suministro

**Índice Residual de Suministro Mensual por Agente
Horas de Demanda Alta
Marzo 2011 - Agosto 2012**

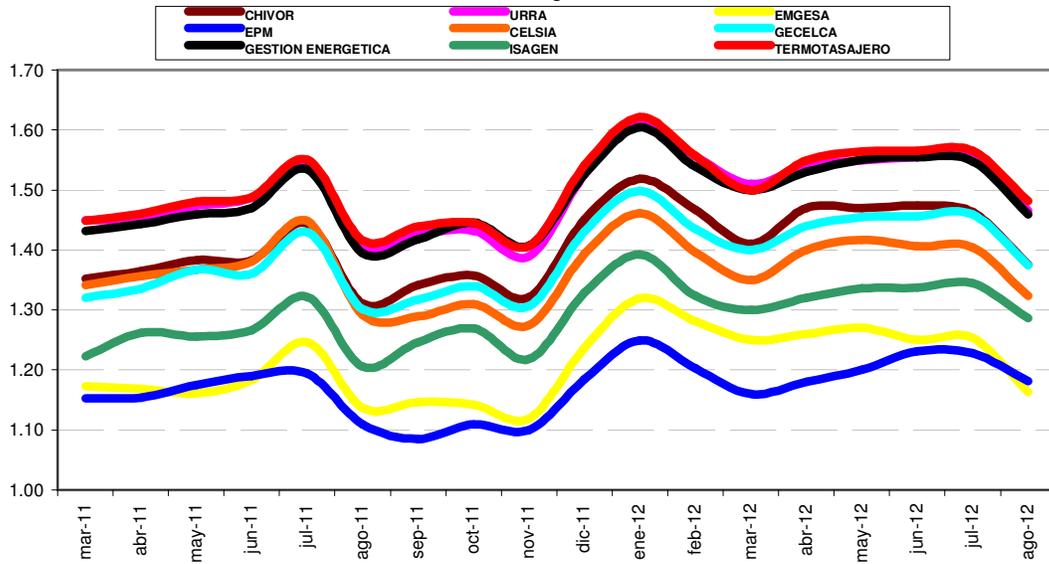


Gráfico No 19

El gráfico No 19 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.

El índice residual de suministro desde julio presenta disminución y en agosto se situó en 1.16 para Emgesa y 1.18 para EPM. Esta situación que no parece concordante con el índice de Lerner, pudiera estar influenciada por la disminución de la disponibilidad comercial de los recursos de generación en el mercado.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 20 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.

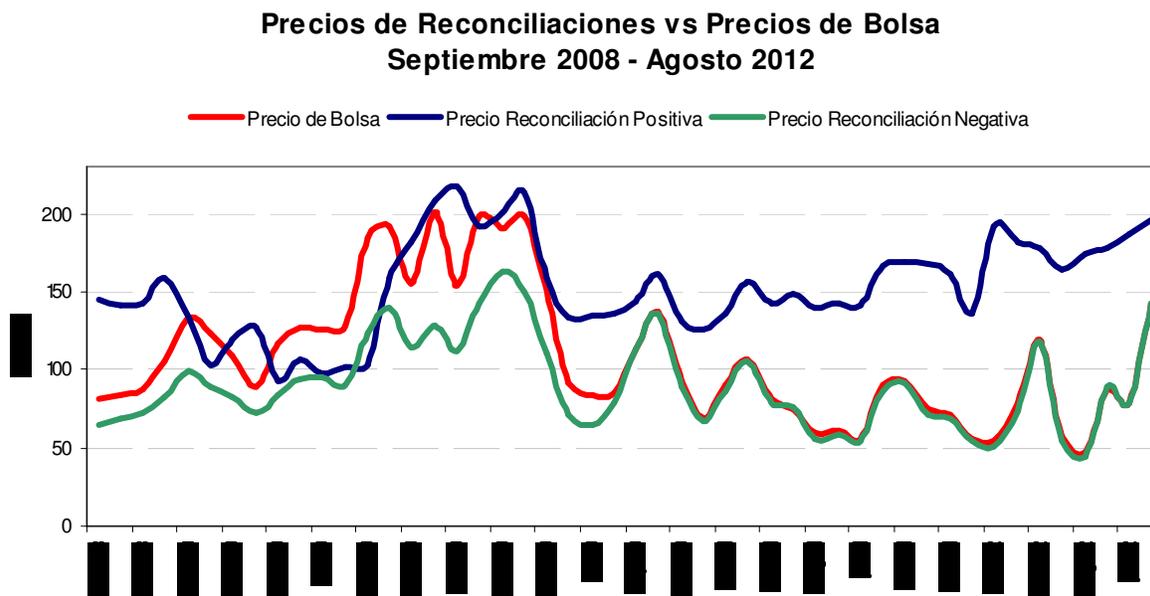


Gráfico No 20

En agosto el precio promedio de las reconciliaciones positivas alcanzó los \$200/kWh, presentando niveles de orden similar a los del Niño 2009-2010.

3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 21 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos seis meses y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

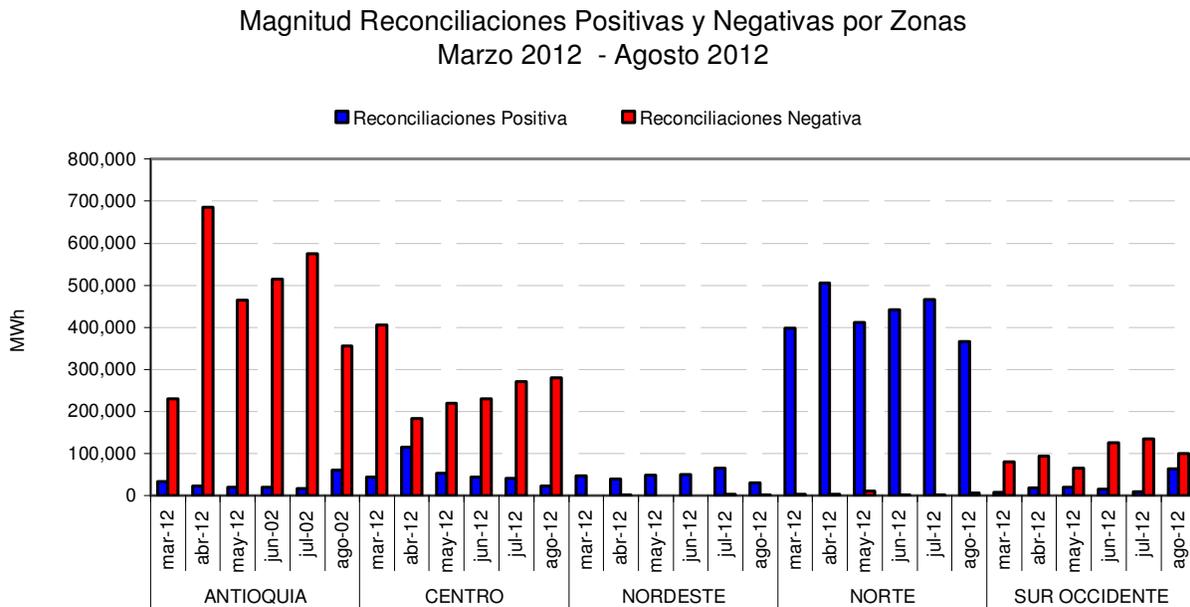


Gráfico No 21

Aunque en agosto la magnitud de las reconciliaciones positivas disminuyó en la zona Norte, ésta zona mantiene el predominio; de otra parte, las reconciliaciones negativas disminuyeron en Antioquia y el Sur-occidente y aumentaron levemente en la zona Centro.

3.4.3 Reconciliaciones Positivas sin AGC por Planta

El gráfico No 22 muestra el costo en millones de pesos de las reconciliaciones, sin incluir AGC, para cada planta en el mes.

Tal como se mencionó anteriormente, las plantas térmicas de la zona Norte concentran la casi totalidad del costo de las reconciliaciones positivas.

**Reconciliaciones Positivas sin AGC
Agosto 2012**

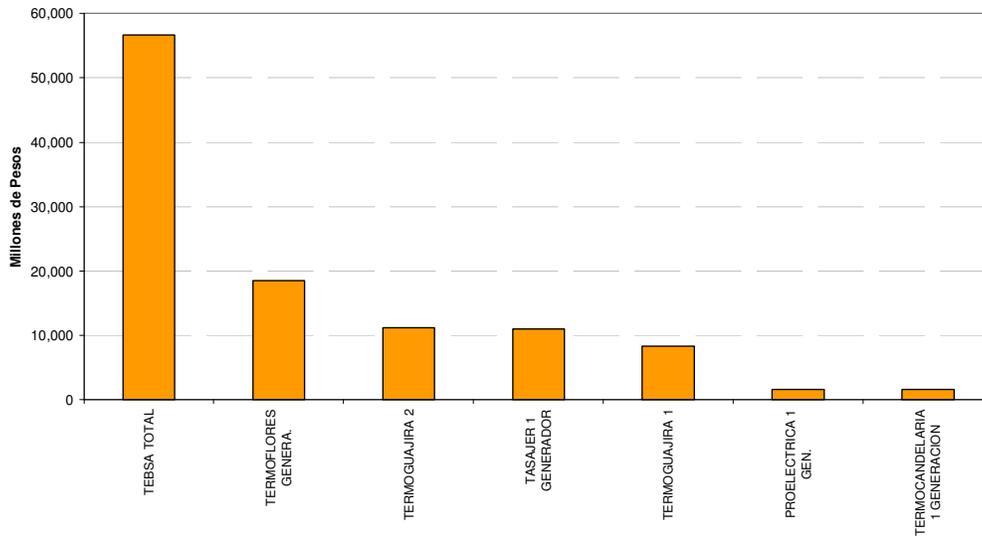


Gráfico No 22

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Generación Fuera de Mérito

**MAGNITUD DE GENERACION FUERA DE MERITO
Septiembre 2011- Agosto 2012**

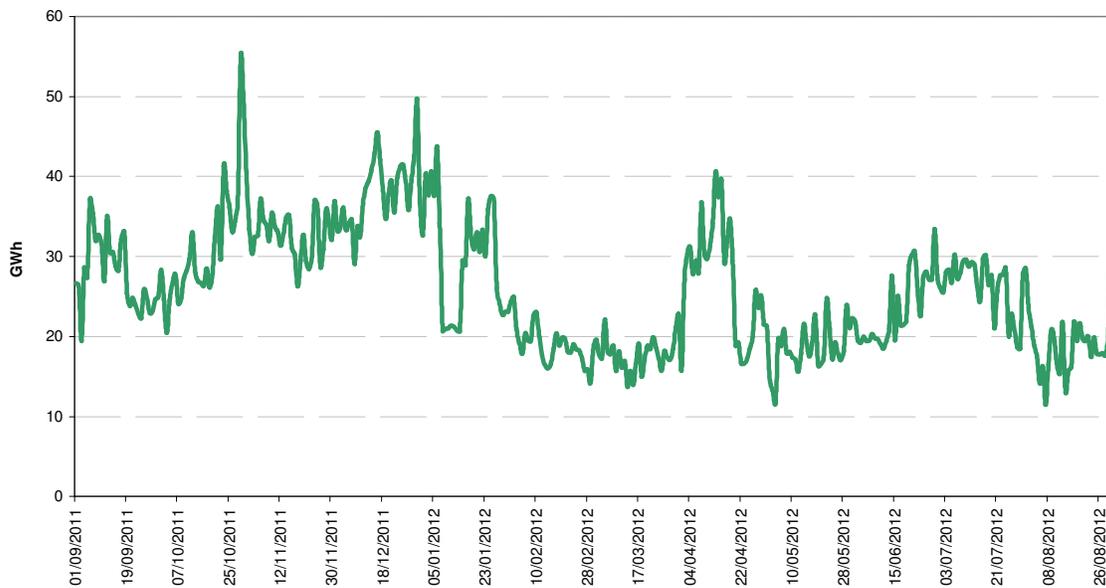


Gráfico No 23

El gráfico No 23 presenta la cantidad de energía diaria (GWh/día) generada fuera de mérito en los últimos doce meses.

En agosto la generación fuera de mérito disminuyó respecto a julio, como consecuencia de a) la disponibilidad que presentaron las líneas de interconexión de la Costa, lo cual disminuye la generación de seguridad en área y b) el incremento del precio de bolsa que lleva a cubrir la generación de seguridad con plantas despachas en mérito.

3.5.2 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

El gráfico No 24 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.

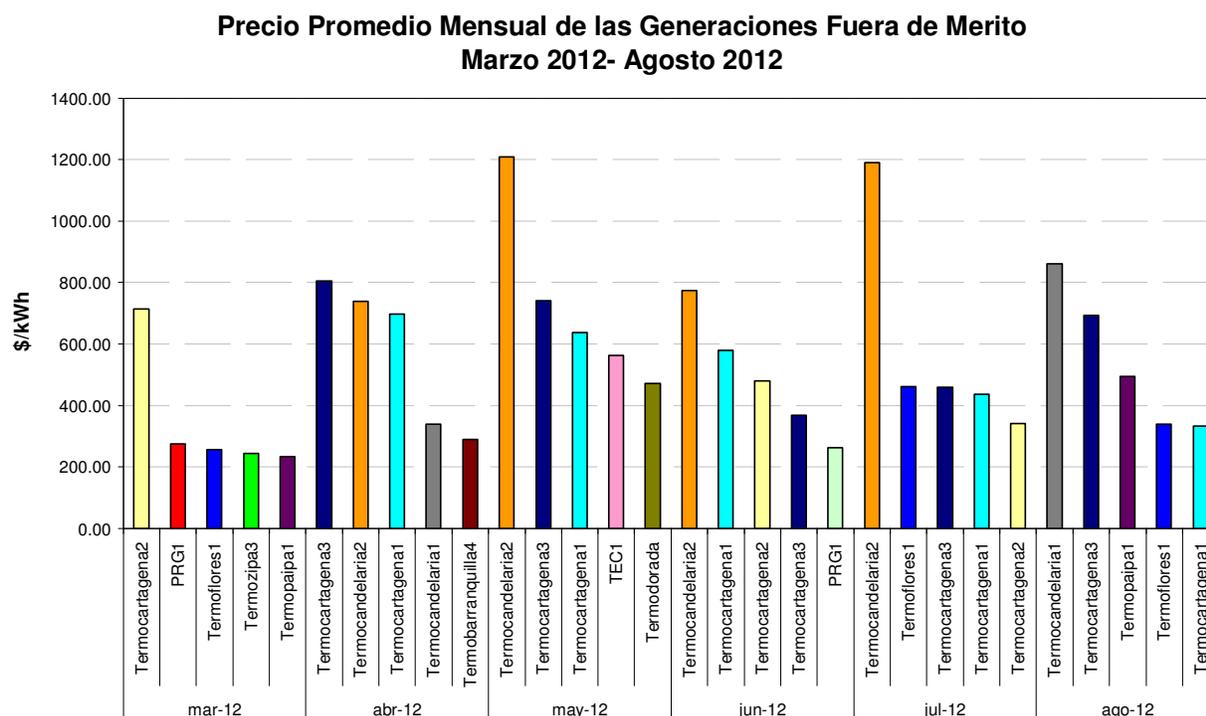


Gráfico No 24

3.5.3 Costo Mensual de Restricciones

El gráfico No 25 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años. El costo de las restricciones en agosto fue \$34,745.6 millones, correspondiendo a un costo unitario de 6.8 \$/kWh.



Gráfico No 25

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Precio Promedio de Contratos

**Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa
Septiembre 2009 a Agosto 2012**

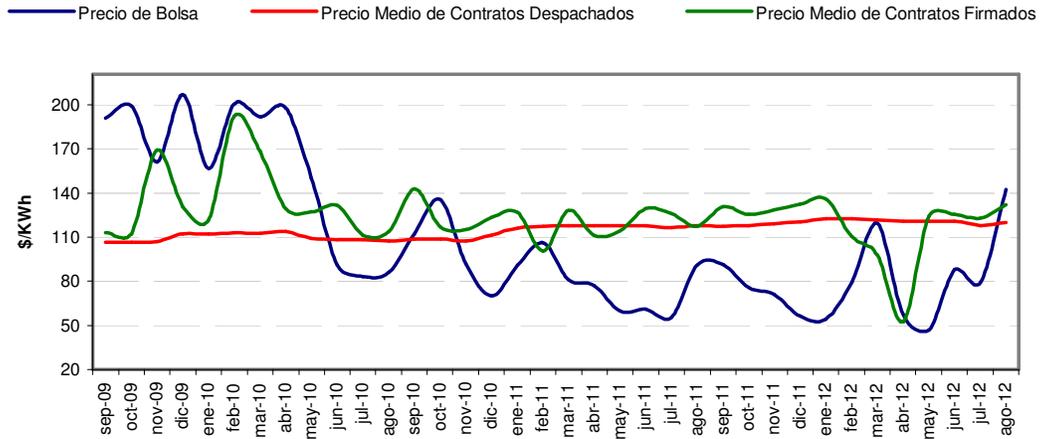


Gráfico No 26

El gráfico No 26 presenta a nivel mensual la evolución del precio promedio de los contratos despachados y de los contratos firmados en el mes vs el precio de bolsa, para un periodo de tres años. Merece destacar que en agosto el precio de bolsa presentó tendencia a igualar el de los contratos.

3.6.2 Distribución del Precio de Contratos

El gráfico No 27 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de agosto de 2012, en intervalos de \$5/kWh. El mayor número de contratos despachados en agosto ocurrió en el rango de \$125/kWh y \$130/kWh.

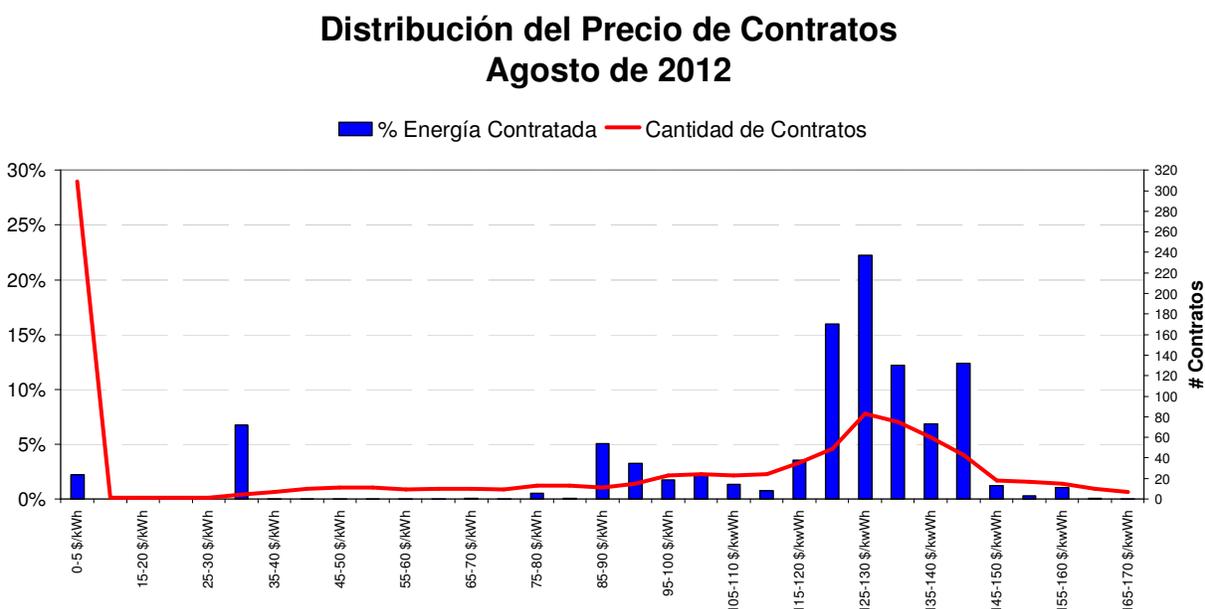


Gráfico No 27

3.6.3 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 28 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada, para la demanda no regulada (descontados los contratos entre generadores) y para los contratos de respaldo entre generadores vs el precio de Bolsa, en los últimos tres años.

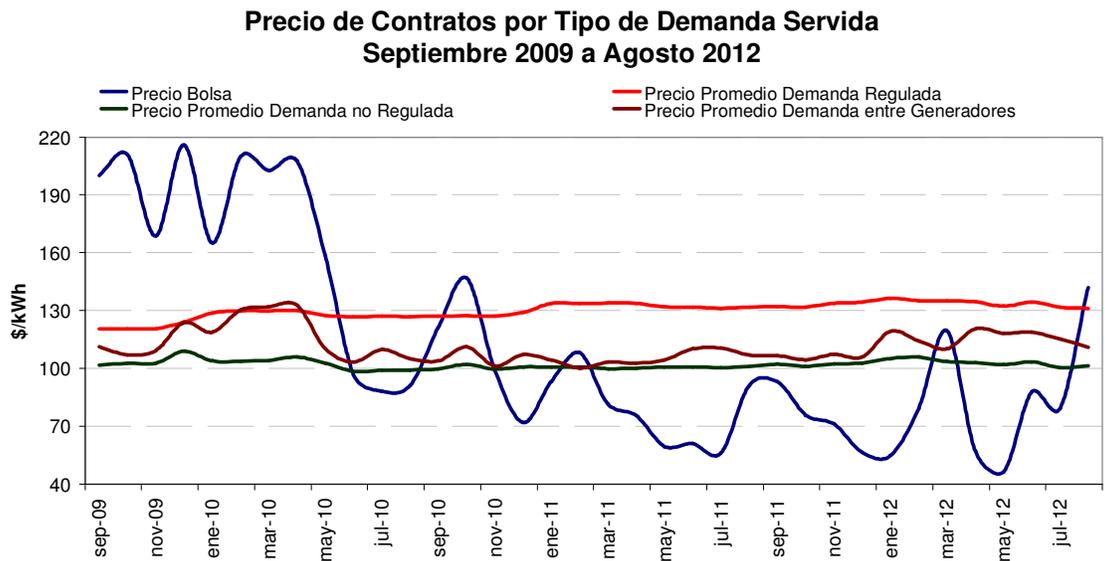


Gráfico No 28

3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.7.1 Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada

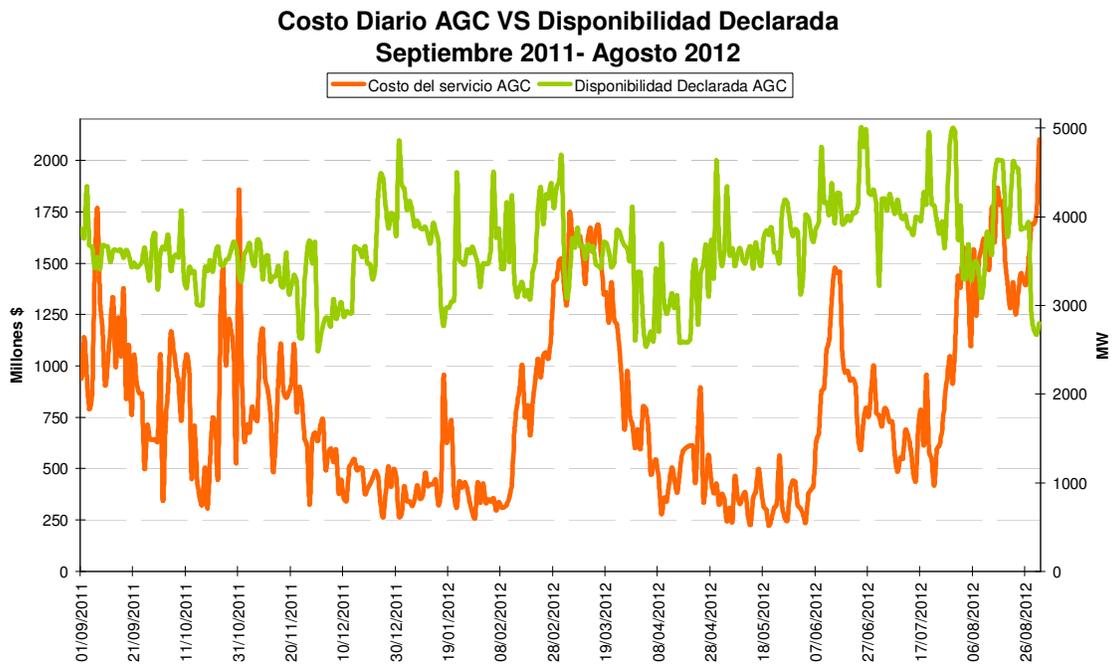


Gráfico No 29

El gráfico No 29 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.

En agosto el costo del servicio de AGC se incrementó en forma considerable; las razones de este hecho pudieran explicarse en el alto precio de bolsa y la limitación para efectuar regulación en las plantas hidráulicas debido a los niveles altos de embalse. Por otra parte, a final de mes la disponibilidad comercial del servicio presentó una caída importante lo cual ocasionó una elevación mayor del precio.

3.7.2 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 30 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

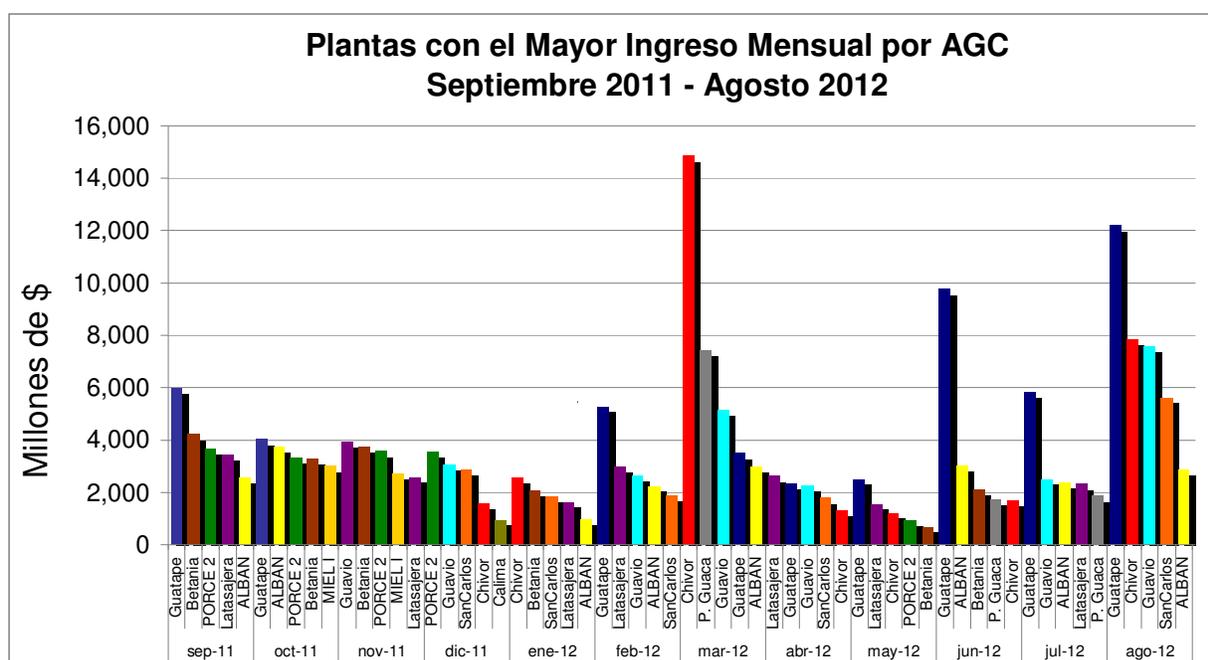


Gráfico No 30

3.7.3 Distribución del Servicio de AGC

El gráfico No 31 presenta para el último mes y para cada planta del SRSF, el valor porcentual de la holgura (HO) programada para AGC en el mes y el valor porcentual del pago recibido por la planta con respecto al costo total del servicio del sistema en el mes.

Distribución del Servicio de AGC Agosto de 2012

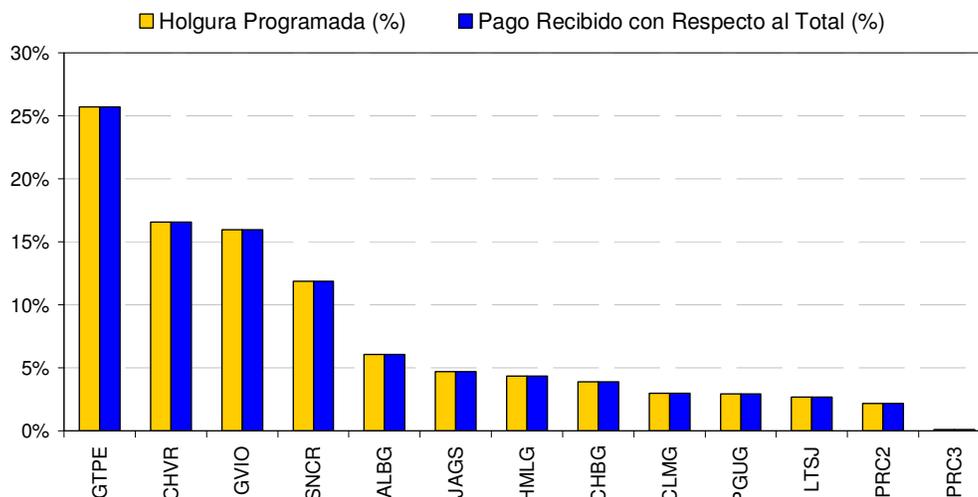


Gráfico No 31

Se observa que la remuneración recibida por todas las plantas fue equitativa y proporcional a la cantidad del servicio suministrado, situación que contrasta con la distribución asimétrica que normalmente ocurre en el sistema.

3.7.4 Costo Mensual del Servicio de RSF

Valor del AGC Mensual Septiembre 2009 - Agosto 2012

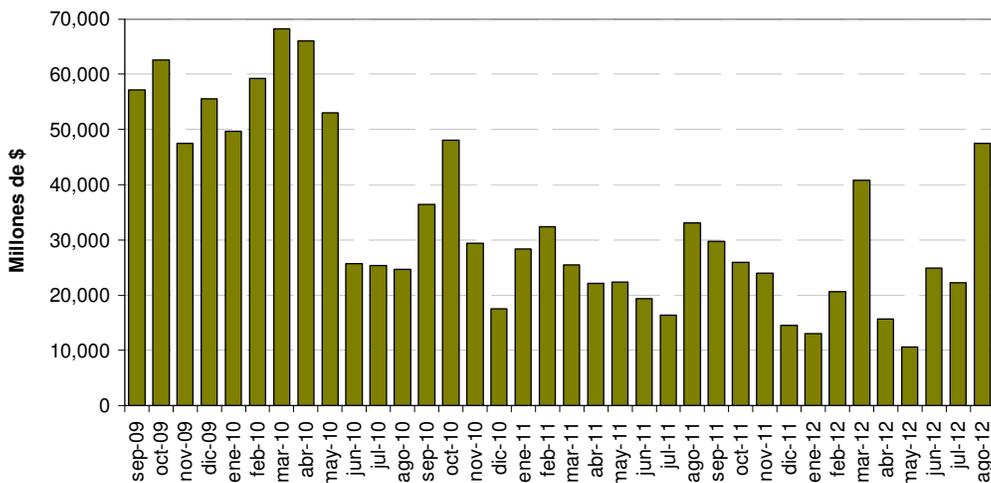


Gráfico No 32

El gráfico No 32 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años. En agosto el costo total del servicio presentó un incremento del 100% con respecto al mes de julio.

3.8 Indicadores Operativos

3.8.1 Mantenimientos de Generación por Agente

El gráfico No 33 presenta el número de consignaciones de generación en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.

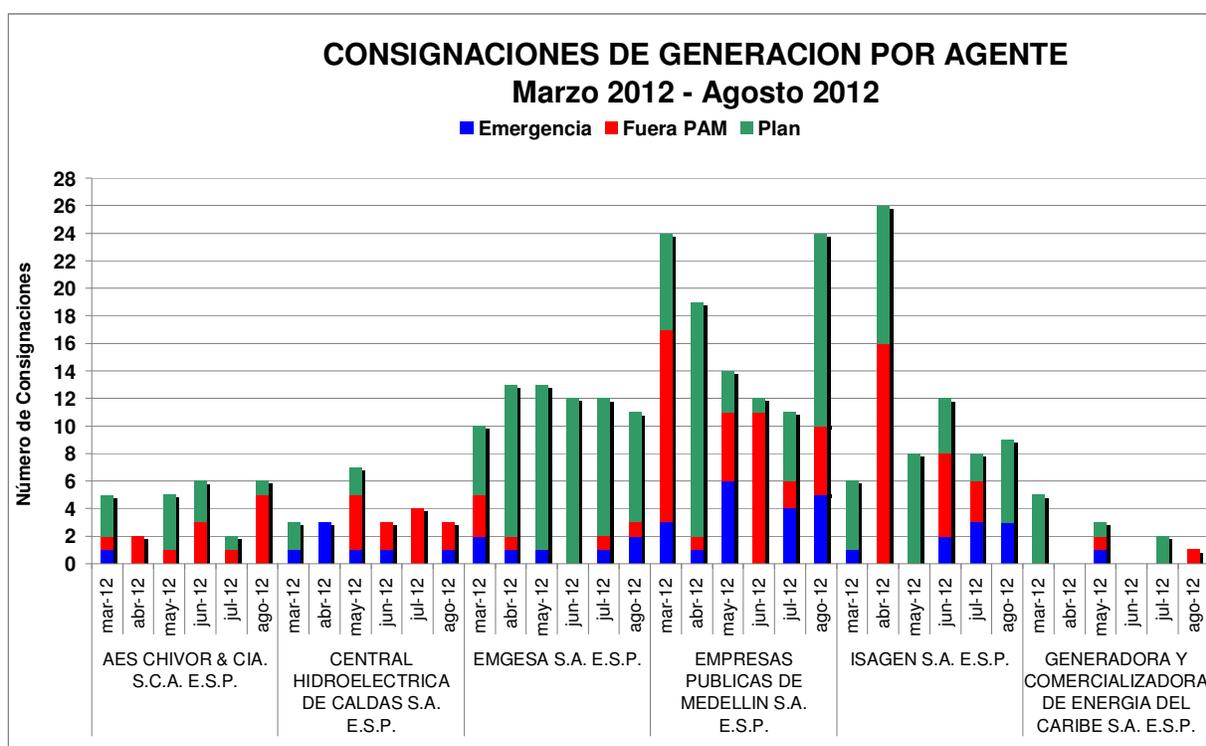


Gráfico No 33

EPM presentó un incremento importante de sus consignaciones de generación, pasando de 11 en julio a 24 en agosto, lo cual incidió en la disponibilidad comercial del parque generador. De otra parte Chivor también incrementó sus consignaciones principalmente con mantenimientos no planeados.

3.8.2 Consignaciones de Transmisión por Agente

El gráfico No 34 presenta el número de consignaciones de transmisión nacional y regional en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.

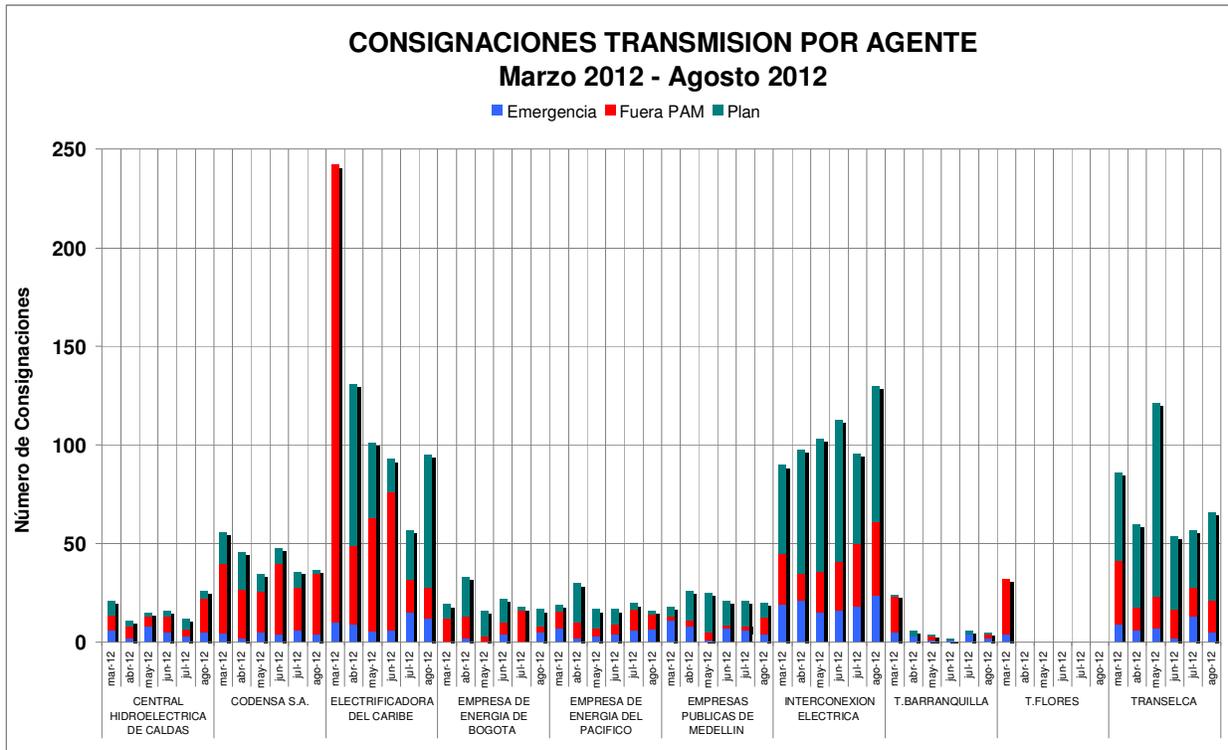


Gráfico No 34