

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

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

**Informe No 38 – 2009**

### **REFLEXIONES ORIENTADAS AL FORTALECIMIENTO REGULATORIO DEL MEM**

#### **ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL MEM**

**Preparado por:**

**Argemiro Aguilar D.  
Pablo Roda  
Gabriel Sánchez Sierra**

**Bogotá, Mayo 28 de 2009**

# CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>REFLEXIONES ORIENTADAS AL FORTALECIMIENTO REGULATORIO DEL MEM</b>	<b>4</b>
2.1	EXPERIENCIAS INTERNACIONALES	4
2.1.1	<i>Comportamiento de Precios de Mercado</i>	4
2.1.2	<i>Costos de Arranque y Parada de Plantas Térmicas</i>	5
2.1.3	<i>Subastas de Capacidad</i>	6
2.1.4	<i>Respuesta de la Demanda</i>	6
2.1.5	<i>Medidas de Mitigación del Poder de Mercado</i>	8
2.2	REFLEXIONES DE TIPO REGULATORIO	11
2.2.1	<i>Precios del Mercado</i>	11
2.2.2	<i>Costos de Arranque y Parada de Plantas Térmicas</i>	11
2.2.3	<i>Subastas de las Obligaciones de Energía Firme</i>	12
2.2.4	<i>Demanda Desconectable Voluntariamente</i>	12
2.2.5	<i>Mitigación del Poder de Mercado</i>	13
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM</b>	<b>15</b>
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	15
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	15
3.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados</i>	15
3.1.3	<i>Vertimientos</i>	16
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	17
3.2.1	<i>Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	17
3.2.2	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	18
3.2.3	<i>Distribución del Precio de Bolsa</i>	19
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	19
3.3.1	<i>Curvas de Oferta en Bolsa Promedio</i>	19
3.3.2	<i>Índice de Lerner</i>	20
3.3.3	<i>Índice Residual de Suministro</i>	22
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	23
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa</i>	23
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	24
3.4.3	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	24
3.4.4	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	25
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	26
3.5.1	<i>Costo Total Mensual de Restricciones</i>	26
3.6	MERCADO DE CONTRATOS	27
3.6.1	<i>Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa</i>	27
3.6.2	<i>Distribución del Precio de Contratos</i>	28
3.6.3	<i>Contratos Vigentes por Agente</i>	28
3.6.4	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida</i>	29
3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	30
3.7.1	<i>Servicio de AGC por Planta</i>	30
3.7.2	<i>Costo mensual del servicio de RSF</i>	30

## Resumen Ejecutivo

Este documento en primer lugar presenta algunas reflexiones orientadas al fortalecimiento regulatorio del MEM, con base en las experiencias internacionales presentadas en la reunión del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG, celebrada en Monterey, California, en Abril de 2009, y en los análisis presentados en el mismo mes por Frank Wolak en su asesoría a la SSPD.

Las experiencias internacionales de comportamiento reciente de los precios de mercado, muestran que dadas las condiciones del caso, como caída de la economía por la recesión económica, reducción de la demanda o de su crecimiento, caída de los precios de los combustibles, buenas hidrologías y planes de expansión asegurados, es posible esperar reducciones en los precios de la electricidad. Obviamente cada sistema eléctrico es un caso especial y consecuentemente de las experiencias anteriores no se pueden extrapolar conclusiones firmes para el caso colombiano.

En cuanto al tema de los costos de arranque y parada de las plantas térmicas, en concepto del CSMEM, la forma de ofertar actual de algunos generadores térmicos ha tenido efectos negativos en el MEM, puesto que presiona al alza los precios del mercado e induce a los generadores hidráulicos a elevar sus ofertas ya que éstos estiman un costo de oportunidad mayor de su recurso. En este sentido, el enfoque dado por la CREG en la Resolución 051 de 2009, al involucrar tales costos en el despacho, minimizando del costo de la generación diaria, evita las ineficiencias que impactan hoy en día el despacho.

En relación a las subastas de energía, el valor obtenido en la subasta de New England, US\$ 3.60/kW-mes, es muy similar al valor promedio del cargo de confiabilidad equivalente del año 2008, calculado para el sistema colombiano, US\$ 3.70/kW-mes.

El CSMEM considera que el mecanismo de demanda desconectable voluntariamente, es aplicable durante periodos de precios altos, oferta muy cercana a la demanda, contingencias y eventos que afectan la confiabilidad. En cuanto a las barreras que podrían obstaculizar la penetración de estos programas, la principal de ellas es el exceso de capacidad de reserva requerida para los periodos secos (el Niño), además el atraso en la implementación de la medición avanzada.

Sobre las medidas de mitigación de poder de mercado, existe el consenso en los comités de seguimiento de los mercados de energía mayorista, que todos los agentes siempre tratarán de ejercer el poder de mercado; de no ser así implicaría que la

regulación sería perfecta y en esas condiciones tampoco se requeriría un mercado. Además, es muy difícil prevenir el ejercicio unilateral de poder de mercado y se prefiere en general la toma de medidas preventivas (ex-ante) para mitigarlo.

En lo que tiene que ver con el análisis de desempeño del MEM, en los meses de marzo y abril de 2009, los aportes hídricos al embalse agregado nacional estuvieron por encima de la media histórica, manteniendo el patrón casi ininterrumpido de los últimos doce meses.

Desde mediados de marzo se observa una reducción de precios en el spot, con un repunte hacia finales de abril. Por primera vez en varios años, los precios de bolsa se ubicaron entre mediados de marzo y mediados de abril, por debajo de los promedios históricos. No obstante, a finales de abril, el spot volvió a superar los promedios históricos.

La volatilidad del precio en bolsa, entendida como la diferencia de precios entre horas de baja y alta demanda, se había reducido considerablemente en febrero, presumiblemente por la imposición de confidencialidad en la información concerniente a las ofertas. No obstante, en los dos últimos meses las diferencias horarias de los precios de bolsa han aumentado nuevamente.

Como lo ha señalado Acolgen en cuanto al índice de Lerner, es más precisa la medición del grado de poder de mercado si se incluye la variable contratos. Sin embargo, para el cálculo de la demanda residual, es necesario descontar aquellos contratos cuyos precios están atados al precio de bolsa y los swaps de cobertura entre generadores que solo se hacen efectivos en circunstancias extremas. Mientras se logra contar con la información necesaria para “limpiar el índice”, se seguirá aproximando la medición del poder de mercado con el inverso de la elasticidad de la demanda residual, sin considerar niveles de contratación.

Es preocupante constatar que a partir del mes de enero de 2009, la diferencia entre los precios promedios para la demanda regulada y no regulada, se ha incrementado en forma significativa.

# **1 Introducción**

El presente informe contiene dos partes: a) Reflexiones Orientadas al Fortalecimiento Regulatorio del MEM, b) Análisis de desempeño del MEM.

## **a) Reflexiones Orientadas al Fortalecimiento Regulatorio del MEM**

Este análisis está basado en las experiencias internacionales presentadas en la reunión del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG, celebrada en Monterey, California, en Abril de 2009, y en los análisis presentados en el mismo mes por Frank Wolak en su asesoría a la SSPD.

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

El CSMEM cuenta con alrededor de 60 indicadores diferentes 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 y el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Ahora bien, en este informe solamente se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merezca destacarse.

## 2 Reflexiones Orientadas al Fortalecimiento Regulatorio del MEM

### 2.1 Experiencias Internacionales

#### 2.1.1 Comportamiento de Precios de Mercado

En las actuales condiciones de la economía mundial y analizando casos particulares de diferentes mercados eléctricos, fundamentalmente hidrotérmicos, el CSMEM considera de interés para el MEM, los siguientes hechos:

- **CHILE:** El mercado eléctrico chileno actualmente se desarrolla con una hidrología en condiciones normales y una economía recesiva que conlleva un menor crecimiento de la demanda.

Por otra parte, se presenta una disminución importante en los precios de los combustibles y un incremento de la capacidad de generación en construcción que representará en el 2010 un 41%, comparado con la existente en el 2004, cuando se iniciaron los cortes de suministro de gas desde Argentina.

Bajo las condiciones anteriores, a partir del Mayo 1 de 2009, las tarifas eléctricas bajan entre un 3% y un 14% en las principales ciudades del país, siendo la reducción para Santiago del 6.4%.<sup>1</sup> La devaluación del 11.8% desde Octubre de 2008 evitó que la reducción de tarifas hubiese sido mayor.

- **New England:** De acuerdo con el reporte del Operador Independiente del Sistema de New England, ISO-NE, éste sistema tiene una expansión de capacidad instalada asegurada hasta el 2012 con proyectos de energía renovable, con énfasis en energía eólica y se opera bajo las difíciles condiciones de recesión económica existentes en los Estados Unidos, que se manifiestan en aspectos tales como una demanda de potencia promedio en el mes de Marzo de 2009 de 14.196 MW, que representa una caída del 4% frente a Marzo de 2008.

Adicionalmente, los precios de los combustibles utilizados en generación térmica han caído sustancialmente: el gas natural que en marzo de 2009 tuvo un precio de

---

<sup>1</sup> Fuente Comisión Nacional de Energía – CNE, Chile

US\$ 4.79/MMBtu, con respecto al año anterior sufrió una disminución del 54% y el petróleo No 6 con un precio de US 6.11/MMBtu, también cayó en el mismo periodo un 48%.

Como consecuencia de lo anterior, el precio de la energía en el mercado spot para Marzo de 2009 tuvo un precio de US\$ 42.21/MWh, representando una disminución del 46% con respecto al mismo mes del 2008.<sup>2</sup>

- **Ontario:** De acuerdo con el informe del Operador Independiente del Sistema Eléctrico de Ontario, IESO Ontario, éste sistema cuenta con una expansión de capacidad instalada con base en nuevos y abundantes recursos renovables y de gas natural. En forma coherente con la recesión económica existente, se ha presentado una caída considerable de la demanda eléctrica y en particular de la demanda industrial.

De otra parte, los precios del gas natural, principal combustible de sus plantas térmicas, en el último año han disminuido alrededor del 45% y además las exportaciones de electricidad se han reducido un 66%.

Las condiciones anteriores han llevado a que en el periodo comprendido entre Enero y Marzo del 2009, los precios de la energía en el mercado spot hayan caído prácticamente a la mitad, pasando de US\$ 56/MWh a US\$ 30/MWh, llegando a extremos particularmente bajos, con tendencia a ser negativos en las horas fuera de punta<sup>3</sup>.

### **2.1.2 Costos de Arranque y Parada de Plantas Térmicas**

En la reciente reunión del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG, celebrada en Abril de 2009 en Monterrey, California, con la participación de representantes de las autoridades regulatorias y los operadores independientes de varios mercados eléctricos internacionales, uno de los temas que mereció atención especial fue el presentado por el IESO Ontario, con relación a las ineficiencias que presenta su proceso de despacho, debido al tratamiento dado a los costos de arranque y parada de plantas térmicas.

En Ontario, los generadores térmicos efectúan sus ofertas de suministro de energía en forma independiente de los costos de arranque y parada, los cuales son considerados

---

<sup>2</sup> Fuente, ISO-New England Update, EISG, Monterey CA, April 2009.

<sup>3</sup> Fuente, Ontario Market Update, EISG, Monterey CA, April 2009.

en el IESO fuera del despacho, garantizando así un pago de los costos incurridos. Además, dichos generadores aseguran el despacho de sus unidades efectuando ofertas bajas de precios de energía.

Esta situación lleva a ineficiencias en el despacho y el mercado, debido a que algunas plantas que queman gas, salen despachadas aunque no sean las más económicas, desplazando plantas más eficientes que trabajan con carbón.

### **2.1.3 Subastas de Capacidad**

Otro de los temas importantes analizados en la reunión EISG anteriormente mencionada, fue el de subastas de capacidad y en particular la segunda subasta llevada a cabo en Diciembre de 2008 por el ISO New England. Esta subasta se realizó utilizando el sistema de reloj descendente, para un horizonte de tiempo de tres años y buscaba asegurar la expansión de capacidad requerida y dar señales de precios e incentivos de inversión lo más cerca posible al mercado de energía.

La subasta tuvo un precio de inicio de US\$ 12/kW-mes y cerró en el valor correspondiente al precio piso de US\$ 3.60/kW-mes, presentándose un exceso de oferta de 4.755 MW sobre un requerimiento de 32.528 MW. Finalmente se adicionaron 3.134 MW de recursos nuevos, distribuidos en 1.157 MW de capacidad de generación, 1.529 MW de capacidad de importación y 448 MW de recursos aportados por la demanda<sup>4</sup>.

### **2.1.4 Respuesta de la Demanda**

Las Redes Inteligentes son el concepto obligado para implementar la “Respuesta de la Demanda” en forma eficiente y distribuir la electricidad, promovida por muchos gobiernos como una manera de hacer frente a la independencia energética y el calentamiento global.

Las directrices regulatorias en Europa y los Estados Unidos exigen medidas de conservación de energía (“Respuesta de la Demanda”), para lo cual ordenan a los Operadores Independientes de Sistemas (ISO) y a los Operadores de Redes (RTO) a aceptar ofertas de recursos de “Respuesta de la Demanda” por energía y servicios complementarios, así como a permitir ofertas agregadas de varios usuarios<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> New England’s Forward Capacity Market, EISG, Monterrey CA, April 2009.

<sup>5</sup> Grid of the Future, Ali Ipakchi and Farrokh Albuveh, IEEE Power & Energy, March/April 2009.



En la pasada reunión del EISG, se presentaron experiencias relativas a la participación activa de la demanda en el mercado, mediante programas de Respuesta de la Demanda en los sistemas de CAISO California, IESO Ontario, ISO New England y Nueva Zelanda:

- Programas de Respuesta de la Demanda basados en incentivos<sup>6</sup>:
  - Control directo de carga: ejemplo, aires acondicionados cíclicos.
  - Tarifas de demanda interrumpible: tarifa de descuento para corte de carga acordado durante eventos que afectan la confiabilidad.
  - Respuesta de demanda en emergencia: pagos para incentivar el corte de carga durante eventos que afectan la confiabilidad.
  - Programas de mercado de capacidad: los usuarios se comprometen a reducir la carga bajo contingencias, a cambio de pagos garantizados.
  - Programas de oferta/retribución: los grandes usuarios envían ofertas indicando su disponibilidad a recibir un pago por el corte de carga.
  - Servicios complementarios: los usuarios ofertan reducciones de carga como un servicio complementario para los operadores del sistema.
  
- Programas basados en tarifas asociadas a periodos de tiempo:
  - Tarifas por periodo de tiempo: para diferentes periodos de tiempo en el día, ejemplo: punta y fuera de punta.
  - Precios en tiempo real: consumidores minoristas expuestos a precios del mercado en tiempo real.
  - Precios críticos de punta: consumidores minoristas expuestos a precios de mercado relativamente altos, cuando se requiere manejar una situación crítica en horas de punta.
  
- Diferentes aspectos reportados:
  - El sistema de respuesta de la demanda es fundamentalmente utilizado durante periodos de demanda alta, de precios altos, oferta muy cercana a la demanda, contingencias y eventos que afectan la confiabilidad.
  - Existen contratos de duración entre 1 y 5 años. A menor duración del contrato menor pago retributivo a la demanda.
  - Algunas de las barreras que se presentan a la penetración de los programas de respuesta de la demanda son:
    - Las tarifas de precios fijos y uniformes al consumidor.

---

<sup>6</sup> California ISO. Overview of US Demand Response Programs, EISG, Monterey CA, April 2009.

- Atraso en la implementación de la medición avanzada (automática y con flujo de información en ambos sentidos)
  - El exceso de capacidad de reserva requerida para los periodos secos (el Niño), distorsiona los incentivos a participar en programas de respuesta de la demanda.
- Los pagos por respuesta de la demanda normalmente incluyen un pago por disponibilidad y otro por utilización. También existen pagos con base en el precio marginal de largo plazo para la demanda interrumpida.
  - Las ofertas de reducción de demanda que reflejan los costos de oportunidad del usuario, afectan el despacho económico y producen señales de precio ineficientes.
  - En términos generales, estos programas no están alcanzando las metas previstas y son ineficientes en el corto plazo, cuando los beneficios que reciben los usuarios de la demanda interrumpida son superiores al costo de producción. Sin embargo, pueden ser eficientes a largo plazo si evitan el ingreso de nueva generación en periodos de punta.

### **2.1.5 Medidas de Mitigación del Poder de Mercado**

A continuación el CSMEM presenta los principales planteamientos de los diferentes participantes de la pasada reunión del EISG y fundamentalmente los realizados por Frank Wolak<sup>7</sup> en su reciente visita a Colombia auspiciada por la SSPD y donde se reunió con los agentes y gremios del MEM, el Ministerio de Minas y Energía, la CREG y el CSMEM.

Existe un consenso a nivel internacional en los comités de seguimiento de los mercados de energía mayorista, a favor de la toma de medidas preventivas (ex-ante) para evitar el ejercicio de poder de mercado, en lugar de los largos y tortuosos procesos legales y/o regulatorios (ex-post), que normalmente toman demasiado tiempo y son inequitativos frente a los agentes afectados (generadores y consumidores).

Las medidas de mitigación del poder de mercado se clasifican en:

- Medidas de largo plazo:
  - La red de transmisión como facilitador de la competencia
  - El impacto de los contratos forward
  - El tratamiento simétrico para la carga y la generación.

---

<sup>7</sup> Frank A. Wolak, Lessons from International Experiences with Market Power Mitigation Measurements, Bogotá, Colombia, April 2009.

- Medidas de corto plazo:
  - Medidas de mitigación ex-post
  - Medidas de mitigación ex-ante

La coyuntura actual de precios en el MEM da prioridad a los análisis de las medidas de corto plazo y en particular el CSMEM considera conveniente enfocar las medidas de mitigación, orientadas a las medidas ex-ante que buscan limitar la habilidad de un agente para ejercer poder de mercado, antes de que lo pueda realizar.

La forma simple de mitigar el poder de mercado es colocar precios máximos a las ofertas de corto plazo y es una medida que se aplica a todos los agentes en todo momento, poniendo topes a los precios de cierre de mercado y a las ofertas de los agentes. En casos de poder de mercado a nivel local, causados por restricciones de la red de transmisión, las medidas solo se aplican a algunos agentes y en determinados momentos<sup>8</sup>.

Todos los procedimientos de mitigación de poder de mercado ex-ante requieren tres pasos básicos:

- Determinar las condiciones del sistema, cuando un generador es merecedor de la mitigación.
- Mitigar la oferta del generador a un nivel de referencia
- Determinar el pago para los agentes mitigados y no mitigados.

Por otra parte, estos procedimientos de mitigación están basados a) en pruebas de conducta e impacto, b) en estructura de mercado.

### **2.1.5.1 Procedimientos basados en pruebas de conducta e impacto**

- Primero se define un precio de referencia para el generador, con base en:
  - El costo variable regulado de la unidad
  - Los precios de oferta aceptados bajo condiciones competitivas
- Prueba de conducta. Si la oferta de precios del generador excede un límite con respecto al precio de referencia, por ejemplo, US\$100/MWh, o el 100% del precio de referencia, éste generador viola la prueba de conducta.

---

<sup>8</sup> Todos los mercados en Estados Unidos tienen procedimientos automáticos ex-ante de mitigación de poder de mercado local.

- Prueba de impacto. Si la oferta del generador mueve el precio del mercado en una cantidad, por ejemplo US\$50/MWh, entonces el generador viola esta prueba.
- Si la oferta del generador viola ambas pruebas (conducta e impacto), la oferta del generador será mitigada al nivel de referencia.

Los mecanismos de conducta e impacto se aplican para la mitigación del poder de mercado tanto a nivel del sistema general como a nivel local. En el caso de poder de mercado local, los topes a las ofertas y los precios de mercado normalmente son más exigentes, reflejando un problema de poder de mercado más significativo.

### **2.1.5.2 Procedimientos basados en estructura de mercado**

La mitigación ocurre cuando las condiciones estructurales del mercado le dan a los generadores la oportunidad de ejercer el poder de mercado en forma unilateral:

- Los generadores no tienen que ejercer el poder de mercado para ser mitigados.
- El mecanismo supone que los generadores que tienen la capacidad de ejercer el poder de mercado, lo ejercen.
  - Los generadores siempre buscarán optimizar sus utilidades para satisfacer los objetivos financieros de las compañías.
- Una medida de la extrema habilidad para ejercer el poder de mercado, se obtiene cuando el generador es pivotal.

A continuación se describen dos casos interesantes de mitigación de poder de mercado local, relacionados con la estructura del mercado:

#### a) Sistema PJ&M – Esquema de tres generadores pivotaes

- Se considera que si tres agentes son conjuntamente pivotaes y alguna de sus ofertas es necesaria para resolver una restricción de transmisión, los tres generadores son mitigados.
- Los precios de oferta se mitigan al nivel de referencia, el cual está basado en la variable verificada del costo de producción más un 10%. El costo variable está dado por:

$$CV = \text{Heat\_Rate} (x) \text{ Costo\_de\_Combustible} + \text{Costo variable O\&M}$$

- El despacho y el precio del mercado se fijan usando las ofertas mitigadas y todas las demás ofertas.
- b) Sistema de California – CASIO – Esquema de trayectorias competitivas
- Este sistema clasifica las trayectorias de transmisión como competitivas y no competitivas y define un proceso de tres pasos.
  - El precio marginal local del mercado spot se fija considerando todas las trayectorias de transmisión sin restricciones (despacho ideal).
  - El precio del mercado se determina considerando los valores límites de todas las trayectorias de transmisión.
  - Si la generación despachada de una unidad generadora es incrementada, entre los despachos sin restricciones y con ellas, su precio de oferta se mitiga al nivel de referencia.
- Para determinar el despacho del mercado spot y sus precios, se corre un despacho con todas las restricciones de la red, las ofertas mitigadas y todas las demás ofertas.

## **2.2 Reflexiones de Tipo Regulatorio**

### **2.2.1 Precios del Mercado**

Las experiencias internacionales de comportamiento reciente de los precios de mercado, muestran que dadas las condiciones del caso, como caída de la economía por la recesión económica, reducción de la demanda o de su crecimiento, caída de los precios de los combustibles, buenas hidrologías y planes de expansión asegurados, es posible esperar reducciones en los precios de la electricidad. Obviamente cada sistema eléctrico es un caso especial y consecuentemente de las experiencias anteriores no se pueden extrapolar conclusiones firmes para el caso colombiano.

### **2.2.2 Costos de Arranque y Parada de Plantas Térmicas**

La Resolución CREG 051 de 2009 que modifica el esquema de precios de oferta, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de Bolsa, mediante la consideración de los costos de arranque y parada en una oferta separada trimestral, busca eliminar las ofertas exageradas de los generadores térmicos que concentran todos los costos variables a ser reconocidos, en un periodo muy corto de despacho.

En concepto del CSMEM, la forma de ofertar actual de algunos generadores térmicos ha tenido efectos negativos en el MEM, puesto que presiona al alza los precios del mercado e induce a los generadores hidráulicos a elevar sus ofertas ya que éstos estiman un costo de oportunidad mayor de su recurso; además esta situación podría conllevar una retención financiera de capacidad disponible y el incentivo de los generadores a vender el gas en el mercado secundario.

Algunos comentarios previos a la Resolución 051 de la CREG, estaban dirigidos a considerar que los costos de arranque y parada de las plantas térmicas deberían ser considerados como costos variables a ser reconocidos fuera del despacho; sin embargo, el CSMEM considera que en este sentido, el enfoque dado por la CREG al involucrar tales costos en el despacho, mediante la minimización del costo de la generación diaria, evita las ineficiencias que presentan hoy en día el despacho y mercado de Ontario, mencionadas en las experiencias internacionales, cuando al garantizar el pago de los costos de arranque y parada por fuera del despacho, algunas plantas salen despachadas en mérito aunque no sean las más económicas.

Por otra parte el CSMEM considera conveniente que en próximas resoluciones se incluyan en el Despacho Ideal, los costos del servicio de regulación secundaria de frecuencia, AGC, para así obtener la combinación de plantas de menor costo para atender la demanda total del día.

### **2.2.3 Subastas de las Obligaciones de Energía Firme.**

Tal como fue discutido en el informe No 37 del CSMEM, el valor obtenido en la subasta de New England, US\$ 3.60/kW-mes, es muy similar al valor promedio del cargo de confiabilidad equivalente del año 2008, calculado para el sistema colombiano, US\$ 3.70/kW-mes. Los valores extremos de este cargo corresponden a Gecelca con US\$ 6.6/kW-mes y Chivor con US\$ 2.48/kW-mes; los cuales pueden ser explicados por las características del factor de planta asociado a estos generadores.

### **2.2.4 Demanda Desconectable Voluntariamente**

Corresponde a uno de los mecanismos complementarios del cargo por confiabilidad del MEM, que tiene por objeto facilitar el abastecimiento de la demanda en condiciones críticas y el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme de los generadores - OEF.

Con el fin de aprovechar que algunos usuarios del SIN cuentan con equipos de generación de respaldo o pueden modificar su proceso productivo, este anillo de seguridad le permitiría al generador acudir a estos usuarios, a través de los comercializadores, cuando prevea que no dispone de energía suficiente para cubrir su OEF. En este caso, la reducción de demanda que efectúen los usuarios contratados por un generador, a través de un comercializador, se descontaría de su Obligación y el generador remuneraría al comercializador que representa a estos usuarios, a un precio previamente acordado entre estos agentes.

El CSMEM considera que este mecanismo es particularmente aplicable durante periodos de precios altos, oferta muy cercana a la demanda, contingencias y eventos que afectan la confiabilidad; condiciones éstas que tienen gran posibilidad de ocurrir en situaciones donde un agente generador pudiera no disponer de suficiente energía para cubrir su OEF.

En cuanto a las barreras que podrían obstaculizar la penetración de los programas de demanda desconectable voluntariamente en Colombia, el exceso de capacidad de reserva requerida para los periodos secos (el Niño), el cual distorsiona los incentivos a participar en estos programas, es una barrera muy difícil de superar; mientras que el atraso en la implementación de la medición avanzada (automática y con flujo de información en ambos sentidos), si es una barrera superable para lo cual los agentes del MEM deberían tomar las acciones del caso.

Por otra parte estos programas, que pueden llegar a ser ineficientes en el corto plazo cuando los beneficios que reciben los usuarios de la demanda interrumpida son superiores al costo de producción, en el largo plazo si postergan el ingreso de nueva generación.

### **2.2.5 Mitigación del Poder de Mercado**

Existe el consenso en los comités de seguimiento de los mercados de energía mayorista, que todos los agentes siempre tratarán de ejercer el poder de mercado; de no ser así implicaría que la regulación sería perfecta y en esas condiciones tampoco se requeriría un mercado. Además, es muy difícil prevenir el ejercicio unilateral de poder de mercado y se prefiere en general la toma de medidas preventivas (ex-ante) para mitigarlo.

### **Método de mitigación con pruebas de conducta e impacto**

- Permite al generador ejercer todo el poder de mercado unilateral que sea capaz, siempre y cuando no viole los topes definidos en las pruebas.
- Si bien limita los precios de oferta muy altos (volatilidad), también causa que se aumente el precio promedio; esto es inevitable en sistemas predominantemente hidráulicos como el colombiano.

### **Método de mitigación bajo estructura de mercado**

- Se adecua al sistema colombiano. Dado el carácter hidrotérmico, el operador del mercado realizaría un despacho con base en costos, usando costos marginales verificados de las plantas térmicas, y estimando el costo de oportunidad de las plantas hidráulicas mediante un modelo de optimización que además tiene en cuenta los costos de las plantas térmicas. Esto proveería una referencia de precio.
- Cuando la diferencia del comportamiento de precios reales y los de referencia en un periodo de tiempo, por ejemplo un año, exceda un valor crítico, entonces ocurre la intervención regulatoria automática. Esto implica una transición de la estructura del mercado a un mercado con base en costos.
- No requiere intervención regulatoria hora a hora como en el caso de la mitigación con las pruebas de conducta e impacto.
- Protege a los consumidores del exceso de poder de mercado
- Provee incentivos a los generadores para contratar su energía, con el fin de evitar el disparo de la intervención regulatoria en la estructura del mercado.



### 3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante los meses de marzo y abril de 2009, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

#### 3.1 Comportamiento del sistema

##### 3.1.1 Generación del Sistema

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	abril-08	marzo-09	abril-09	Variación Abril 09-Marzo 09	Variación Abril 09-Abril 08	Variación Abril 09-Promedio Ultimo Año
Hidráulica	3711.07	3335.19	3749.32	3595.26	-4.11%	7.80%	-3.12%
Térmica	592.24	903.98	722.34	656.14	-9.17%	-27.42%	10.79%
Gas	422.93	559.01	443.52	459.66	3.64%	-17.77%	8.68%
Carbón	167.44	334.76	278.82	196.48	-29.53%	-41.31%	17.34%
Menores	264.53	224.86	257.98	263.07	1.97%	16.99%	-0.56%
Cogeneradores	4.45	3.72	4.83	3.85	-20.27%	3.34%	-13.58%
Total	4572.76	4467.75	4735.31	4522.87	-4.49%	1.23%	-1.09%

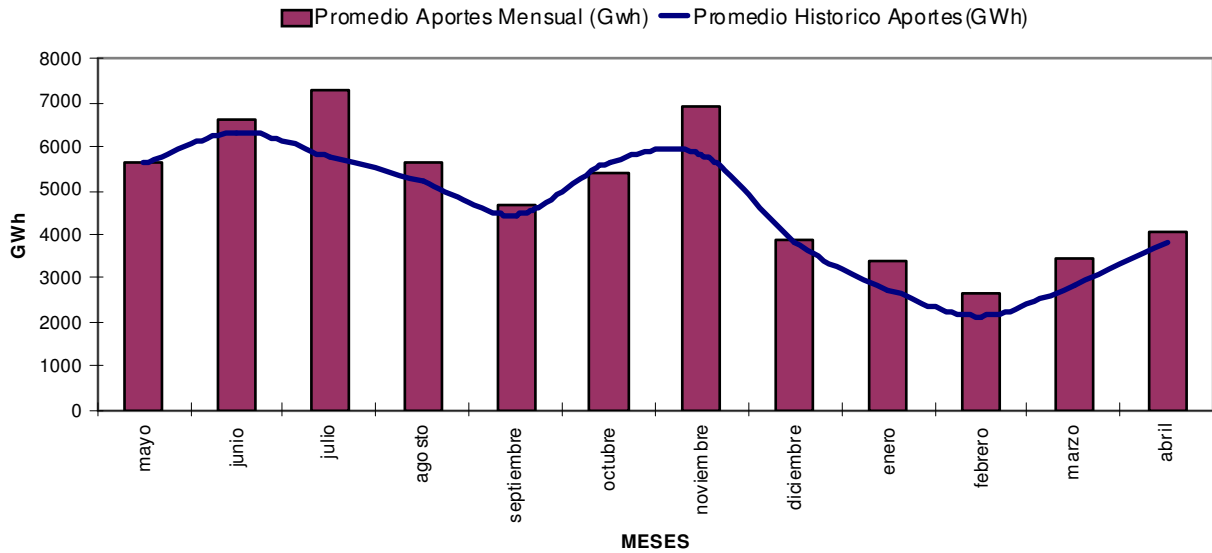
Para abril de 2009 con respecto a abril de 2008, la generación eléctrica del SIN creció 1,2%, no obstante, la generación hidráulica creció 7.8% restando espacio para la generación térmica que presentó una disminución de 27.4%.

##### 3.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 1 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

Durante marzo y abril del 2009 los aportes hídricos al embalse agregado nacional estuvieron por encima de la media histórica, manteniendo el patrón casi ininterrumpido de los últimos doce meses.

## APORTES HIDRICOS AGREGADOS

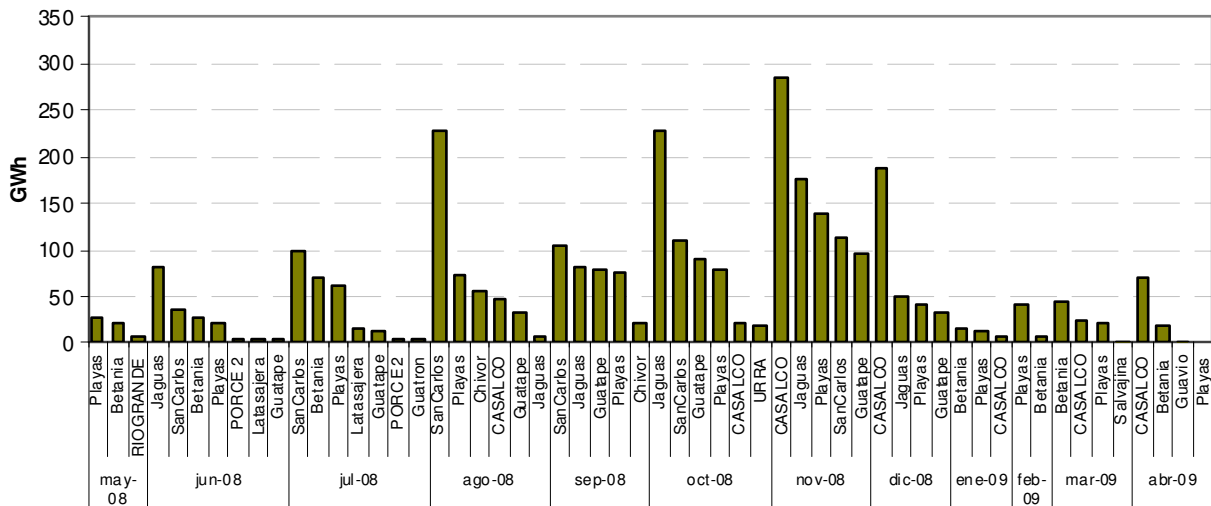


**Gráfico No 1**

### 3.1.3 Vertimientos

El gráfico No 2 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.

### Vertimientos Mensuales Mayo de 2008 a Abril de 2009



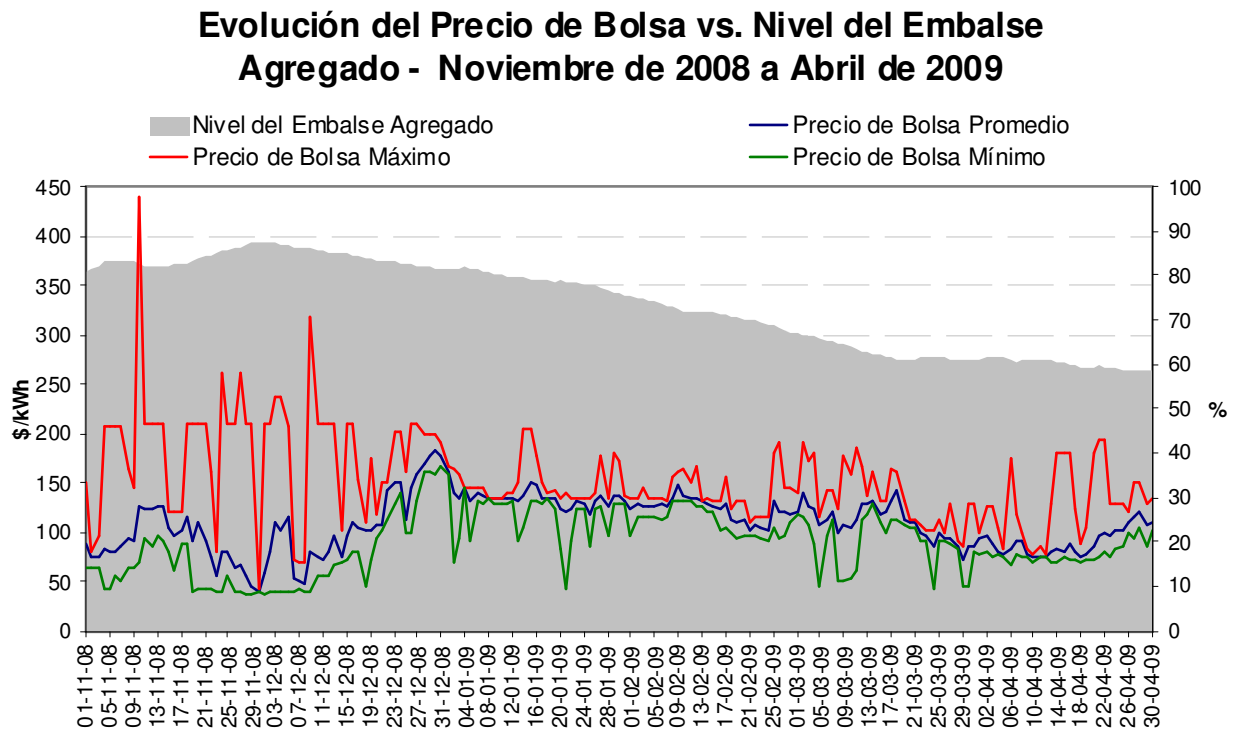
**Gráfico No 2**

Los niveles de vertimientos fueron marginales en los meses de marzo y abril y en su mayoría ocurrieron en embalses con muy baja capacidad de regulación.

## 3.2 Evolución de los precios de Bolsa

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

El gráfico No 3 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.



**Gráfico No 3**

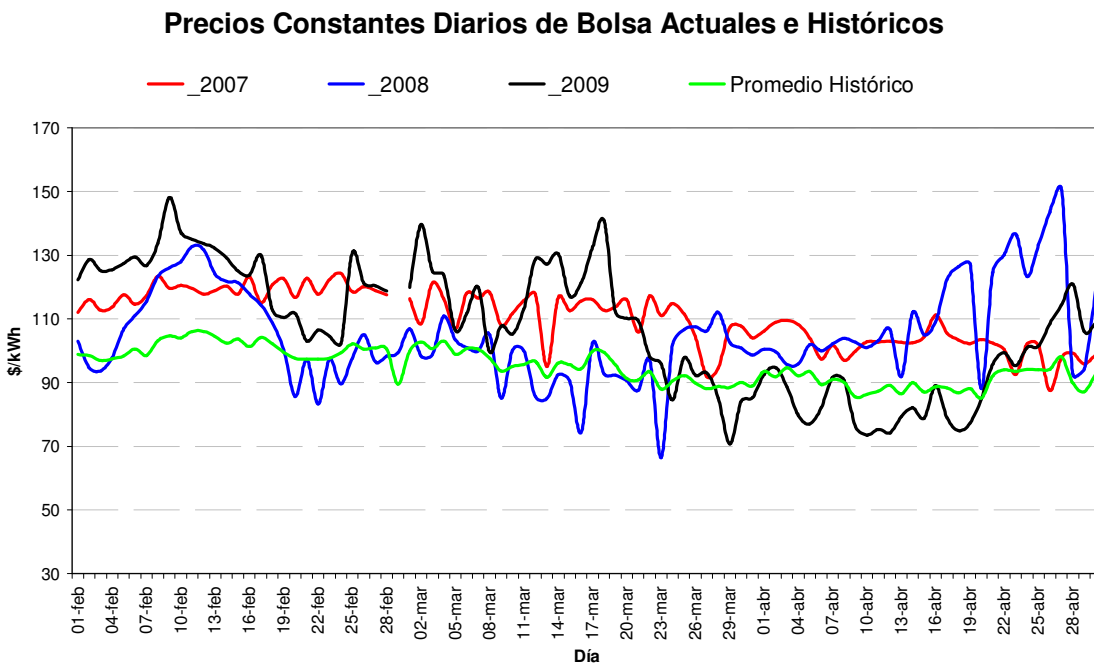
El nivel del embalse agregado del SIN alcanzó un 90% en noviembre de 2008 y se redujo a un ritmo constante hasta la primera mitad de marzo de 2009. A partir de esa fecha y hasta finales de abril, el embalse agregado ha mostrado niveles casi constantes alrededor del 60% de su capacidad máxima.

Se observa una reducción de precios en el spot desde mediados de marzo, con un repunte hacia finales de abril. La volatilidad del precio en bolsa, entendida como la

diferencia de precios entre horas de baja y alta demanda se había reducido considerablemente en febrero, presumiblemente por la imposición de confidencialidad en la información concerniente a las ofertas. No obstante, en los dos últimos meses las diferencias horarias de los precios de bolsa han aumentado nuevamente, probablemente porque los agentes han aprendido a estimar el comportamiento de sus competidores acudiendo a la lectura de indicadores indirectos. A finales de abril la volatilidad del precio spot es alta (picos en horas de alta demanda), sin llegar a los niveles observados antes de la expedición de la resolución CREG 06 de 2009.

### 3.2.2 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 4 presenta los precios de bolsa diarios para los últimos 3 meses y los compara para estos mismos meses, con los valores promedios históricos y los valores de los dos años anteriores, a precios constantes del año 2009.

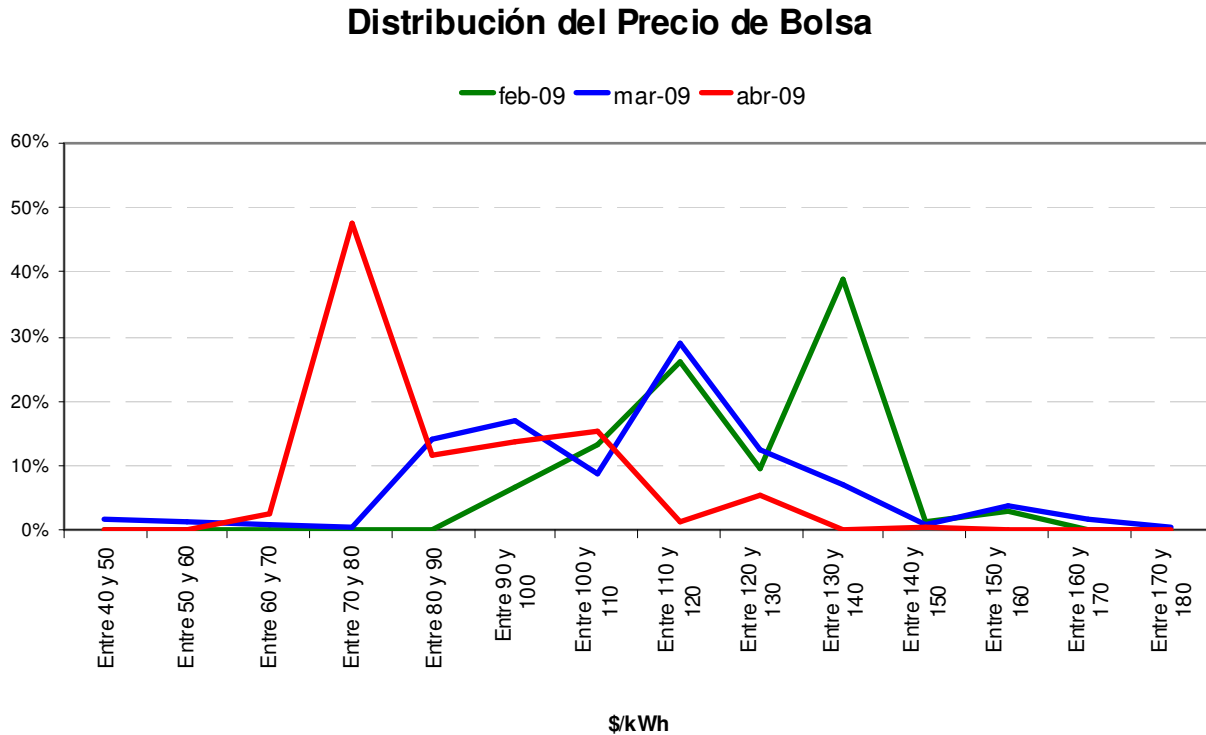


**Gráfico No 4**

Por primera vez en varios años, los precios de bolsa se ubicaron entre mediados de marzo y mediados de abril, por debajo de los promedios históricos. No obstante, a finales de abril, el spot volvió a superar los promedios históricos.

### 3.2.3 Distribución del Precio de Bolsa

El grafico No 5 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.



**Gráfico No 5**

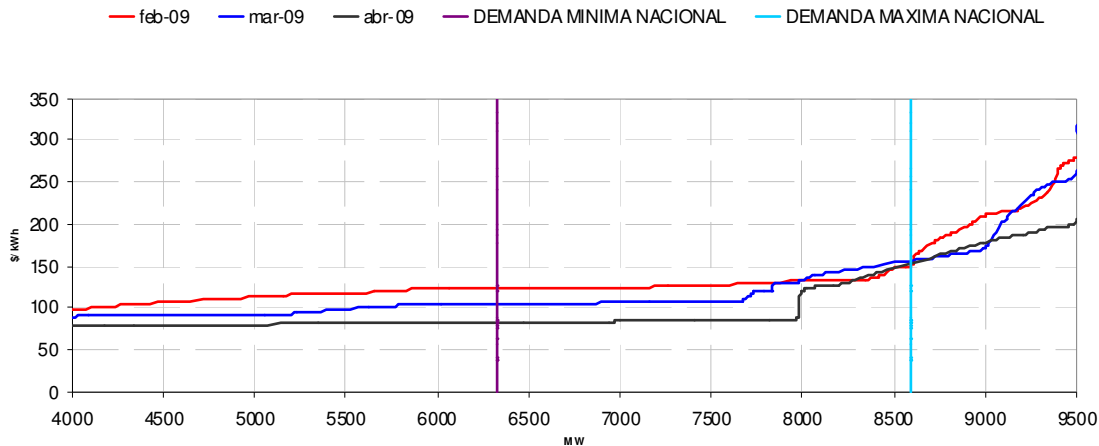
Se observa como la moda y la media de los precios en marzo y abril se desplazó abruptamente hacia la izquierda, indicando una reducción de precios acentuada con respecto a febrero de 2009. Sin embargo, persisten en estos dos meses, precios elevados, asociados como se mencionó, a horas de alta demanda.

## 3.3 Comportamiento de Ofertas

### 3.3.1 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 6 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

## CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO



**Gráfico No 6**

En los dos meses bajo análisis se constatan dos desplazamientos hacia abajo de la función de oferta promedio agregada del sistema en el rango de 0 a 8 Gw. A partir de este umbral las curvas de oferta se igualan con la observada en febrero, pero sosteniendo pendientes suaves que mitigan el riesgo de alzas desmesuradas en el precio de mercado. Con este comportamiento se reduce la probabilidad de que el precio spot supere el de escasez y la activación de los mecanismos asociados al cargo por confiabilidad.

### 3.3.2 Índice de Lerner

Los gráficos 7-a, 7-b y 7-c presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, sin considerar los niveles de contratación de los agentes, para los periodos de demanda baja, media y alta, en los últimos doce meses.

El CSMEM reconoce, como lo ha señalado Acolgen, que es más precisa la medición del grado de poder de mercado si se incluye la variable contratos. Sin embargo, para el cálculo de la demanda residual, es necesario descontar aquellos contratos cuyos precios están atados al precio de bolsa y los swaps de cobertura entre generadores que solo se hacen efectivos en circunstancias extremas. Por lo anterior, mientras se logra contar con la información necesaria para “limpiar el índice”, se seguirá

aproximando la medición de poder de mercado con el inverso de la elasticidad de la demanda residual, sin considerar niveles de contratación.

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

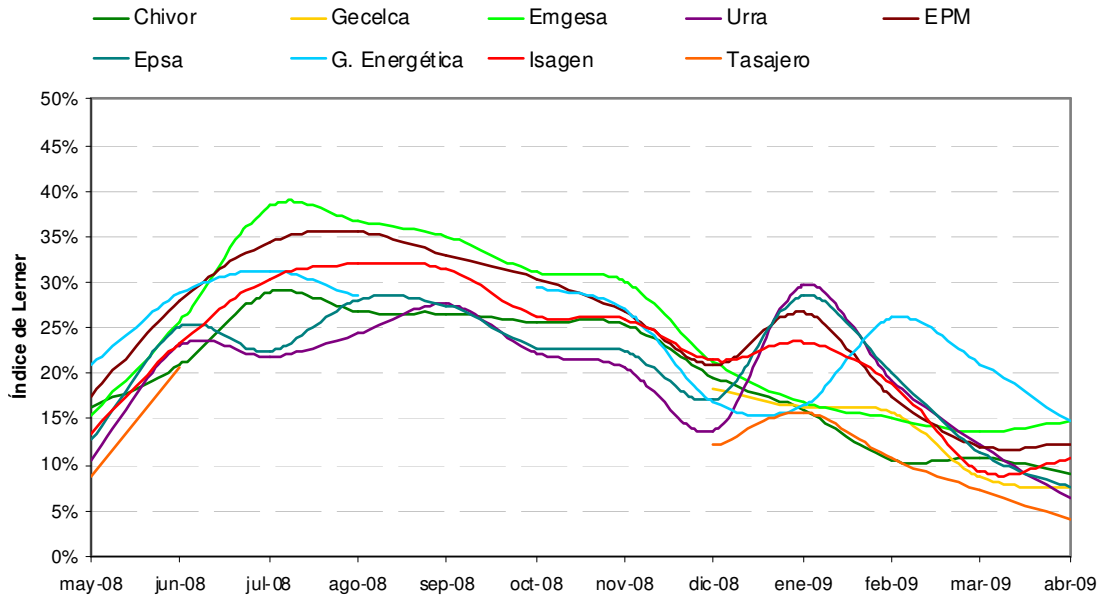


Gráfico No 7-a

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

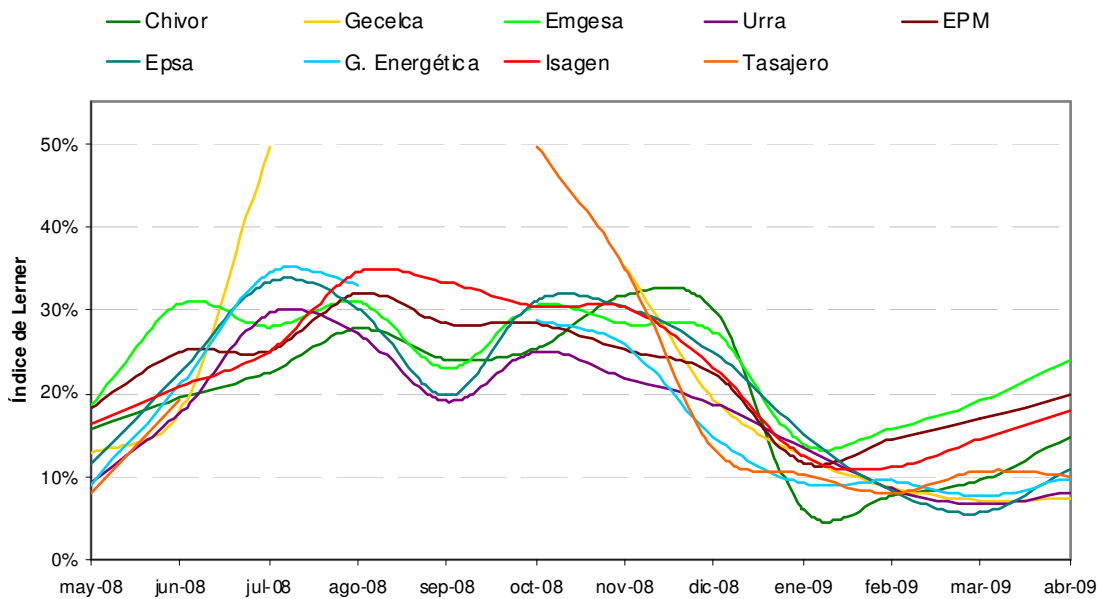


Gráfico No 7-b

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

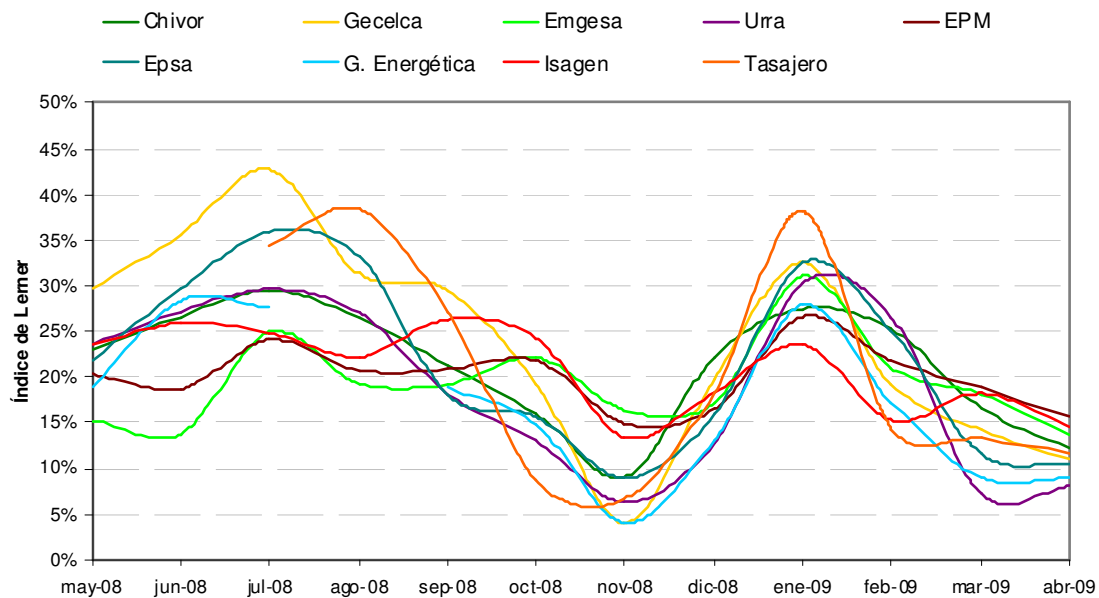


Gráfico No 7-c

Es interesante observar cómo, tras la expedición de la resolución CREG 06 de 2009, el poder de mercado medido con el índice de Lerner, se ha reducido sustancialmente a niveles que se pueden considerar cercanos a un ambiente de competencia para horas de baja y alta demanda. En horas de demanda media, no obstante, aún conservan un poder significativo Emgesa, EPM e Isagen, en ese orden.

#### 3.3.3 Índice Residual de Suministro

El gráfico 8 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.

Consistente con el comportamiento del índice de Lerner, a partir del mes de febrero, el índice residual de suministro en el periodo de demanda alta, se ha incrementado a valores superiores a 1.2, lo cual significa una disminución del poder de mercado.



### Indice Residual de Suministro Mensual por Agente Horas de Demanda Alta

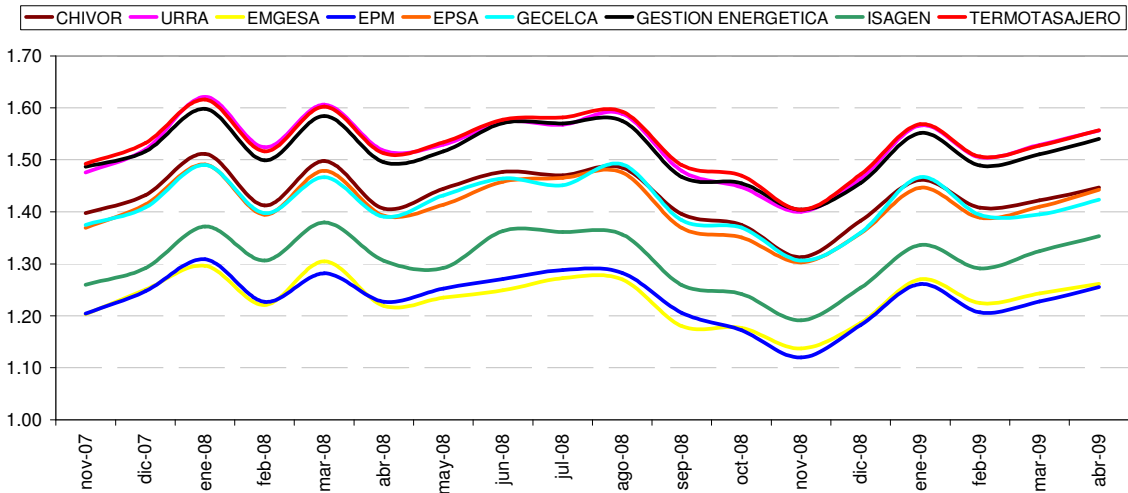


Gráfico No 8

## 3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

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

El gráfico No 9 presenta a nivel mensual, el precio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses.

### Precio de Reconciliación Positivas vs Precios de Bolsa Mayo 05 - Abril 09

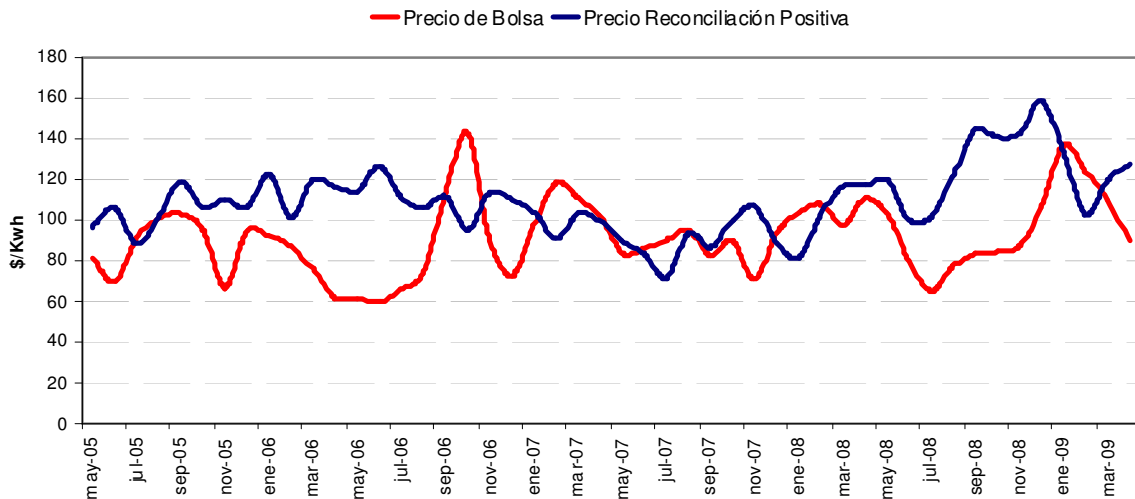


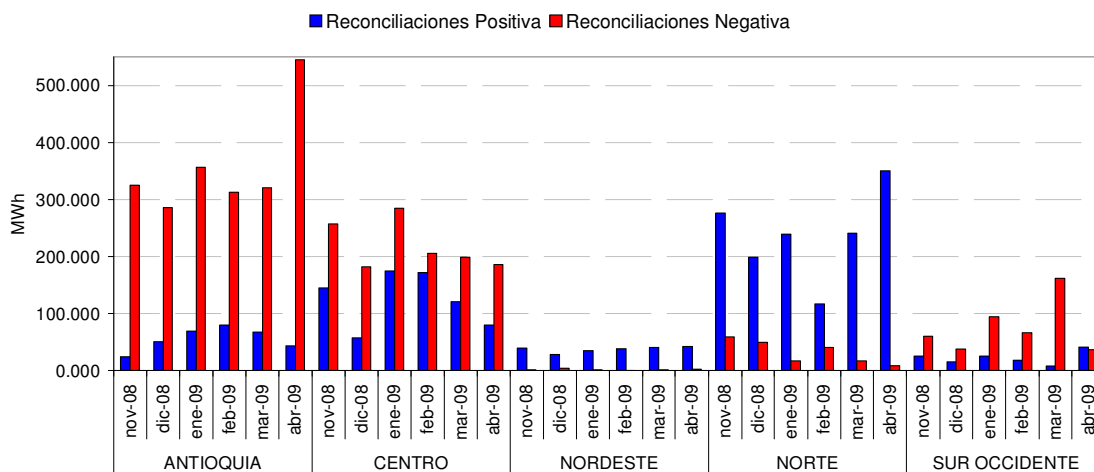
Gráfico No 9

Después de haber alcanzado un precio record de \$160/kWh, en febrero el precio promedio de las reconciliaciones positivas presentó una baja sustancial, a partir de la cual volvió a incrementarse hasta alcanzar los \$125/kWh en el mes de abril, ubicándose además en esa fecha por encima del precio de bolsa.

### 3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico 10 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.

Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas  
Noviembre 2008 - Abril 2009



*Nota. La reconciliación negativa incluye la responsabilidad comercial del AGC.*

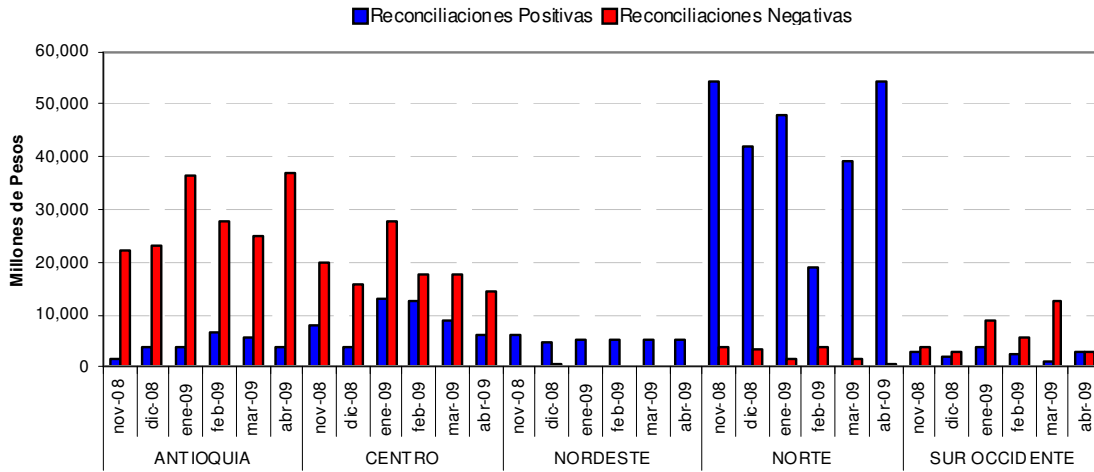
**Gráfico No 10**

Se observa que en abril de 2009 la magnitud de las reconciliaciones (MWh) positivas disminuyó en todas las zonas, excepto en la zona Norte en la cual presentaron un incremento importante. De otra parte, las reconciliaciones negativas se incrementaron sustancialmente en Antioquia, permanecieron constantes en el Centro y crecieron en el Suroccidente a valores similares a los de la zona Centro.

### 3.4.3 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 11 presenta el costo en pesos 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.

### Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Noviembre 2008 - Abril 2009

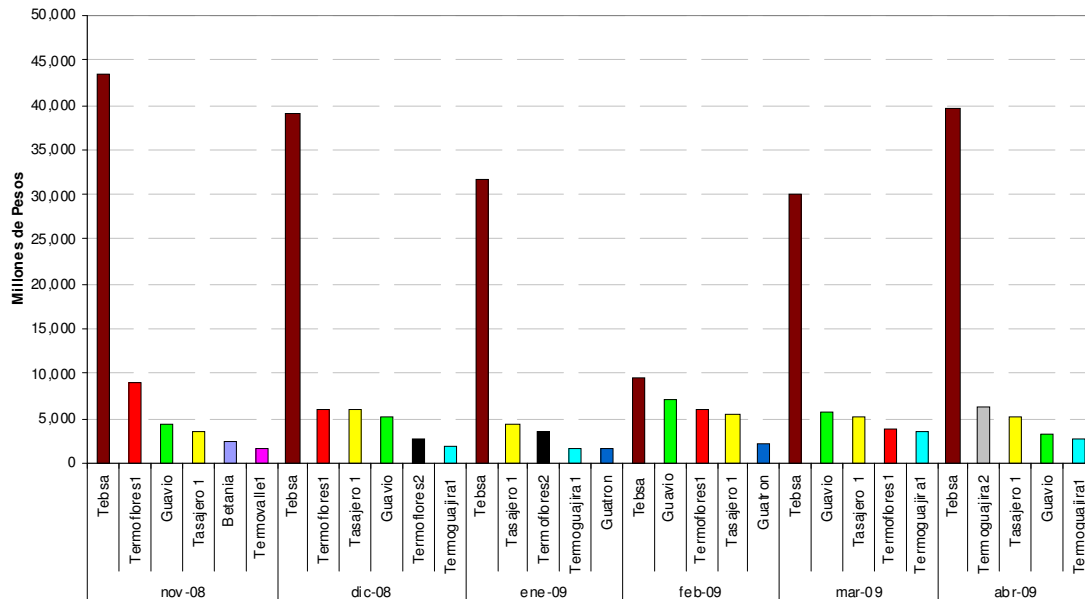


**Gráfico No 11**

El costo de las reconciliaciones positivas de la zona Norte fue el mayor del sistema, regresando a los niveles del mes de noviembre de 2008. En cuanto a las reconciliaciones negativas, el costo en la zona Antioquia fue el más alto del mes.

### 3.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

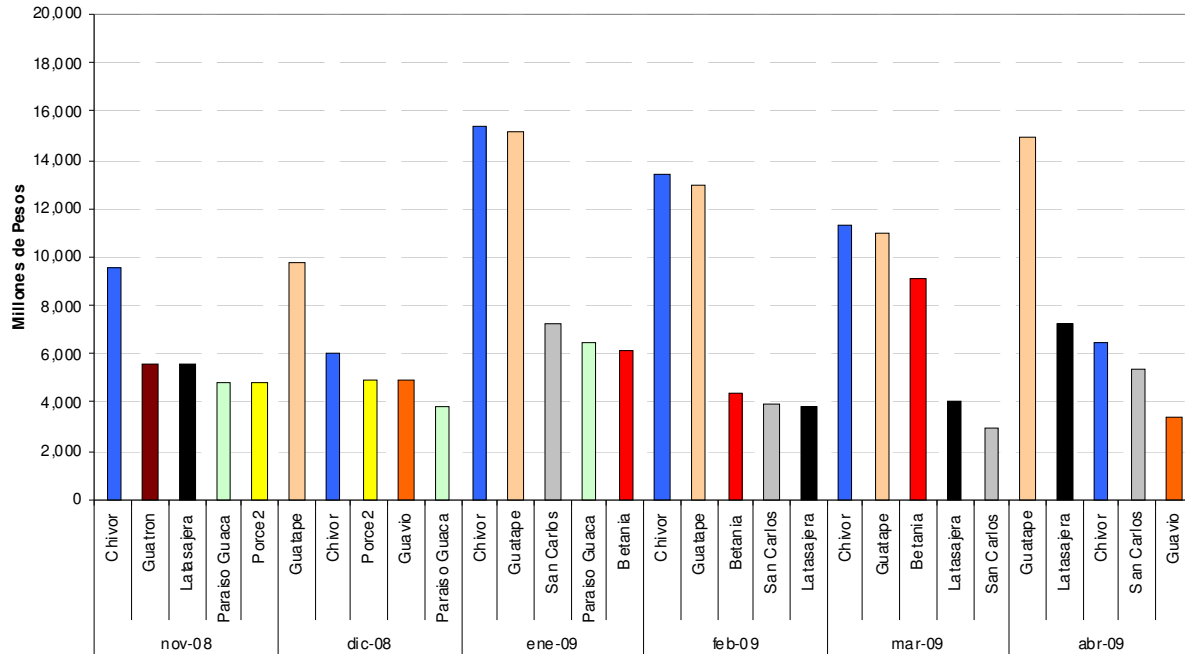
#### Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas



**Gráfico No 12-a**

Los gráficos No 12-a y 12-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.

**Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas**



**Gráfico No 12-b**

### 3.5 Comportamiento de Restricciones

#### 3.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 13 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

El costo de restricciones en el SIN en abril continuó aumentando su valor, llegando al nivel de los \$32.000 millones de pesos.

Costo Total de restricciones Para el Sistema  
Agosto 2006 - Abril 2009

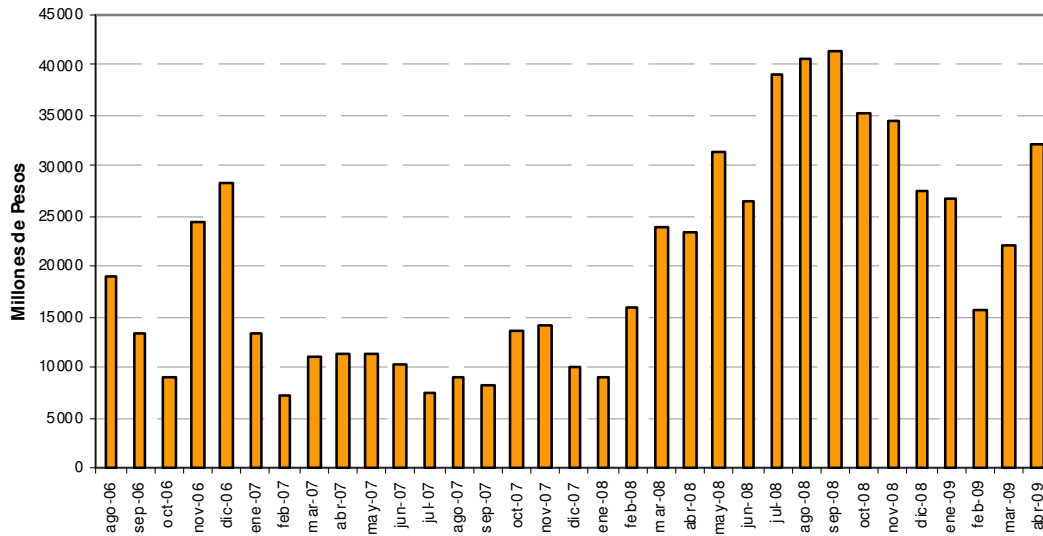


Gráfico No 13

### 3.6 Mercado de Contratos

#### 3.6.1 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa  
Mayo 2006 a Abril de 2009

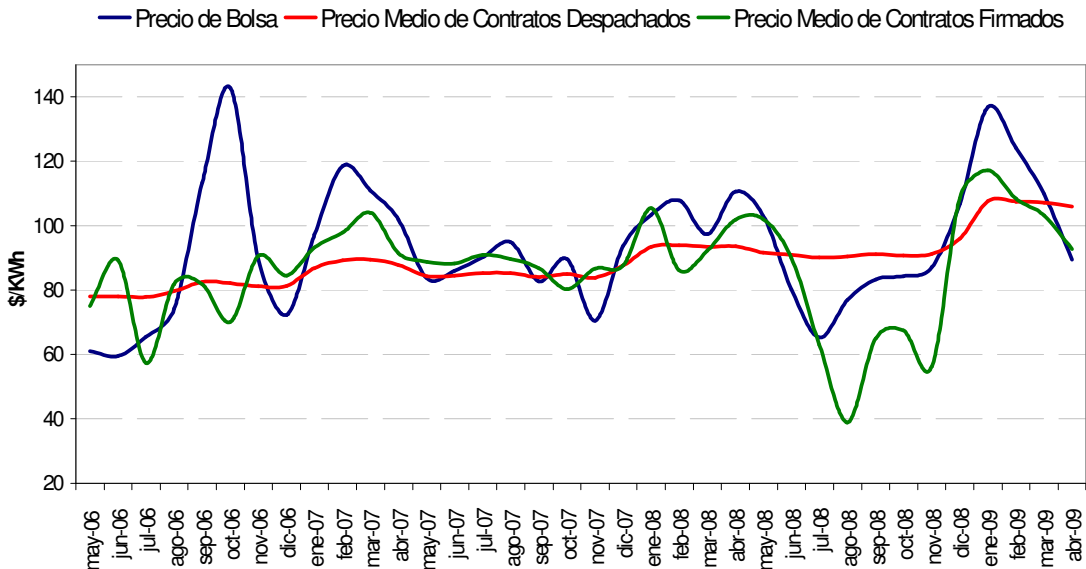
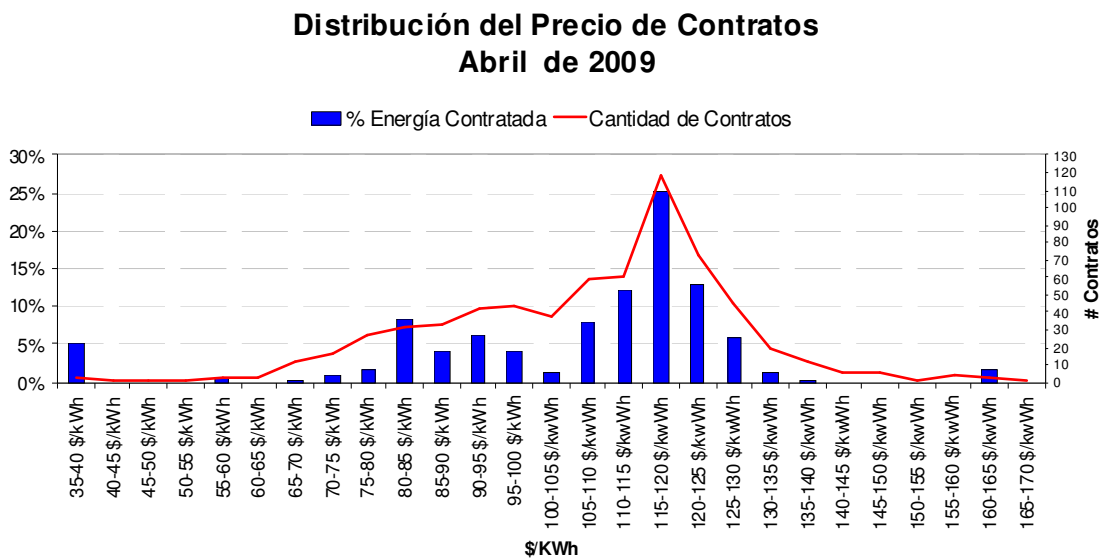


Gráfico No 14

El gráfico No 14 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.

### 3.6.2 Distribución del Precio de Contratos

El gráfico No 15 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de abril de 2009, en intervalos de \$5/kWh.



**Gráfico No 15**

El gráfico muestra que los precios de los contratos en abril se comportaron con una distribución cercana a la normal y con promedio en el rango de 115 a 120 \$/kWh, correspondiendo este precio al 27% de la energía transada en 120 contratos despachados.

### 3.6.3 Contratos Vigentes por Agente

El gráfico No 16 muestra para los principales agentes del sistema, el número de contratos vigentes mensuales, para los últimos 12 meses.

A partir de diciembre de 2008 cuando ocurrió el menor número de contratos vigentes, éstos han venido incrementándose mes a mes.

### Número de Contratos Vigentes por Agente Mayo de 2008 a Abril de 2009

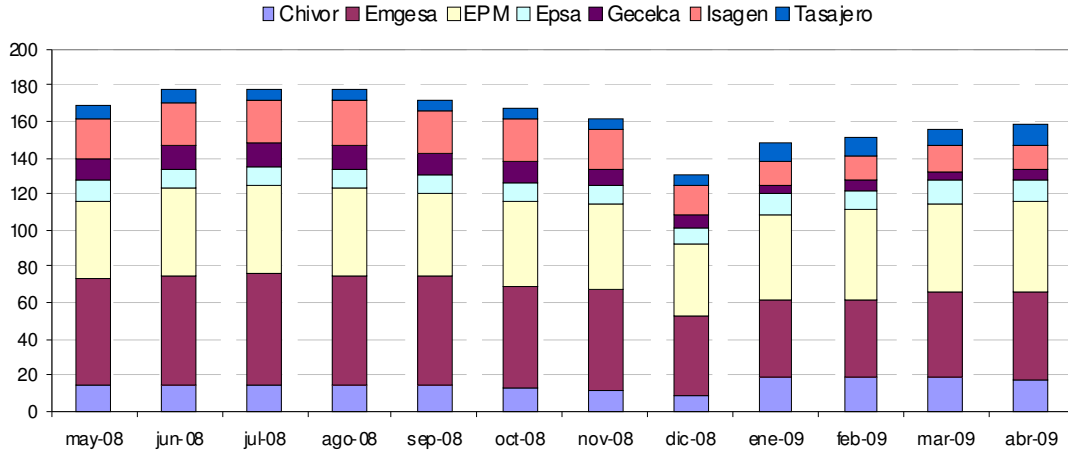


Gráfico No 16

### 3.6.4 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 17 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada y para la demanda no regulada, vs el precio de Bolsa, para los últimos 3 años.

### Precio de Contratos por Tipo de Demanda Servida Mayo 2006 a Abril de 2009

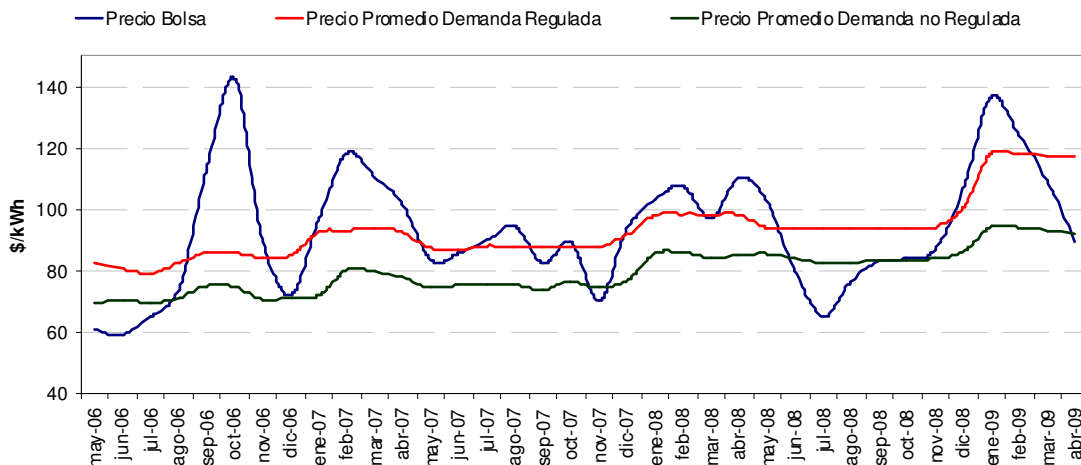


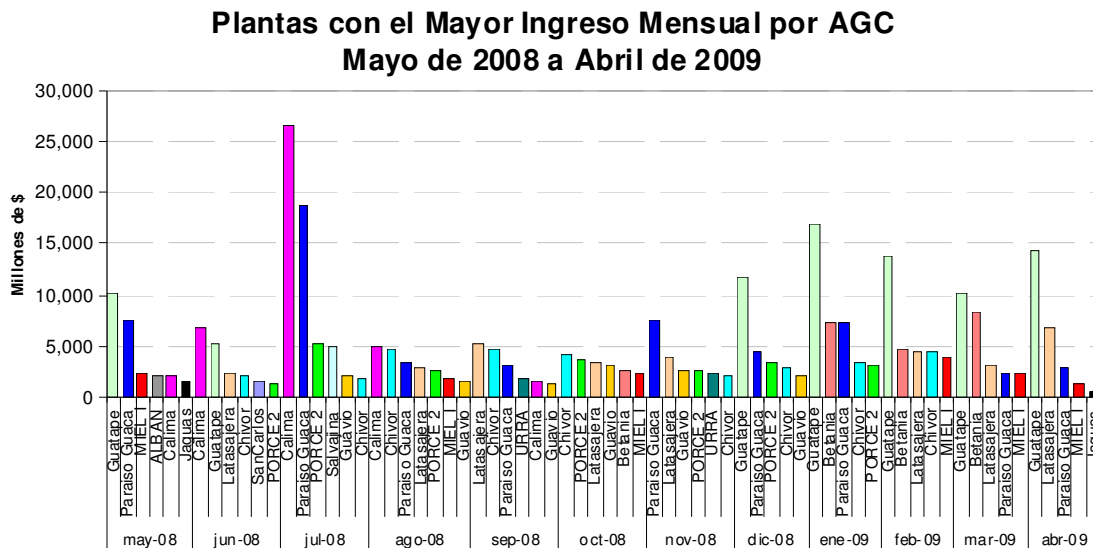
Gráfico No 17

A partir del mes de enero de 2009, la diferencia entre los precios promedios para la demanda regulada y no regulada, se ha incrementado en forma significativa.

### 3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

#### 3.7.1 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 18 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.



**Gráfico No 18**

#### 3.7.2 Costo mensual del servicio de RSF

El gráfico No 19 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.

A partir de enero de 2009, el costo total del servicio de AGC ha venido disminuyendo, en forma consecuente con el comportamiento de los precios de bolsa.



## Valor del AGC Mensual Mayo de 2006 a Abril de 2009

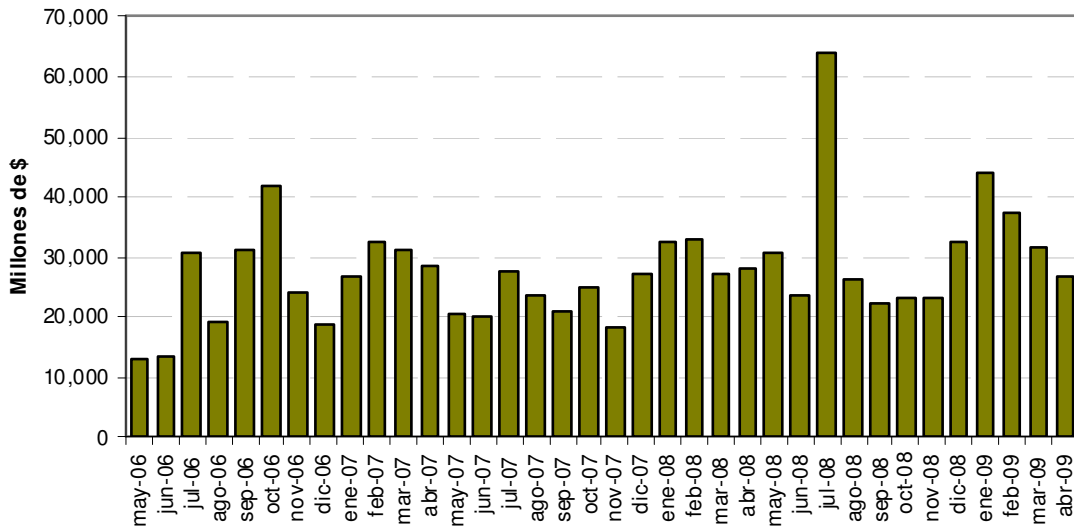


Gráfico No 19