

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

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

**Informe No 54 – 2010**

### **MODELACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD UNA APROXIMACIÓN MEDIANTE MODELOS VAR – SEGUNTA PARTE**

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Noviembre 13 de 2010**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>MODELACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD: UNA APROXIMACIÓN MEDIANTE MODELOS VAR – SEGUNDA PARTE .....</b>	<b>2</b>
2.1	INTRODUCCIÓN .....	2
2.2	RELACIÓN ENTRE LA MEDICIÓN DE PODER DE MERCADO Y EL PRECIO DE BOLSA.....	4
2.3	ESTIMACIÓN DEL VAR.....	6
2.3.1	<i>Definición del Grado de integración de las Variables .....</i>	<i>6</i>
2.3.2	<i>Estimación del Modelo .....</i>	<i>7</i>
2.3.3	<i>Función Impulso Respuesta.....</i>	<i>10</i>
2.3.4	<i>El VAR como Herramienta de Monitoreo.....</i>	<i>11</i>
<b>3</b>	<b>RESPUESTAS A COMENTARIOS DE EMGESA Y EPM .....</b>	<b>14</b>
3.1	COMENTARIOS DE EMGESA AL INFORME NO 46 .....	14
3.2	COMENTARIOS DE EMGESA AL INFORME NO 47 .....	15
3.3	COMENTARIOS DE EMGESA AL INFORME NO 48 .....	17
3.4	COMENTARIOS DE EPM AL INFORME NO 51 .....	18
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....</b>	<b>21</b>
4.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA .....	21
4.1.1	<i>Generación del Sistema .....</i>	<i>21</i>
4.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	<i>22</i>
4.1.3	<i>Vertimientos.....</i>	<i>22</i>
4.1.4	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	<i>23</i>
4.1.5	<i>Nivel de los Embalses .....</i>	<i>24</i>
4.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA .....	24
4.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>24</i>
4.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado .....</i>	<i>25</i>
4.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos .....</i>	<i>26</i>
4.2.4	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	<i>27</i>
4.2.5	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	<i>27</i>
4.2.6	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural.....</i>	<i>28</i>
4.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS .....	29
4.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	<i>29</i>
4.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio .....</i>	<i>30</i>
4.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	<i>31</i>
4.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica .....</i>	<i>31</i>
4.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa .....</i>	<i>32</i>
4.3.6	<i>Índice de Lerner.....</i>	<i>33</i>
4.3.7	<i>Índice Residual de Suministro .....</i>	<i>35</i>
4.3.8	<i>Franja Marginal de la Función de Demanda Residual .....</i>	<i>35</i>
4.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES .....	36
4.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	<i>36</i>
4.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas.....</i>	<i>37</i>
4.4.3	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones.....</i>	<i>38</i>
4.4.4	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito .....</i>	<i>39</i>
4.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	40
4.5.1	<i>Costo Total Mensual de Restricciones.....</i>	<i>40</i>
4.6	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA .....	41
4.6.1	<i>Precio del AGC vs Precio de Bolsa .....</i>	<i>41</i>

4.6.2 *Servicio de AGC por Planta* .....41  
4.6.3 *Distribución del Servicio de AGC*.....42  
4.6.4 *Costo mensual del servicio de RSF*.....43

## Resumen Ejecutivo

En este informe se presenta una extensión del ejercicio econométrico presentado en el informe No 52. Se estimó nuevamente un VAR, en este caso en logaritmos, incluyendo como variable endógena el índice de Lerner. Se busca con este modelo validar los resultados obtenidos por el Profesor Wolak en el reciente estudio contratado por la SSPD, según los cuales el poder de mercado ayuda a predecir el nivel de los precios de oferta de los generadores. El modelo permite afirmar que el poder de mercado medido a través del inverso de la elasticidad precio de la demanda residual incide directamente en el nivel de los precios de bolsa, confirmando el hallazgo de Wolak.

Se presentan adicionalmente las funciones impulso respuesta que muestran como tanto el precio de bolsa como el índice de Lerner siguen una dinámica inercial: ante un impulso en estas variables, el precio de bolsa tarda varios meses en tornar a su senda de equilibrio. Se plantea como hipótesis que este comportamiento muestra la debilidad de las fuerzas de competencia en el mercado mayorista de energía, para presionar rápidamente el precio hacia el nivel de equilibrio de acuerdo con los fundamentales.

Nuevamente se constató la débil relación entre el precio de bolsa y el precio del gas natural. Este resultado no es compatible con un entorno altamente competitivo, en el cual el precio del combustible debería constituirse como un componente fundamental en el mecanismo de formación del precio de la energía eléctrica. El modelo tampoco permitió encontrar una relación estadísticamente significativa entre el grado de contratación de los agentes y el precio de bolsa. En este sentido, el modelo no valida el segundo resultado del estudio de Wolak, en donde el incentivo para ejercer el poder de mercado constituye una variable explicativa del nivel de precio de las ofertas.

El CSMEM propone utilizar el modelo VAR estimado para determinar en sus funciones de monitoreo, si el precio observado en un mes determinado se puede considerar excesivamente alto o bajo (fuera del intervalo de confianza), en cuyo caso se profundizaría el análisis de los determinantes de esta situación anómala.

En segundo lugar, este informe da respuesta a los comentarios efectuados por Emgesa a los informes No 46 a 48 y de EPM al informe No 51 del CSMEM.

Finalmente, se presenta un análisis de los indicadores del MEM. En octubre de 2010 la generación total aumentó 3.8% con respecto a septiembre, debido a un ligero aumento de la demanda interna y principalmente por el aumento de las exportaciones al

Ecuador, dicho aumento y una moderada reducción de la generación hidroeléctrica fueron cubiertos con recursos térmicos.

El sistema eléctrico enfrentó severas indisponibilidades que redujeron sustancialmente el margen de reserva, como consecuencia del mantenimiento de algunas plantas y los cortes en el suministro de gas que incluyeron la indisponibilidad total de gas en la zona de la Costa.

Nuevamente la hidrología estuvo bien por encima de la media histórica para este mes, así el fenómeno de la Niña marca por cuarto mes consecutivo, aportes superiores al referente histórico que han permitido la recuperación del embalse agregado; a pesar de lo anterior, el precio promedio diario del spot osciló alrededor de \$140/kWh, superando los promedios de años anteriores y acercándose al final del mes a los registros del 2009, año afectado por el fenómeno del Niño.

Se destaca que en un período de hidrologías altas y con buen nivel de embalse, Chivor lidera las coincidencias de ofertas y precios de bolsa, en especial para las horas de demanda alta, rango en donde también Termovalle ocupó el segundo lugar. El comportamiento de las ofertas ayuda a explicar la persistencia del precio de bolsa en niveles elevados durante octubre, grandes jugadores como Chivor, Guatapé, Jaguas y Guavio se mantuvieron durante todo el mes ofertando en el rango de precios observados en el mercado, con subidas ocasionales y reducciones marginales; así mismo, TEBSA y Flores sostuvieron ofertas competitivas.

El poder de mercado en horas de baja y media demanda estuvo en rangos razonables; en alta demanda el índice aumentó en algunos casos, presumiblemente asociado a la variación de la función de oferta.

Se observa una tendencia en la disminución de la magnitud de las reconciliaciones positivas y negativas, reflejando una disminución de restricciones en la red de transmisión. Las reconciliaciones positivas siguen concentradas en la zona Norte y las negativas en las zonas Antioquia y Centro. Referente al precio de la generación fuera de mérito, Termozipa presentó un precio record que llama la atención.

# **1 Introducción**

El presente informe contiene tres partes: a) Modelación de los Precios de la Electricidad - Una Aproximación Mediante Modelos VAR, Segunda Parte, b) Respuestas a Comentarios de Emgesa y EPM y c) Análisis de desempeño del MEM, durante octubre del 2010.

## **a) Modelación de los Precios de la Electricidad**

Contiene una extensión a la modelación de los precios de la electricidad para el MEM presentada en el informe No 52, mediante la aproximación con modelos de tipo Vector Autoregresivo - VAR, en logaritmos, incluyendo ahora como variable endógena el índice de Lerner. Se busca validar los resultados obtenidos por Wolak en el reciente estudio contratado por la SSPD, según los cuales el poder de mercado ayuda a predecir el nivel de los precios de oferta de los generadores.

## **b) Respuesta a Comentarios de Emgesa y EPM**

Se da respuesta a los comentarios efectuados por Emgesa a los informes No 46 a 48 y de EPM al informe No 51 del CSMEM.

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

Durante los últimos cinco años, el CSMEM ha desarrollado una serie de indicadores de seguimiento del Mercado de Energía Mayorista relativos 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 y el mercado secundario de gas. En este informe se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merece destacarse.

## **2 Modelación de los Precios de la Electricidad: Una Aproximación Mediante Modelos VAR – Segunda Parte**

### **2.1 Introducción**

Para el seguimiento del Mercado Mayorista de Energía (MEM), es esencial contar con un modelo de predicción que permita establecer si los precios observados en el mercado en un momento determinado se ubican en un rango razonable, en función del comportamiento de las principales variables que inciden sobre el mismo. En general los precios de los commodities siguen procesos estocásticos imposibles de predecir, lo que impide que se generen oportunidades sistemáticas de arbitraje.

En el caso de la electricidad, las sorpresas de oferta y demanda se trasladan directamente a los precios sin que medie ningún mecanismo de estabilización, por la imposibilidad de almacenar y la necesidad de igualar oferta y demanda en forma instantánea. La distribución de los precios (en logaritmos) no sigue una distribución normal, como en la mayoría de los commodities y muestra colas más pesadas que recogen saltos extremos en precios o depresiones, asociadas a restricciones de la red, hidrologías críticas, indisponibilidades de los generadores o comportamientos extremos de la demanda.

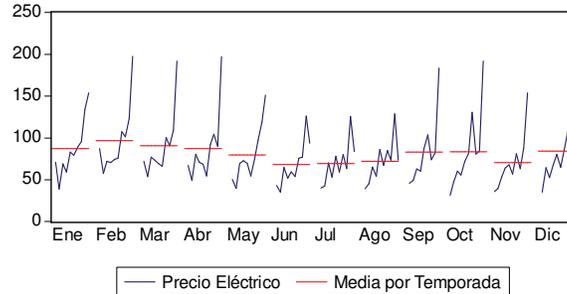
En el informe No 52 el CSMEM presentó los resultados de un estudio econométrico mediante el cual se caracterizó la serie de precios de bolsa y se ajustó un Vector Autorregresivo (VAR) que ayude a pronosticar su comportamiento futuro. A continuación se resumen las principales conclusiones de este ejercicio.

En primer lugar se observó que la serie de precios de bolsa diarios es demasiado volátil, lo que introduce excesivo ruido en la estimación econométrica y vuelve inestables los parámetros. Por lo anterior se optó por concentrar el análisis en la serie mensual.

Existe una percepción de que el precio de bolsa tiene una clara estacionalidad que define precios mucho más elevados en los períodos secos que en los de lluvia. No obstante el análisis de la serie 2000-2010 muestra que las diferencias en los precios promedio entre los distintos meses del año no son muy marcadas. Lo que se puede inferir de este análisis es que en los meses secos el precio promedio es mucho más volátil y está definido en un rango más amplio que en períodos de aportes elevados.

Este comportamiento seguramente está relacionado con la tendencia creciente de la variable en los últimos años.

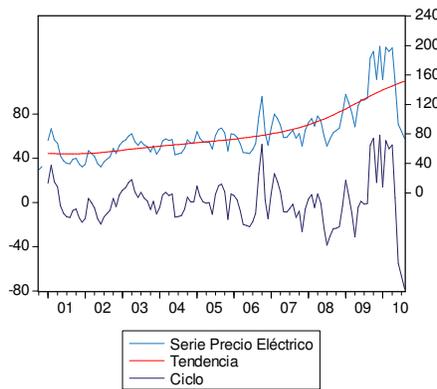
**Precio de Bolsa observado para cada mes 2000-2010 (Pesos Constantes 2008/KWH)**



**Gráfico No 1**

Con el filtro de Hodrick-Prescott se descompuso la serie entre ciclo y tendencia. Como se observa, hasta a finales del 2007, el precio de bolsa mostró una tendencia relativamente constante de crecimiento en términos reales. A partir de este punto se presenta un cambio estructural en el mercado con un aumento marcado de crecimiento en la tendencia de los precios. Se observa también que en este segundo período el componente cíclico presenta una mayor volatilidad.

**Filtro de Hodrick-Prescott**



**Gráfico No 2**

La modelación del precio eléctrico parte de la estimación de modelos no estructurales, ampliamente documentada en el informe No 52. Se encontró en este ejercicio que el modelo de mejor ajuste es un ARIMA (1,1,1). Para solucionar el problema de heteroscedasticidad de la serie, se estimó un modelo GARCH (1,1) con ecuación de media ARMA (1,1). Se construyó un modelo VAR que muestra que el componente autorregresivo del precio de bolsa es fuerte y se pierde el efecto del segundo rezago observado en la serie diaria. El nivel de lluvias es altamente significativo y tiene signo

negativo como se espera. No resultan significativos el precio del gas ni el margen de reserva. La única medida regulatoria con poder explicativo en el vector es la resolución CREG 51, con un efecto positivo sobre el precio de bolsa (cambio en el esquema de despacho).

La única relación clara de causalidad en el VAR se presenta entre el margen de reserva y el precio de bolsa. Esta variable (signo negativo, estaría explicando parcialmente, la tendencia de largo plazo). En efecto, durante la última década el aumento de la demanda ha sido relativamente alto, ante una oferta de capacidad prácticamente estática. De esta forma, la reducción en el margen ayudaría a explicar la tendencia de largo plazo del precio de bolsa. Este argumento se refuerza en el resultado según el cual, tanto los aportes hídricos como el margen de reserva están cointegrados con el precio de bolsa. El precio del gas, por su parte, no cointegra con precio de bolsa, indicio de una desvinculación entre el costo marginal de generación y el mecanismo de formación de precios de la energía.

El objetivo del presente informe es ampliar el análisis econométrico de la dinámica de los precios de bolsa. Al modelo presentado en el informe No 52 se le realizaron una serie de modificaciones y se incluyeron nuevas variables. En particular, se caracterizaron las series en logaritmos, lo que facilita la interpretación de los coeficientes. Por otra parte, se incluyó como variable endógena el índice de Lerner y un índice de contratación con el fin de validar los resultados recientemente reportados por el informe de la SSPD de Wolak (2010), según el cual existe una relación estadística entre el poder de mercado y los niveles de las ofertas de precios.

## **2.2 Relación entre la Medición de Poder de Mercado y el Precio de Bolsa**

En un reciente estudio Frank Wolak<sup>1</sup> testeó la hipótesis según la cual las ofertas de precios de los agentes del mercado mayorista colombiano, son independientes del nivel de poder de mercado que ostentan en cada hora del día y de los incentivos para ejercer dicho poder. Para ello empleó un panel para el período 2005-2010 a nivel de unidad generadora, donde la variable dependiente es el precio de oferta y las variables independientes son el poder de mercado (habilidad para modificar unilateralmente el precio), el nivel de contratación del agente (incentivo para elevar el precio del spot) y otras variables de control que reflejan la diferencia en el costo de los insumos entre

---

<sup>1</sup> Ver Frank A. Wolak (2010). Market Performance in the Colombian Electricity Market and the Recent El Nino Event. Estudio para la SSPD.

días y plantas (costos de combustibles y costo de oportunidad del agua). Los resultados encontrados permiten rechazar claramente la hipótesis de un comportamiento de tomadores de precios por parte de los agentes en sus estrategias de oferta al mercado mayorista de energía.

Puesto que el precio de bolsa se obtiene de equilibrar oferta y demanda en cada hora, y un aumento en los precios de oferta equivale a un desplazamiento a la izquierda de la función de oferta, se debe esperar una relación directa y positiva entre el poder de mercado y el precio de bolsa. El objeto del ejercicio que se presenta a continuación es precisamente determinar si existe una relación estadística entre el poder de mercado y el precio de bolsa.

En su ejercicio, Wolak incluyó en la regresión un indicador que recoge el poder de mercado estimado como el inverso de la semielasticidad precio de la demanda residual<sup>2</sup>. Para el ejercicio que se presenta a continuación se utilizó la serie de índice de Lerner en horas de alta demanda<sup>3</sup>, tal como lo ha venido calculando el CSMEM en su labor de monitoreo del mercado<sup>4</sup>. Este índice se estima como el inverso de la elasticidad de la demanda residual, que equivale al índice de Lerner, es decir el mark-up que maximiza las utilidades de la firma dada la función de demanda residual que enfrenta el agente<sup>5</sup>.

$$L = \frac{1}{\epsilon} = \frac{P_m - CM(Q_c)}{P_m}$$

En donde

$\epsilon$  = Elasticidad precio de la demanda de la empresa

$P_m$  = Precio monopolista

$Q_c$  = Nivel de producción competitivo

<sup>2</sup> La demanda residual es una función que expresa la cantidad de energía que vendería determinado agente en función del precio que oferte. Se estima como la diferencia entre la demanda total y la función de oferta, excluyendo la oferta del propio agente. El inverso de la semielasticidad se define como la reducción en el precio (pesos/MWh) que resulta de una reducción de 1% en la cantidad ofertada por la firma. Se calcula como  $(1/100) \cdot (DR(p)/DR'(p))$ , donde  $DR(p)$  es la función de demanda residual y  $DR'(p)$  es su derivada.

<sup>3</sup> Los resultados para el índice en horas de baja y media demanda no son satisfactorios.

<sup>4</sup> En cada hora se estima la demanda residual como la diferencia entre la demanda total y la oferta del resto de agentes. Se calcula una regresión lineal con los cinco puntos de mayores precios. En el punto medio ( $\bar{P}$ ,  $\bar{Q}$ ) de la recta obtenida mediante la regresión, se estima la elasticidad como  $\frac{dQ}{dP} \cdot \frac{\bar{P}}{\bar{Q}}$ , donde  $Q$  es la cantidad y  $P$  es el precio.

<sup>5</sup> El índice de Lerner se deriva del proceso de maximización de utilidades de un monopolista. En la práctica un agente que enfrenta una demanda residual que no sea perfectamente elástica utilizaría el mismo cálculo para fijar su oferta y maximizar las utilidades en un ambiente de oligopolio. No obstante el agente no conoce la demanda residual al momento de preparar su oferta porque todos los jugadores ofertan en forma simultánea. Los desarrollos teóricos han mostrado que en este juego repetido, los agentes conocen la función de distribución de la curva de demanda residual, con lo cual maximizan el valor esperado de sus utilidades ante distintas realizaciones de la demanda residual. (Ver Wolak)

$CM$  = Costo Marginal

## 2.3 Estimación del VAR

### 2.3.1 Definición del Grado de integración de las Variables

El VAR es un sistema dinámico multivariado de series de tiempo. En esencia se trata de caracterizar el proceso estadístico que sigue un vector multivariado en el cual las variables endógenas interactúan entre sí y responden conjuntamente a impulsos de factores exógenos. Una condición necesaria para que dos variables estén correlacionadas en el largo plazo es que tengan el mismo grado de integración. Para ello se aplica el test de Dickey-Fuller. De acuerdo con este test son integradas de grado 1, el precio de bolsa, los aportes hídricos, la capacidad instalada, el precio del gas, el margen de capacidad, la venta de contratos y su respectivo índice. Estas variables siguen un paseo aleatorio en niveles y la primera diferencia de las series es estacionaria.

Se comportan como estacionarios el nivel del embalse y las reconciliaciones positivas y negativas<sup>6</sup>. En el primer caso es de esperar que la serie sea estacionaria porque el nivel de embalse tiene una capacidad máxima y los agentes lo gestionan de tal forma que acumulan reservas durante los períodos de invierno para contar con recursos de generación hídrica durante los veranos. En el caso de las reconciliaciones lo que mostraría el indicador es que no existe ninguna tendencia estructural que haya sistemáticamente empeorado o mejorado las condiciones de la red de transmisión y las restricciones que impone al despacho ideal. En principio se debería esperar que los aportes fuesen estacionarios porque el nivel de lluvias no tiene una tendencia de largo plazo. Sin embargo una ventana de tiempo de 10 años es muy corta para el análisis de ciclos hidrológicos, lo que puede incidir en que la serie resulte integrada de orden 1.

A diferencia del ejercicio de Wolak donde se incluye en el modelo el indicador de poder de mercado para cada planta en cada hora<sup>7</sup>, para efectos de explicar el precio de bolsa es necesario definir un único índice en cada período. Por lo anterior, se construyó un indicador en el cual se pondera por la energía generada, el índice de Lerner de los distintos agentes para contar con un solo indicador de poder de mercado en el mes. El test de Dickey-Fuller para horas de alta demanda indica que el poder de mercado se ha

---

<sup>6</sup> Algunas variables se consideran como integradas de grado 1 aplicando el ADF simple, pero como estacionarias si se considera el test en el caso con drift, y con drift y tendencia.

<sup>7</sup> A partir de estos indicadores construyeron una media móvil para suavizar el comportamiento de la variable.

comportado como un paseo aleatorio integrado de orden 1<sup>8</sup>. En la práctica el poder de mercado se puede generar y desvanecer en el muy corto plazo, lo que impone dudas a la validez de promediar el índice durante todo el mes. No obstante, si se analiza el comportamiento histórico del Lerner, se observa que se mantiene el poder de mercado elevado durante períodos prolongados, cuando se presentan condiciones críticas como baja disponibilidad, restricciones de red o hidrológicas. De hecho, Wolak en su ejercicio, suaviza la serie a partir de una media móvil.

**Tabla 1: Pruebas Dickey-Fuller Serie en Logaritmos**

Serie	Estadístico ADF	Estadístico ADF con drift	Estadístico ADF con drift y tendencia	Orden de Integración ADF	Orden de Integración ADF con drift	Orden de Integración con drift y tendencia
<b>En Niveles</b>						
PRECIO BOLSA(\$/KWH)	0.490318	-1.974778	-5.029681***	I(1)	I(1)	I(0)
DEMANDA REAL (KWH)	5.637728	-3.173105**	-0.438269	I(1)	I(0)	I(1)
NIVEL EMBALSE(%)	-0.868210	-3.361512**	-3.673547**	I(1)	I(0)	I(0)
RECONCILIACION POSITIVA (KWH)	-0.632260	-11.83847***	-12.09648***	I(1)	I(0)	I(0)
RECONCILIACION NEGATIVA (KWH)	-0.270298	-11.90465***	-11.90592***	I(1)	I(0)	I(0)
APORTES HIDRICOS EN ENERGIA(KWH)	0.250839	-2.317877	-2.095695	I(1)	I(1)	I(1)
DISPONIBILIDAD COMERCIAL (KWH)	-0.365350	-11.17800***	-11.12808***	I(1)	I(0)	I(0)
CAPACIDAD INSTALADA (KW)	0.435827	-1.962704	-1.899569	I(1)	I(1)	I(1)
PRECIO GAS \$/MBTU	0.449249	-1.491695	-1.692141	I(1)	I(1)	I(1)
MARGEN DE CAPACIDAD(KW)	0.543448	-1.998905	-1.100498	I(1)	I(1)	I(1)
RATIO RECONCILIACION POSITIVA	-4.060930***	-9.847673***	-10.33389***	I(0)	I(0)	I(0)
RATIO RECONCILIACION NEGATIVA	-2.133380**	-11.50600***	-11.63801***	I(0)	I(0)	I(0)
VENTA CONTRATOS (KWH)	0.871365	-1.935250	-3.697274**	I(1)	I(1)	I(0)
RATIO CONTRATOS/CAPACIDAD	0.397835	-1.987897	-3.834298**	I(1)	I(1)	I(0)
INDICADOR LERNER ALTO	-0.642289	-5.107213***	-5.226881***	I(1)	I(0)	I(0)
<b>En Primeras Diferencias</b>						
D.PRECIO BOLSA(\$/KWH)	-8.639158***	-8.658074***	-8.603368***	I(0)	I(0)	I(0)
D.DEMANDA REAL (KWH)	-2.220580**	-7.844282***	-8.773950***	I(0)	I(0)	I(0)
D.NIVEL EMBALSE(%)	-9.472825***	-9.447629***	-9.432769***	I(0)	I(0)	I(0)
D.RECONCILIACION POSITIVA (KWH)	-10.303374***	-10.27545***	-10.24410***	I(0)	I(0)	I(0)
D.RECONCILIACION NEGATIVA (KWH)	-10.25805***	-10.20641***	-10.15900***	I(0)	I(0)	I(0)
D.APORTES HIDRICOS EN ENERGIA(KWH)	-10.90270***	-10.85478***	-10.92853***	I(0)	I(0)	I(0)
D.DISPONIBILIDAD COMERCIAL (KWH)	-11.81234***	-11.76101***	-11.70571***	I(0)	I(0)	I(0)
D.CAPACIDAD INSTALADA (KW)	-14.65218***	-14.59922***	-14.56047***	I(0)	I(0)	I(0)
D.PRECIO GAS \$/MBTU	-6.345452***	-6.308822***	-6.248650***	I(0)	I(0)	I(0)
D.MARGEN DE CAPACIDAD(KW)	-12.28365***	-12.27516***	-12.51128***	I(0)	I(0)	I(0)
D.RATIO RECONCILIACION POSITIVA	-8.421374***	-8.408980***	-8.422595***	I(0)	I(0)	I(0)
D.RATIO RECONCILIACION NEGATIVA	-10.89154***	-10.83759***	-10.78024***	I(0)	I(0)	I(0)
D.VENTA CONTRATOS (KWH)	-12.72065***	-12.75538***	-12.70344***	I(0)	I(0)	I(0)
D.RATIO CONTRATOS/CAPACIDAD	-10.27873***	-10.33034***	-10.28885***	I(0)	I(0)	I(0)
D.INDICADOR LERNER ALTO	-10.55094***	-10.50186***	-10.48294***	I(0)	I(0)	I(0)

Fuente: CSMEM

\* Significativo al 90%

\*\* Significativo al 95%

\*\*\* Significativo al 99%

[1] Para regresiones con el número de observaciones como las planteadas para el estadístico ADF, valores cercanos a 2 en el estadístico DW muestran que no hay evidencia estadística suficiente para probar que los errores de la regresión presentan correlación serial.

[2] Se determina estacionario al 95% de confianza.

### 2.3.2 Estimación del Modelo

Se estimó el VAR en logaritmos para facilitar la interpretación de los coeficientes. Los coeficientes definidos en logaritmos se interpretan directamente como elasticidades. Este no es el caso del índice de Lerner ni de las variables discretas introducidas para medir el impacto de la regulación sobre el precio del mercado. Este modelo valida algunos de los resultados del ejercicio reportado en informe No 52. En particular se mantiene el fuerte componente autorregresivo del precio de bolsa. Como se observa el coeficiente del precio de bolsa rezagado un mes es 0.58 y estadísticamente significativo al 99% de confianza.

<sup>8</sup> Este resultado cambia si se considera el test ADF con drift y tendencia.

Se constató con esta especificación del modelo que el precio de bolsa no guarda una relación estadística estrecha con el precio del gas natural. Este resultado de alguna forma corrobora la hipótesis según la cual el proceso de formación de precios no sigue estrictamente las fuerzas de un mercado en competencia. Si este fuera el caso, el precio de los combustibles, en particular el del gas, debería ser un driver directo del precio de formación de la energía eléctrica. Un resultado en la misma dirección obtuvo Wolak en la modelación de precios de oferta a través del panel.

La otra variable que definitivamente impacta el precio de bolsa son los aportes. El coeficiente de esta variable denota una elasticidad cercana al 30%, tiene el signo negativo como es de esperar y estadísticamente significativa. Al parecer en la nueva especificación en que los aportes se incluyen como variable exógena, aumenta el poder explicativo de la variable y le resta importancia a otras variables como el impacto de la resolución CREG 51 del 2009 que en el ejercicio anterior era significativa. De igual forma los aportes presentan el mismo ciclo que el nivel del embalse y parecen absorber el efecto de esta variable sobre el precio de bolsa.

El modelo permite validar los resultados obtenidos por Wolak en la modelación de precios de oferta. En efecto, como se observa en la tabla el coeficiente del índice de Lerner es positivo y significativo. Lo anterior sugiere que cuando los agentes cuentan con un mayor poder de mercado, tienden a elevar el precio de las ofertas y con ello se desplaza el equilibrio en el mercado, con un precio de bolsa superior al que se obtendría en ausencia de este poder.

En la cuarta columna se pueden extraer algunas conclusiones acerca de que variables afectan el poder de mercado medido en el índice de Lerner. De acuerdo con el modelo, mayores restricciones en la red, capturadas en las reconciliaciones, tienden a incrementar el poder de mercado. Por otra parte, al parecer la intervención del ministerio en el mercado a raíz del fenómeno del Niño, redujo el poder de mercado de los agentes. Finalmente parecería que las modificaciones introducidas al despacho mediante la resolución CREG 11 del 2010 incrementan el poder de mercado. Lo anterior puede estar relacionado con los problemas asociados a la resolución CREG 51 de 2009 discutidos en el informe No 51 de la CSMEM.

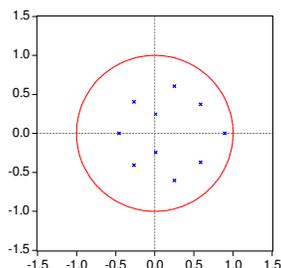
**Tabla 2: Resultados de la estimación del VAR**

	PRECIO ELECTRICIDAD	PRECIO GAS	MARGEN DE CAPACIDAD	ILERNER ALTO	CONTRATOS SOBRE CAPACIDAD
LN PRECIO ELECTRICIDAD (-1)	0.584589 (0.17383) [ 3.36305]	-0.053304 (0.0782) [-0.68162]	-0.060239 (0.07822) [-0.77014]	-0.000363 (0.00472) [-0.07684]	0.029055 (0.01851) [ 1.56944]
LNPrecio ELECTRICIDAD (-2)	-0.244129 (0.15445) [-1.58061]	-0.03623 (0.06949) [-0.52141]	-0.183324 (0.0695) [-2.63775]	-0.004719 (0.0042) [-1.12488]	-0.004004 (0.01645) [-0.24343]
LN PRECIO GAS (-1)	-0.144032 (0.33991) [-0.42374]	0.439834 (0.15292) [ 2.87629]	-0.279244 (0.15295) [-1.82572]	0.003358 (0.00923) [ 0.36371]	-0.025026 (0.0362) [-0.69131]
LN PRECIO GAS (-2)	0.145067 (0.26944) [ 0.53841]	-0.061969 (0.12121) [-0.51123]	0.268924 (0.12124) [ 2.21811]	-0.008807 (0.00732) [-1.20337]	-0.027323 (0.0287) [-0.95217]
LN MARGEN CAPACIDAD (-1)	-1.100777 (0.85627) [-1.28555]	0.414575 (0.38522) [ 1.07620]	-0.234787 (0.3853) [-0.60936]	0.010675 (0.02326) [ 0.45899]	-0.112127 (0.09119) [-1.22954]
LN MARGEN CAPACIDAD (-2)	-0.639279 (0.79947) [-0.79963]	-0.103965 (0.35966) [-0.28906]	0.187489 (0.35974) [ 0.52118]	0.003109 (0.02171) [ 0.14317]	-0.046066 (0.08514) [-0.54104]
ILERNER ALTO(-1)	10.61253 (6.06954) [ 1.74849]	2.988653 (2.73057) [ 1.09452]	1.021126 (2.73116) [ 0.37388]	0.383874 (0.16486) [ 2.32853]	-0.997415 (0.64642) [-1.54299]
ILERNER ALTO(-2)	-3.657119 (7.16208) [-0.51062]	3.101046 (3.22208) [ 0.96244]	-4.273299 (3.22278) [-1.32597]	0.163913 (0.19453) [ 0.84260]	0.75278 (0.76277) [ 0.98690]
CONTRATOS SOBRE CAPACIDAD (-1)	0.526797 (2.02034) [ 0.26075]	-0.665748 (0.90891) [-0.73247]	-0.517804 (0.90911) [-0.56957]	0.050946 (0.05488) [ 0.92839]	0.419553 (0.21517) [ 1.94988]
CONTRATOS SOBRE CAPACIDAD (-2)	-0.135149 (1.7857) [-0.07568]	0.012003 (0.80335) [ 0.01494]	0.974248 (0.80353) [ 1.21247]	0.035055 (0.0485) [ 0.72276]	-0.262931 (0.19018) [-1.38254]
C	34.68358 (22.0448) [ 1.57332]	1.074588 (9.91754) [ 0.10835]	17.71966 (9.9197) [ 1.78631]	-0.199854 (0.59877) [-0.33378]	3.007136 (2.34781) [ 1.28083]
RES11_12	0.231844 (0.19981) [ 1.16034]	0.22227 (0.08989) [ 2.47271]	0.044798 (0.08991) [ 0.49826]	0.00971 (0.00543) [ 1.78919]	0.046177 (0.02128) [ 2.16998]
RES159_3	-0.268683 (0.19077) [-1.40838]	0.022546 (0.08583) [ 0.26269]	0.106528 (0.08584) [ 1.24094]	-0.011939 (0.00518) [-2.30412]	-0.061745 (0.02032) [-3.03898]
RES19_20	0.047639 (0.10737) [ 0.44368]	0.209789 (0.0483) [ 4.34304]	0.04669 (0.04832) [ 0.96637]	0.001499 (0.00292) [ 0.51384]	0.025314 (0.01144) [ 2.21365]
RES51_7	0.277738 (0.17238) [ 1.61124]	0.029461 (0.07755) [ 0.37990]	-0.009063 (0.07757) [-0.11685]	-0.002057 (0.00468) [-0.43934]	0.055673 (0.01836) [ 3.03259]
INTERVENCIÓN	0.098426 (0.14832) [ 0.66359]	0.233474 (0.06673) [ 3.49889]	-0.026602 (0.06674) [-0.39858]	0.000962 (0.00403) [ 0.23868]	0.023546 (0.0158) [ 1.49057]
NIVEL DEL EMBALSE	-0.206969 (0.50538) [-0.40953]	0.217709 (0.22736) [ 0.95754]	-0.040805 (0.22741) [-0.17943]	-0.008216 (0.01373) [-0.59854]	0.060899 (0.05382) [ 1.13144]
LN RECONCILIACIÓN POSITIVA	0.008345 (0.01843) [ 0.45286]	-0.004594 (0.00829) [-0.55419]	-0.01403 (0.00829) [-1.69199]	-0.00042 (0.0005) [-0.83969]	0.001401 (0.00196) [ 0.71409]
LN RECONCILIACIÓN NEGATIVA	0.001912 (0.01659) [ 0.11527]	-0.00485 (0.00746) [-0.64994]	-0.000896 (0.00746) [-0.11998]	0.000812 (0.00045) [ 1.80195]	-0.0000457 (0.00177) [-0.02584]
LN APORTES HIDRICOS EN ENERGIA	-0.297977 (0.07552) [-3.94556]	-0.004243 (0.03398) [-0.12488]	0.004738 (0.03398) [ 0.13944]	0.001207 (0.00205) [ 0.58860]	0.011251 (0.00804) [ 1.39880]

Otro resultado inesperado es la ausencia de una relación entre el precio de bolsa y el indicador de contratación. Se debería esperar, siguiendo la terminología del artículo de Wolak, que a mayor nivel de contratación menor incentivo para ejercer el poder de mercado y en consecuencia, menores precios de bolsa. El ejercicio no valida esta hipótesis, posiblemente por el carácter de largo plazo en los niveles de contratación y la fuerte variabilidad de los precios de bolsa. Se observa en cambio, que las medidas para conjurar el racionamiento eléctrico pudieron afectar negativamente los niveles de exposición de los agentes en contratos bilaterales.

Se constató que todos los parámetros estimados en el VAR se encuentran en el círculo unitario, como se muestra en el siguiente gráfico. Por lo anterior se puede afirmar que el modelo ajustado es estable.

**Círculo Unitario del VAR**



**Gráfico No 3**

### 2.3.3 Función Impulso Respuesta

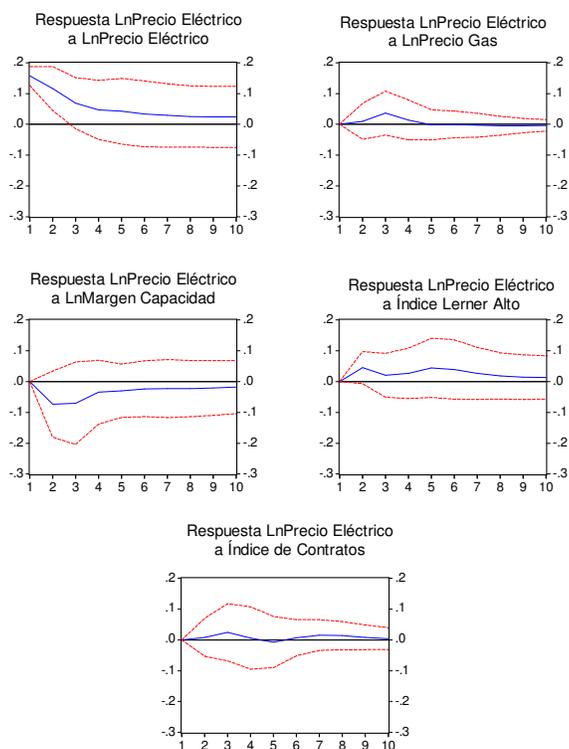
Una de las aplicaciones del VAR es la posibilidad de observar la dinámica de una variable como respuesta al impulso de otra. Se observa la fuerte inercia del precio de bolsa. Una vez se ha presentado algún shock que eleve el precio, este sólo retornará al equilibrio gradualmente en un lapso que se extiende más allá de seis meses, considerando constante el nivel de otras variables.

La inercia del precio de bolsa puede estar relacionada con el poder de mercado. En efecto, como se observa en la función impulso respuesta, un aumento puntual del índice de Lerner presiona al alza el precio de la energía eléctrica durante un período prolongado de varios meses. Se podría plantear una hipótesis según la cual los agentes cuentan con estrategias de oferta que les permiten sostener los precios, por encima del nivel competitivo durante lapsos relativamente largos. En un entorno donde la fuerza de la competencia presionara rápidamente el precio hacia el equilibrio de largo plazo, probablemente no se observaría un efecto tan persistente del índice de Lerner sobre el precio de bolsa.

No ocurre lo mismo con un impulso en el precio del gas. En este caso, la transmisión al precio de bolsa se absorbe en pocos períodos. No sobra recordar que esta variable no resultó significativa, sin embargo, su efecto indirecto a través de otras variables impacta el precio de bolsa.

Finalmente, se observa que las sorpresas en la disponibilidad del parque de generación, tienen un efecto sobre el precio de bolsa que persiste varios meses al

evento que lo causó. La función impulso-respuesta corrobora la baja relación encontrada entre el nivel de contratación y el precio de bolsa.



**Gráfico No 4**

### 2.3.4 EI VAR como Herramienta de Monitoreo

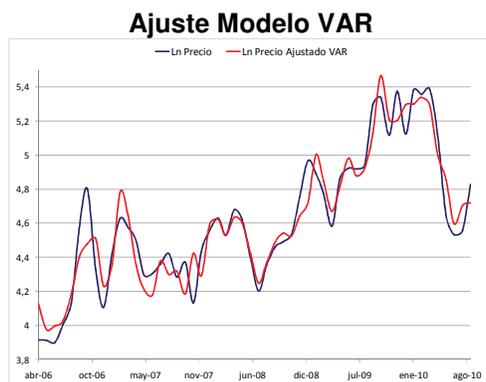
Son frecuentes los comentarios de los generadores al CSMEM, en el sentido en que se presentan afirmaciones acerca del nivel de precio y el poder de mercado no sustentadas. Con respecto al poder de mercado, las conclusiones que presenta el comité en los reportes de monitoreo están siempre respaldadas por la medición sistemática del índice de Lerner (inverso de la elasticidad precio de la demanda residual enfrentada por el agente), en horas de demanda baja, media y alta. Desde este punto de vista, los comentarios se originan más por el desconocimiento de los agentes de las metodologías para medir el poder de mercado, que por la falta de rigurosidad del comité. Es importante que los generadores acepten que el mercado mayorista de energía no es perfecto y que los agentes pueden llegar a tener poder de mercado que varía en un rango considerable, en función de las condiciones particulares de la red, los recursos hídricos y la disponibilidad, entre otros. Desde este punto de vista, reportar el poder de mercado no es una acusación al comportamiento

específico de un agente, sino un hecho objetivo que se debe monitorear porque puede afectar la eficiencia asignativa en el mercado.

En el caso de los precios elevados, la dificultad del comité siempre ha sido determinar, mediante un modelo, cual es el nivel “adecuado” de precios dadas las condiciones que enfrenta el mercado mayorista. El MPODE y el MODSEI están en condiciones de ofrecer una estimación de costos marginales, ante distintos estados de las variables fundamentales. Sin embargo, no se trata de predicciones de precios. Por otra parte el comité estimó un modelo no estructural que capturaba suficientemente, la dinámica estocástica de las series de precios, pero era muy débil el efecto de variables determinantes como el nivel de lluvias o las restricciones.

En el futuro próximo, el comité comparará el precio de bolsa observado en cada mes con el que arroja el modelo VAR. De esta forma, si el precio observado no se encuentra en la banda definida por el intervalo de confianza, se profundizará en las causas de tal comportamiento. Con el modelo es posible además, determinar cuál habría sido el nivel proyectado del precio si se incluye un índice de Lerner promedio, en lugar del efectivamente calculado con la información del mes. Con esta metodología se pueden hacer algunas inferencias acerca del efecto del poder de mercado sobre la formación del precio de bolsa en el período de análisis.

En el siguiente gráfico se puede constatar que el VAR sigue fielmente los movimientos del precio de bolsa y parece un instrumento adecuado para predecir el precio en un horizonte de muy corto plazo (un mes).

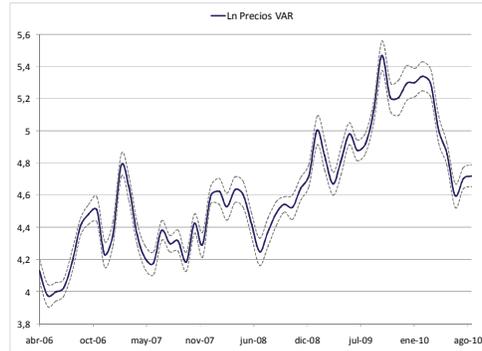


**Gráfico No 5**

De hecho, en el gráfico No 6 se puede observar que el intervalo de confianza al 95% es relativamente estrecho. Lo anterior se puede interpretar como que el modelo se ajusta

de manera adecuada a la información y que precios por fuera de esta banda responden a situaciones anómalas que deben ser estudiadas con mayor profundidad. Es interesante constatar que durante las medidas de intervención del mercado en el segundo semestre del 2009 se amplía considerablemente el intervalo de confianza. Lo anterior es consistente con el nivel de significancia de la dummy que se introdujo para capturar el efecto de estas medidas. De alguna manera el modelo está capturando el cambio transitorio de reglas a que estuvo sujeto el mercado.

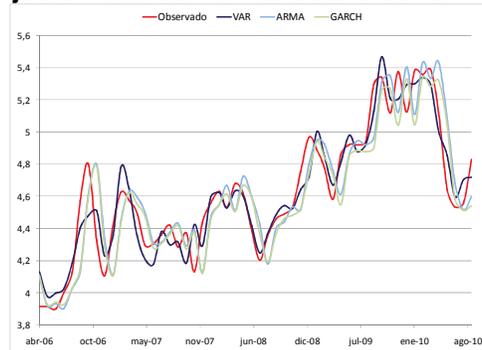
**Modelo VAR e Intervalos de Confianza**



**Gráfico No 6**

Finalmente, en el gráfico No 7 se comparan el VAR estimado en este informe, con los modelos no estructurales presentados en el informe No 52 estimados en logaritmos. Los tres modelos siguen la dinámica de los precios de bolsa, pero es evidente que el VAR es superior en el sentido en que muestra un menor rezago entre el valor predicho y el valor observado. En el ARMA y el GARCH, el ajuste a la dinámica de los precios tarda algunos períodos.

**Ajuste Modelos No Estructurales vs VAR**



**Gráfico No 7**

### 3 Respuestas a Comentarios de Emgesa y EPM

#### 3.1 Comentarios de Emgesa al Informe No 46

Consideremos que el CSMEM debería soportar mejor algunas de las afirmaciones que hace, sobre los temas de mercado y en particular el abuso de poder de mercado. En las modificaciones regulatorias propuestas, que buscan desincentivar algunos supuestos que hace el CSMEM, es conveniente que estas afirmaciones no sean publicadas en el debido análisis de impactos económicos y posibles consecuencias para el abastecimiento de energía.

1. En el resumen ejecutivo se menciona: Bajo circunstancias de crisis, el mercado por si solo no garantiza el adecuado abastecimiento de la demanda y consecuentemente es necesario tomar medidas preventivas para evitar los desabastecimientos y racionamientos

Es necesario contextualizar este comentario ya que las circunstancias de crisis involucra de forma importante al sector gas.

**CSMEM1:** Acogemos el comentario de Emgesa en cuanto a que debe contextualizarse mejor, tal como se hizo en el informe No 51 del CSMEM, Aspectos Coyunturales del MEM: “Bajo circunstancias de crisis, el mercado por si solo no reaccionó adecuadamente y por lo tanto, para prevenir que se induzcan intervenciones gubernamentales del mercado, es necesario contar con suficiente antelación con un esquema regulatorio, que pueda asegurar la confiabilidad del SIN”.

2. En el numeral 2.1.2 el Comité afirma. “En general se aseguró el abastecimiento de gas natural a sectores prioritarios como el vehicular, el industrial, el residencial y el sector térmico.”

Esto no es cierto. De acuerdo a los Informes de XM sobre el balance diario de gas, se presenta diariamente demanda NO atendida de gas natural en el interior del país para los sectores Industrial, Termoeléctrico y Refinería.

**CSMEM2:** El gráfico que sustenta el comentario de Emgesa es del mes de Marzo de 2010; el informe No 46 se publicó el 10 de febrero de 2010 y fue realizado con la información disponible hasta diciembre de 2009. De otra parte en el numeral 2.1.2 debe leerse dentro del contexto planteado por el CSMEM: “El CSMEM considera que todavía es prematuro sacar conclusiones definitivas sobre el efecto de las medidas tomadas

por el gobierno y en consecuencia, solamente presenta algunas reflexiones preliminares al respecto.”

3. En el numeral 2.3.1 el Comité menciona: “El precio de bolsa, como respuesta a las bajas hidrológicas y a la entrada forzada de recursos de generación costosos, tuvo un crecimiento sostenido y muy marcado entre marzo y octubre del 2009.”

Es importante mencionar que las medidas de generación forzada comenzaron en octubre de 2009, lo que esta señalando el CSMEM corresponde a un periodo en el cual no existían intervenciones, con lo cual el comportamiento en los precios de mercado para el periodo mencionado, estaba mostrando las señales a futuro de condiciones de escasez y que según el informe N° 42 del Comité se mencionó: “El comportamiento en las estrategias de oferta de los recursos hídricos es preocupante y puede señalar el ejercicio de poder de mercado.”

**CSMEM3:** Es evidente que en el periodo marzo – septiembre de 2009, no existió racionamiento de gas ni se exigió la generación térmica forzada. El informe No 46 cuando plantea “la entrada forzada de recursos de generación costosos”, no se refiere a la intervención del gobierno que aún no había ocurrido, sino al hecho de tener un embalse agregado con niveles inferiores a los normales para el periodo de análisis, que forzó la operación del MEM a utilizar recursos de generación costosos. También vale la pena mencionar que la generación forzada de seguridad, se paga a precios regulados y no necesariamente esta circunstancia implica un recurso costoso.

### **3.2 Comentarios de Emgesa al Informe No 47**

Compartimos de forma general los comentarios que sobre la actividad de Comercialización ha planteado el Comité, en este sentido actualmente XM junto con los agentes del mercado y los gremios vienen desarrollando propuestas regulatorias tendientes a mejorar los mecanismos de transacción y seguimiento del mercado que permitan evitar comportamientos inadecuados o riesgosos por parte de algunos agentes, evitando situaciones como las que actualmente enfrentan los agentes por cuenta de las decisiones riesgosas de algunos de los comercializadores independientes.

Con respecto al tratamiento que se sugiere para el proyecto DERIVEX, es necesario identificar que si bien XM cumple funciones regladas en el mercado mediante el Centro

Nacional de Despacho y el Administrador de Sistema de Intercambios Comerciales, la actual propuesta planteada esta constituida por fuera de sus obligaciones que por Ley le han sido asignadas.

El proyecto DERIVEX obedece a una iniciativa privada donde esta involucrado XM con la Bolsa de Valores de Colombia – BVC. En este sentido propender por la propuesta del MOR o por la de DERIVEX no es tan comparable ya que las dos tienen orígenes distintos y sus objetivos diametralmente opuestos.

**CSMEM4:** Frente a los precios altos que ocurren en la bolsa y su volatilidad, los cuales repercuten en las finanzas de algunos comercializadores y en las tarifas de algunos segmentos del mercado, el CSMEM considera que tales costos se habrían podido mitigar considerablemente con un mercado líquido concurrido y amplio de futuros de energía eléctrica de largo plazo, lo cual podría lograrse con las reformas requeridas del caso, bien sea al MOR o a los derivados financieros que ofrece Derivex.

4. En el numeral 3.4.1 Magnitud de Cubrimiento de Contratos, el Comité menciona que: “Tal como fue analizado en la primera parte de este informe, se corrobora como a partir de la intervención del mercado, el porcentaje de transacciones de energía en la bolsa ha venido incrementándose, aumentando la exposición al riesgo de los agentes comercializadores, mientras que el nivel de energía transada en contratos ha venido disminuyendo.” Esta apreciación no corresponde con lo que se muestra en la grafica, por otro lado, es importante aclarar que los niveles de cobertura de los agentes no se definen en el corto plazo, la practica comercial que la anticipación en las coberturas esta entre 1 y 2 años.

Para identificar el efecto sobre algunos comercializadores, se recomienda hacer este ejercicio de forma desagregada por tipo de agente.

**CSMEM5:** El gráfico referido por Emgesa (No 10, Cubrimiento de Contratos) muestra que el volumen de transacciones de la bolsa entre octubre de 2009 y enero de 2010 aumentó de 30% al 35% de la demanda del sistema y las transacciones en contratos disminuyeron de 120% a 110% de la demanda del sistema.

### 3.3 Comentarios de Emgesa al Informe No 48

Nos parece relevante la participación del CSMEM en la reunión Internacional de monitores de mercados eléctricos, por el conocimiento de experiencias en otros países que seguramente al ser difundidas pueden ser de utilidad en nuestro país.

Respecto al análisis de desempeño del MEM durante los meses de marzo y abril consideramos que el CSMEM debería analizar de manera integral el comportamiento de los precios de bolsa relacionándolo con todas las variables que caracterizan el mercado y no hacer afirmaciones con base en la coincidencia en el tiempo de eventos, pues esto sin un análisis formal, finalmente produce desinformación en el mercado.

1. En el numeral 3.3.7 al referirse al índice residual de suministro de EPM y Emgesa se menciona “(...) y 1.03 para Emgesa, los cuales indican que estos agentes están próximos a ser pivotaes (1.0), con un potencial para abuso de poder de mercado muy serio”. Este tipo de afirmaciones tienden a confundir una eventual situación de poder mercado, según el valor calculado para el indicador, con el ejercicio del abuso de poder de mercado, sobre todo teniendo en cuenta que el sistema se encontraba en condiciones de intervención.

**CSMEM6:** El CSMEM produjo los comentarios pertinentes con base en los altísimos valores del índice de Lerner y los bajísimos valores de los Índices Residuales de Suministro y consecuentemente ratifica lo expresado en el informe No 48.

2. Pareciera existir una falta de consistencia en el informe pues en la pag. 2 se menciona que uno de los principales resultados de la intervención del mercado fue que “(...) La generación térmica redujo el espacio residual de demanda de los generadores hidráulicos, lo cual incremento la competencia entre ellos e indujo los precios del spot a la baja.”; sin embargo, a través del informe en varios apartes se menciona que en el periodo analizado hubo aumento de precios de bolsa.

**CSMEM7:** En la página 2, se hizo referencia a la presentación del CSMEM en la reunión del EISG, la cual ocurrió en Abril de 2010 y analiza la intervención del mercado hasta mediados de marzo de 2010.

En varios apartes del Análisis de Desempeño del MEM, donde se estudia el comportamiento del MEM en el mes de Abril de 2010 (informe No 48), se habla de precios altos, por ejemplo: “El precio de bolsa, no sólo se ha sostenido en niveles

elevados, sino que ha mostrado una volatilidad muy grande tanto en horas de alta como de baja demanda. En las horas de carga pico de abril, el precio superó la barrera de los \$320/kWh en numerosas ocasiones.”

El comentario de Emgesa presenta inconsistencia al mezclar resultados del análisis para diferentes tiempos. La oscilación de precios durante la intervención del mercado, ocurrió por muchas circunstancias y especialmente por efectos regulatorios, los cuales fueron analizados por el CSMEM a través de los diferentes informes.

### **3.4 Comentarios de EPM al Informe No 51**

“En primer lugar, cabe señalar que la operación mediante la cual EPM se encargará de la construcción, operación y mantenimiento de la central Hidroituango se realizó teniendo en cuenta el marco regulatorio vigente en lo que tiene que ver con la participación de un agente generador en el MEM (Resoluciones CREG 060 de 2007 y CREG 101 de 2010).

En la Resolución CREG 060 se establece una regulación diferencial que permite un límite de participación diferente en los casos de expansión mediante la construcción de nuevos proyectos, del que rige para operaciones de adquisición de empresas cuyas plantas ya están en operación en el sistema. En el primer caso, expansión mediante la construcción de nuevas plantas, en el cual se enmarca la construcción del proyecto Hidroituango, se permite una participación en la actividad de generación, evaluada mediante la ENFICC, hasta del 30% siempre que el índice HHI sea inferior a 1800, con las siguientes condiciones especiales: si la participación del agente (y las empresas controladas) es superior al 25% y el HHI es mayor a 1800, se hace una supervisión especial de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y si la participación es superior al 30%, la regulación prevé la implementación de un esquema de oferta de energía mediante el cual el agente pondrá a disposición de otros agentes la energía suficiente para retornar al límite del 30%. Cabe señalar que los cálculos realizados por EPM para la época de entrada del proyecto, en ningún caso se violan estos límites. No obstante, si cuando éste entre en operación la participación de EPM en la actividad de generación supera los límites establecidos, la regulación contempla las acciones a realizar para acogerse a los límites (vigilancia especial y/o esquema de oferta de energía).

En cuanto a la Resolución CREG 101, su ámbito de aplicación está claramente delimitado a operaciones de adquisición de empresas con plantas en operación, que no es el caso del proyecto Hidroituango, razón por la cual no procede su aplicación.

De acuerdo con este análisis, EPM considera que no es válida la afirmación acerca de que “... *su integración operativa no sería permitida por la regulación existente...*” y no comparte la preocupación del CSMEM cuando se refiere a tal operación “se podría constituir en un factor que afectaría la competitividad y el buen funcionamiento del MEM”, puesto que, en caso de superación de los límites establecidos la regulación contempla los mecanismos para adecuarse a los mismos.”

**CSMEM8:** En primer lugar transcribimos lo planteado por el CSMEM en el informe No 51: “A largo plazo, el CSMEM considera que la futura operación de la central Ituango por parte de EPM, durante un periodo de 20 años o más, se podría constituir en un factor que afectaría la competitividad y el buen funcionamiento del MEM. En este sentido, el CSMEM ve con preocupación el hecho de haber cancelado la subasta que venía realizando Hidroituango y que ya contaba con el interés de un número importante de nuevos agentes internacionales, lo cual además hubiera sido una buena oportunidad para incrementar el número de agentes generadores del MEM y aumentar su competitividad.

Teniendo en cuenta que una vez entre en operación plena, Ituango alrededor del año 2020 aportará 8.563 GWh-año de energía firme al MEM, ésta energía incrementaría significativamente la participación de cualquiera de los principales operadores del MEM. En el caso de EPM, independientemente de que esté o no integrada con Isagen, el efecto de una integración operativa con Ituango y bajo el escenario de crecimiento medio de la demanda proyectado por la UPME, sobrepasaría el límite regulatorio del 25% de participación, implicando que su integración operativa no sería permitida por la regulación existente.

La anterior situación tiene una alta probabilidad de ocurrir bajo el supuesto que la demanda crezca de acuerdo al escenario medio de la UPME; sin embargo, el resultado de las subastas de energía firme que se realicen hasta el 2020 también podría influir en el límite de participación que alcanzaría EPM con Ituango.”

**CSMEM9:** En el caso de la integración operativa de EPM con Ituango, existe alta probabilidad de superar en el futuro los porcentajes de participación especificados en la

Resolución CREG 060 de 2007<sup>9</sup>, lo cual implicaría bien que la CREG tendría que poner en conocimiento de la SSPD tal situación, o que EPM debería poner a disposición de otros agentes energía suficiente para que su participación en la actividad de generación retorne a los niveles permitidos (no permite la integración operativa por encima del límite especificado).

Basados en lo anterior, el CSMEM considera que la participación de EPM como operador de Ituango, podría constituir un factor que afectaría la competitividad y por tanto el buen funcionamiento del MEM.

Teniendo en cuenta que una de las principales funciones del CSMEM es velar por la competitividad del MEM, a este respecto el CSMEM ve con preocupación tal como lo ha manifestado en diferentes ocasiones, que con el paso del tiempo, la concentración del mercado, el poder de mercado y la integración vertical, en lugar de disminuir hacia una mayor competitividad, se han venido incrementando.

---

<sup>9</sup> Informe No 49 del CSMEM: “Compra de Isagen por parte de un agente del MEM – Efecto en el Mercado de Energía Mayorista”, Junio 7 de 2010.

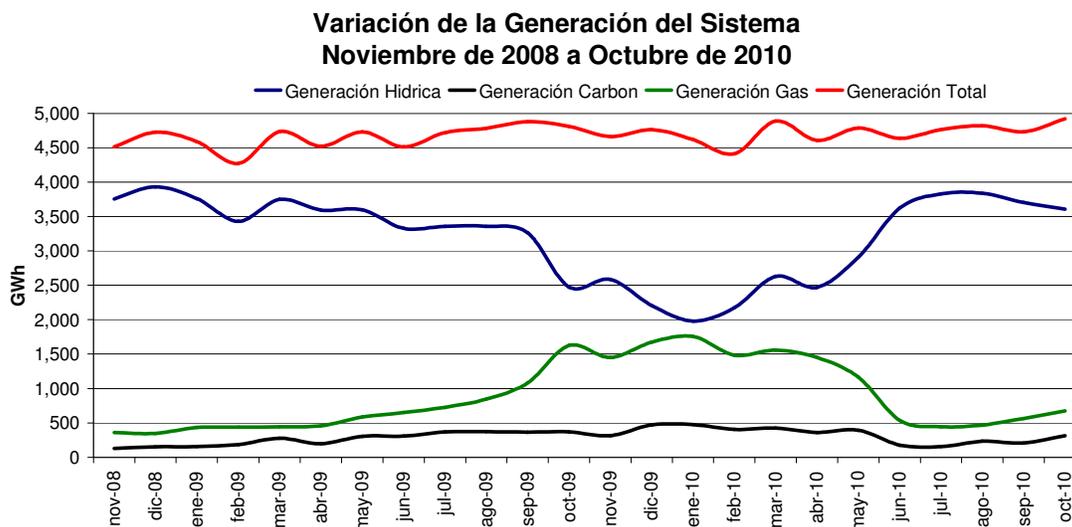
## 4 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de Octubre de 2010, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

### 4.1 Comportamiento del sistema

#### 4.1.1 Generación del Sistema

El gráfico No 8 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para los dos últimos años.



**Gráfico No 8**

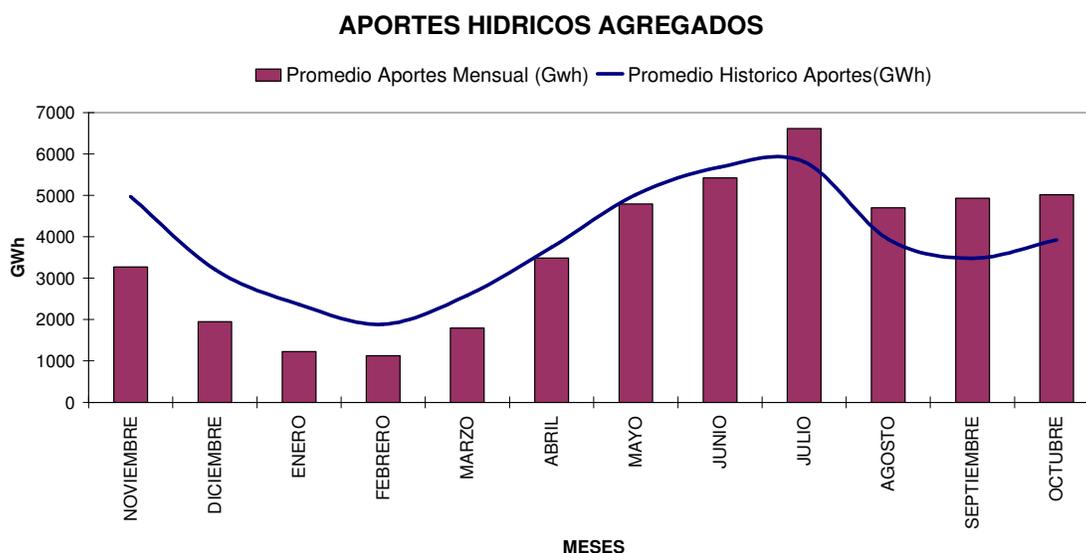
La tabla No 3 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema. En lo corrido del año la generación eléctrica creció al 4.06%; entre octubre 2009 y octubre 2010 la expansión fue de 2.04%. Con respecto al mes de septiembre de 2010, en octubre la generación total del sistema aumentó 3.8% debido a un ligero aumento de la demanda interna y principalmente por el aumento de las exportaciones al Ecuador; por otra parte, la generación con recursos hidráulicos cayó 2.6%, mientras la térmica aumentó 27.6% compensando las variaciones mencionadas.

**Tabla No 3**

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	octubre-09	septiembre-10	octubre-10	Variacion Septiembre 10- Octubre 10	Variacion Octubre 09- Octubre 10	Variacion Ultimo Año- Octubre 10
Hídrica	2,963.23	2,475.80	3,702.60	3,607.04	-2.58%	45.69%	21.73%
Térmica	1,501.93	2,097.59	775.09	988.79	27.57%	-52.86%	-34.17%
Gas	1,141.82	1,727.08	565.96	672.77	18.87%	-61.05%	-41.08%
Carbón	325.92	370.51	209.14	316.02	51.10%	-14.71%	-3.04%
Menores	234.46	227.16	226.51	287.50	26.93%	26.56%	22.62%
Cogeneradores	17.51	10.84	25.03	26.10	4.27%	140.82%	49.05%
Total	4,718.00	4,811.39	4,729.23	4,909.44	3.81%	2.04%	4.06%

### 4.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 9 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.



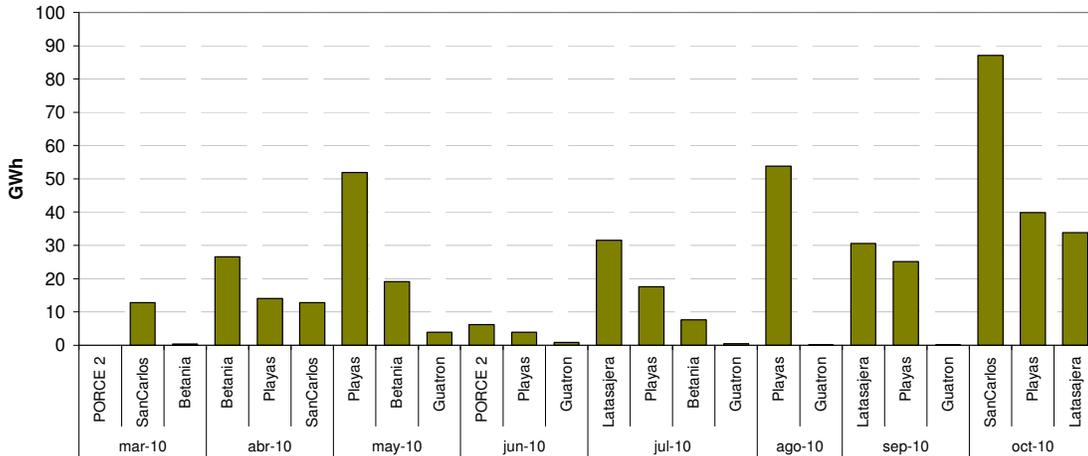
**Gráfico No 9**

Nuevamente en octubre la hidrología (5.017 GWh) estuvo bien por encima de la media histórica para este mes. De esta forma, el fenómeno de la Niña marca por cuarto mes consecutivo, aportes superiores al referente histórico.

### 4.1.3 Vertimientos

El gráfico No 10 presenta para los últimos siete meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.

**Vertimientos Mensuales  
Marzo a Octubre de 2010**



**Gráfico No 10**

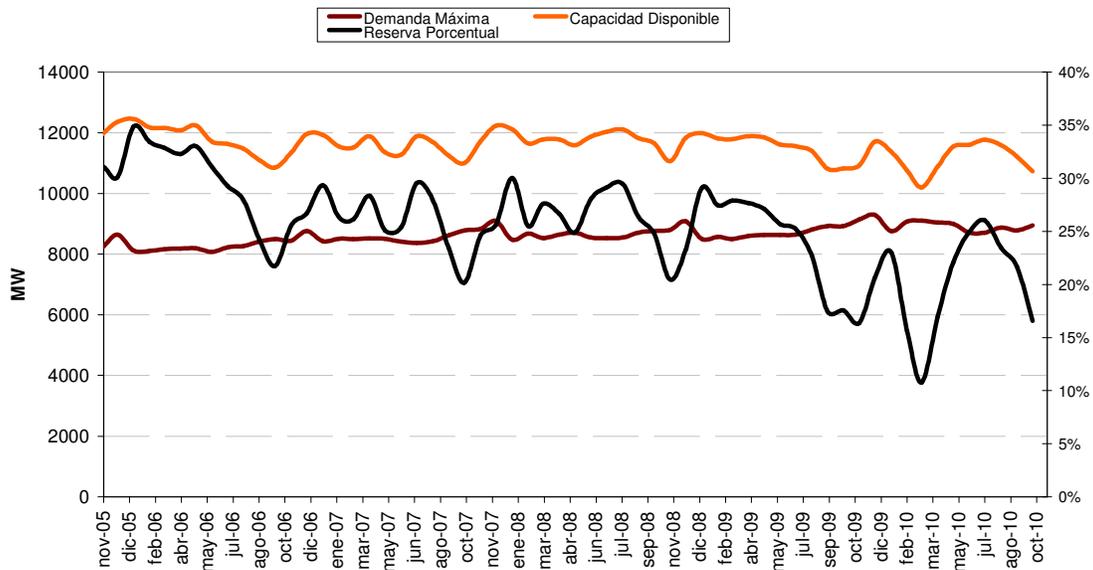
La intensidad del invierno se tradujo en un drástico crecimiento en el volumen de agua vertida en los embalses. Las tres plantas reseñadas en la gráfica: San Carlos, Playas y La Tasajera, están localizadas en Antioquia. Los vertimientos en San Carlos son más fáciles de explicar por su baja capacidad de embalse y por estar situada aguas abajo en una cadena de generación operada por otro agente.

**4.1.4 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible**

El gráfico No 11 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 octubre el sistema eléctrico enfrentó severas indisponibilidades que redujeron sustancialmente el margen de reserva, como consecuencia del mantenimiento de algunas plantas y los cortes en el suministro de gas que incluyeron la indisponibilidad total de gas en la zona de la Costa; el margen cayó de un promedio del 23% al 16%. Esta condición incide en los precios de bolsa porque exige la entrada al despacho de recursos menos eficientes; además, en estas circunstancias es común que se eleve el poder de mercado.

**DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL  
Noviembre 2005 - Octubre 2010**



**Gráfico No 11**

**4.1.5 Nivel de los Embalses**

El gráfico No 12 muestra que en septiembre, el nivel del embalse agregado del SIN alcanzó a fin de mes el 70% de la capacidad útil.

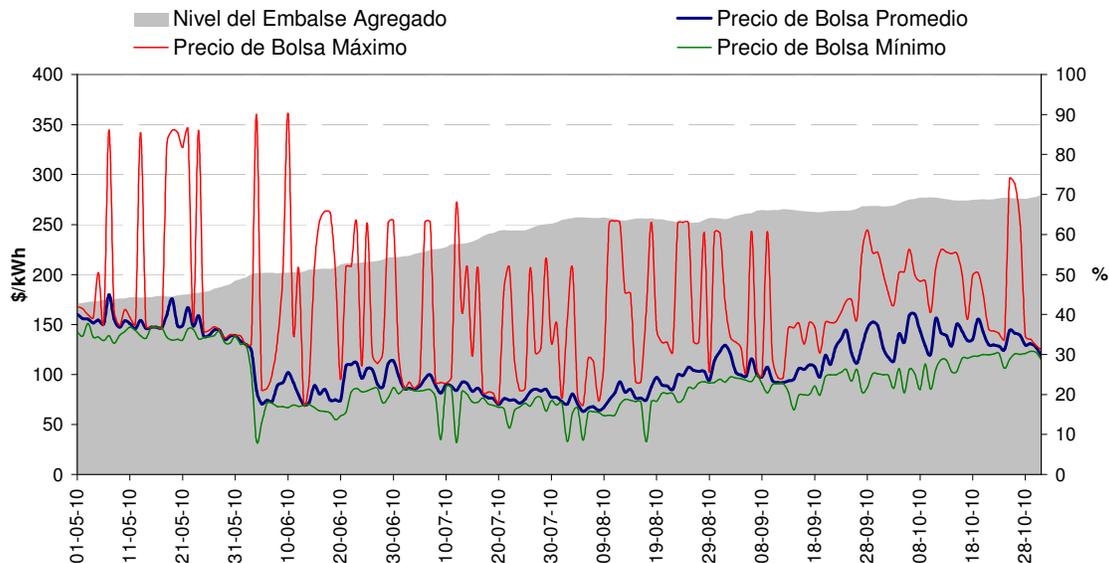
En relación a los principales embalses del sistema, en octubre Guatapé, Chivor y Betania terminaron el mes en el 90%, Jaguas, San Carlos y Urrá alcanzaron niveles entre 75% y 80%, mientras que Guavio y Porce alcanzaron 65% y 50% respectivamente.

**4.2 Evolución de los precios de Bolsa**

**4.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado**

El gráfico No 12 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 6 meses.

### Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Mayo a Octubre 2010



**Gráfico No 12**

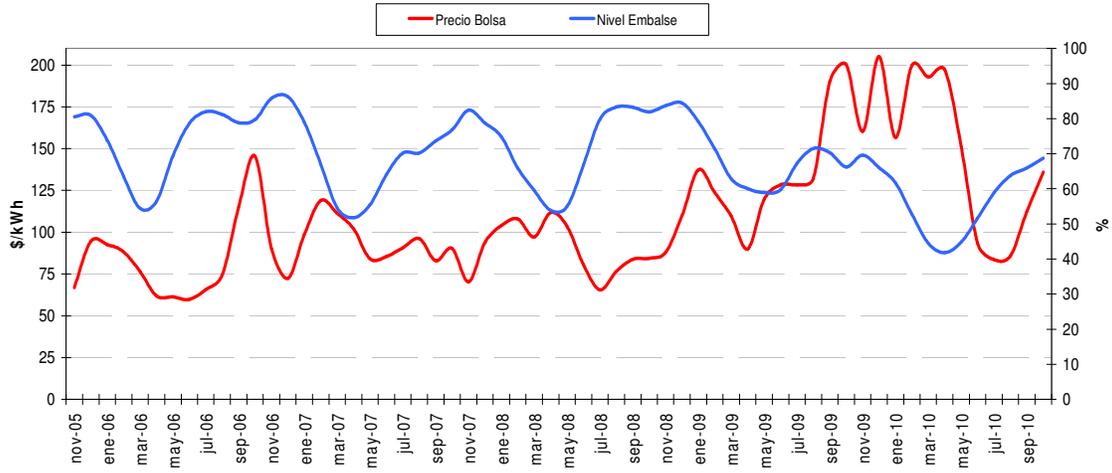
Los mayores aportes en los últimos meses han permitido una recuperación del embalse agregado que a finales de octubre, ya se encontraba a solo algunos puntos de la media histórica. A pesar de lo anterior, el precio promedio diario del spot osciló alrededor de \$140/kWh. Se observa una menor volatilidad de los precios en horas de alta demanda, con excepciones importantes presumiblemente asociadas a los problemas de disponibilidad; de hecho hacia finales del mes, el precio máximo tocó la barrera de los \$300/kWh.

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

El gráfico No 13 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.

El comportamiento anormal entre nivel de embalse y precio de bolsa en octubre se observa con claridad en el gráfico. En efecto, en este mes no se observa la relación inversa que históricamente ha caracterizado la dinámica de estas variables.

**PRECIO DE BOLSA VS NIVEL DEL EMBALSE AGREGADO  
Noviembre 2005 - Octubre 2010**

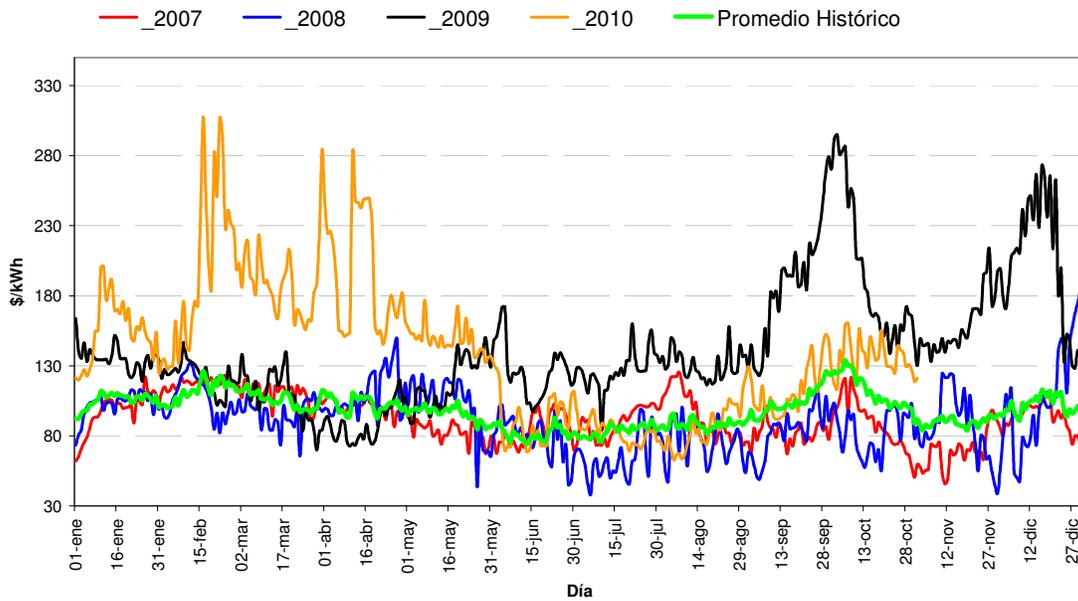


**Gráfico No 13**

**4.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos**

El gráfico No 14 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**

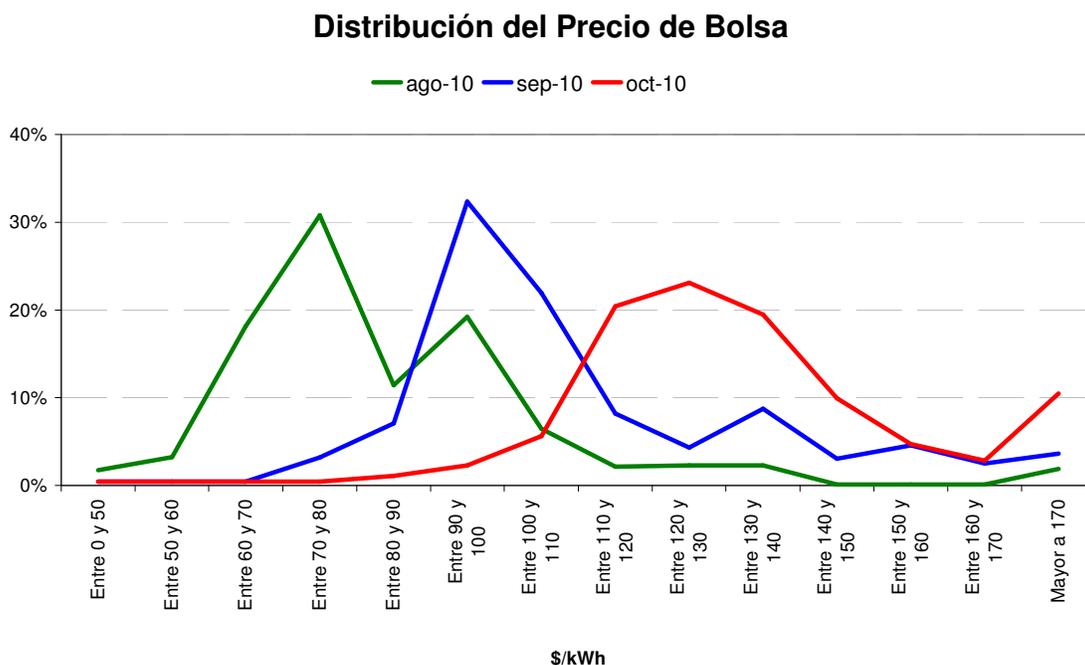


**Gráfico No 14**

En octubre, a pesar de la hidrología favorable, los promedios de precios superaron los de años anteriores y el promedio histórico. Los niveles de precios al final del mes se acercaron mucho a los registros del 2009, año afectado por el fenómeno del Niño.

#### 4.2.4 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 15 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

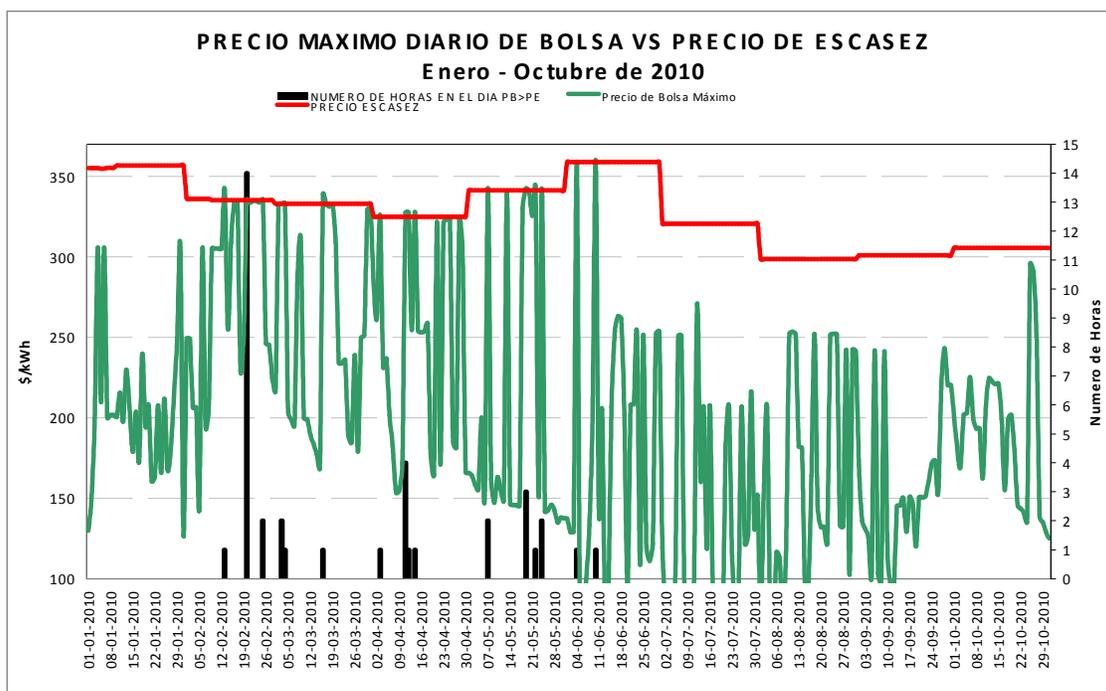


**Gráfico No 15**

Como resultado del aumento de precios, la función de distribución de precios de bolsa en octubre se desplazó de manera notable hacia la derecha con una moda cercana a los \$120/kWh, \$30/kWh por encima de los registros de septiembre, \$50/kWh por encima de los de agosto. También se observa un aumento en la probabilidad de observar precios mayores a \$160/kWh.

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

El gráfico No 16 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez y el número de horas en que el precio bolsa sobrepasa el precio de escasez.



**Gráfico No 16**

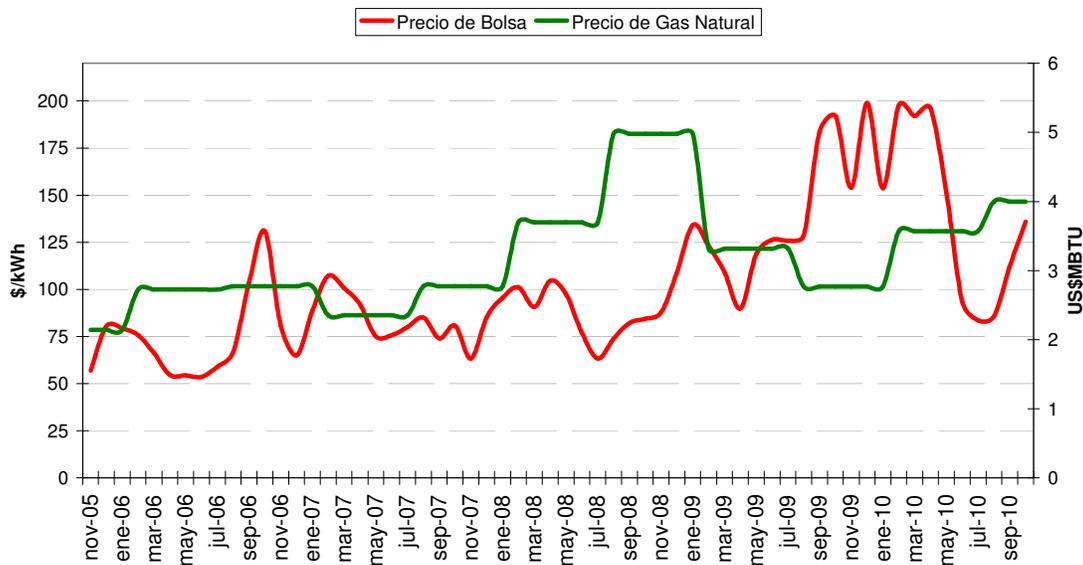
Hasta junio de 2010 se reportó una alta frecuencia de precios cercanos a la barrera de escasez. El techo de precios en los meses subsiguientes se situó en los \$250/kWh; en octubre, se redujo la probabilidad de observar precios elevados en horas de alta demanda, pero en una ocasión se acercó nuevamente al precio de escasez. Como se mencionó anteriormente, este evento presumiblemente está relacionado con los problemas de disponibilidad en el sistema (mantenimientos, cortes en suministro de gas, salida de servicio de importantes líneas de transmisión).

#### **4.2.6 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural**

El gráfico No 17 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU.

En octubre el sector eléctrico convivió con el alza en el precio del gas para la Guajira decretado en septiembre. En este caso, la relación de las dos series, precio de bolsa y precio de gas es positiva como cabe esperar, pero distanciándose de las dinámicas inversas mostradas en meses anteriores.

## PRECIO DE BOLSA VS PRECIO GAS NATURAL Noviembre 2005 - Octubre 2010

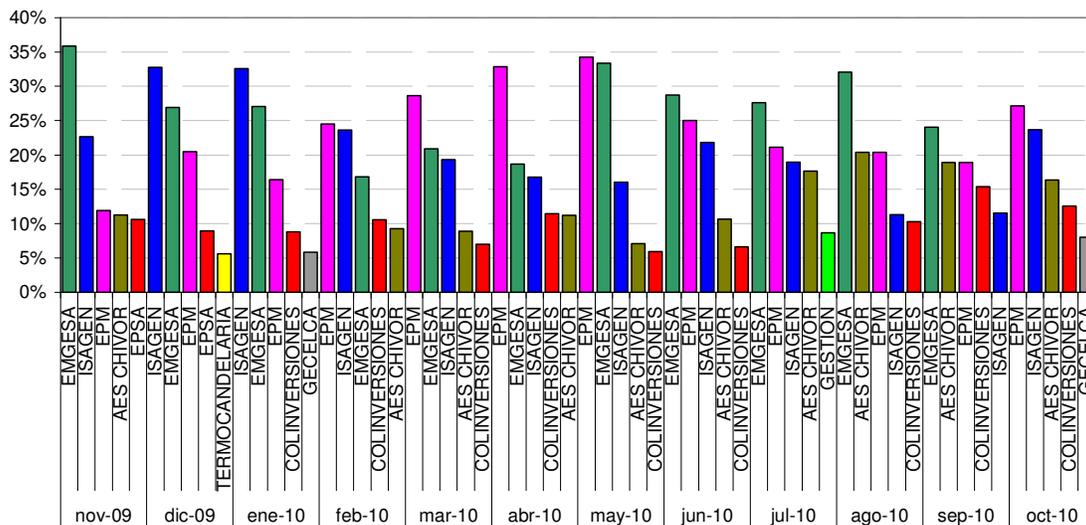


**Gráfico No 17**

### 4.3 Comportamiento de Ofertas

#### 4.3.1 Agentes Marcadores del Precio

#### Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa Noviembre 2009 a Octubre de 2010



**Gráfico No 18**

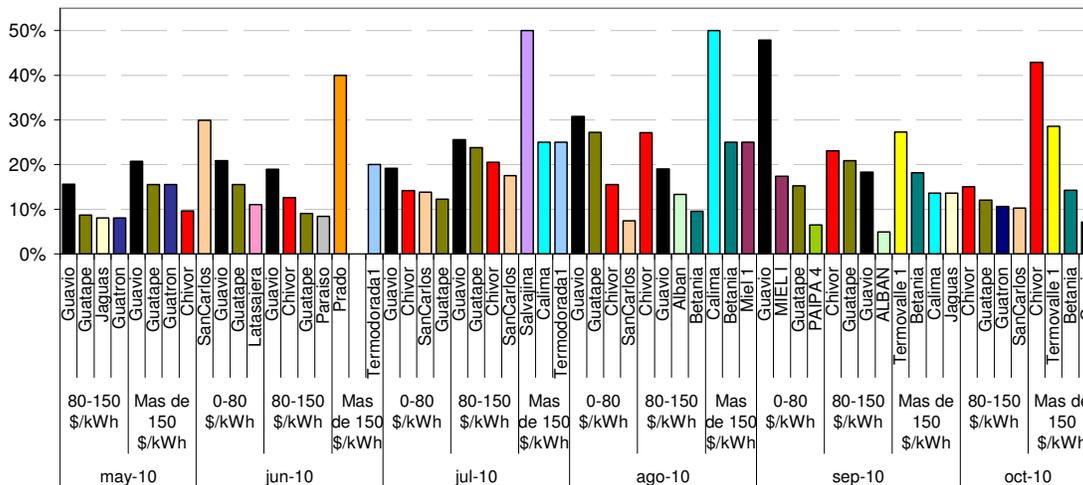
El gráfico No 18 presenta en el periodo de los últimos doce meses, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio.

En octubre la concentración de coincidencias entre precios de oferta y precios de bolsa se redujo con relación a períodos anteriores. Sorprende la posición de Emgesa en el sexto lugar, pues este agente desde junio fue el primer marcador de precio; también se debe destacar que Colinversiones desde agosto fija el precio entre el 10% y el 15% del tiempo.

### 4.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 19 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta.

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio Mayo - Octubre 2010**



**Gráfico No 19**

Se debe destacar que en un período de hidrologías altas y con buen nivel de embalse, Chivor lidera las coincidencias en los dos rangos de precios y en especial para las horas de demanda alta; de otra parte, Termovalle ocupó el segundo lugar en coincidencia entre ofertas y precios para horas de alta demanda, lo cual corresponde a un caso atípico.

### **4.3.3 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 para el mes de octubre, 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 observa un comportamiento de ofertas bajas con respecto al precio de bolsa, para asegurar su despacho en las plantas hidroeléctricas San Carlos, Pagua y Urrá. De otra parte Chivor, Guatapé, Jaguas, Guavio y Alban presentaron ofertas alrededor del precio del mercado. En contraste, Betania y Calima se sostuvieron con ofertas muy elevadas.

Este comportamiento de las ofertas ayuda a explicar la persistencia del precio de bolsa en niveles elevados durante octubre; grandes jugadores como Chivor, Guatapé, Jaguas y Guavio se mantuvieron durante todo el mes ofertando en el rango de precios observados en mercado, con subidas ocasionales y reducciones marginales. Es claro, de igual forma que los vertimientos de San Carlos no se deben a un manejo especulativo del recurso; esta planta ofertó constantemente en la banda del precio mínimo permitido buscando energizar al máximo sus reservas; Porce tuvo un comportamiento similar en las primeras semanas del mes.

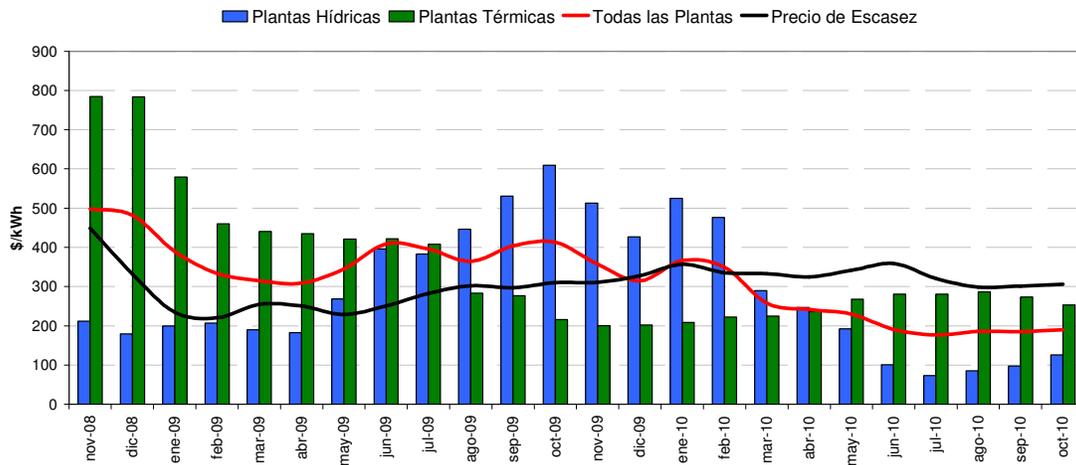
Con respecto a las térmicas se encuentra que TEBSA y Flores (segunda mitad del mes) sostuvieron ofertas competitivas. Las plantas del Magdalena Medio solo ofertaron a precios cercanos al de despeje del mercado en pocas ocasiones durante el mes. No se cuenta con la gráfica de TERMOVALLE pero, del índice de coincidencias, se desprende que este jugador también buscó estrategias de oferta competitivas.

Durante todo el mes de octubre Chivor y Flores presentaron disponibilidades de 87.5% y 77%; Guavio y Candelaria presentaron indisponibilidad total durante la última y la segunda semana del mes respectivamente. Termocentro estuvo disponible el 50% durante la segunda semana de octubre.

### **4.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica**

El gráfico No 20 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.

### Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica Noviembre de 2008 a Octubre de 2010

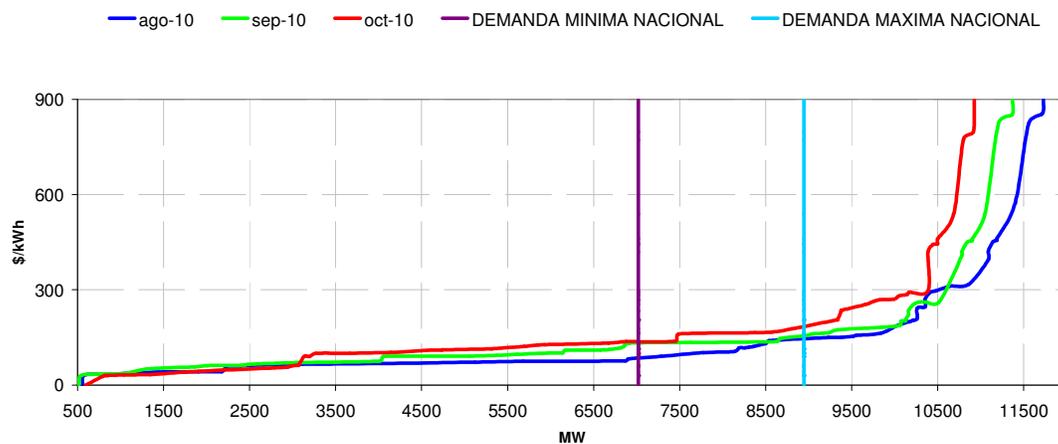


**Gráfico No 20**

En octubre se mantuvo relativamente constante el precio promedio de las ofertas. Paradójicamente durante este invierno el promedio se mantuvo estable por una reducción en los precios promedio de las ofertas térmicas y un aumento del de las hidráulicas.

#### 4.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

##### CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO



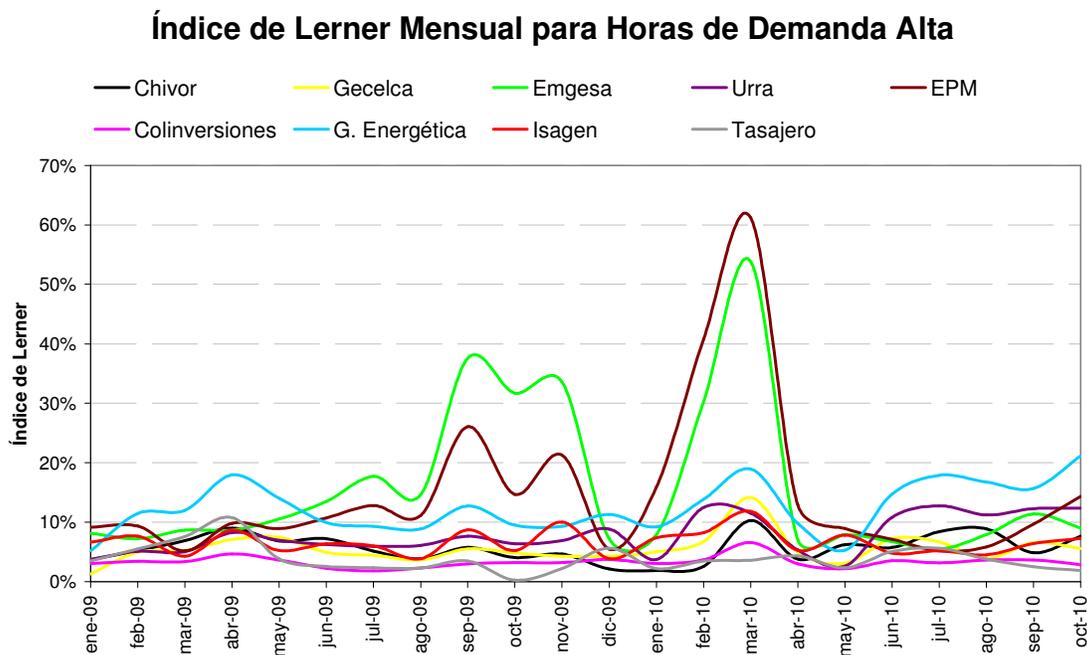
**Gráfico No 21**

El gráfico No 21 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.

Es claro el desplazamiento hacia arriba de la función de oferta promedio en la bolsa. Para niveles altos de demanda la curva se vuelve casi completamente inelástica, lo que impone riesgos a la formación de precios; afortunadamente el rango de inelasticidad inicia 1.500 MW por encima de la demanda máxima del sistema.

### 4.3.6 Índice de Lerner

Los gráficos No 22-a, 22-b y 22-c presentan 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 (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para los periodos de demanda alta, media y baja respectivamente, en los últimos doce meses.



**Gráfico No 22-a**

### Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

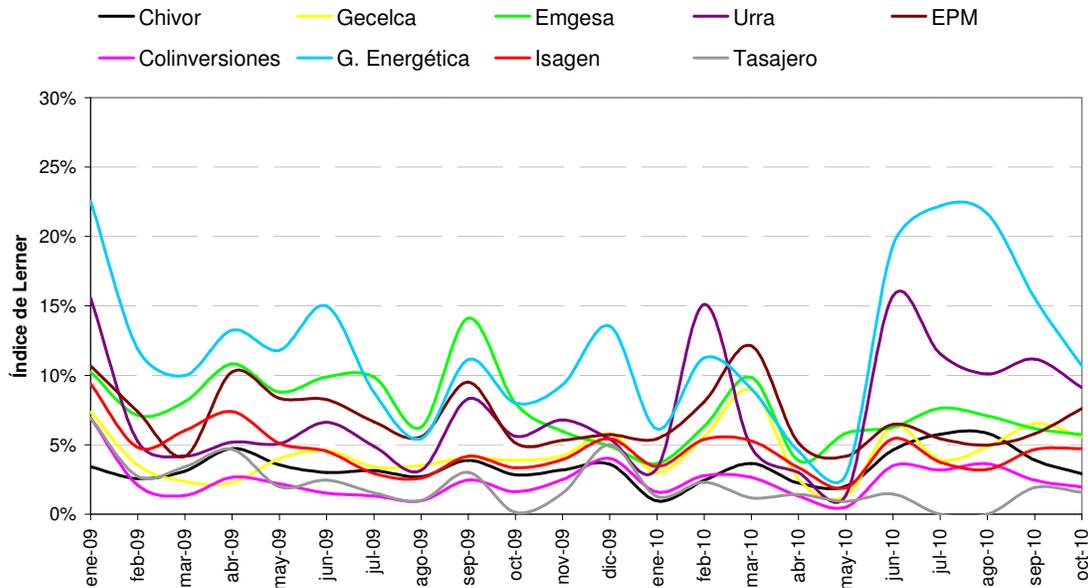


Gráfico No 22-b

### Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja

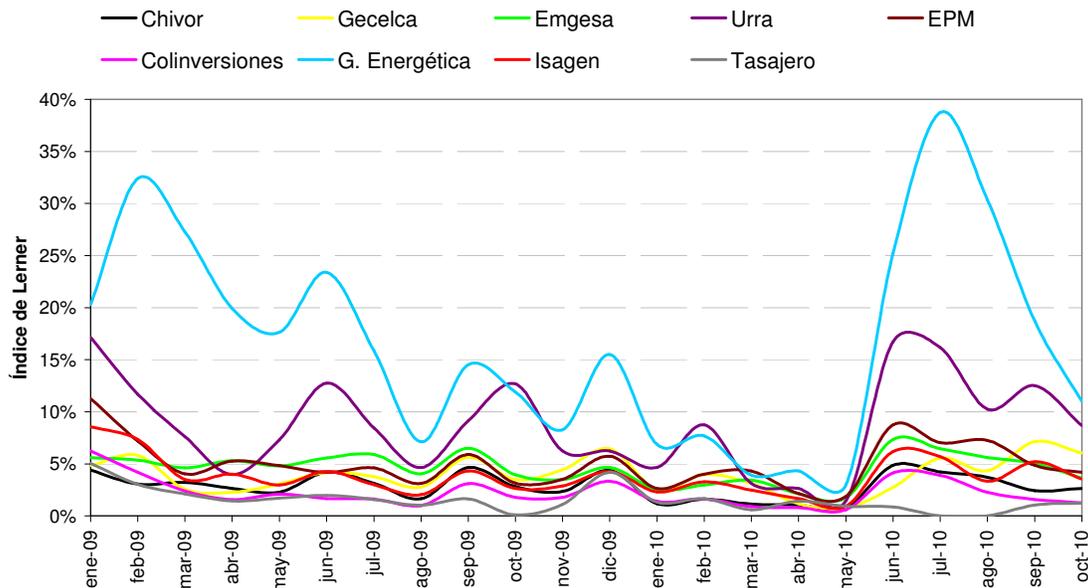
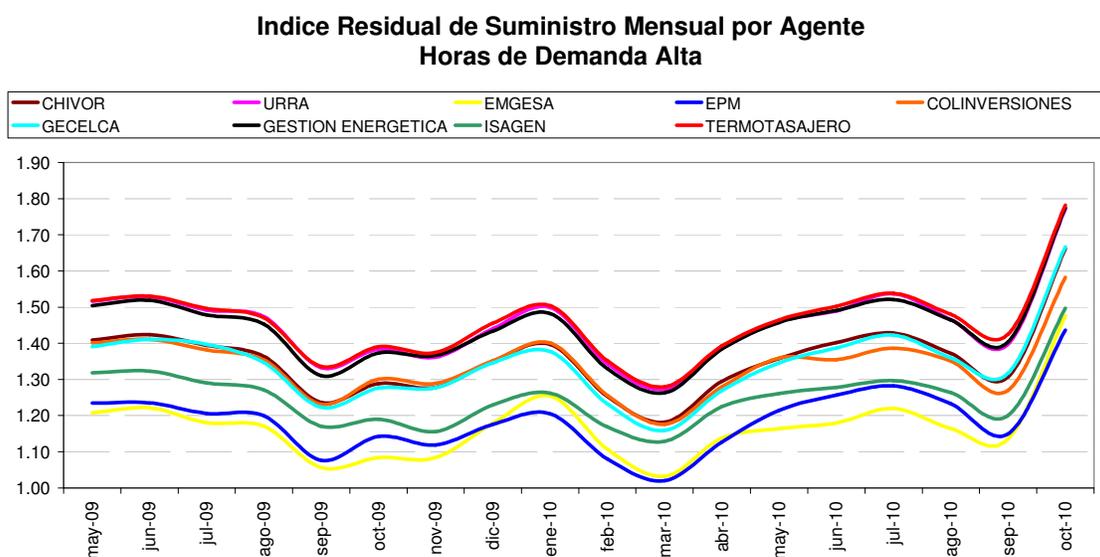


Gráfico No 22-c

El poder de mercado en horas de baja y media demanda se encuentra en rangos razonables; en alta demanda el índice aumentó en algunos casos, presumiblemente asociado a la variación de la función de oferta. Para algunos agentes el nivel ya se puede considerar elevado.

### 4.3.7 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 23 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.



**Gráfico No 23**

### 4.3.8 Franja Marginal de la Función de Demanda Residual

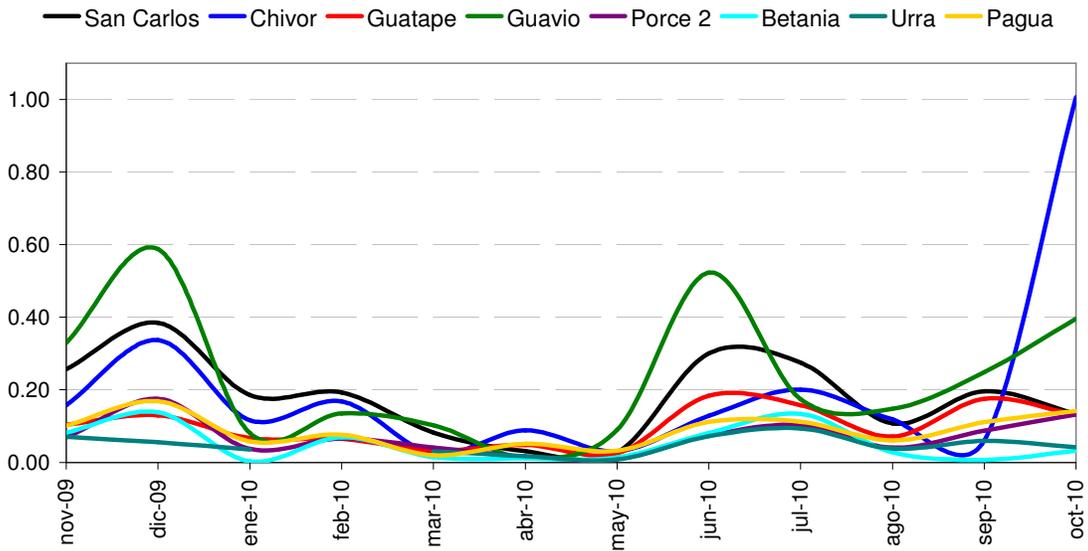
La franja marginal representa el rango de precios que puede seleccionar un generador para que su oferta sea igual al precio de bolsa en una hora dada. Se determina ubicando en la función de demanda residual, el precio correspondiente a la disponibilidad ofertada por el generador. El rango de precios comprendido entre este precio (precio mínimo) y el precio de bolsa (precio máximo) corresponde a la franja marginal.

Ahora bien, si esta franja se calcula para la hora de mínima demanda y se expresa en porcentaje (como relación precio mínimo a precio máximo de la franja), este indica la cantidad porcentual en que podría aumentar el generador su precio de oferta (si es que

sus costos operacionales se lo permiten) y aún ser seleccionado para atender la demanda mínima y por consiguiente la de las 24 horas del día.

El gráfico No 24 muestra mensualmente para cada uno de los principales generadores hidráulicos, la franja marginal en porcentaje de la función de demanda residual, para la hora de demanda mínima en los últimos doce meses.

**Evolución Franja Marginal de la Función de Demanda Residual Noviembre de 2009 a Octubre de 2010**



**Gráfico No 24**

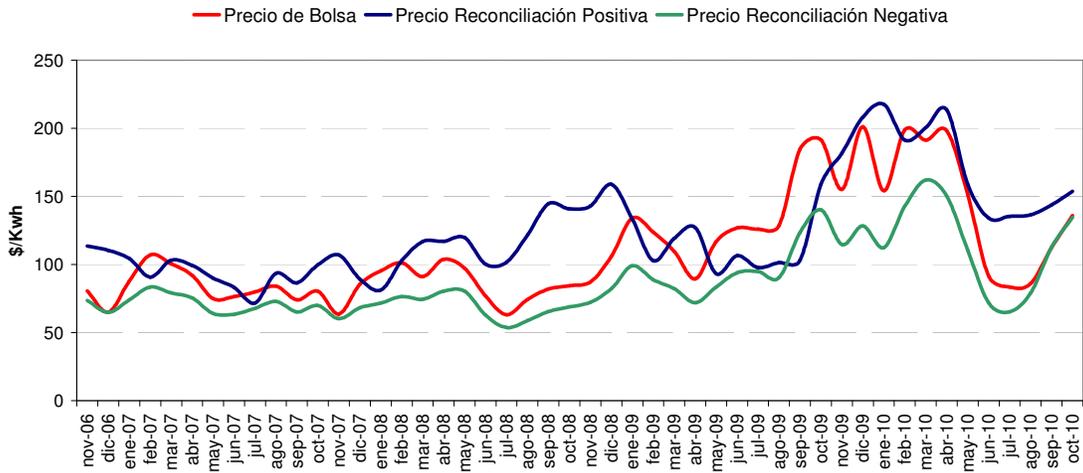
En octubre se presentaron dos plantas hidráulicas con valores de franja marginal que merecen atención particular: Chivor con 100% y Guavio 40%; esto indica que hubieran podido aumentar su precio de oferta en esos porcentajes y aún ser seleccionadas para atender la demanda mínima y por consiguiente las 24 horas del día.

## 4.4 Comportamiento de Reconciliaciones

### 4.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 25 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas y negativas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses.

**Precios de Reconciliaciones vs Precios de Bolsa  
Noviembre 2006 - Octubre 2010**

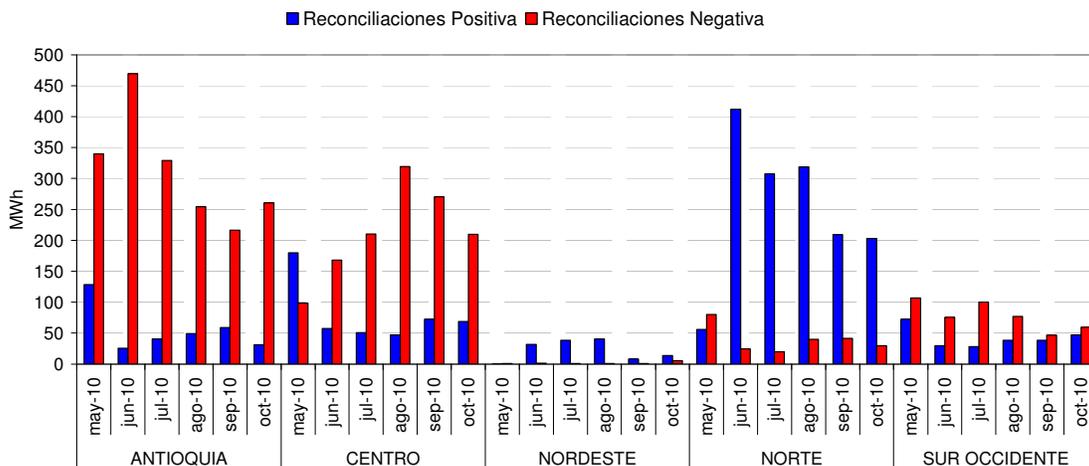


**Gráfico No 25**

Desde la finalización de la intervención del mercado en el mes de junio, el precio de las reconciliaciones positivas supera en forma importante el precio de bolsa. Además, desde el mes de septiembre, el precio promedio de las reconciliaciones negativas coincide con el precio de bolsa, reflejando el cambio regulatorio que igualó estos precios.

**4.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas**

Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas  
Mayo - Octubre 2010



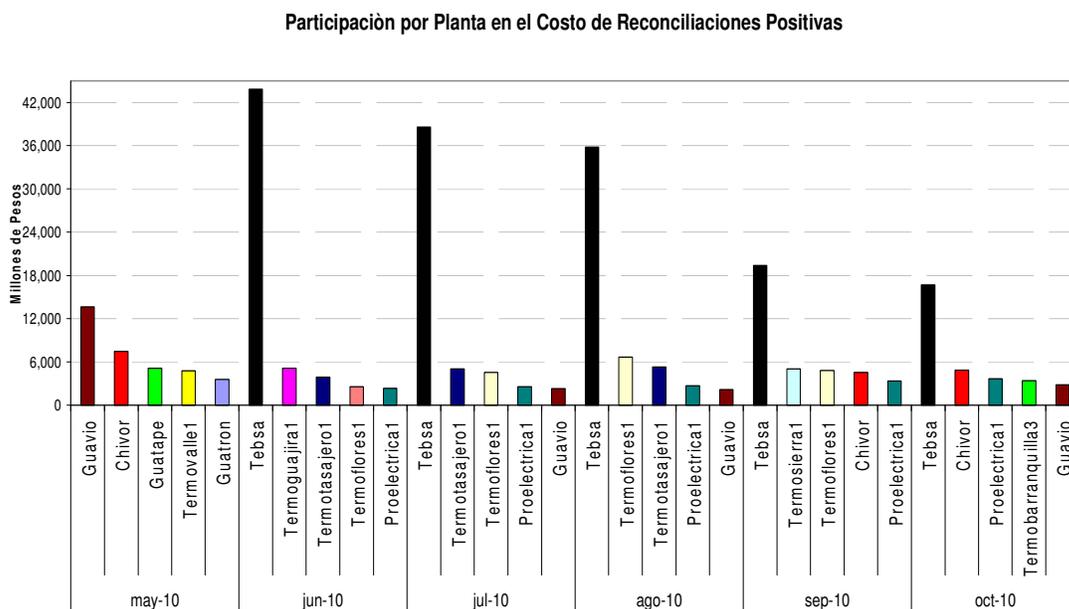
**Gráfico No 26**

El gráfico No 26 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

Se observa una tendencia en la disminución de la magnitud de las reconciliaciones positivas y negativas, reflejando una disminución de restricciones en la red de transmisión. Así mismo, las reconciliaciones positivas siguen concentradas en la zona Norte y las negativas en las zonas Antioquia y Centro.

#### 4.4.3 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 27-a y 27-b presentan las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.



**Gráfico No 27-a**

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

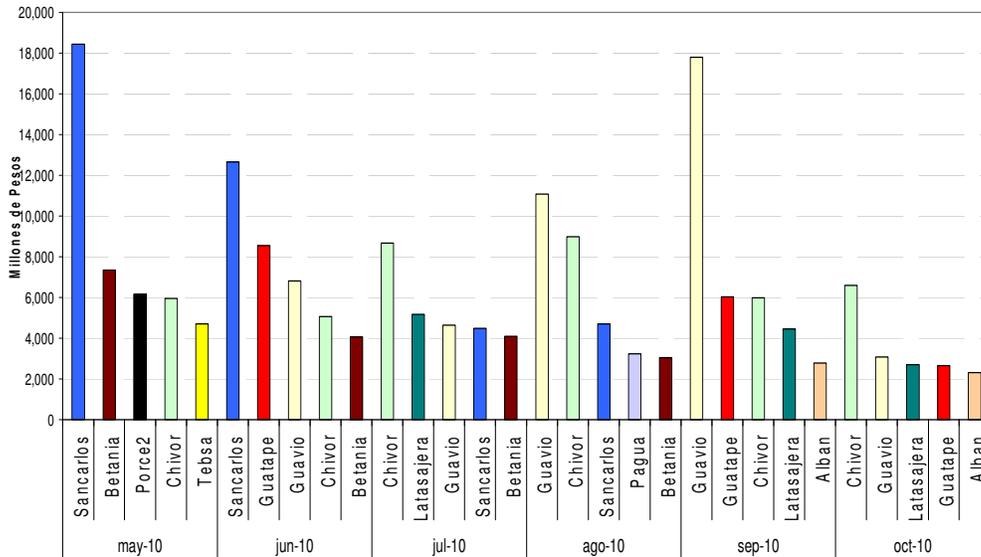


Gráfico No 27-b

4.4.4 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito  
Mayo- Octubre 2010

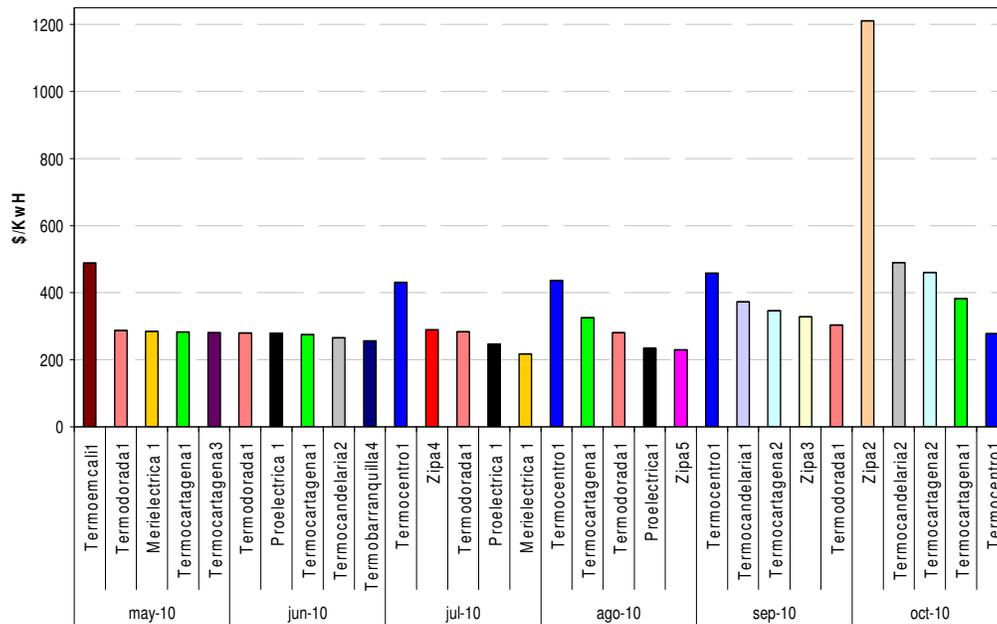


Gráfico No 28

El gráfico No 28 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.

Termozipa presentó un precio record de \$1.200/kWh para su generación fuera de mérito que llama la atención; con precios entre \$480/kWh y \$380/kWh se ubicaron Termocandelaria y Termocartagena.

## 4.5 Comportamiento de Restricciones

### 4.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 29 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años. En octubre el costo mensual de las restricciones fue bajo y similar al de septiembre.

Costo Total de restricciones Para el Sistema  
Noviembre 2007 - Octubre 2010

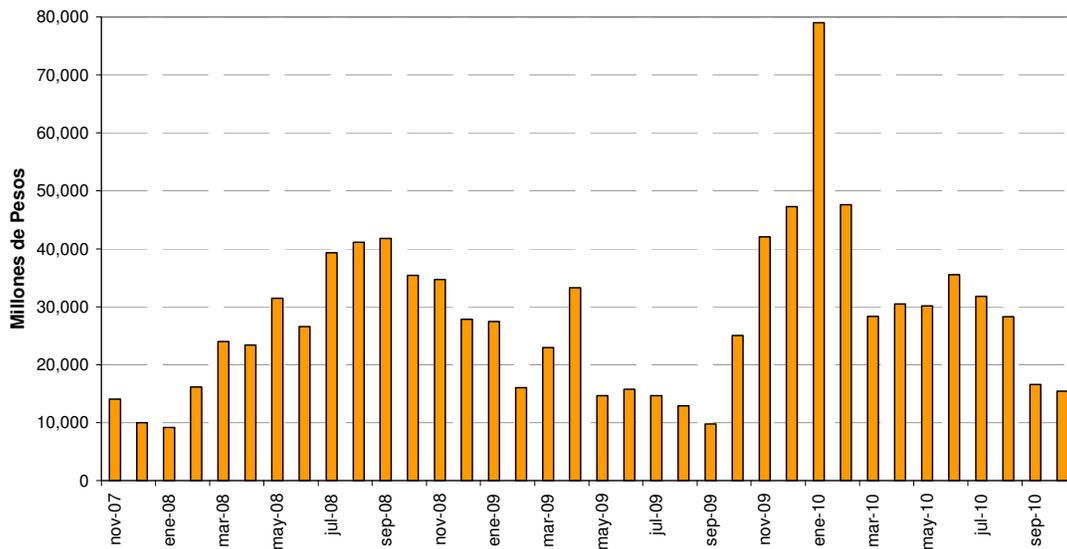
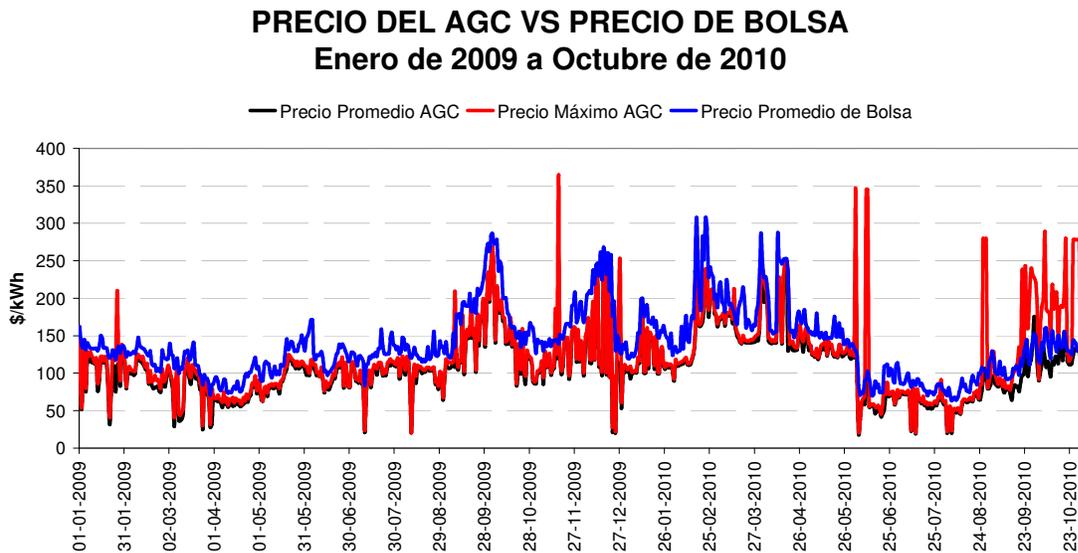


Gráfico No 29

## 4.6 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

### 4.6.1 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

El gráfico No 30 presenta a nivel diario, el valor promedio y el valor máximo horario del precio del AGC (PRAGC), y el precio promedio diario de Bolsa en \$/kWh, para los últimos 22 meses.



**Gráfico No 30**

En octubre los precios máximos horarios del SRSF alcanzaron los \$280/kWh; sin embargo, estos precios máximos no representaron incrementos importantes en el precio medio del servicio que se ubicó levemente por debajo del precio de bolsa.

### 4.6.2 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 31 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

### Plantas con el Mayor Ingreso Mensual por AGC Noviembre de 2009 a Octubre de 2010

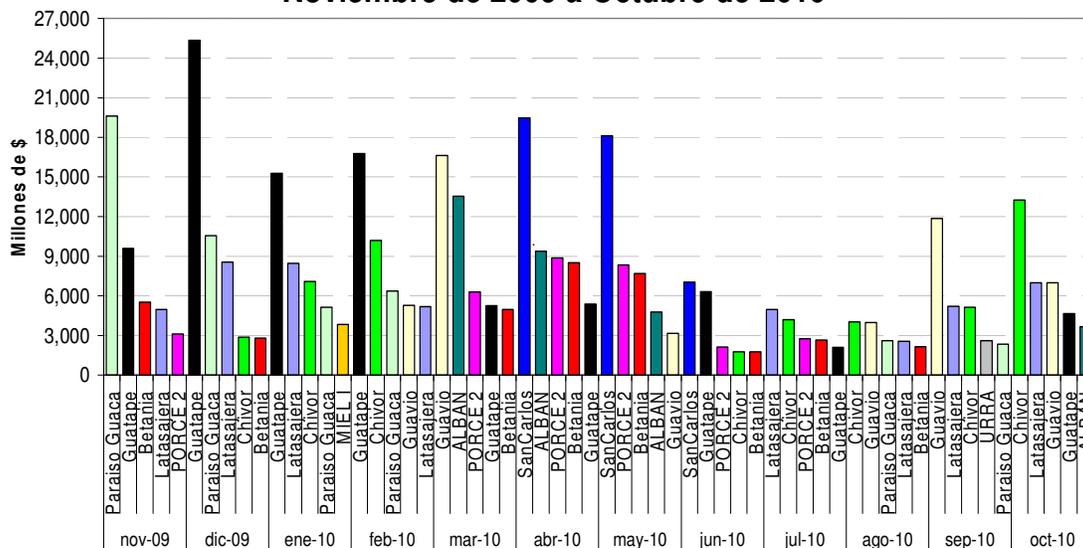


Gráfico No 31

### 4.6.3 Distribución del Servicio de AGC

#### Distribución del Servicio de AGC Octubre de 2010

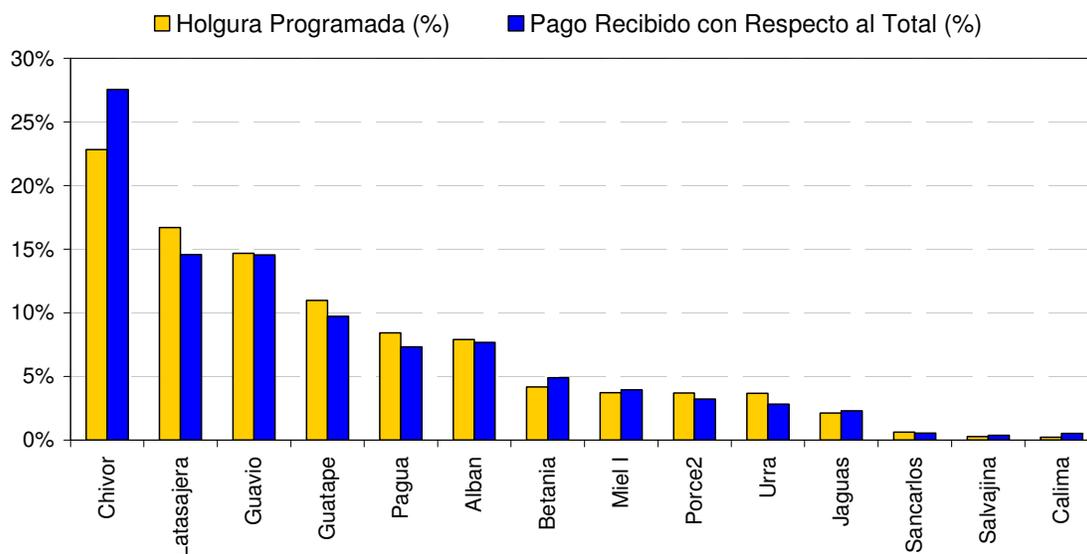


Gráfico No 32

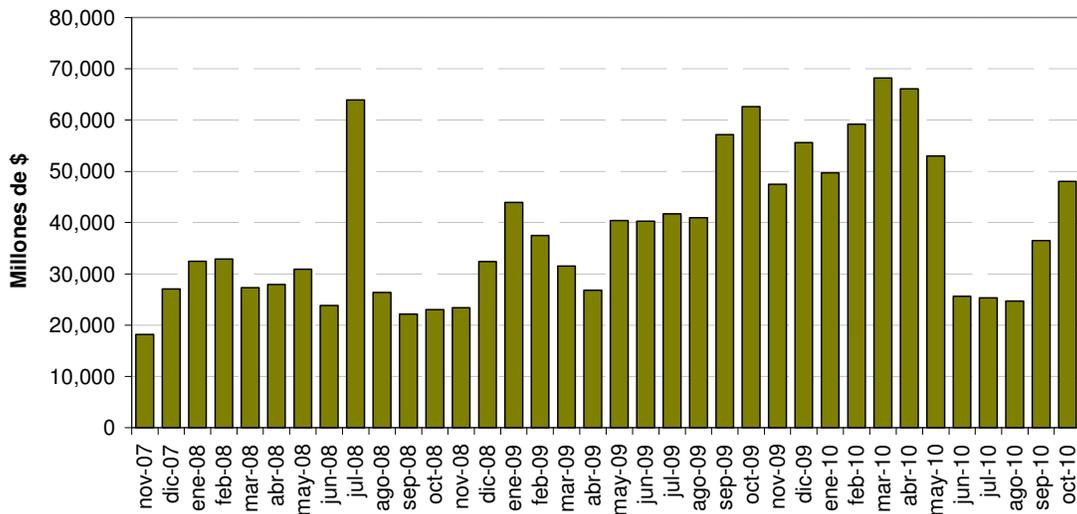
El gráfico No 32 presenta para el último mes, y para cada planta del SRSF, el valor porcentual de la holgura (HO) programada para AGC en el mes y el valor porcentual del pago recibido por la planta con respecto al costo total del servicio del sistema en el mes.

Chivor suministró el 23% de la holgura total programada del mes en el MEM y recibió por ello una remuneración del 27% del total de los ingresos por SRSF, lo cual fue compensado en forma negativa con las plantas de La Tasajera, Guatapé y Pagua.

#### 4.6.4 Costo mensual del servicio de RSF

El gráfico No 33 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.

**Valor del AGC Mensual  
Noviembre de 2007 a Octubre de 2010**



**Gráfico No 33**