

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

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

**Informe No 36 – 2009**

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

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Marzo 31 de 2009**

## CONTENIDO

<b>1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>4</b>
<b>2 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....</b>	<b>5</b>
2.1 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	5
2.1.1 <i>Generación del Sistema.....</i>	5
2.1.2 <i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	6
2.1.3 <i>Vertimientos.....</i>	7
2.2 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA.....	7
2.2.1 <i>Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	7
2.2.2 <i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos.....</i>	8
2.2.3 <i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	9
2.3 COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	10
2.3.1 <i>Índice Residual de Suministro.....</i>	10
2.4 COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES.....	11
2.4.1 <i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	11
2.4.2 <i>Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas.....</i>	12
2.4.3 <i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas.....</i>	12
2.4.4 <i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones.....</i>	13
2.5 COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	15
2.5.1 <i>Costo Total Mensual de Restricciones.....</i>	15
2.5.2 <i>Restricciones Mensuales por Tipo de Causa.....</i>	15
2.6 MERCADO DE CONTRATOS.....	16
2.6.1 <i>Magnitud de Cubrimiento de Contratos.....</i>	16
2.6.2 <i>Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa.....</i>	17
2.6.3 <i>Distribución del Precio de Contratos.....</i>	18
2.6.4 <i>Contratos Vigentes por Agente.....</i>	19
2.6.5 <i>Duración de Contratos Vigentes.....</i>	19
2.7 SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	20
2.7.1 <i>Costo del servicio de RSF y Holgura Programada.....</i>	20
2.7.2 <i>Servicio de AGC por Planta.....</i>	21
2.7.3 <i>Servicio de AGC por Empresa.....</i>	21
2.7.4 <i>Costo mensual del servicio SRSF.....</i>	22

## Resumen Ejecutivo

Este documento presenta el análisis de desempeño del MEM en febrero de 2009. Se observa desde el mes de diciembre de 2008 la tendencia cíclica de disminución de la generación hidráulica y la generación total y un leve aumento de la generación térmica a gas y carbón. En febrero, si bien es cierto que la hidrología continuó excediendo los promedios históricos, estos niveles que son bajos, corresponden a la estación de verano.

Por otra parte, existe un cambio importante en el comportamiento del spot; los precios de equilibrio en horas de baja demanda aumentaron y los de las horas de alta demanda se redujeron, con lo cual la volatilidad del precio disminuyó considerablemente. Este fenómeno es positivo porque refleja un aumento de la elasticidad de la curva de oferta en los rangos de alta demanda, con lo cual se reduce la posibilidad de alcanzar el precio de escasez y obtener precios demasiado elevados en este mercado.

A raíz de la expedición de la Resolución CREG 06 de 2009, la información de ofertas al mercado permanece confidencial durante 3 meses, por lo cual el CSMEM no presenta el análisis de las estrategias de oferta de los agentes, la dinámica de la curva de oferta agregada del mercado, ni el cálculo de los índices de Lerner. Esta medida está dirigida a mitigar el uso del poder de mercado limitando el acceso a información del comportamiento de los competidores en cada día, y si bien aún es prematuro evaluar el desempeño de la norma, el CSMEM considera que puede mejorar la eficiencia en la bolsa.

En cuanto al índice residual de suministro, en febrero EPM y Emgesa presentaron valores bajos (alrededor de 1.20), lo cual implica que estos agentes tomados individualmente, podrían ser indispensables para abastecer la demanda, existiendo entonces poder de mercado para ellos.

El precio promedio de las reconciliaciones positivas alcanzó el valor de \$160/kWh en enero de 2009, constituyéndose en el registro más elevado de los últimos cuatro años. En febrero éste descendió a \$100/kWh, ubicándose por debajo del precio promedio de bolsa.

El costo de restricciones en el SIN en febrero continuó su tendencia decreciente que se inició en el mes de septiembre de 2008; se destaca durante el mes de febrero la caída drástica de los costos por generaciones de seguridad asociadas a restricciones

eléctricas y soporte de voltaje, lo cual es un indicativo que la red del STN ha mejorado en forma importante su robustez.

Finalmente, en cuanto a la demanda cubierta por transacciones en bolsa, a partir de noviembre de 2008 se ha incrementado, cuando al mismo tiempo y en proporción menor, la demanda cubierta por contratos se ha disminuido.

# **1 Introducción**

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 no se incluyen los análisis del comportamiento de las ofertas y se analizan en detalle solo aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merece destacarse.

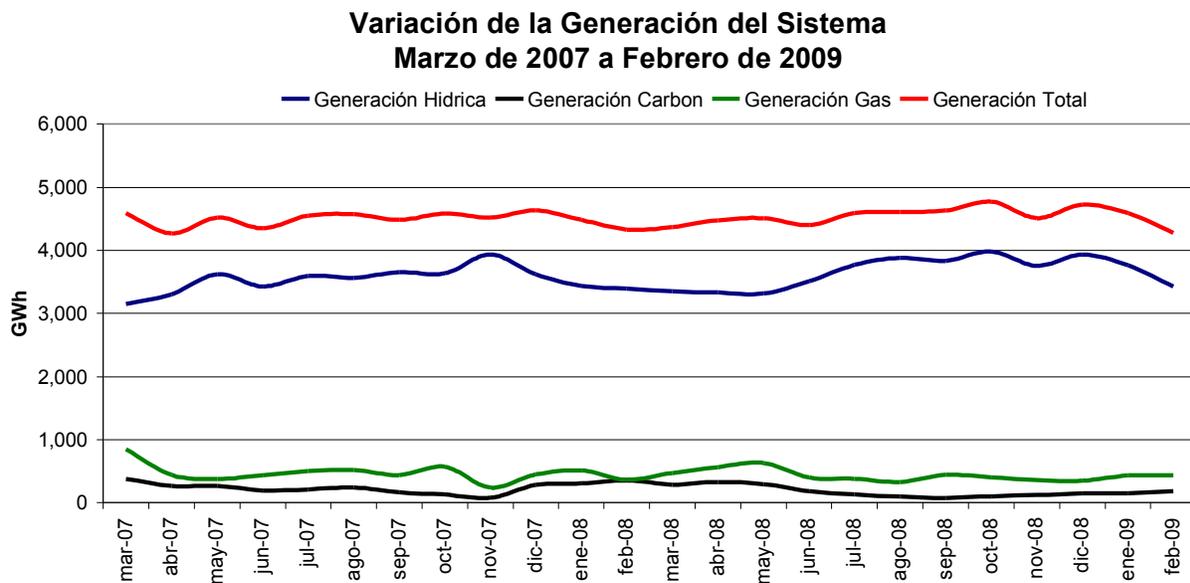
## 2 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores que tuvieron durante el mes de febrero de 2009 un desempeño particular que merece destacarse.

### 2.1 Comportamiento del sistema

#### 2.1.1 Generación del Sistema

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



**Gráfico No 1**

Se observa desde el mes de diciembre de 2008 la tendencia cíclica de disminución de la generación hidráulica y la generación total y un leve aumento de la generación térmica a gas y carbón.

La tabla No 1 presenta las variaciones de la generación en el SIN. Febrero registra una caída del 1.23% en la generación con relación al mismo mes del año 2008, este comportamiento, sin duda, está asociado al estancamiento de la economía colombiana en respuesta a la crisis internacional; sin embargo, la generación hídrica creció a una

tasa del 1.1% y la térmica a gas al 16%, debido a los valores extremadamente bajos del año anterior. Además se observa una caída importante en la generación con carbón.

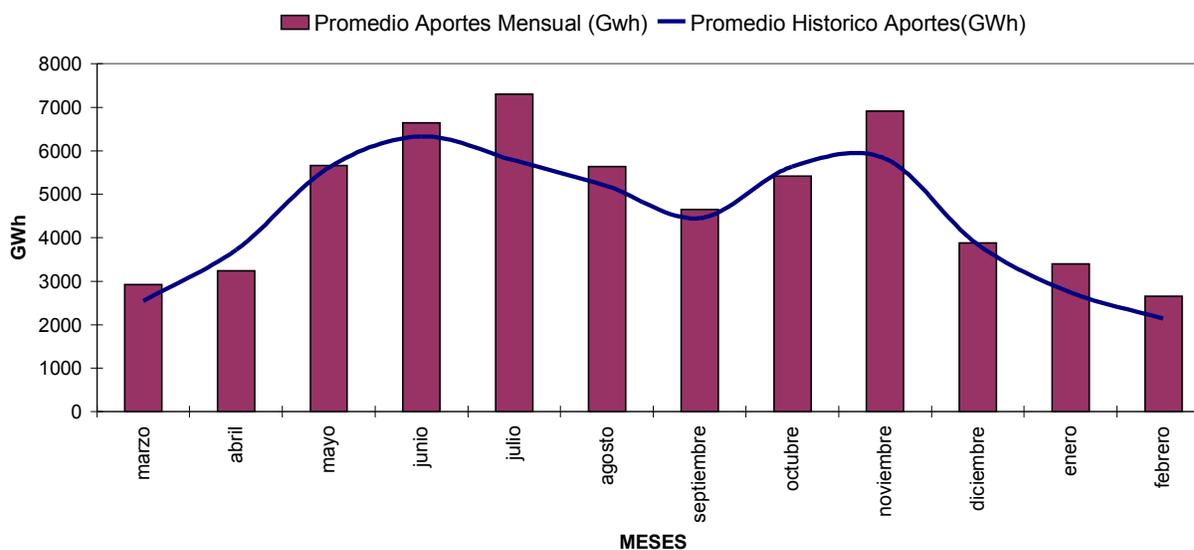
Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año GWh	Febrero-08 GWh	Enero-09 GWh	Febrero-09 GWh	Variación Febrero 09-Enero 09	Variación Febrero 09-Febrero 08	Variación Febrero 09-Promedio Ultimo Año
Hídrica	3656.63	3395.11	3761.80	3430.59	-8.80%	1.05%	-6.18%
Térmica	616.51	726.83	592.43	624.83	5.47%	-14.03%	1.35%
Gas	433.82	368.84	434.26	428.59	-1.31%	16.20%	-1.21%
Carbón	179.97	357.98	155.67	185.66	19.27%	-48.14%	3.17%
Menores	259.65	198.40	230.58	211.39	-8.32%	6.54%	-18.59%
Cogeneradores	4.45	4.44	5.49	4.62	-15.83%	4.16%	3.88%
Total	4537.23	4324.78	4590.29	4271.44	-6.95%	-1.23%	-5.86%

**Tabla No 1**

### 2.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 2 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses comparados con el promedio histórico.

#### APORTES HIDRICOS AGREGADOS



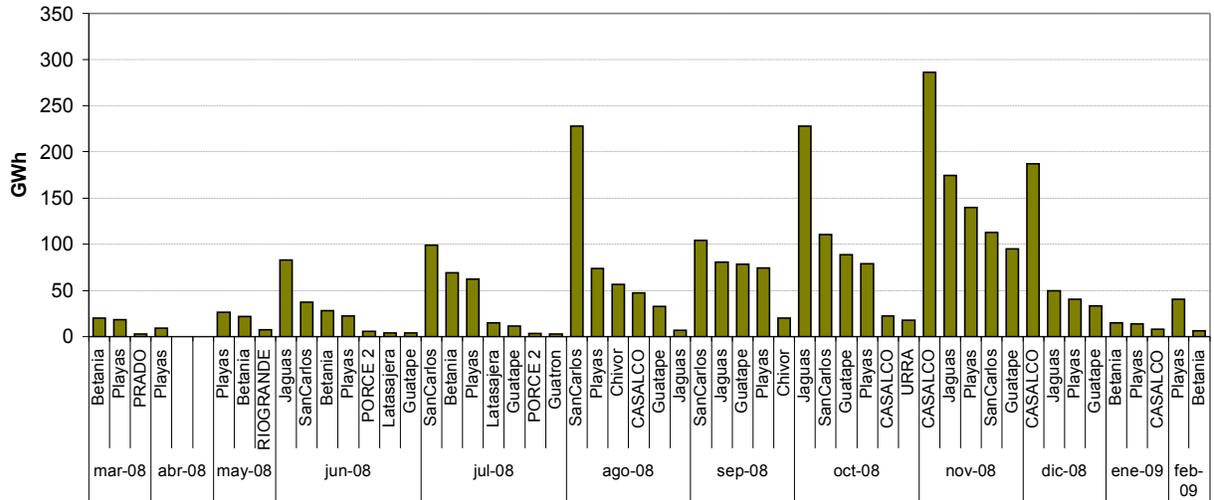
**Gráfico No 2**

En febrero las lluvias continuaron excediendo los promedios históricos, manteniendo el patrón casi ininterrumpido del último año.

### 2.1.3 Vertimientos

El grafico No 3 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.

**Vertimientos Mensuales  
Marzo de 2008 a Febrero de 2009**



**Gráfico No 3**

El nivel de vertimientos fue marginal en febrero, cambiando así el patrón de comportamiento con las magnitudes importantes observadas en los meses anteriores.

## 2.2 Evolución de los precios de Bolsa

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

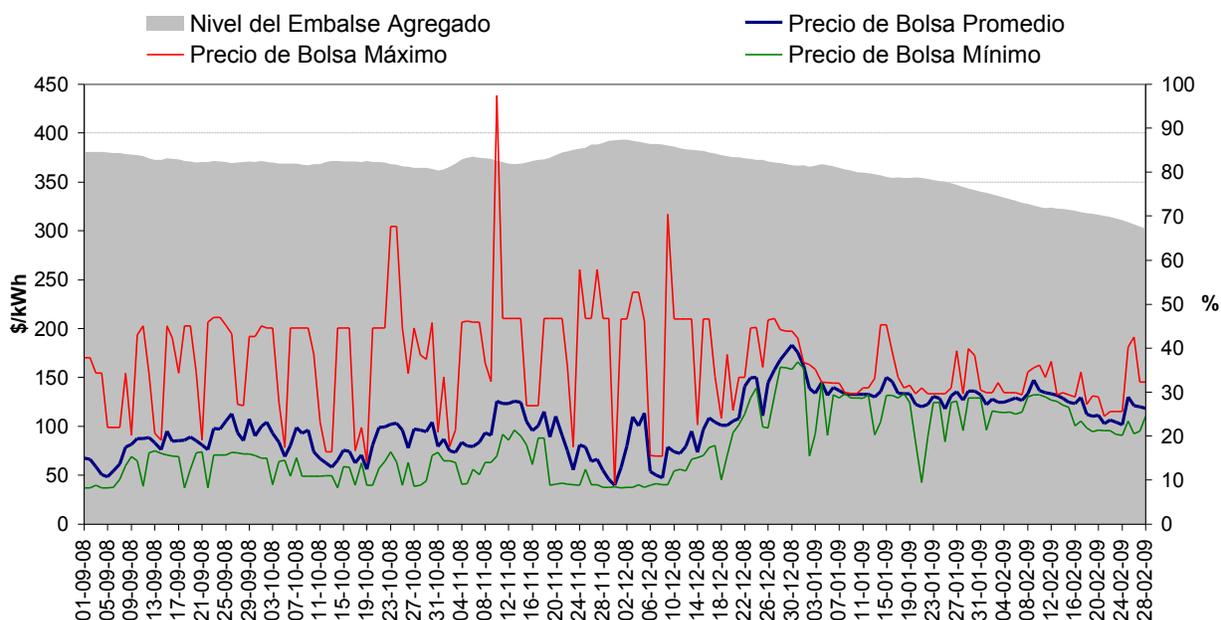
El gráfico No 4 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario, para los últimos 6 meses.

Se observa un cambio importante en el comportamiento del spot. Los precios de equilibrio en horas de baja demanda aumentaron y los de las horas de alta demanda se redujeron, con lo cual la volatilidad del precio al interior de cada día disminuyó considerablemente. Este fenómeno es positivo porque refleja un aumento de la elasticidad de la curva de oferta en los rangos de alta demanda, con lo cual se reduce

la posibilidad de alcanzar el precio de escasez y obtener precios demasiado elevados en este mercado.

Es importante mencionar que a partir de febrero 6 de 2009, los precios de oferta de los agentes pasaron a ser confidenciales y no podrán ser de conocimiento público hasta que transcurran tres meses (Resolución CREG 06 de 2009). Se espera que esta medida regulatoria tenga impacto en el patrón de comportamiento de los precios del spot y aunque se requiere que transcurra más tiempo para ver sus efectos, se puede observar a partir de la vigencia de la resolución una leve tendencia a la baja en precios.

### Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Septiembre de 2008 a Febrero de 2009



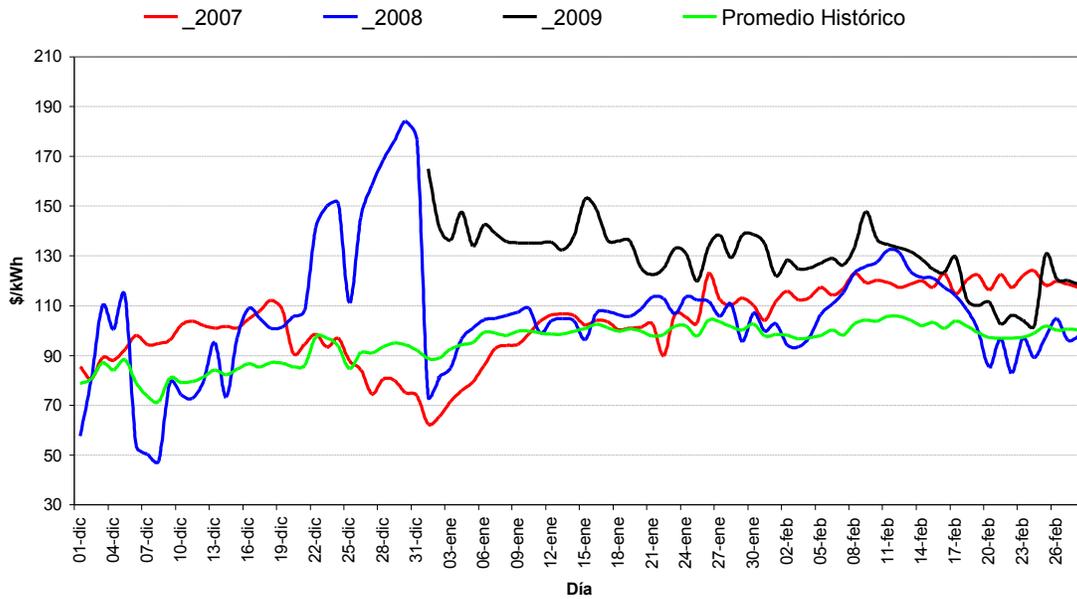
**Gráfico No 4**

#### 2.2.2 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 5 presenta los precios de bolsa diarios para los últimos 3 meses y los compara para estos mismos meses con los valores históricos.

El precio de bolsa se mantuvo la primera mitad de febrero por encima de los promedios históricos y de los referentes de los últimos años, de por si elevados. Se observa una corrección a la baja en la segunda quincena, sin alcanzar el promedio histórico y un repunte en los últimos días del mes.

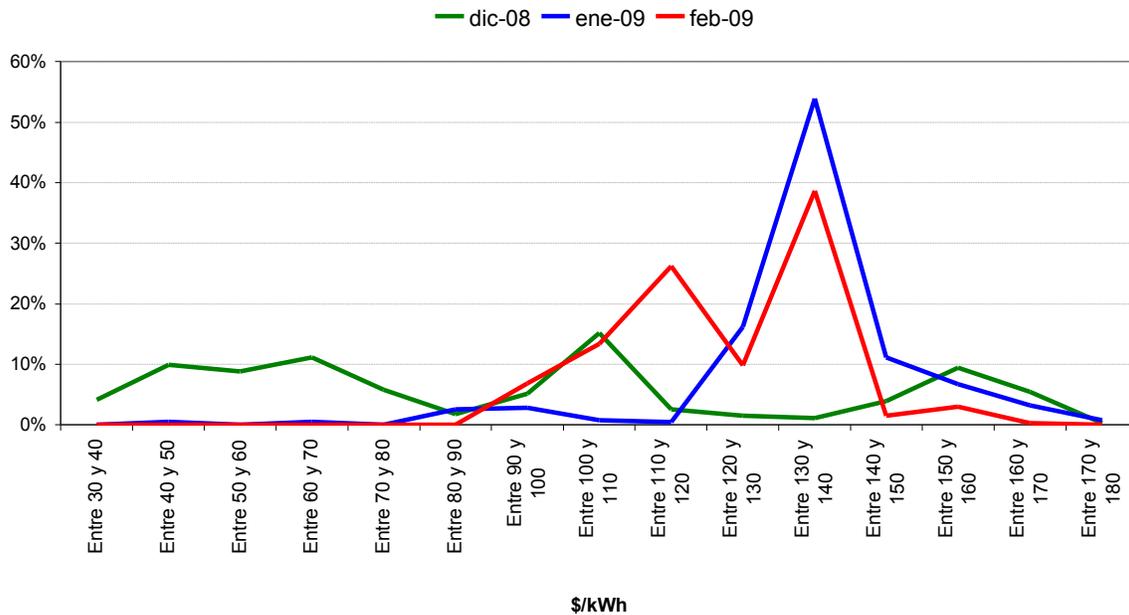
### Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos



**Gráfico No 5**

### 2.2.3 Distribución del Precio de Bolsa

#### Distribución del Precio de Bolsa



**Gráfico No 6**

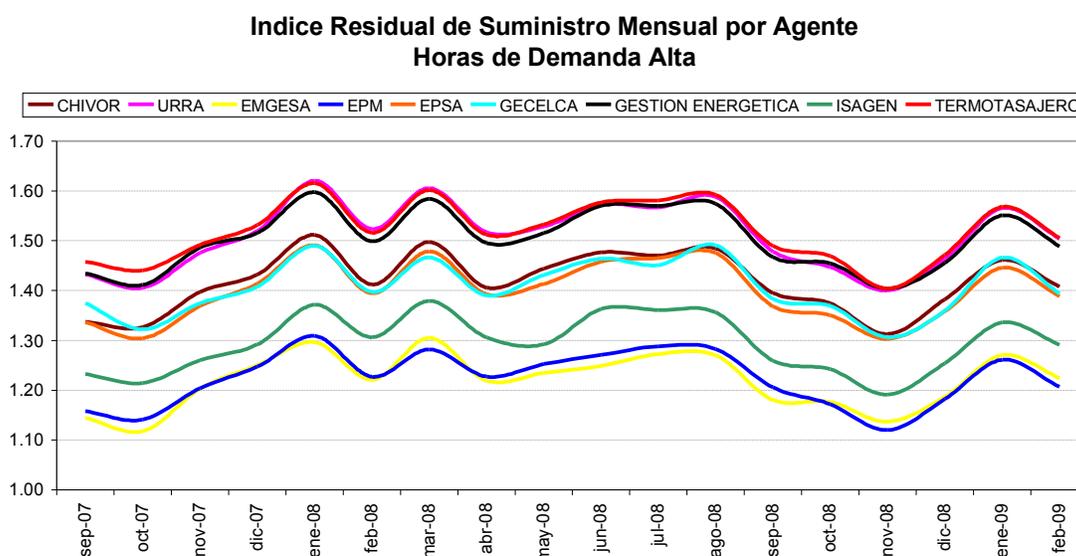
El gráfico No 6 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kwh, para los últimos tres meses.

La distribución de precios en febrero muestra la reducción de la varianza en precios al interior de las horas del día (una mayor concentración de precios) y el aumento de los precios en horas de baja demanda que conforman una segunda moda a la izquierda del centro de gravedad de la distribución.

## 2.3 Comportamiento de Ofertas

A raíz de la expedición de la Resolución CREG 06 de 2009, la información de ofertas al mercado permanece confidencial durante 3 meses, por lo cual el CSMEM no puede presentar el análisis de las estrategias de oferta de los agentes, la dinámica de la curva de oferta agregada del mercado, ni el cálculo de los índices de Lerner. Esta medida está dirigida a mitigar el uso del poder de mercado limitando el acceso a información del comportamiento de los competidores en cada día, y si bien aún es prematuro evaluar el desempeño de la norma, el CSMEM considera que puede mejorar la eficiencia en la bolsa.

### 2.3.1 Índice Residual de Suministro



**Gráfico No 7**

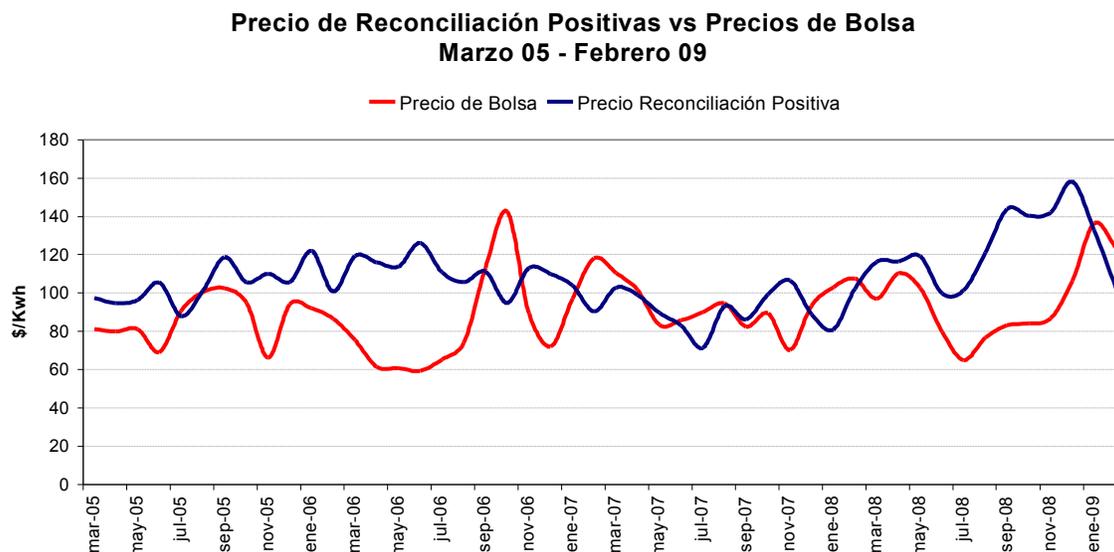
El gráfico No 7 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta, en los últimos diez y ocho meses.

En febrero son bajos los índices de EPM y Emgesa, alrededor de 1.20, e implican que estos agentes tomados individualmente, podrían ser indispensables para abastecer la demanda, existiendo entonces poder de mercado para ellos; situación totalmente coherente con el hecho que la capacidad disponible de estos agentes es muy importante en relación al resto del sistema.

## 2.4 Comportamiento de Reconciliaciones

### 2.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 8 presenta a nivel mensual, el precio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema, vs el precio de bolsa, para los últimos 48 meses.

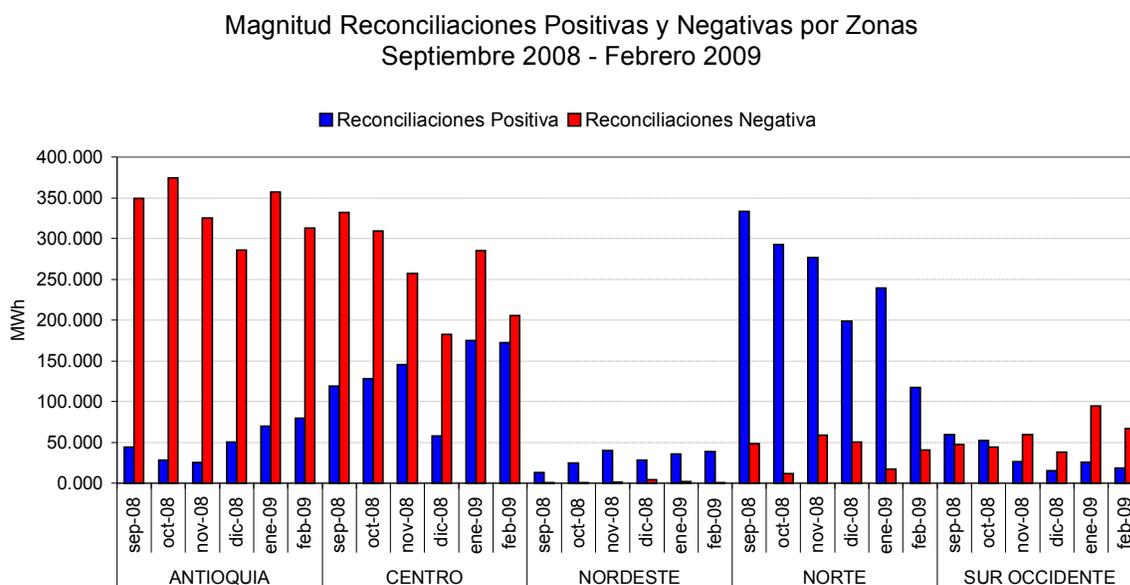


**Gráfico No 8**

Después que el precio promedio de las reconciliaciones positivas alcanzó el valor de \$160/kWh en enero de 2009, constituyéndose en el registro más elevado de los últimos cuatro años, en febrero éste descendió a \$100/kWh, ubicándose por debajo del precio promedio de bolsa. Esta situación podría obedecer a una mayor competitividad de las plantas térmicas de la costa debido a la reducción reciente de los costos del gas.

## 2.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico 9 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.



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

**Gráfico No 9**

Se observa que en febrero de 2009 la magnitud de las reconciliaciones (MWh) positivas en la zona Norte disminuyó considerablemente, mientras que en las zonas Antioquia y Centro permanecieron similares a las del mes de enero. En cuanto a las reconciliaciones negativas, se destaca la disminución de la magnitud en las zonas Antioquia y Centro.

## 2.4.3 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 10 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.

En forma coherente con el comportamiento de la magnitud de las reconciliaciones en febrero, el costo de las positivas se redujo considerablemente en la zona Norte, mientras que el costo de las negativas presentó disminución en las zonas Antioquia y Centro.

### Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Septiembre 2008 - Febrero 2009

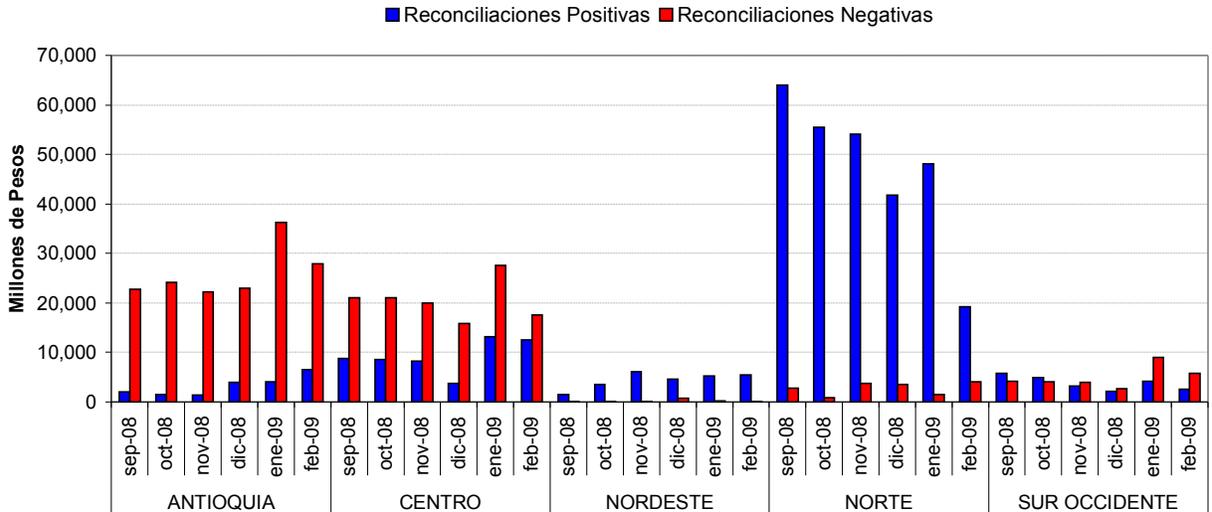


Gráfico No 10

#### 2.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 11-a y 11-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 Positivas

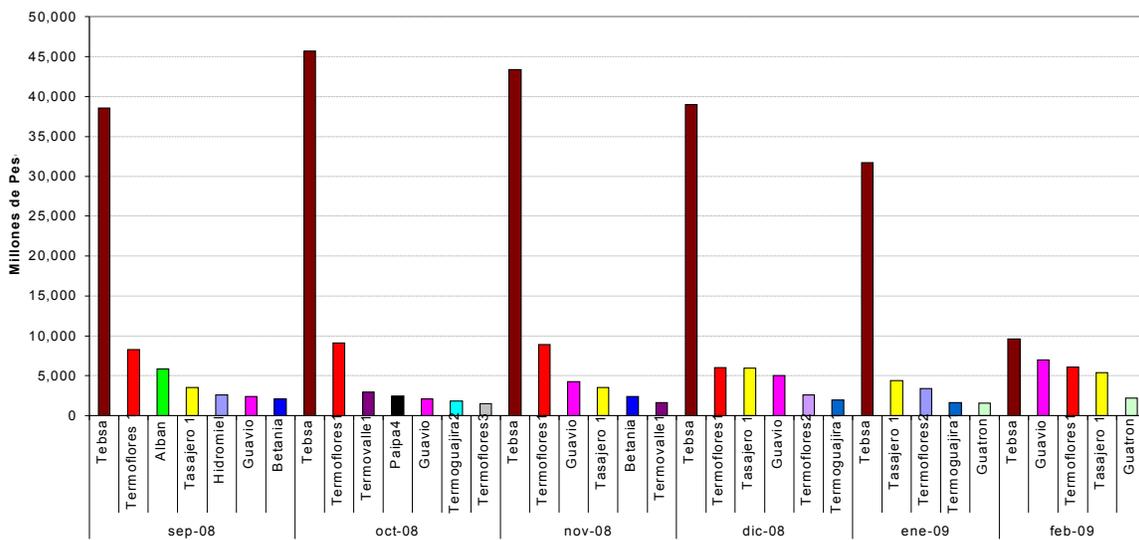
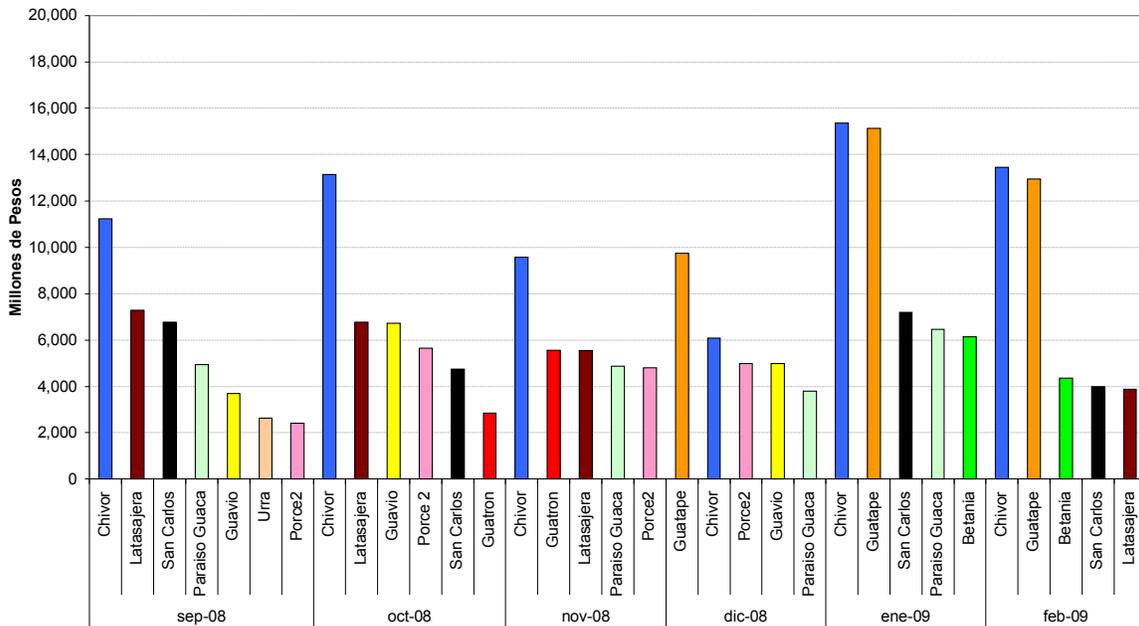


Gráfico No 11-a

En primer lugar se observa una reducción muy importante en el costo de las reconciliaciones positivas por plantas. Tebsa presenta reducciones considerables, mientras Guavio, Flores y Tasajero en menor escala complementan el grupo de plantas que participan en reconciliaciones positivas.

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



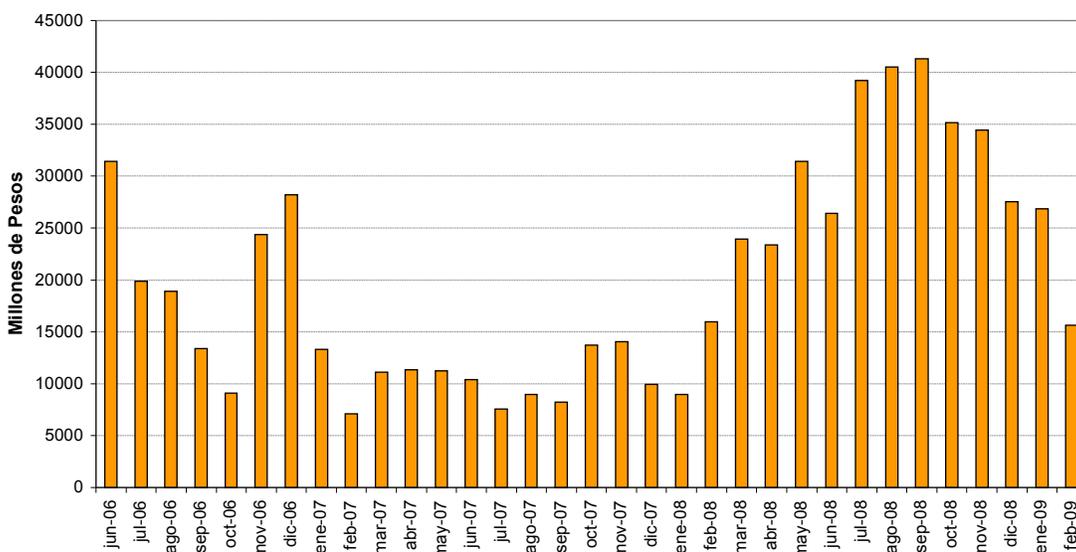
**Gráfico No 11-b**

Referente a las reconciliaciones negativas, la participación por plantas se redujo manteniéndose Chivor y Guatapé como las plantas líderes.

## 2.5 Comportamiento de Restricciones

### 2.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

Costo Total de restricciones Para el Sistema  
Junio 2006 - Febrero 2009



**Gráfico No 13**

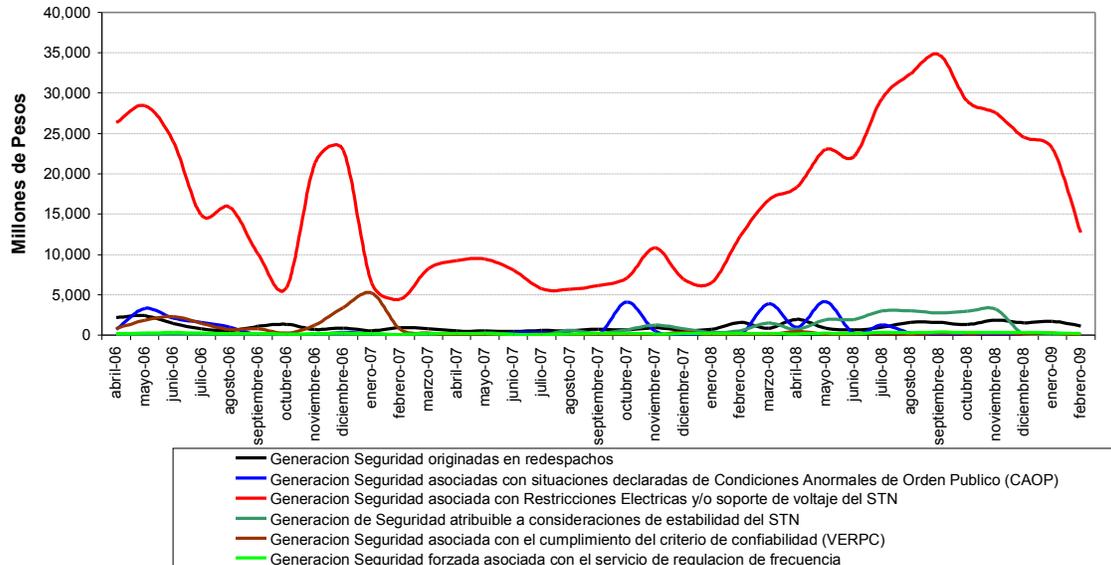
El gráfico No 13 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

El costo de restricciones en el SIN en febrero continuó su tendencia decreciente que se inició en el mes de septiembre de 2008; el costo en el mes de febrero representó un 60% del valor alcanzado en enero.

### 2.5.2 Restricciones Mensuales por Tipo de Causa

El gráfico No 14 presenta el costo mensual en millones de pesos en los últimos tres años, de las restricciones del sistema clasificadas por los diferentes tipos de causa.

## Costo de Restricciones por Causa Abril 2006 a Febrero de 2009



**Gráfico No 14**

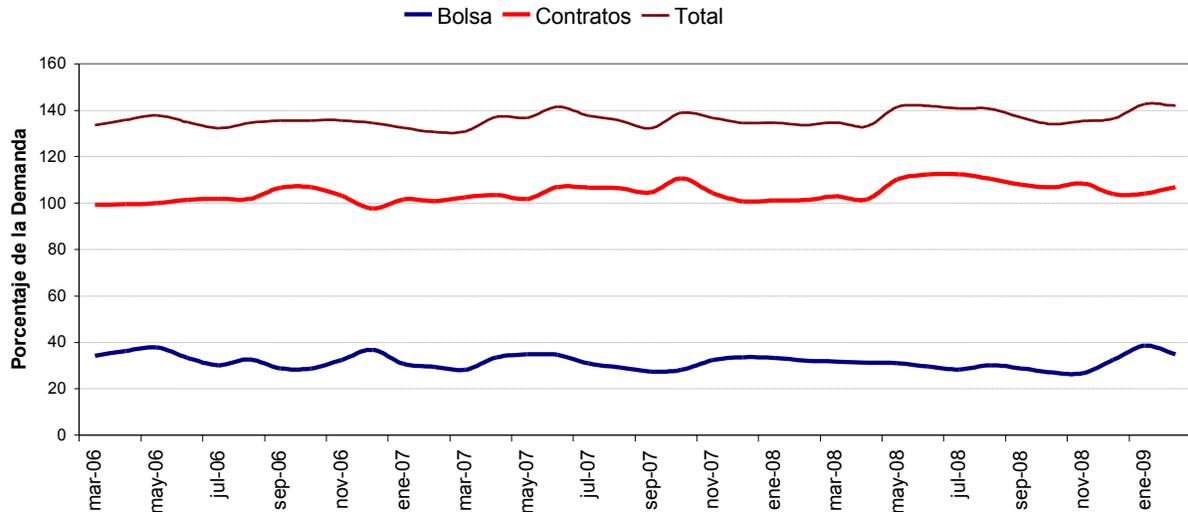
El principal aspecto que se destaca durante el mes de febrero es la caída drástica de los costos por generaciones de seguridad asociadas a restricciones eléctricas y soporte de voltaje, lo cual es un indicativo que la red del STN ha mejorado en forma importante su robustez.

## 2.6 Mercado de Contratos

### 2.6.1 Magnitud de Cubrimiento de Contratos

El gráfico No 15 presenta a nivel mensual la evolución de la composición de bolsa vs contratos y el total (bolsa más contratos), como porcentaje de la demanda para el sistema total, para un periodo de tres años.

**Cubrimiento de Contratos  
Marzo de 2006 a Febrero de 2009**



**Gráfico No 15**

De este gráfico se observa que la demanda cubierta por transacciones en bolsa, a partir de noviembre de 2008 se ha incrementado pasando del 30% al 38% en febrero, cuando al mismo tiempo y en proporción menor, la demanda cubierta por contratos se ha disminuido.

**2.6.2 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa**

El gráfico No 16 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.

Se observa que el precio de los contratos despachados y de los contratos firmados a partir del mes de diciembre de 2008, es inferior al precio de bolsa.

### Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa Marzo 2006 a Febrero de 2009

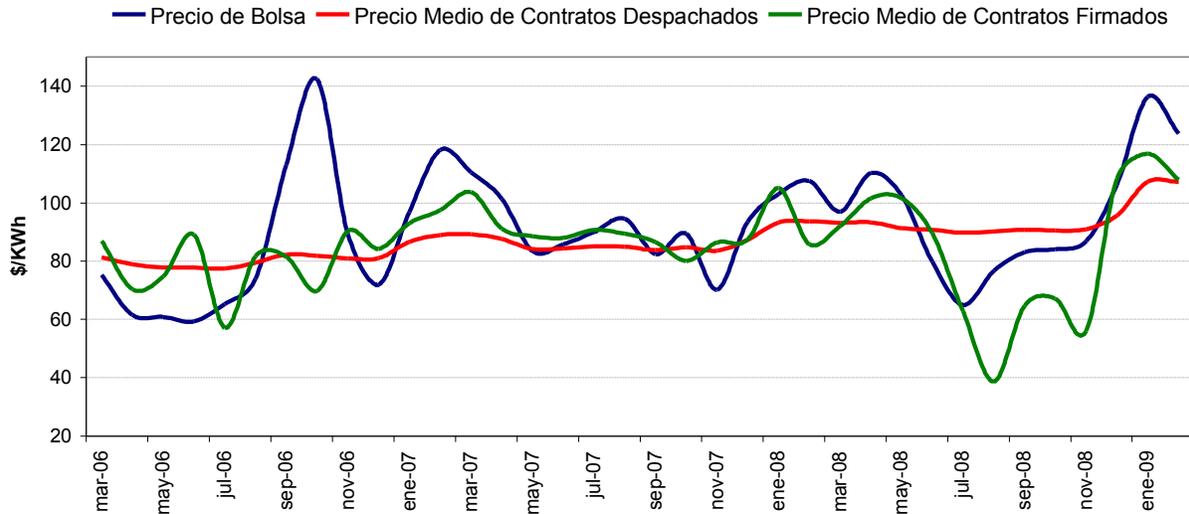


Gráfico No 16

### 2.6.3 Distribución del Precio de Contratos

El gráfico No 17 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el número de contratos asociados a esa energía, para el mes de febrero de 2009, en intervalos de \$5/kWh.

### Distribución del Precio de Contratos Febrero de 2009

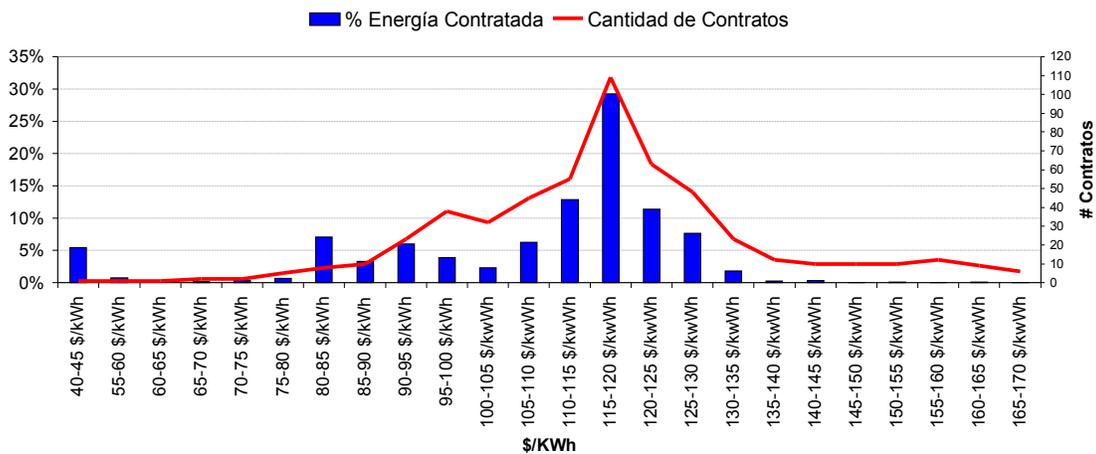


Gráfico No 17

El gráfico muestra que los precios de los contratos en febrero se comportaron con una distribución normal y con promedio en el rango de 115 a 120 \$/kWh, correspondiendo este precio al 29% de la energía transada en 110 contratos despachados.

### 2.6.4 Contratos Vigentes por Agente

El gráfico No 18 muestra para los principales agentes del sistema, el número de contratos vigentes mensuales, para los últimos 12 meses.

Se observa que el número total de contratos vigentes de los principales agentes está incrementándose y que los agentes líderes por número de contratos son respectivamente: EPM, Emgesa, Chivor e Isagen.

#### Número de Contratos Vigentes por Agente Marzo de 2008 a Febrero de 2009

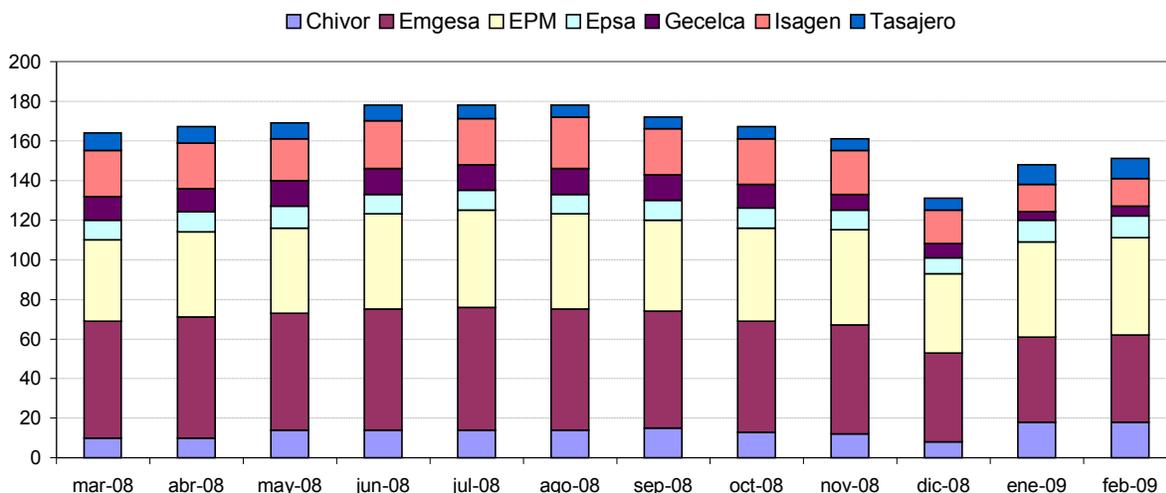


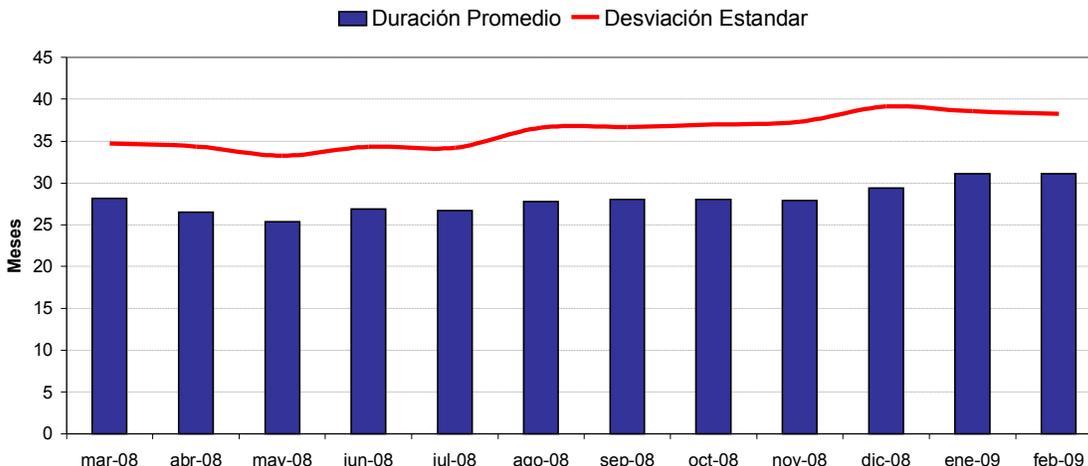
Gráfico No 18

### 2.6.5 Duración de Contratos Vigentes

El gráfico No 19 presenta a nivel mensual, el valor promedio de la duración de todos los contratos vigentes para el último año, así como la desviación estándar que ilustra la dispersión de esta variable.

La duración promedio de los contratos a febrero es del orden de 31 meses, mostrando un incremento con respecto a la estadística de los meses anteriores.

## Duración de Contratos Vigentes Marzo 2008 a Febrero de 2009

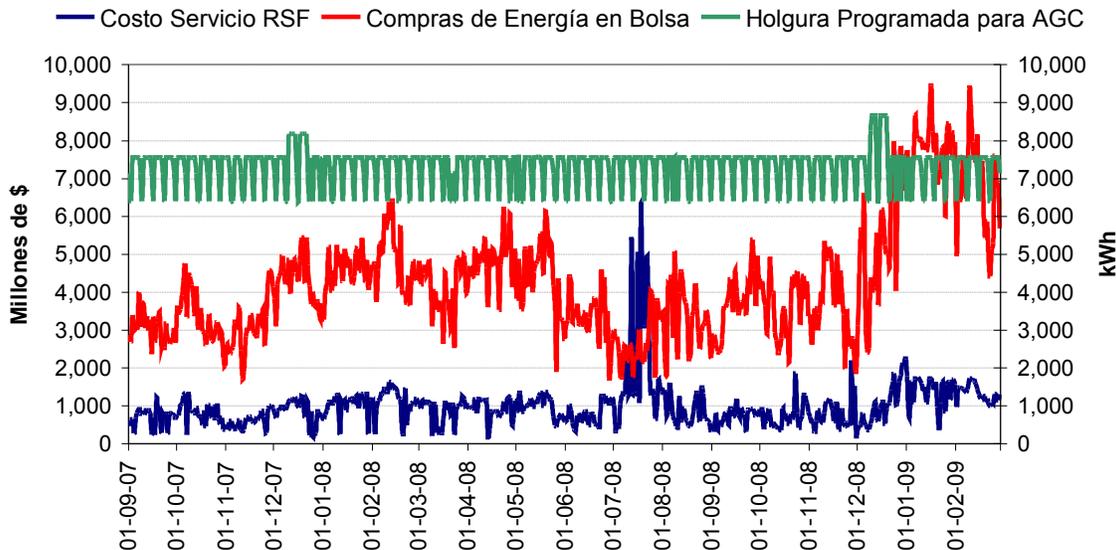


**Gráfico No 19**

## 2.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

### 2.7.1 Costo del servicio de RSF y Holgura Programada

## Costo del Servicio de RSF y Holgura Programada Septiembre de 2007 a Febrero de 2009



**Gráfico No 20**

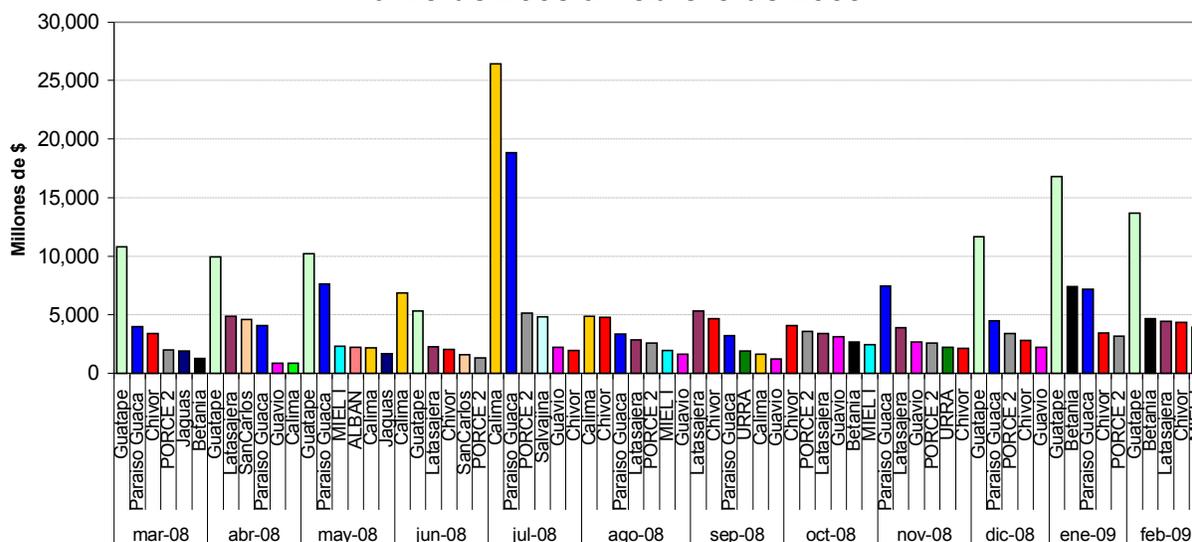
El gráfico No 20 presenta a nivel diario el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia SRSF, el valor de las compras de energía en bolsa y el valor diario de la holgura programada para AGC (HO), en Mwh-día.

Mientras el valor de las compras de energía en bolsa a partir de diciembre de 2008 se ha venido incrementando considerablemente, el valor del SRSF permanece relativamente estable, al igual que su franja total de holgura asociada.

### 2.7.2 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 21 presenta para cada mes del último año, el valor en pesos del costo del servicio de AGC de las 5 principales plantas que prestan este servicio.

**Plantas con el Mayor Ingreso Mensual por AGC  
Marzo de 2008 a Febrero de 2009**

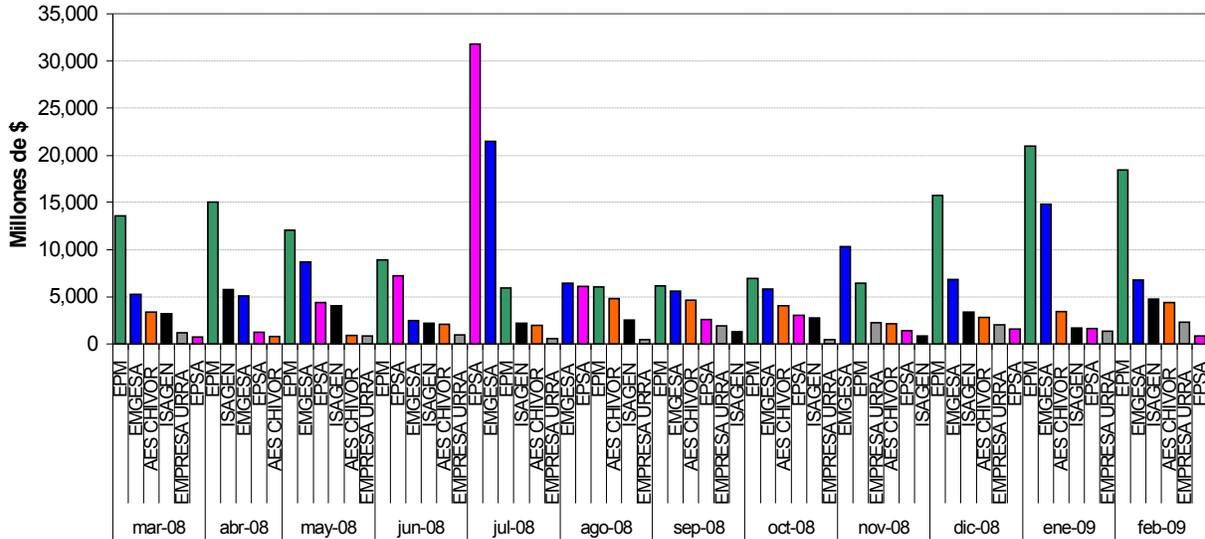


**Gráfico No 21**

### 2.7.3 Servicio de AGC por Empresa

El gráfico No 22 presenta para cada mes del último año, el valor en pesos del servicio de AGC apilado por empresas.

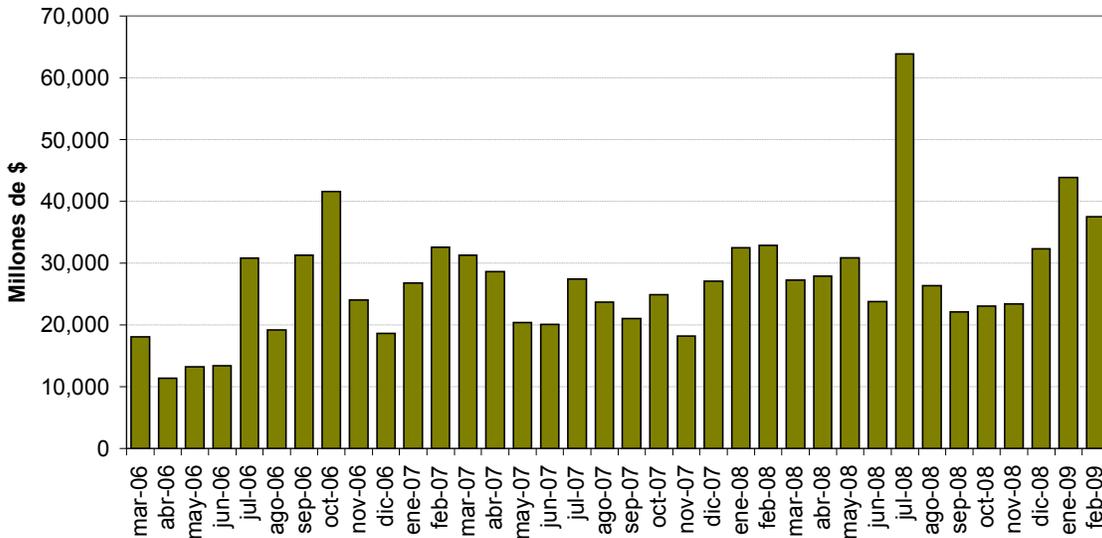
**Servicio de AGC por Agente  
Marzo 2008 de 2007 a Febrero de 2009**



**Gráfico No 22**

**2.7.4 Costo mensual del servicio SRSF**

**Valor del AGC Mensual  
Marzo de 2006 a Febrero de 2009**



**Gráfico No 23**

El gráfico No 23 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia SRSF para los últimos tres años. En febrero de 2009 el costo del SRSF alcanzó los 37.000 millones de pesos mensuales.