

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

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

**Informe No 31 – 2008**

### **ANÁLISIS PRELIMINAR E INDICADORES DEL MERCADO SECUNDARIO DE GAS**

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

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Septiembre 30 de 2008**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ANÁLISIS PRELIMINAR E INDICADORES DEL MERCADO SECUNDARIO</b>	<b>2</b>
2.1	PRECIOS DEL GAS EN EL MERCADO SECUNDARIO	2
2.2	VOLÚMENES DE GAS TRANSADOS EN EL MERCADO SECUNDARIO	4
2.3	CONSUMOS DE GAS EN LAS PLANTAS TÉRMICAS	9
2.4	DESTINO DEL GAS DEL MERCADO SECUNDARIO	11
2.5	CONTRATOS EXISTENTES DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS AGENTES TÉRMICOS	12
2.6	SUBASTAS DE GAS	14
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DEL DECRETO 2687 DE 2008 SOBRE ABASTECIMIENTO DE GAS</b>	<b>16</b>
3.1	BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN	18
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM</b>	<b>19</b>
4.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	19
4.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	19
4.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados</i>	19
4.1.3	<i>Vertimientos</i>	20
4.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	21
4.2.1	<i>Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	21
4.2.2	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales, Históricos y Críticos</i>	22
4.2.3	<i>Distribución del Precio de Bolsa</i>	22
4.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	23
4.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio</i>	23
4.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	24
4.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad</i>	25
4.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica</i>	26
4.3.5	<i>Curvas de Oferta en Bolsa Promedio</i>	27
4.3.6	<i>Índice de Lerner</i>	27
4.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	29
4.4.1	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	29
4.4.2	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	30
4.4.3	<i>Precio Promedio Mensual De Las Generaciones Fuera De Merito</i>	31
4.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	32
4.5.1	<i>Costo Total Mensual de Restricciones</i>	32
4.6	MERCADO DE CONTRATOS	33
4.6.1	<i>Magnitud de Cubrimiento de Contratos</i>	33
4.6.2	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida</i>	33
4.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	34
4.7.1	<i>Precio del AGC vs Precio de Bolsa</i>	34
4.7.2	<i>Distribución del Servicio de AGC</i>	35

## **Resumen Ejecutivo**

Este documento presenta en primer lugar un análisis preliminar del mercado secundario de gas y sus indicadores, dentro del contexto del mercado de energía mayorista – MEM. El análisis ha sido llevado a cabo por el CSMEM con base en la información recopilada por la SSPD; dicha información es parcial en el sentido que no incluye todos los agentes del MEM con plantas térmicas a gas y tampoco contiene todas variables necesarias.

Basados en la información disponible, el elemento fundamental que está influyendo en la determinación del precio del mercado secundario, es el precio del gas de la Guajira, influenciado muy recientemente de alguna manera por los precios de cierre de las subastas llevadas a cabo. A partir de enero de 2003, el volumen total transado mensualmente por Isagen, EPM (incluye TermoDorada), Termoflores y TermoEmcali creció en forma oscilatoria entre 200.000 MBTU y 1.200.000 MBTU.

En cuanto a las ventas al mercado secundario de gas por parte de los agentes térmicos, Isagen fluctuó con volúmenes cercanos a su “Take or Pay”; EPM tuvo ventas esporádicas y muy por debajo de su “Take or Pay”; TermoFlores 2 y 3 tuvo ventas en forma continua a partir de octubre de 2006 y su volumen mensual estuvo cerca al 75% del “Take or Pay”. TermoEmcali, similarmente vendió gas en forma continua a partir de octubre de 2006 y su volumen estuvo cerca de la capacidad total contratada y muy superior a su contrato “Take or Pay”.

En general el gas que venden los agentes térmicos en el mercado secundario tiene por destino principal el sector industrial, seguidos por los agentes comercializadores de gas, sector comercial, las plantas térmicas y el GNV.

Respecto a las subastas de gas, merece destacarse que en las cuatro subastas realizadas, las cantidades ofertadas oscilaron entre 6 y 33 GBTUD y en un mercado de vendedores como el existente en Colombia, se subastó el gas exigiendo “Take or Pay” del 100% y además los precios de cierre fueron considerablemente altos comparados con los precios del gas de Cusiana y Guajira.

En segundo lugar, este informe analiza el Decreto 2687 del 2008 sobre abastecimiento de gas natural, donde los aspectos más importantes se presentan a continuación:

- Se otorga atención prioritaria al consumo interno en el sector residencial y a los pequeños usuarios comerciales, especialmente en condiciones críticas de abastecimiento y transporte deficitario.
- Al eliminar la prioridad que tenía el despacho de plantas termoeléctricas, las pone a competir con los demás consumidores de gas y consecuentemente, esto podría implicar un mayor costo del gas para la producción de electricidad y un efecto alcista en los precios de la energía eléctrica en el MEM. Además, podría suceder que algunas plantas eficientes a gas que están agotando sus contratos existentes y que salen despachadas normalmente, pudiesen quedar sin suministro en firme, con el consecuente impacto en el MEM.
- La certificación de las reservas y la declaración de producción son acciones muy positivas ya que generarán la información requerida en forma confiable y oportuna para la toma de decisiones de planeación en el sector eléctrico.
- El procedimiento de comercialización de la producción disponible hasta agotar la disponibilidad declarada, evita posibilidades de acciones especulativas; sin embargo, al poderse ofertar gas interrumpible, se mantienen las posibilidades especulativas que se han querido evitar.
- La prohibición de vender el gas regulado que se compre en el mercado secundario, no elimina el problema existente de las plantas termoeléctricas que adquirieron gas regulado con anterioridad a expedición del Decreto y que lo venden en forma preferencial al mercado secundario.
- En cuanto a las inversiones para asegurar la confiabilidad del suministro, si bien es cierto que esta medida es de carácter intervencionista y cambia las reglas del juego, dada la coyuntura del momento, es justificable. Esta situación debe inducirnos a estructurar un esquema que asegure la confiabilidad del suministro de gas en el país.

Finalmente, a continuación se presenta el análisis del desempeño del MEM durante el mes de agosto de 2008, con base en indicadores calculados para tal fin.

Agosto se caracterizó por precios promedio en el spot fluctuando entre \$50/kWh y \$100/kWh, con una acentuada la volatilidad de los precios de bolsa en periodos de alta

demanda, comportamiento que corresponde a una señal de inelasticidad en la curva de oferta del MEM. Por primera vez desde el 2006 se observan promedios de precios mensuales por debajo del referente histórico; no obstante, la volatilidad de los promedios amerita un análisis profundo porque puede tener su origen en la utilización transitoria de poder de mercado para impedir equilibrios bajos de precios.

Consecuente con los aportes favorables de la hidrología, algunos embalses han debido verter agua en magnitudes considerables; a pesar de ello, en algunos días de agosto los precios excedieron los registros históricos y los del 2007.

Nuevamente los índices de coincidencias adquirieron valores muy elevados comparados con los patrones históricos. Emgesa, EPM e Isagen fueron los principales agentes marcadores del precio de bolsa, fijándolos en forma agregada durante el 88% del tiempo.

En general se observó que la mayoría de las plantas hidráulicas mantuvieron niveles de embalse del 100% y ofertaron precios competitivos para asegurar el despacho y minimizar vertimientos. Este comportamiento no se aplicó en algunas plantas que presentaron ofertas elevadas en determinados días o semanas.

Tebesa ofertó precios altos con una muy baja participación en el despacho, pero participando activamente con generación fuera de mérito. TermoCentro, TermoFlores y TermoSierra continuaron su estrategia de ofertar precios muy elevados que no guardan ninguna relación con su costo marginal.

Como resultado de la inelasticidad de la curva de oferta, se dispararon los índices de Lerner que estiman el poder de mercado que percibe cada agente, alcanzando valores superiores a 25% para la mayoría de los agentes. Esta estructura de la oferta es compatible con la gran volatilidad de precios del Spot.

El costo de restricciones en el SIN continua aumentando, como resultado del incremento de las generaciones de seguridad por restricciones de la red y de tensión y los mantenimientos de las subestaciones San Carlos y Chivor. Estos costos con valores muy superiores a los ocurridos a mediados del año 2006, presentan un reflejo de la reducción de la fortaleza en la red de transmisión del SIN.

Como viene sucediendo con regularidad, se presenta un desequilibrio en la remuneración del servicio de regulación secundaria de frecuencia, ya que por un suministro de un porcentaje muy bajo de la holgura total requerida del mes, se recibe

un porcentaje muy alto del total de los ingresos por este servicio; esto refleja escasez de capacidad de regulación en las plantas habilitadas para prestar el servicio, que a su vez puede estar conduciendo al ejercicio de poder de mercado.

# **1 Introducción**

El presente informe contiene tres partes: a) Análisis preliminar e Indicadores del Mercado Secundario de Gas, b) Análisis del Decreto 2687 de 2008 sobre abastecimiento de gas y, c) Análisis de desempeño del MEM.

## **a) Análisis Preliminar e Indicadores del Mercado Secundario de Gas**

Esta parte del informe realiza un análisis preliminar del mercado secundario de gas, dentro del contexto del mercado de energía mayorista – MEM, con base en información recolectada recientemente por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Para la realización del análisis del mercado secundario, se plantean una serie de indicadores que además requieren ser complementados con la información faltante de otros agentes y de otras variables, para poder realizar un seguimiento adecuado del desempeño del mercado secundario de gas natural orientado al MEM.

## **b) Análisis del Decreto 2687 de 2008 sobre Abastecimiento de Gas**

Se lleva a cabo un análisis del Decreto 2687 del 2008 sobre abastecimiento de gas natural, el cual fundamentalmente está orientado a visualizar el impacto del Decreto en el mercado de energía mayorista.

## **c) 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 Análisis Preliminar e Indicadores del Mercado Secundario**

El análisis preliminar del mercado secundario del gas, dentro del contexto del mercado de energía mayorista MEM, ha sido llevado a cabo por el CSMEM con base en la información recopilada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Dicha información si bien ha servido como un punto de partida para iniciar los análisis y definir los indicadores de éste mercado; solo es parcial en el sentido que no incluye la información requerida de todos los agentes del MEM con plantas térmicas a gas, y tampoco contiene todas variables necesarias para realizar una identificación completa del balance con todas las transacciones y consumos de las plantas.

### **2.1 Precios del Gas en el Mercado Secundario**

Colombia presenta una estructura de precios del gas natural que incluye tres elementos principales:

- a. El precio del gas de Guajira, el cual es regulado y está indexado al precio internacional del petróleo WTI.
- b. El precio del gas de Cusiana es libre, pero teniendo en cuenta que la capacidad de tratamiento de la planta construida fue vendida hace ya varios años en su totalidad, a precios que hoy en día son inferiores al precio regulado de Guajira.
- c. El precio del gas de las subastas exitosas recientes, efectuadas para los campos de Gibraltar, La Creciente y Don Pedro.

El gráfico No 1 presenta el precio en pesos del mercado secundario del gas, correspondiente al precio ponderado de las ventas realizadas por Isagen, EPM, TermoFlores y TermoEmcali en el mercado secundario, el precio regulado de Guajira y el precio libre de Cusiana, para el periodo comprendido entre enero de 2003 y agosto de 2008.

En concepto del CSMEM, basados en la información disponible, el elemento fundamental que está influyendo en la determinación del precio del mercado secundario, es el precio del gas de la Guajira, influenciado muy recientemente de alguna manera por los precios de cierre de las subastas llevadas a cabo.



## PRECIO DEL MERCADO SECUNDARIO DE GAS

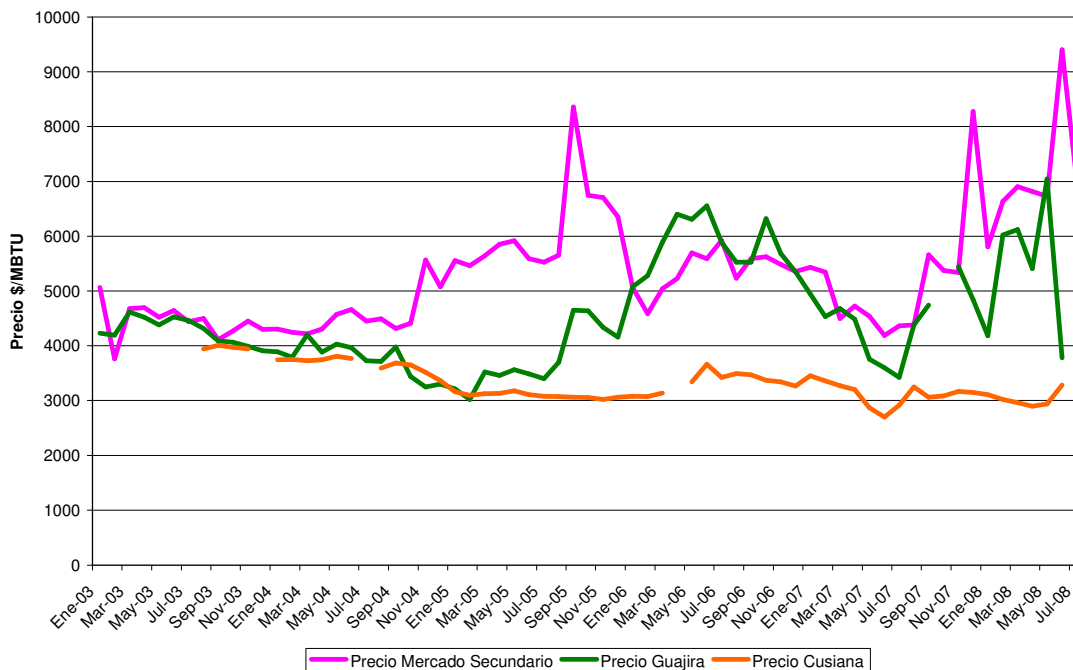


Gráfico No 1

El gráfico No 2 presenta los precios de venta (en Col\$ pesos) al mercado secundario por parte de Isagen, EPM (incluyendo TermoDorada), TermoFlores 2 y 3 y TermoEmcali, así como el precio del mercado secundario correspondiente al precio ponderado de los agentes anteriormente mencionados, para el periodo enero 2003 a agosto 2008.

Del gráfico No 2 merece destacarse:

- Isagen presenta una curva de precios continua, es decir ha efectuado ventas al mercado secundario todo el tiempo, con un comportamiento que es muy cercano a la curva ponderada del precio del mercado secundario y que además, a partir del año 2006 sigue la tendencia del precio del gas de Guajira.
- EPM ha vendido gas al mercado secundario en forma ocasional y además ha marcado los precios más altos del periodo.
- TermoEmcali ha vendido en el mercado secundario desde agosto de 2006 y se ha caracterizado por marcar el precio más bajo, probablemente dado que el gas lo adquiere de Cusiana.

- A partir de octubre de 2007 el precio del gas en el mercado secundario presenta una subida que se inicia en \$6.000/MBTU y llega a \$9.500/MBTU en junio de 2008.

### PRECIOS DEL GAS POR AGENTE TERMICO

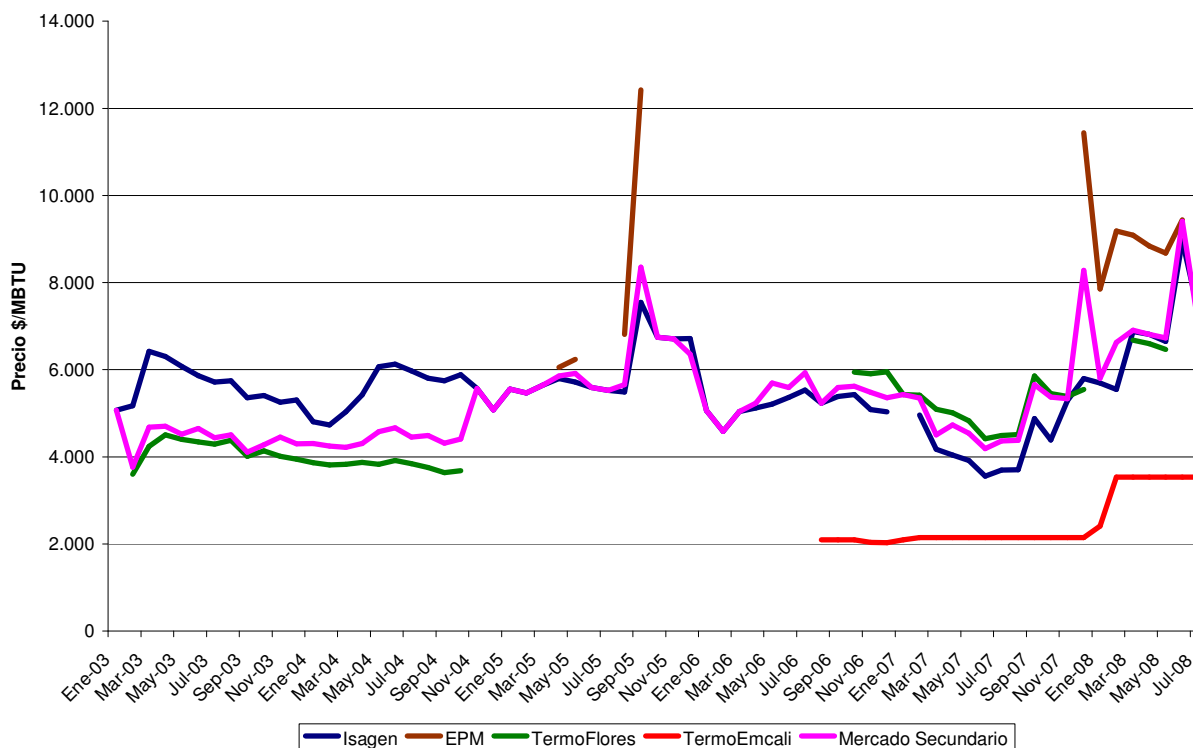


Gráfico No 2

## 2.2 Volúmenes de Gas Transados en el Mercado Secundario

El gráfico No 3 presenta el volumen mensual total de gas vendido al mercado secundario por los agentes térmicos: Isagen, EPM, TermoDorada, TermoFlores 2 y 3 y TermoEmcali, y el precio ponderado en pesos de tales ventas, para el periodo comprendido entre enero de 2003 y agosto de 2008. A partir de enero de 2003, el volumen total transado por estos agentes creció en forma oscilatoria entre 200.000 MBTU y 1.200.000 MBTU.

Como complemento, el gráfico No 4 presenta los volúmenes mensuales de gas vendidos individualmente en el mercado secundario por los agentes térmicos mencionados anteriormente.

### VOLUMENES DE GAS TRANSADOS

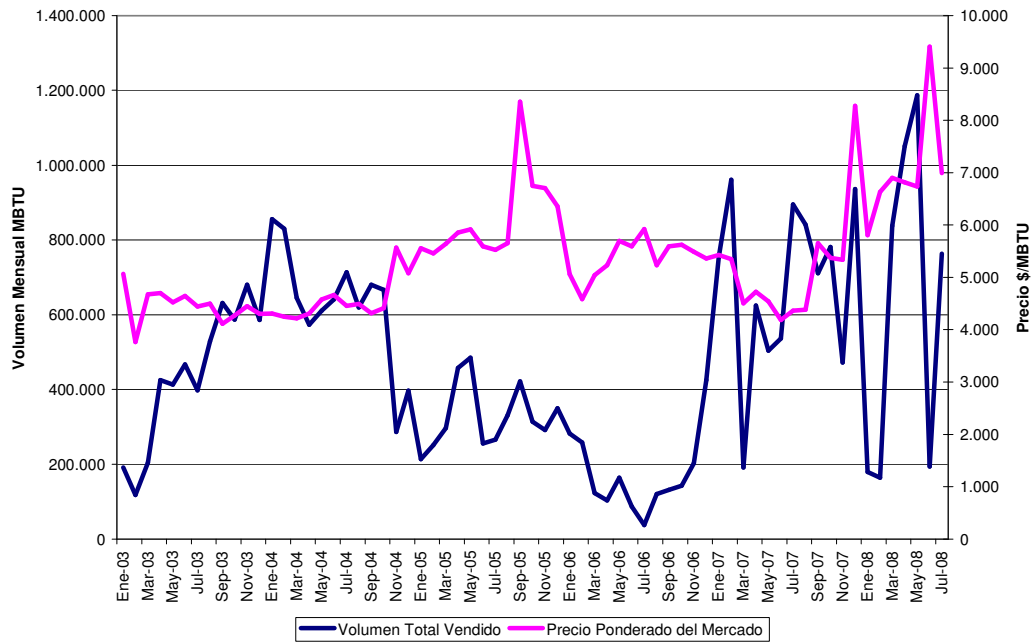


Gráfico No 3

### VENTAS DE LOS AGENTES TERMICOS

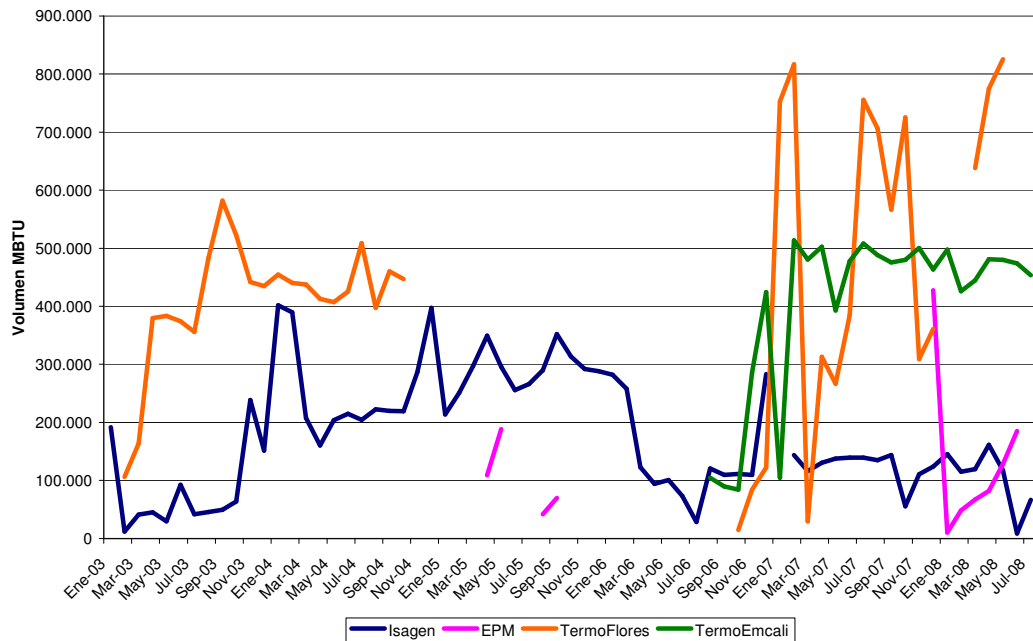


Gráfico No 4

Los gráficos No 5, 6, 7 y 8 presentan el volumen de ventas realizadas respectivamente por Isagen, EPM (incluye TermoDorada a partir de diciembre de 2007), TermoFlores y TermoEmcali al mercado secundario y el precio ponderado en pesos de esas ventas. Adicionalmente los gráficos muestran el volumen de gas mensual “Take or Pay” contratado para las plantas TermoCentro, TermoSierra, TermoFlores 2 y 3 y TermoEmcali, estimado como 30 veces el valor del “Take or Pay” diario.

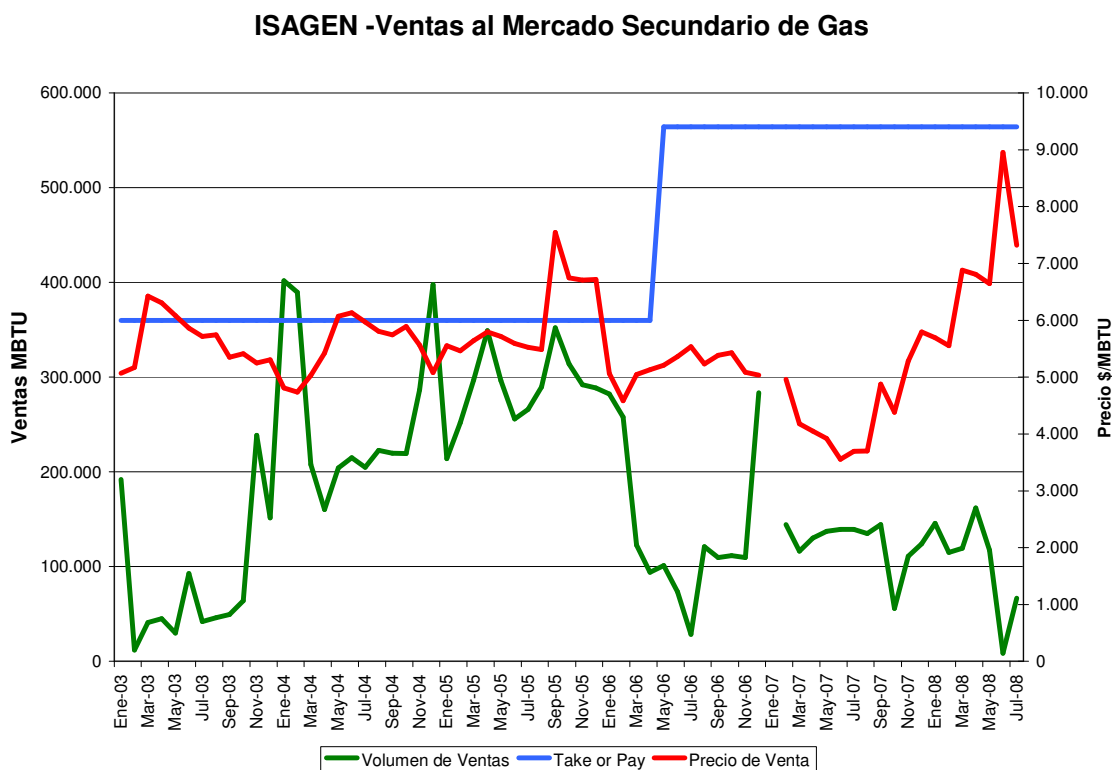


Gráfico No 5

Para Isagen, se observa que durante el periodo en el cual el “Take or Pay” fue de 360.000 MBTU por mes, las ventas de Isagen al mercado secundario fluctuaron con valores cercanos a dicho valor obligatorio. Posteriormente a partir de mayo de 2006, con la ampliación del “Take or Pay” para corresponder al incremento de capacidad de TermoCentro, las ventas cayeron a valores próximos a los 150.000 MBTU por mes.

En cuanto a EPM, se observa que las ventas de gas al mercado secundario fueron esporádicas y estuvieron muy por debajo del volumen mensual “Take or Pay”.

### EPM - VENTAS AL MERCADO SECUNDARIO DE GAS

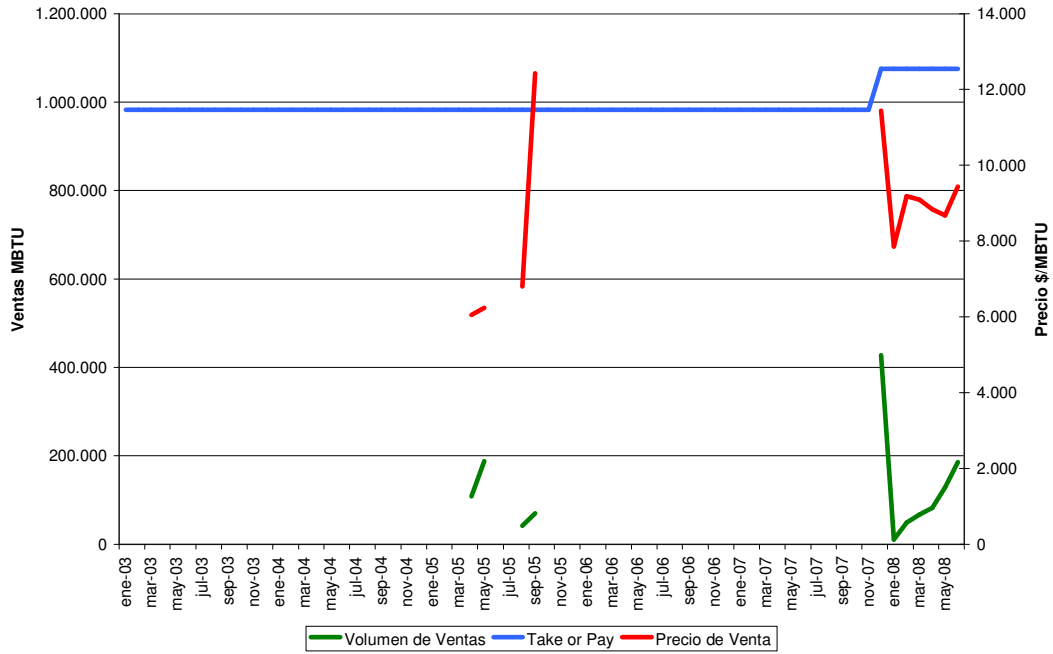


Gráfico No 6

### TERMOFLORES - VENTAS AL MERCADO SECUNDARIO DE GAS

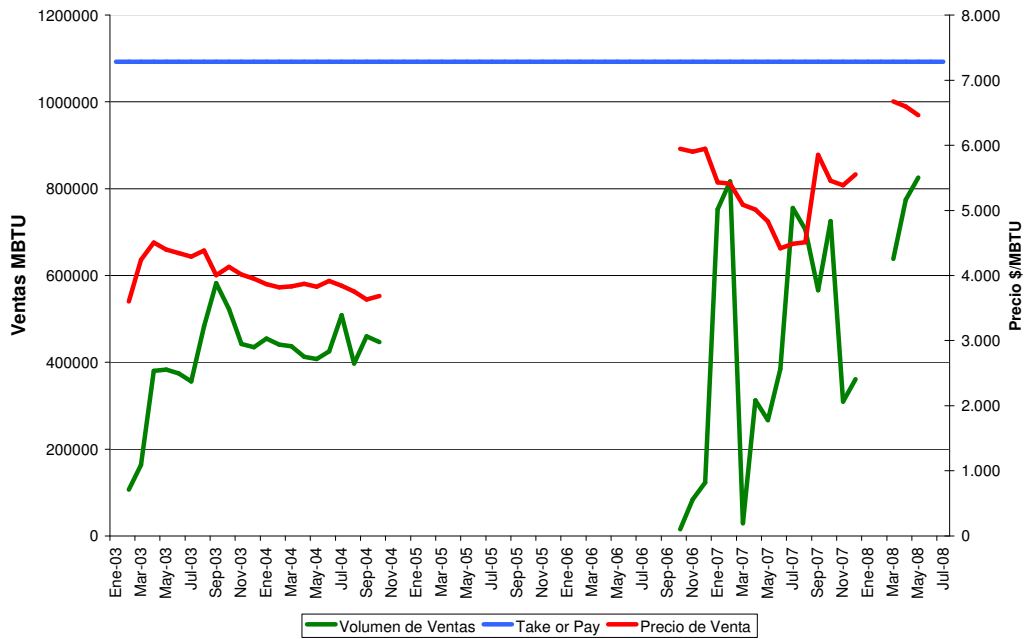


Gráfico No 7

## TERMOEMCALI - VENTAS AL MERCADO SECUNDARIO DE GAS

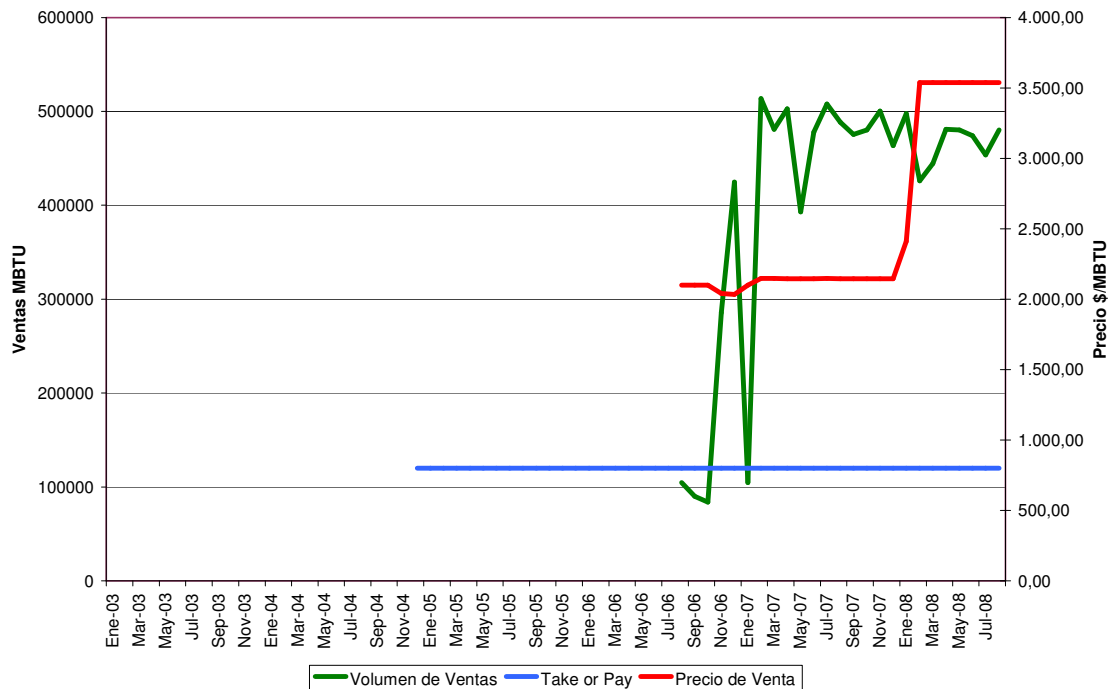


Gráfico No 8

En TermoFlores 2 y 3, las ventas de gas al mercado secundario se efectuaron en forma continua a partir de octubre de 2006 y su volumen estuvo cerca al 75% del “Take or Pay” mensual.

En el caso de TermoEmcali, las ventas de gas al mercado secundario también se efectuaron en forma continua a partir de octubre de 2006 y su volumen estuvo cerca de la capacidad total contratada y obviamente muy superior a su contrato “Take or Pay” mensual que es de 25% de la capacidad contratada.

Adicionalmente a la información presentada en los gráficos anteriores, la información recolectada incluyó:

- Los volúmenes de gas comprados por Emgesa para su planta TermoCartagena, a partir de abril de 2006. Estas compras fueron realizadas principalmente a Surtigas, aunque también se registran algunas compras esporádicas a TermoCandelaria y TermoFlores,
- Proeléctrica registra una sola transacción en el mercado secundario de gas, correspondiente a 3.700 MBTU en febrero de 2005.

## 2.3 Consumos de Gas en las Plantas Térmicas

Los gráficos No 9, 10, 11 y 12 presentan el volumen de gas consumido<sup>1</sup> por Isagen, EPM (incluye TermoDorada a partir de diciembre de 2007), TermoFlores y TermoEmcali en sus plantas térmicas, las ventas de gas de estas empresas al mercado secundario y su contratación "Take or Pay" mensual.

De estos gráficos merece destacarse que en todos los casos, el consumo de gas para generación de electricidad en las plantas térmicas, es considerablemente inferior al valor estimado de los "Take or Pay" mensuales. Ahora bien, las ventas de gas al mercado secundario de las plantas TermoFlores y TermoEmcali, en relación a la contratación "Take or Pay", han sido especialmente importantes durante el último año.

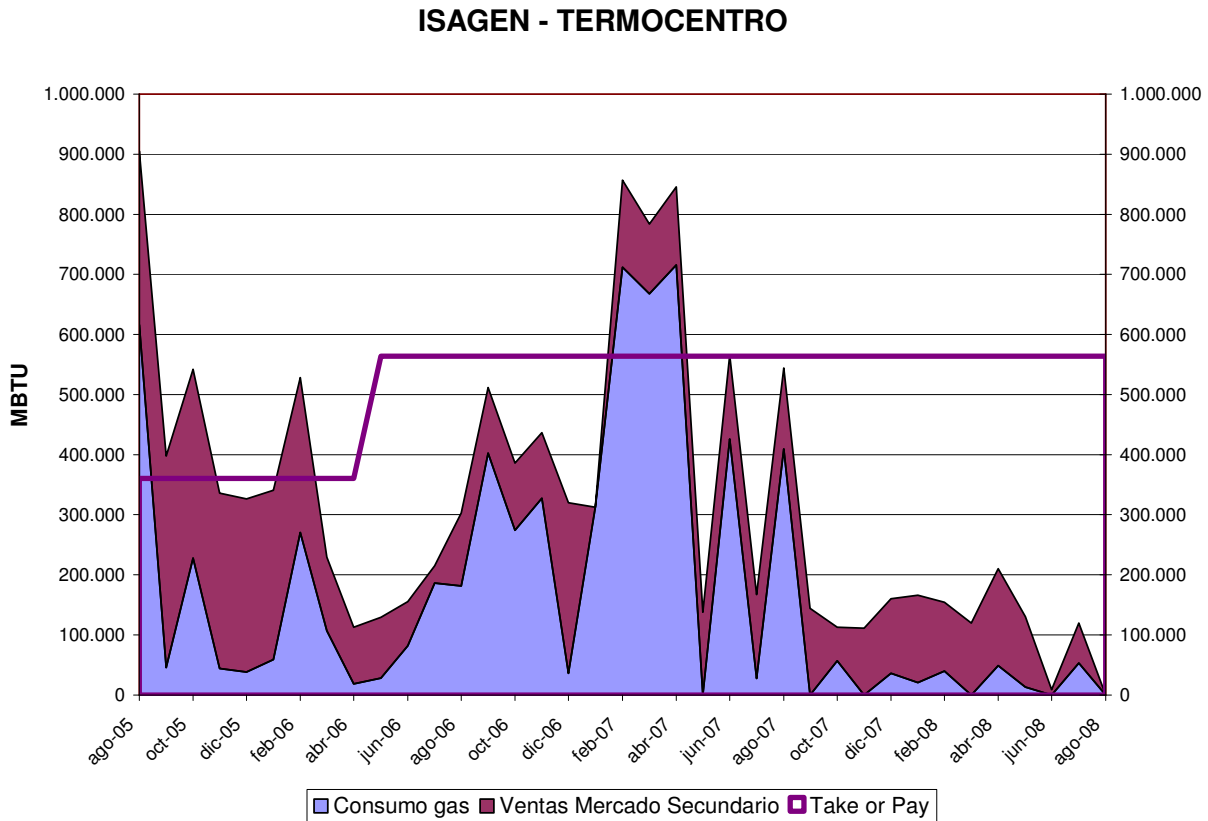
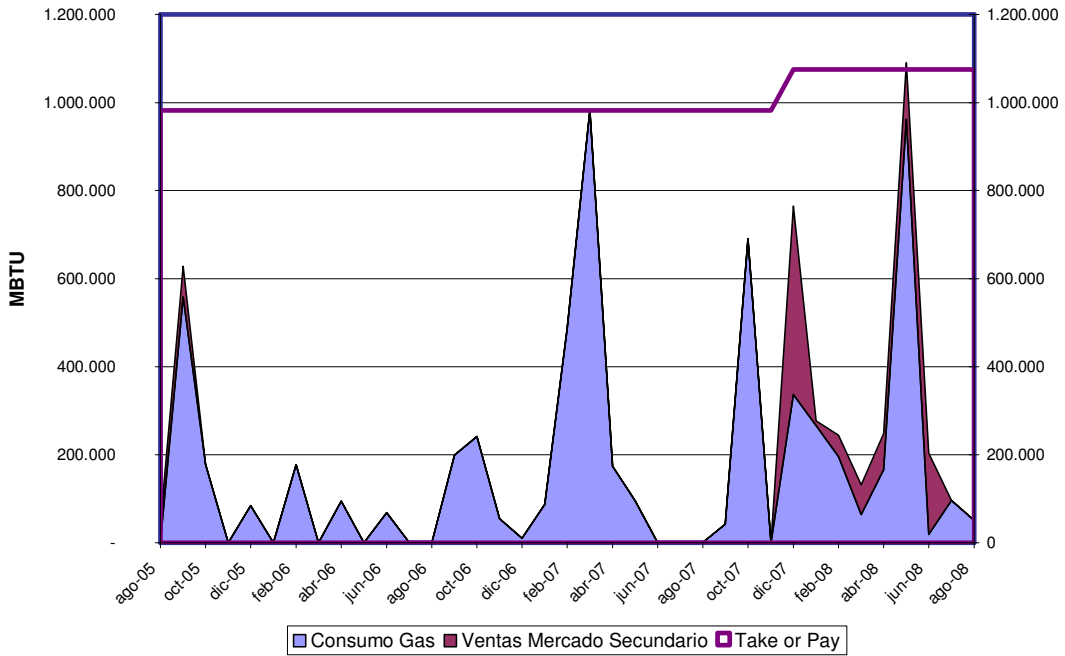


Gráfico No 9

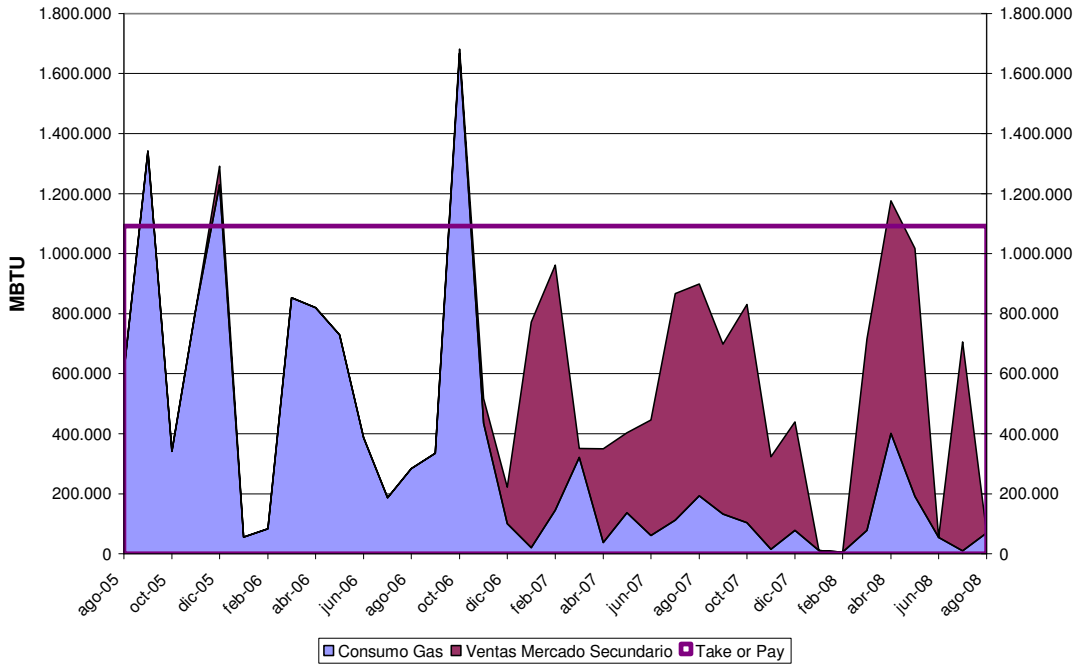
<sup>1</sup> Información suministrada por XM

**EPM - TERMO SIERRA + TERMODORADA**



**Gráfico No 10**

**TERMOFLORES 2 Y 3**



**Gráfico No 11**



## TERMOEMCALI

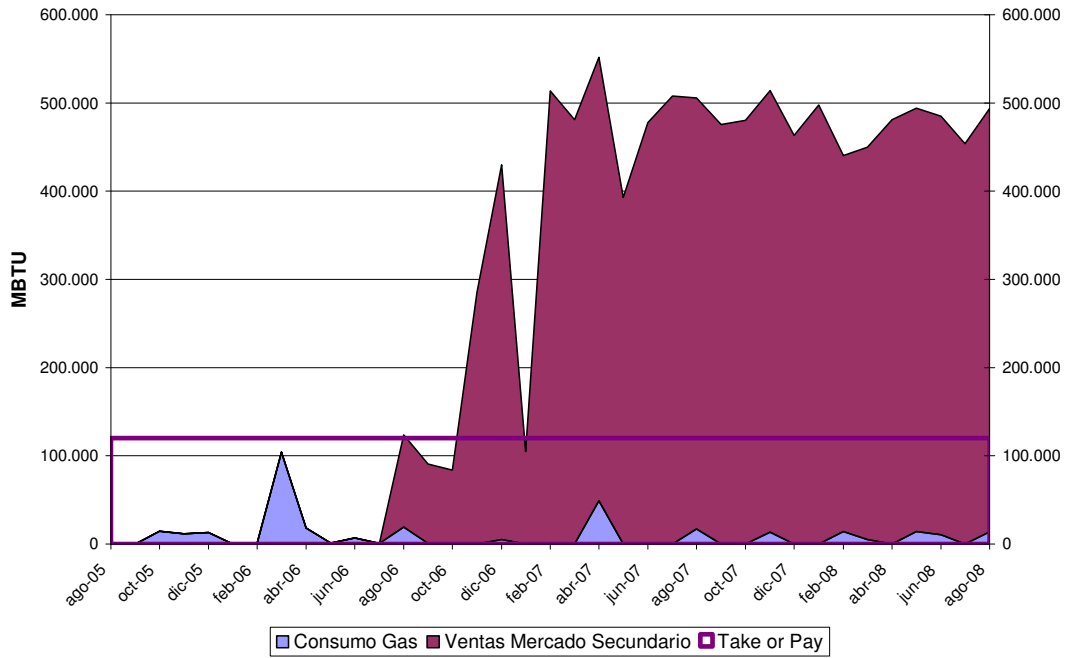


Gráfico No 12

## 2.4 Destino del Gas del Mercado Secundario

### CONSUMO PROMEDIO DE GAS POR SECTORES

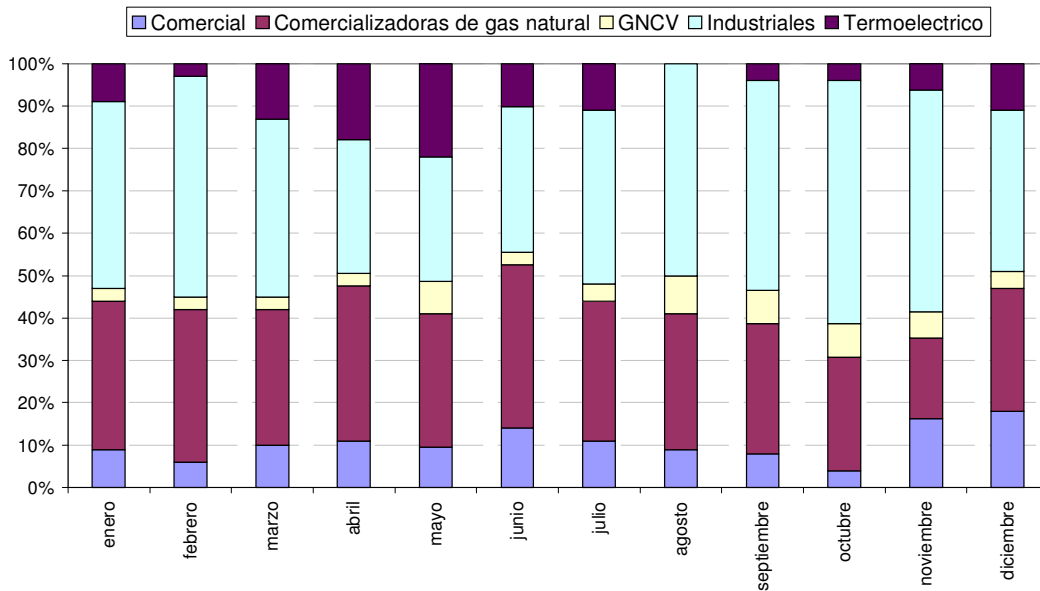


Gráfico No 13

El gráfico No 13 presenta los sectores de consumo a los cuales las plantas térmicas venden su gas en el mercado secundario. Dichos valores se muestran como porcentajes promedios mensuales. El gas secundario se consume principalmente, tal como lo muestra el gráfico, por la industria y los agentes comercializadores de gas.

## 2.5 Contratos Existentes de Suministro y Transporte a los Agentes Térmicos

Las tablas No 1 y 2 a continuación presentan los contratos existentes de suministro de gas y de transporte a las plantas térmicas del MEM, los cuales todos, tanto para suministro como para transporte, son contratos firmes y abastecidos de los campos de Guajira y Cusiana.

<b>CONTRATOS VIGENTES DE SUMINISTRO A PLANTAS TERMICAS</b>					
<b>Planta</b>	<b>Productor</b>	<b>Fecha Inicio</b>	<b>Vigencia</b>	<b>Capacidad MBTUD</b>	<b>% TOP</b>
TermoCentro	B.P.	20/04/2006	31/12/2012	8.500	80%
TermoCentro	Ecopetrol	01/02/1997	31/01/2012	48.000	25%
TermoFlores 2	Ecopetrol-Texaco	01/01/1998	31/12/2012	21.420	70%
TermoFlores 3	Ecopetrol-Texaco	01/01/1998	31/12/2012	30.600	70%
TermoSierra	Ecopetrol	01/01/2001	18/04/2011	131.000	25%
Merrielectrica	Ecopetrol	27/03/2001	28/02/2011	65.600	25%
TermoYopal	Yopal	10/12/2003	09/12/2013	8.936	90%
TermoValle	Ecopetrol	18/06/1996	17/06/2013	36.000	No
TermoEmcali	Ecopetrol	10/12/2004	09/12/2015	16.000	25%
TermoDorada	Ecopetrol	01/08/1997	31/08/2012	12.300	25%
Flores-Guajira-TEBSA	Chevron	01/06/2006	31/12/2008	40.000	70%
Flores-Guajira-TEBSA	Ecopetrol	30/03/2005	31/10/2009	115.000	70%

Tabla No 1

El gráfico No 14 presenta en orden cronológico la vigencia de los contratos existentes, así como los volúmenes contratados en cada caso. Merece mencionarse que los contratos para suministro de las plantas de Gecelca (TermoGuajira, TermoFlores 1 y TEBSA) terminan su vigencia en el corto plazo 31/12/2008 y 31/10/2009 y deberán renegociarse en condiciones de escasez de oferta.

CONTRATOS VIGENTES DE TRANSPORTE DE PLANTAS TERMICAS						
Planta	Transportador	Punto de entrada	Punto de Salida	Capacidad Contratada (MBTU)	Fecha de Inicio	Vigencia
TERMOCENTRO	TGI	Cusiana	Sebastopol	12.000	01/02/97	31/01/2012
TERMOCENTRO	TGI	Barrancabermeja	Sebastopol	53.000	01/02/97	31/01/2012
TERMOSIERRA	TGI	Barrancabermeja	Vasconia-Nare	60.000	01/12/97	30/11/2012
TERMODORADA	TGI	Barrancabermeja	La Dorada - Mariquita	12.400	09/09/97	08/09/2012
TERMOEMCALI	TGI	Cusiana	Cali	4.200	31/01/05	30/01/2024
TERMOVALLE	TGI	Guajira	Cali	35.762	28/11/97	27/11/2014
TERMOFLORES-TERMOGUAJIRA-	PROMIGÁS	Guajira	Barranquilla	170.000	01/11/00	31/10/10
TERMOFLORES-TERMOGUAJIRA-	PROMIGÁS	Guajira	Barranquilla			
PROELECTRICA	ENERGIA EFICIENTE				01/12/07	30/11/08

Tabla No 2

### CONTRATACION GAS

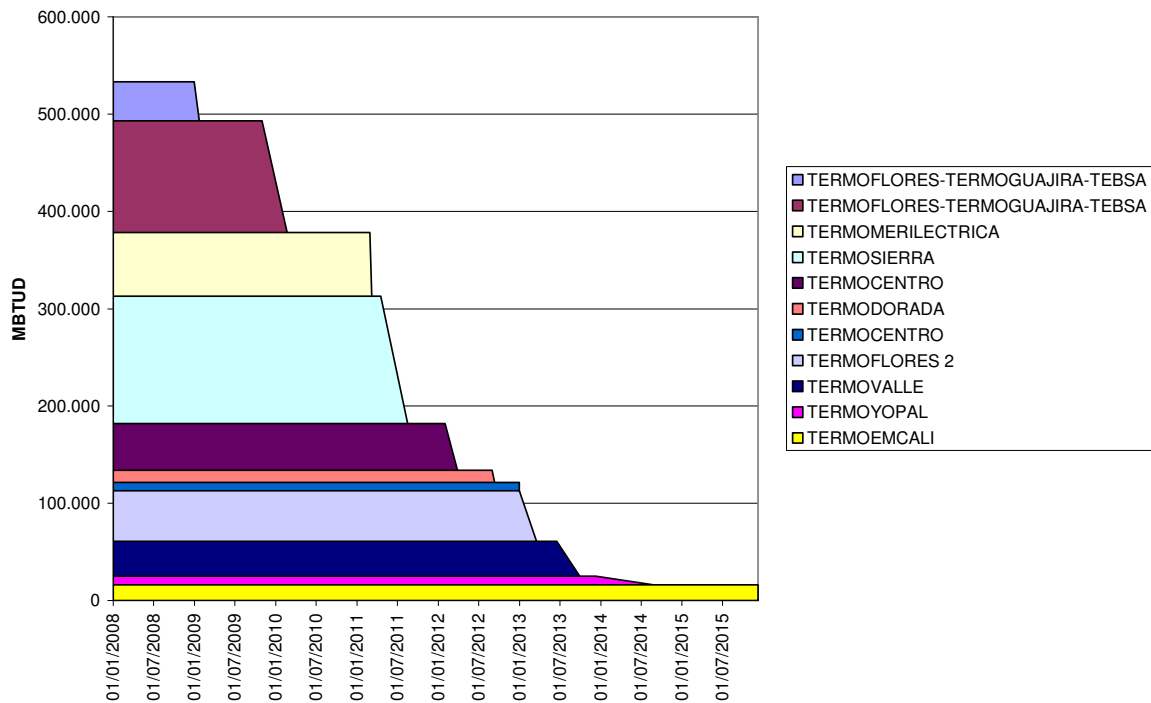


Gráfico No 14

## 2.6 Subastas de Gas

La Tabla No 3 resume los principales parámetros de las cuatro subastas de gas llevadas a cabo recientemente con éxito. Particularmente merece destacarse que en las tres subastas las cantidades ofertadas oscilaron entre 6 y 35 GBTUD, en cuanto a la duración del contrato, tres subastas fueron de corto plazo (1 y 2 años) y Gibraltar fue de largo plazo (15 años).

En un mercado de vendedores como el existente en Colombia, se subastó el gas exigiendo “Take or Pay” del 100%, y además los precios de cierre fueron considerablemente elevados comparados con los precios del gas de Cusiana y Guajira (ver gráfico No 15 con precios de referencia en \$US/MBTU).

SUBASTAS DE GAS				
Fuente	Gibraltar	Creciente 1	Creciente 3	Don Pedro
Agente	Ecopetrol	Pacific Stratus	Pacific Stratus	Hocol
Fecha		oct-07	may-08	mar-08
Tipo Subasta	Indefinida	Ascendente	N.A	Inglesa
Tipo Actividad	Sobre cerrado	Abierta	No aplica	Abierta
Producto	Indefinido	Definido	Definido	Definido
Suministro	Firme	Firme	Firme	Firme
Duración	>10 años y <15 años	1 año (dic/07)	1 año (dic/08)	2 años
Cantidad	33 GBTUD	35 GBTUD	16 GBTUD	6 GBTUD
Cantidad Minima		2.5 GBTUD	16 GBTUD	6 GBTUD
Contrato	TOP	TOP al 100%	TOP al 100%	TOP al 100%
Formacion Precio	Indefinida	Discriminatoria	N.A	Uniforme
Precio Base	Res CREG 119 2005	US\$2,80/MBTU	US\$5,05/MBTU	US\$ 3,70/MBTU
Participantes	7			
Precio Cierre		US\$ 3,75/MBTU	US\$5,75/MBTU	US\$ 6,03/MBTU
Inicio de Entrega		ene-08	ene-09	jul-08
Ganador	Gas Natural	Gecelca 29,4 GBTUD, Petroquimica 5,6 GBTUD	EPM	Ecopetrol

Tabla No 3

### PRECIOS DE REFERENCIA DEL GAS EN US\$/MBTU

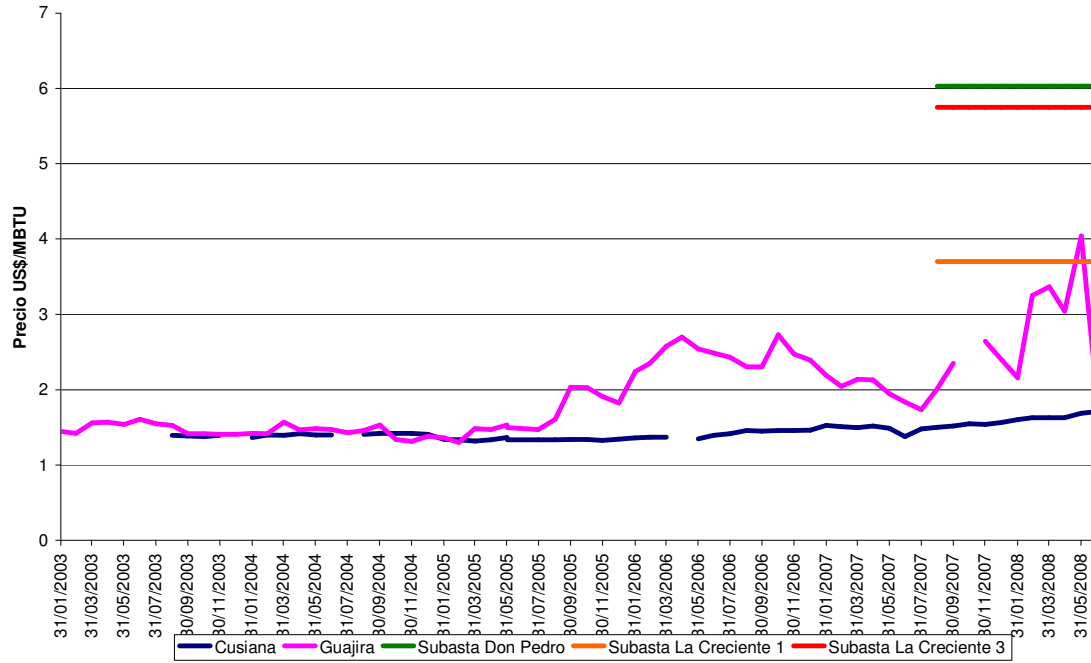


Gráfico No 15

### **3 Análisis del Decreto 2687 de 2008 sobre Abastecimiento de Gas**

A continuación se presenta dentro del contexto del mercado de energía mayorista – MEM, un análisis del Decreto 2687 de 2008, con énfasis los artículos que a juicio del CSMEM merecen un comentario específico.

- Artículo 3. Obligación de atención prioritaria: Si bien es cierto que es totalmente justificable darle prioridad al consumo interno, especialmente en condiciones críticas de abastecimiento y transporte deficitario, por otra parte este artículo da una señal negativa para la exportación de gas.
- Artículo 4. Destinación del gas natural propiedad del estado: Dentro del contexto de darle prioridad al consumo interno, este artículo al favorecer la demanda residencial y de los pequeños usuarios comerciales, elimina la prioridad que tenía el despacho de plantas termoeléctricas a través del Decreto 880 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía<sup>2</sup> (tercera prioridad), llevando a estas plantas a tener que competir con los demás consumidores de gas y consecuentemente, esto podría implicar un mayor costo del gas para la producción de electricidad y un efecto alcista en los precios de la energía eléctrica en el MEM.

Por otra parte, podría suceder que algunas plantas eficientes a gas que están agotando sus contratos existentes de gas y que salen despachadas normalmente, pudiesen quedar sin suministro de gas en firme por la prioridad dada al sector residencial, con el consecuente impacto en el MEM.

- Artículo 5. Certificación de las reservas: Desde el punto de vista del sector eléctrico, en aspectos tales como la planeación en la expansión de la generación, operación del sistema y el desarrollo de la infraestructura del transporte de gas, esta certificación es muy positiva ya que generará la información requerida en forma confiable y oportuna para la toma de decisiones.
- Artículo 6. Procedimiento de comercialización de la producción disponible para ofertar: Este procedimiento asegura que toda la producción disponible

---

<sup>2</sup> Véase también la Resolución CREG 114 de 2006 y el Decreto 1484 de 2005 del Ministerio de Minas y Energía

será ofrecida hasta agotar la disponibilidad declarada, lo cual evita posibilidades de acciones especulativas; sin embargo, al poderse ofertar gas interrumpible, que además no se ajusta a las necesidades del regulado y el térmico, se mantienen las posibilidades especulativas que se han querido evitar. Por otra parte este artículo reafirma el hecho de dar prioridad de suministro a los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales.

- Artículo 8. Asignación de la producción disponible para ofertar de los campos con precios máximos regulados: Este artículo afecta primordialmente las plantas termoeléctricas cuyos contratos vencieron o están próximos a vencerse, relegándolas a obtener el gas en las subastas o en el mercado secundario.

La prohibición de vender el gas regulado que se compre a partir de la fecha del Decreto, en el mercado secundario, incide en que las plantas termoeléctricas que obtengan contratos de suministro de gas con porcentajes altos de “take or pay”, verán incrementado su precio de suministro si no resultan despachadas al menos en dichos porcentajes.

El Decreto no elimina el problema existente de las plantas termoeléctricas que adquirieron gas regulado con anterioridad a expedición del Decreto y que lo venden en forma preferencial al mercado secundario.

- Artículo 9. Declaración de producción: Al igual que la certificación de reservas (Artículo 5), desde el punto de vista del sector eléctrico, en aspectos tales como la planeación en la expansión de la generación, operación del sistema y el desarrollo de la infraestructura del transporte de gas, esta declaración es muy positiva ya que generará la información requerida para la toma de decisiones.
- Artículo 12. Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural: El CSMEM considera muy positiva la expedición de este artículo, el cual es fundamental para la planeación y desarrollo no solo del sector gas sino también del sector eléctrico.
- Artículo 13. Límite a la libre disposición de las reservas de gas natural: Al igual que el artículo 3, este límite refuerza el hecho de dar prioridad al consumo interno en condiciones insuficientes de abastecimiento.

- Artículo 14. Inversiones para asegurar la confiabilidad del suministro: Si bien es cierto que esta medida es de carácter totalmente intervencionista y cambia las reglas del juego, dada la coyuntura del momento, es una medida de emergencia que como tal tiene justificación. Sin embargo, una vez superada la situación crítica del momento, se debería revisar la extensión de su aplicación.

Esta situación extrema debe inducirnos a reflexionar respecto a que la confiabilidad del sistema debería estructurarse institucionalmente en forma sólida, como ocurre en el sector eléctrico, en lugar de ser una variable dependiente únicamente de los contratos bilaterales que se vayan desarrollando.

### **3.1 Bibliografía y Fuentes de Información**

- Decreto 2687 de 2008 del Ministerio de Minas y Energía
- Decreto 880 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía
- Resolución CREG 114 de 2006
- Resolución CREG 119 de 2005
- Decreto 1484 de 2005 del Ministerio de Minas y Energía
- Informe No 26 “Impacto del Mercado de Gas en el Precio de la Energía Eléctrica”. CSMEM, Abril 21 de 2008.
- Información sobre el mercado secundario de gas recolectada por la SSPD.
- Información sobre consumos de gas en plantas térmicas - XM



## 4 Análisis de Desempeño del MEM

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

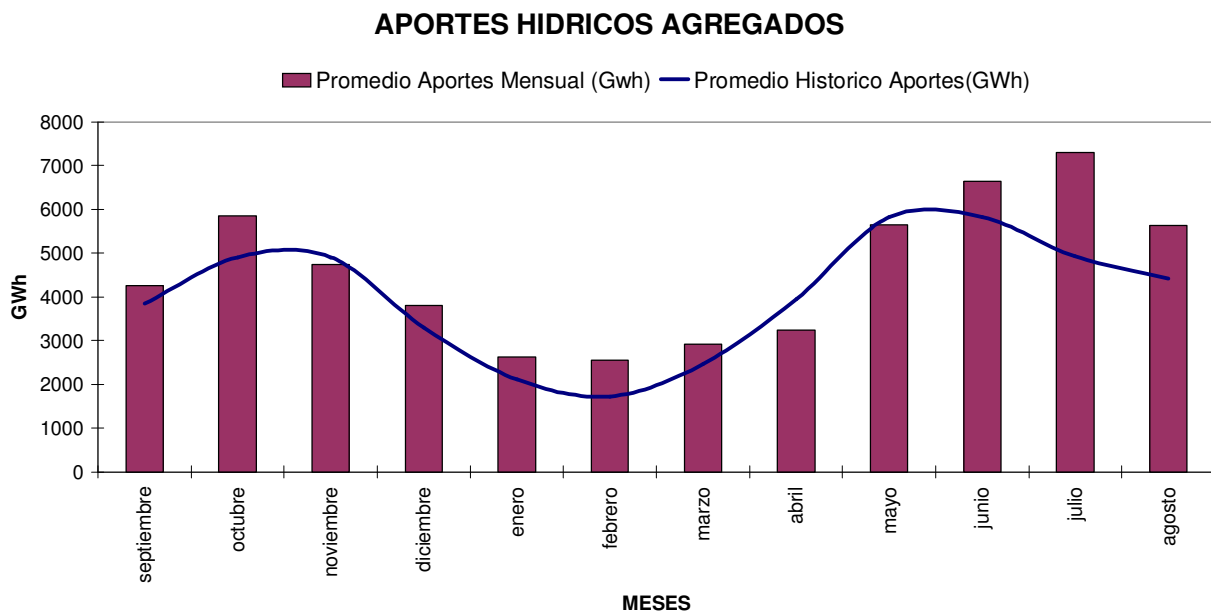
### 4.1 Comportamiento del sistema

#### 4.1.1 Generación del Sistema

La generación eléctrica del sistema para agosto de 2008 con respecto a agosto de 2007 creció en solo el 0,9%. A pesar del bajo crecimiento, la generación hidráulica creció en un 8.8% con respecto al año anterior, por los altos niveles de aportes hidrológicos en el sistema de embalses; como resultado de lo anterior, se presenta una disminución de 43.8% de la generación térmica.

#### 4.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico número 16 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses comparados con el promedio histórico.

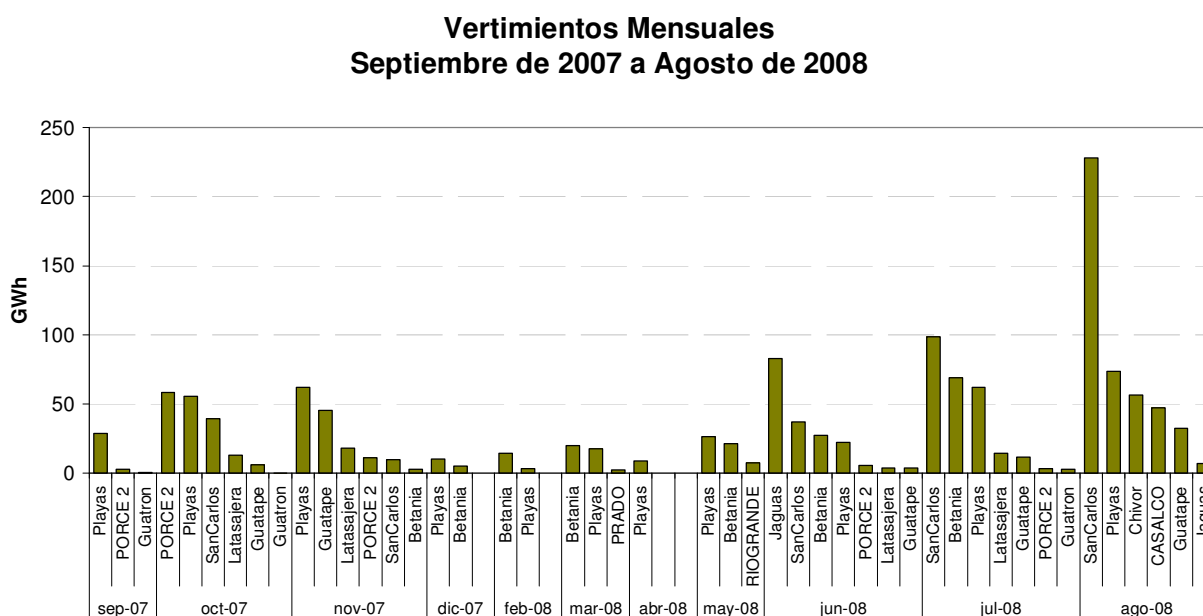


**Gráfico No 16**

Con excepción de abril y mayo, los aportes han estado por encima de la media histórica en todos los meses desde agosto del año pasado. Las diferencias son realmente importantes en los últimos tres meses.

### 4.1.3 Vertimientos

El grafico No 17 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.



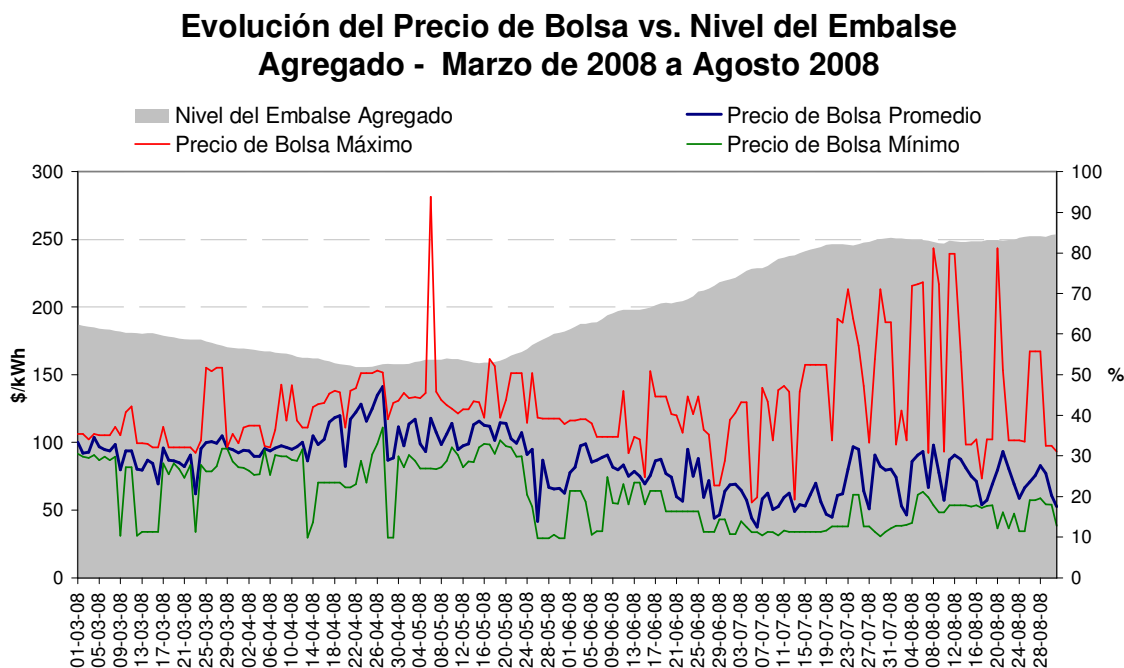
**Gráfico No 17**

Consecuentemente con los aportes favorables de la hidrología, algunos embalses han debido verter agua en magnitudes considerables, como se observa en el gráfico. Se destacan los reportados por San Carlos, debido, probablemente, a su baja capacidad de embalse y su localización aguas abajo en una cadena de embalses. Los vertimientos en Chivor y Guatapé, con una capacidad de embalse mucho mayor, ameritan un análisis puntual para descartar que exista alguna asociación con el ejercicio de poder de mercado en algunos días específicos.

## 4.2 Evolución de los precios de Bolsa

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

El gráfico No 18 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.



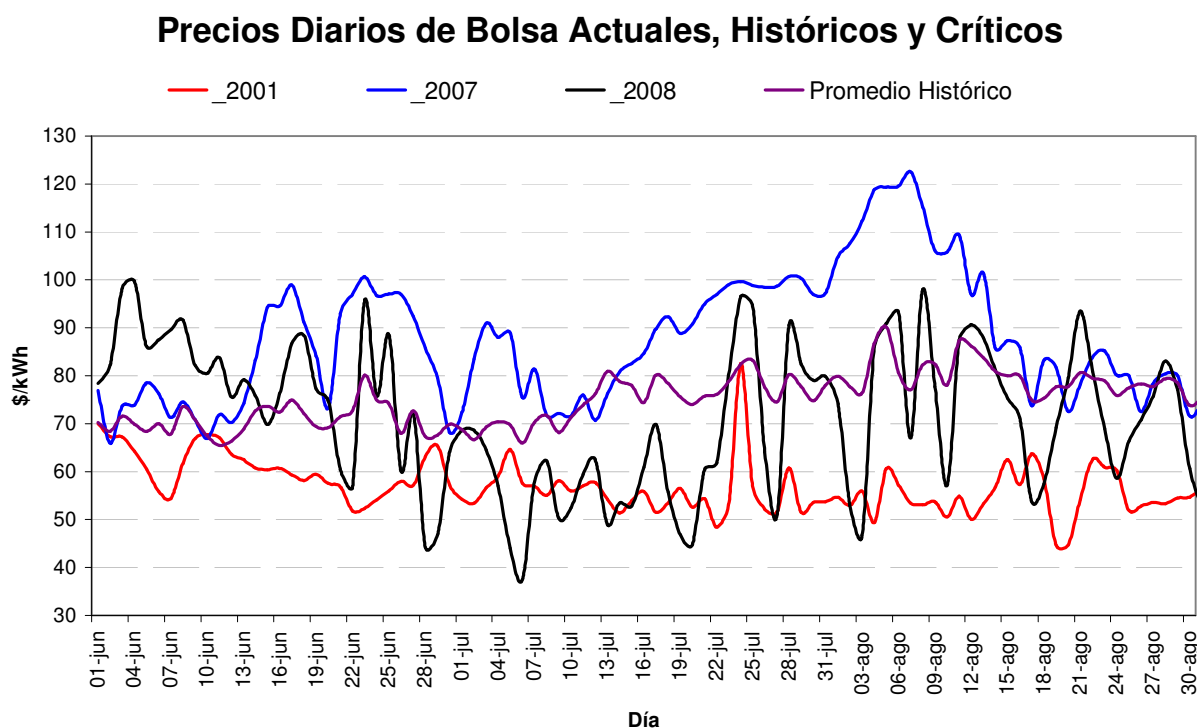
**Gráfico No 18**

Los niveles del embalse agregado (85%), a pesar del ritmo de generación hidráulica han alcanzado niveles históricamente elevados. Esta situación ha reducido la presión en el mercado de gas y permite contar con energía acumulada que envía señales de tranquilidad para superar sin racionamientos el verano 2008 -2009, a pesar de la estrechez en el mercado de gas.

Agosto se caracterizó por precios promedio en el spot fluctuando entre \$50/kWh y \$100/kWh. En los últimos meses se ha acentuado la volatilidad de los precios de bolsa en periodos de alta demanda. Se observan días donde el precio en horas pico representa hasta cinco veces los obtenidos para demandas bajas. Este comportamiento es una señal de inelasticidad en la curva de oferta del MEM.

## 4.2.2 Precios Diarios de Bolsa Actuales, Históricos y Críticos

El gráfico No 19 presenta los precios de bolsa diarios para los últimos 3 meses, y los compara para estos mismos meses, con los valores históricos, los valores del año anterior y los críticos (del Niño 2001-2002).



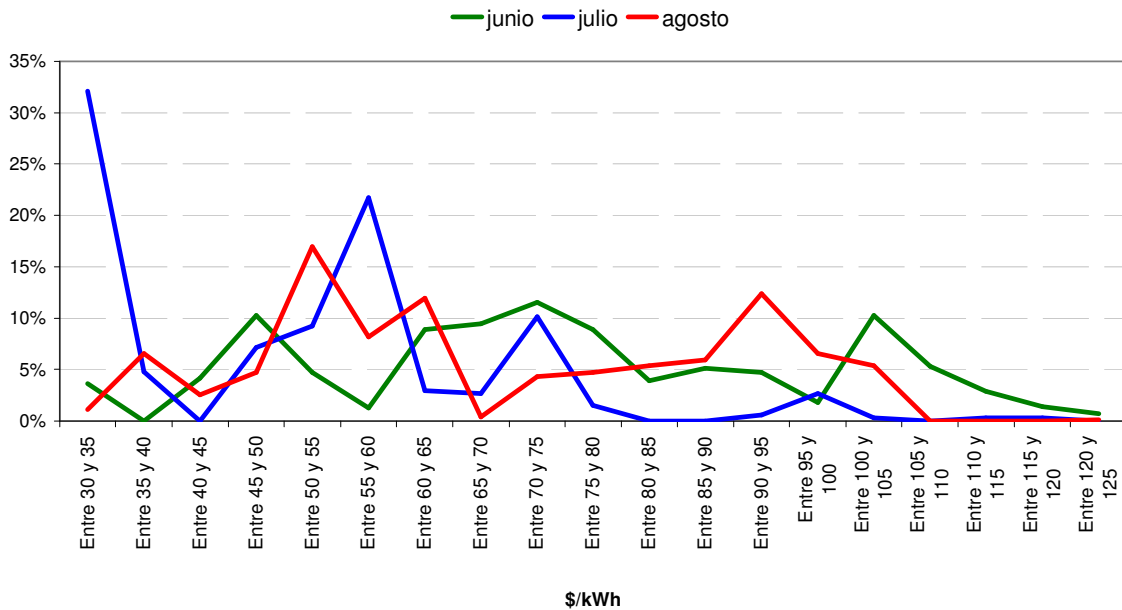
**Gráfico No 19**

La abundancia de agua sin lugar a dudas ha deprimido el precio de bolsa. Por primera vez desde el 2006 se observan promedios mensuales por debajo del referente histórico. No obstante, la volatilidad de los promedios amerita un análisis profundo porque puede tener su origen en la utilización transitoria de poder de mercado para impedir equilibrios bajos de precios (consistentes con el bajo costo marginal del agua en situaciones de embalses elevados y un régimen excepcional de aportes). Se observa que, a pesar de las condiciones hidrológicas, en algunos días de agosto los precios excedieron los registros históricos y los del 2007.

## 4.2.3 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 20 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$5/kwh, para los últimos tres meses.

## Distribución del Precio de Bolsa



**Gráfico No 20**

La distribución de precios en agosto nuevamente adquiere una forma bi-nodal. Precios bajos (mínimo regulatorio) en horas de baja demanda, porque la demanda se abastece con la generación de hidráulicas que deben energizar sus reservas para evitar vertimientos; precios entre \$55/kWh y \$60/kWh para horas de mayor demanda. Se observan concentraciones en precios muy elevados que es necesario analizar.

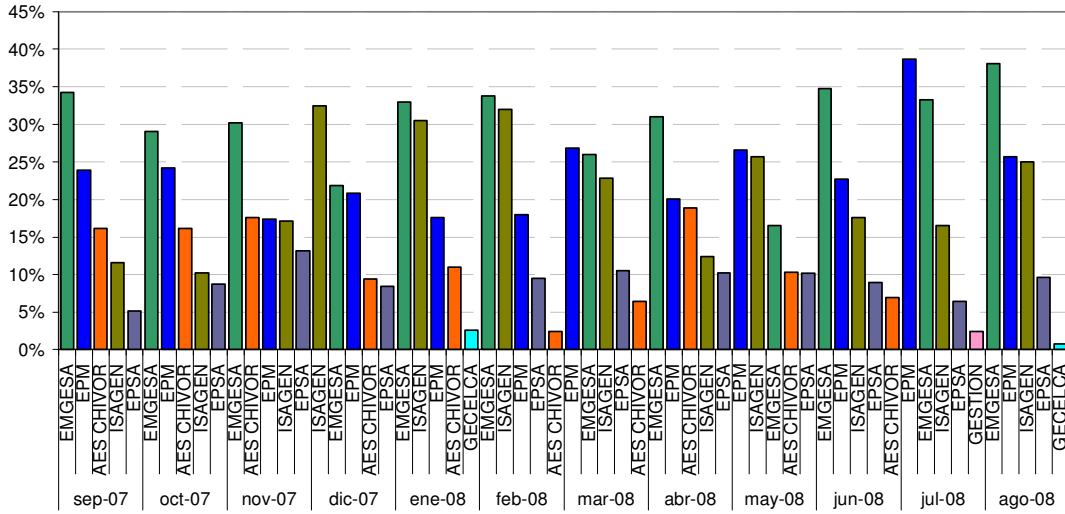
### 4.3 Comportamiento de Ofertas

#### 4.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 21 presenta en cada mes del último año, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio.

Nuevamente en agosto los índices de coincidencias adquieren valores muy elevados comparados con los patrones históricos. Emgesa, EPM e Isagen fueron los principales agentes marcadores del precio de bolsa, fijándolos en forma agregada durante el 88% del tiempo. Individualmente, Emgesa alcanzó un 37% de las coincidencias en el mes. Este grado de concentración ya se había observado el mes pasado, con EPM como líder en la fijación de precios.

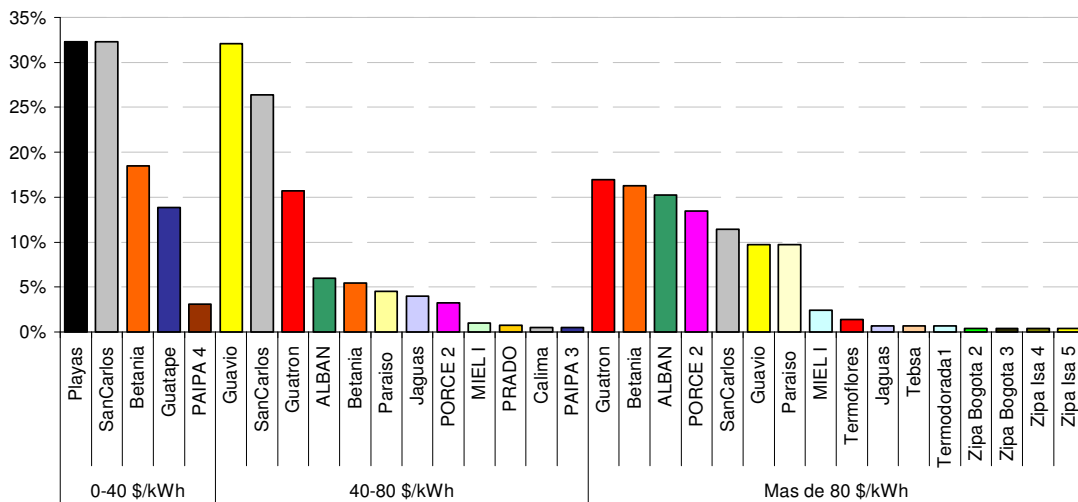
**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa  
Septiembre de 2007 a Agosto de 2008**



**Gráfico No 21**

**4.3.2 Plantas Marcadoras del Precio**

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio  
Agosto de 2008**



**Gráfico No 22**

El gráfico No 22 presenta para los últimos tres meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta.

En el mes de agosto en los periodos de demanda alta, varias plantas fijaron el precio con porcentajes entre 17% y 10% del tiempo. En periodos de demanda media, Guavio con 33% y San Carlos con 26% del tiempo fueron las principales plantas marcadoras. El liderazgo en periodos de baja demanda ocurrió en Playas y San Carlos con 32% del tiempo cada una.

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

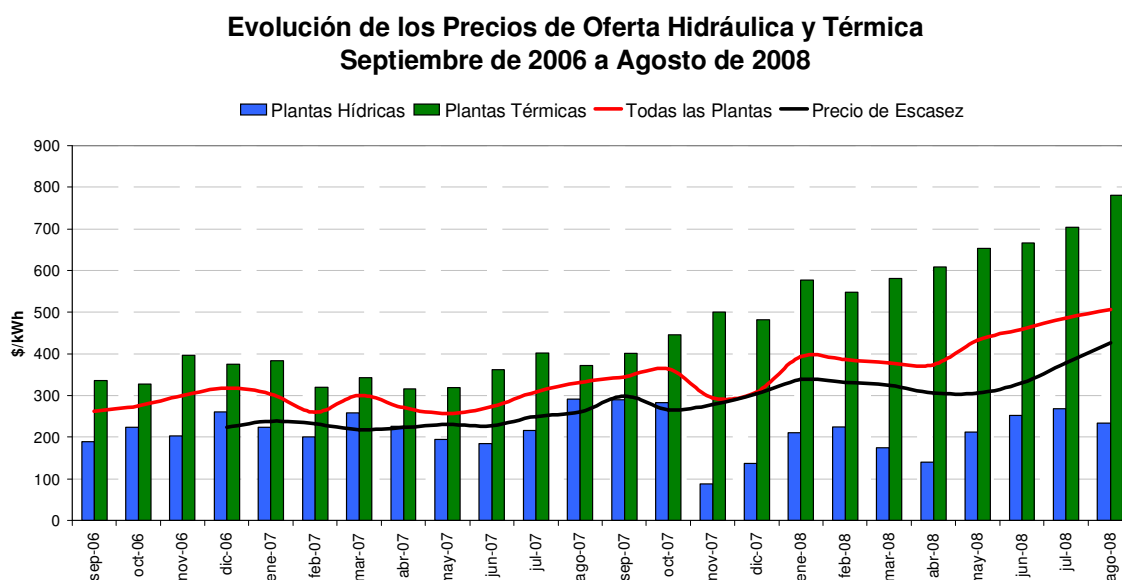
El análisis llevado a cabo por el CSMEM en esta sección, está basado en la información recopilada y procesada para la relación de los precios de oferta de los agentes con respecto al precio de bolsa, la disponibilidad de las plantas, el nivel de embalse agregado del sistema y el nivel específico de cada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

- En general se observa que la mayoría de las plantas hidráulicas mantuvieron niveles de embalse del 100% y ofertaron precios competitivos para asegurar el despacho y minimizar vertimientos. Este fue el caso entre otros de Chivor y Guatapé, lo cual permite descartar que los vertimientos que presentaron estas plantas estén asociados al ejercicio de poder de mercado.
- El caso anterior no se aplica en Guavio, Jaguas y San Carlos que presentaron ofertas elevadas en determinados días o semanas, destacándose además el hecho que San Carlos en agosto presentó vertimientos de 230 GWh.
- Paraíso – Guaca, en los primeros días del mes ofertó precios hasta de 600% el precio de bolsa, correspondiente con una disminución de 200 MW en la disponibilidad comercial; el resto del mes acudió al mercado con ofertas competitivas.
- Porce con un nivel de embalse alto, presentó ofertas oscilatorias entre 100% y 170% del precio de bolsa, lo cual también se reflejó en que fuera una planta importante en la marcación del precio de bolsa para periodos de demanda alta, como lo indica el gráfico No 22.

- Tebsa durante todo el mes manejó sus precios de oferta por encima del 250% del precio de bolsa, alcanzando valores de 450%. Esto significa una muy baja participación en el despacho; sin embargo, por restricciones de seguridad participó activamente generando fuera de mérito.
- TermoCentro, TermoFlores y TermoSierra durante agosto continuaron su estrategia de ofertar precios fuera del rango de competencia, lo cual eliminó en estas plantas la probabilidad de ser despachadas. Estas plantas ofertaron energía a valores de hasta 3.800%, 2.300% y 1.200% del precio de bolsa respectivamente.

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

El gráfico No 23 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 24 meses.



**Gráfico No 23**

En agosto continuó la tendencia ascendente en los precios promedio que oferta el parque térmico en el MEM, alejando sus precios de oferta del rango competitivo del mercado. Este comportamiento, dados la buena hidrología del sistema y los altos niveles de los embalses, podría tener su explicación en la estrechez del suministro y transporte del gas. Algunas plantas térmicas a gas que históricamente han participado

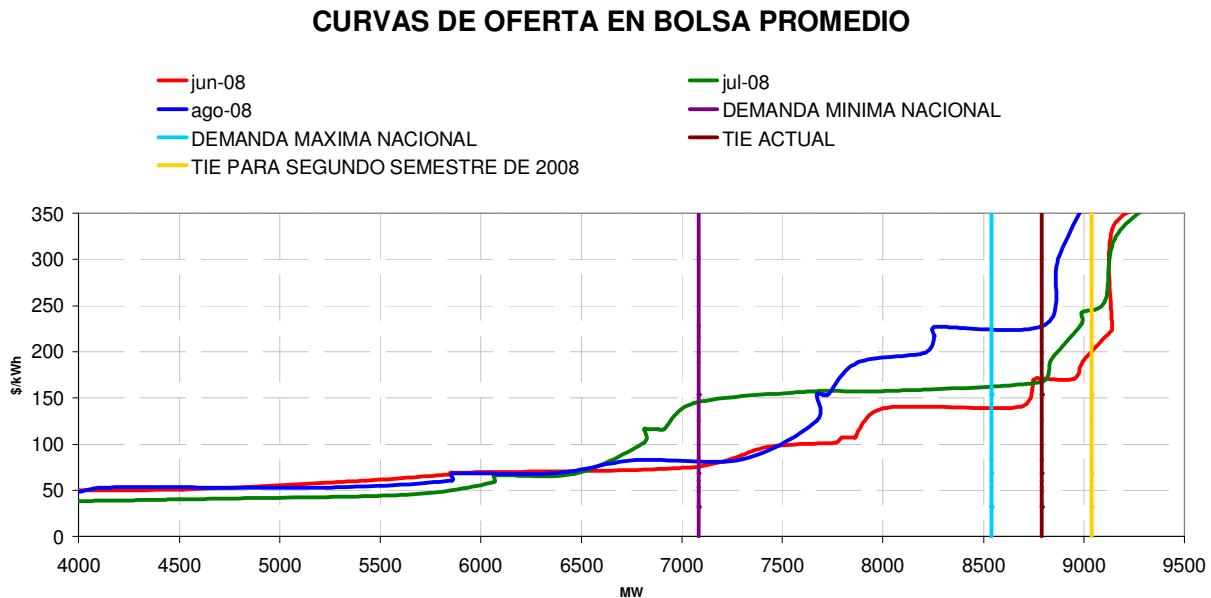


en algún grado en el mercado, en estos últimos meses se han marginado ofertando precios que no guardan ninguna relación con su costo marginal.

Las plantas hidráulicas por su parte ofertaron en promedio a más de \$230/kWh, valor que es elevado dada la hidrología y el nivel del embalse agregado.

#### 4.3.5 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 24 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el mes de julio, las demandas mínima y máxima a nivel nacional, así como el TIE actual y el esperado en el semestre.



**Gráfico No 24**

En agosto del 2008 la curva de oferta corrobora la percepción que la oferta se tornó más inelástica en horas de demanda media y alta. Sin embargo, con respecto a julio, el precio para demandas bajas entre 6.600 y 7.700 MWh disminuyó; para el nivel de demanda máxima (8.5 GW) el precio de oferta se ubicó alrededor de \$230/kWh.

#### 4.3.6 Índice de Lerner

Los gráficos No 25-a y 25-b 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, para los periodos de demanda baja y alta en los últimos doce meses.

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

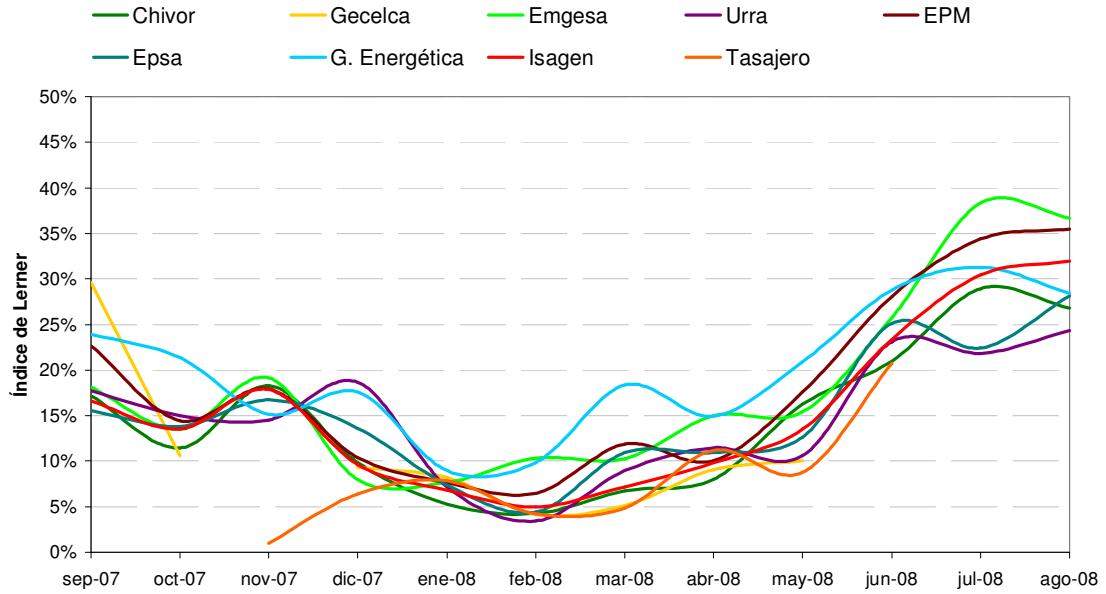


Gráfico No 25-a

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

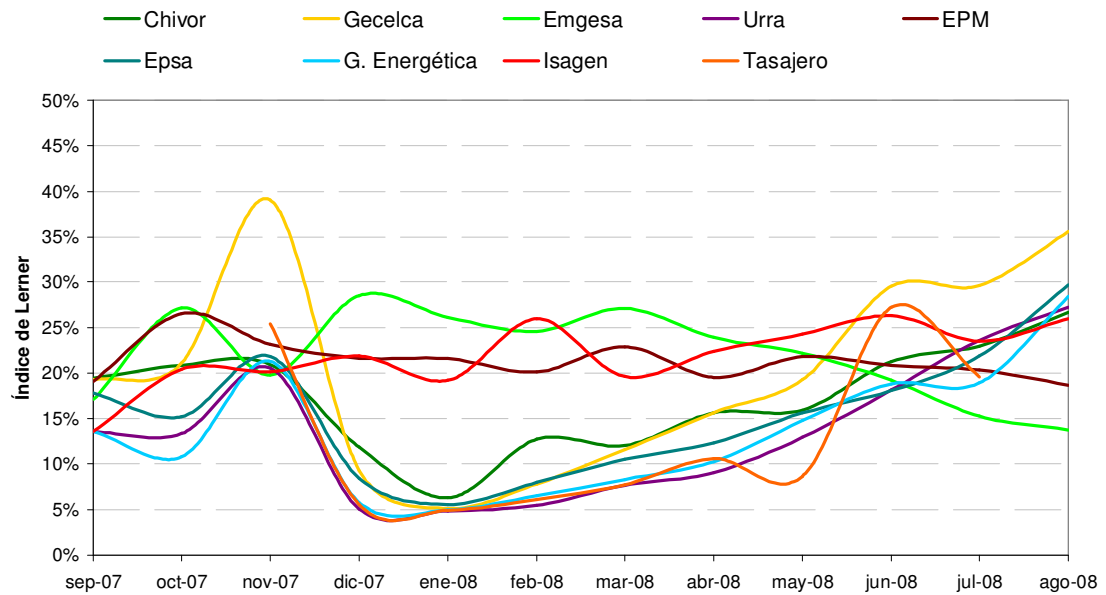


Gráfico No 25-b

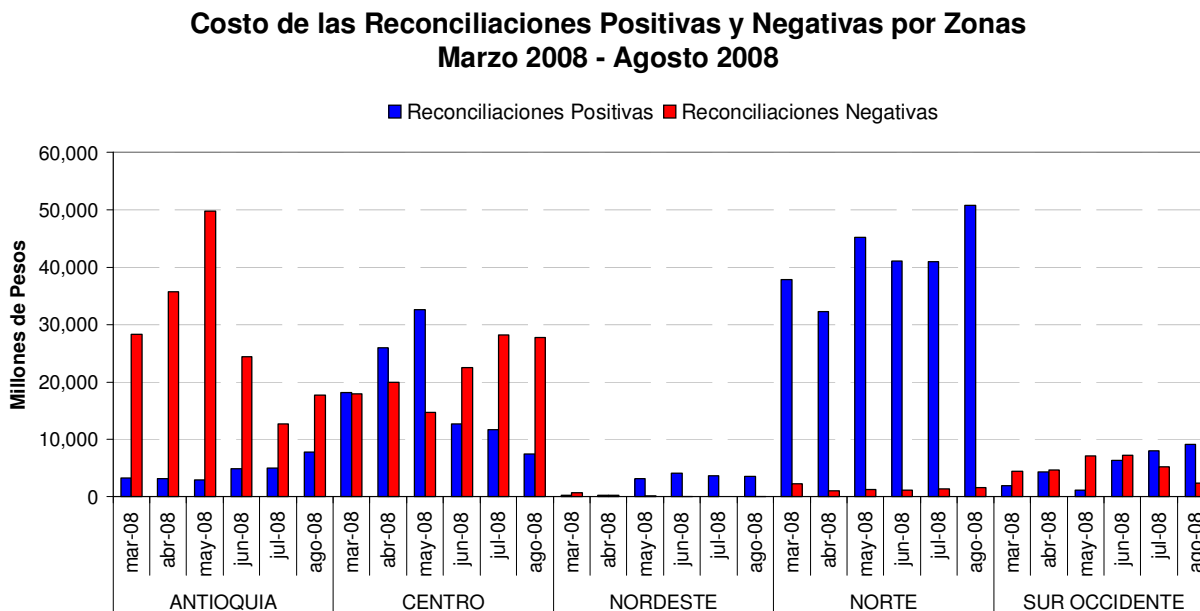
Como resultado de la inelasticidad, se dispararon los índices de Lerner que estiman el poder de mercado que percibe cada agente en el mercado, alcanzando valores superiores a 25% para la mayoría de los agentes del mercado. Esta estructura de la oferta es compatible con la gran volatilidad de precios del Spot.

Aunque los índices Lerner para el periodo de demanda media no se muestran, es importante mencionar que presentan un comportamiento muy similar a los índices para demanda baja.

## 4.4 Comportamiento de Reconciliaciones

### 4.4.1 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 26 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.



**Gráfico No 26**

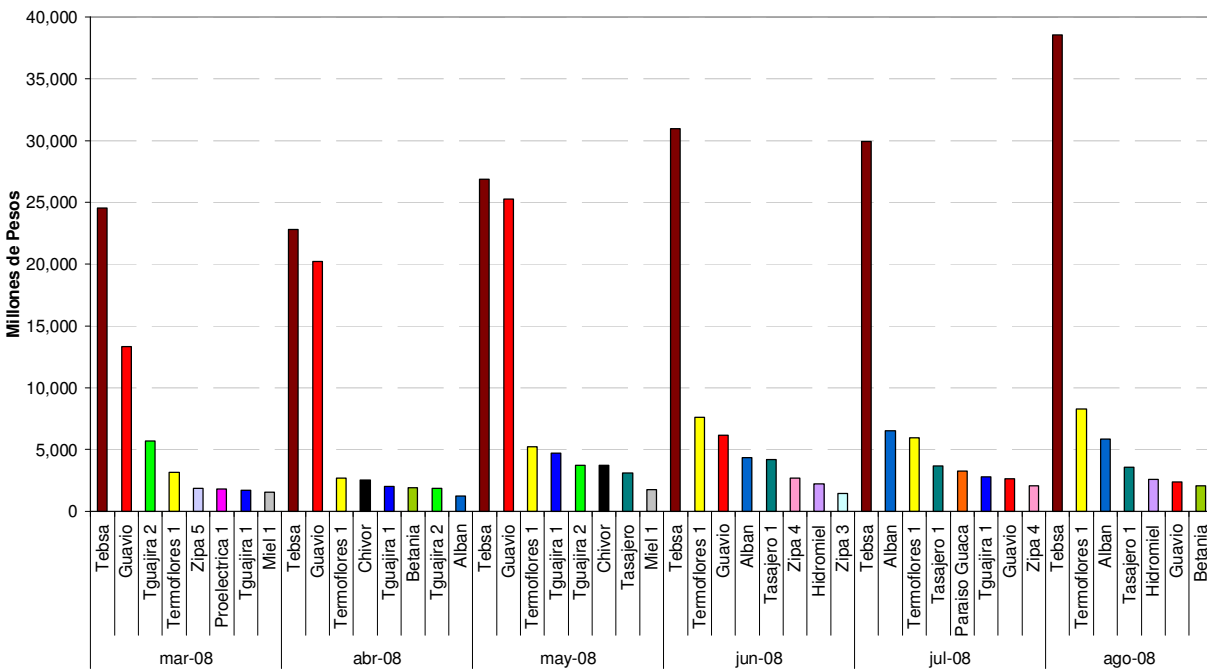
Se observa que en agosto el costo de las reconciliaciones positivas en la zona Norte aumentó a más de 50.000 millones de pesos, tendencia de crecimiento que también exhibe la zona Suroccidente; de otra parte, en la zona Antioquia tanto el costo de las reconciliaciones positivas como negativas aumentaron. Esta situación continúa obedeciendo principalmente al aumento de los requisitos de generaciones de seguridad

por causa de restricciones eléctricas y soporte de voltaje y a los mantenimientos que se efectúan a las subestaciones San Carlos y Chivor.

#### 4.4.2 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.

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



**Gráfico No 27-a**

Tebsa elevó en forma importante sus ingresos con generaciones fuera de mérito a 38.000 millones de pesos, mientras Chivor incrementó sus ingresos por reconciliaciones negativas a 19.000 millones de pesos, producto de su generación desplazada por las generaciones fuera de mérito.

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

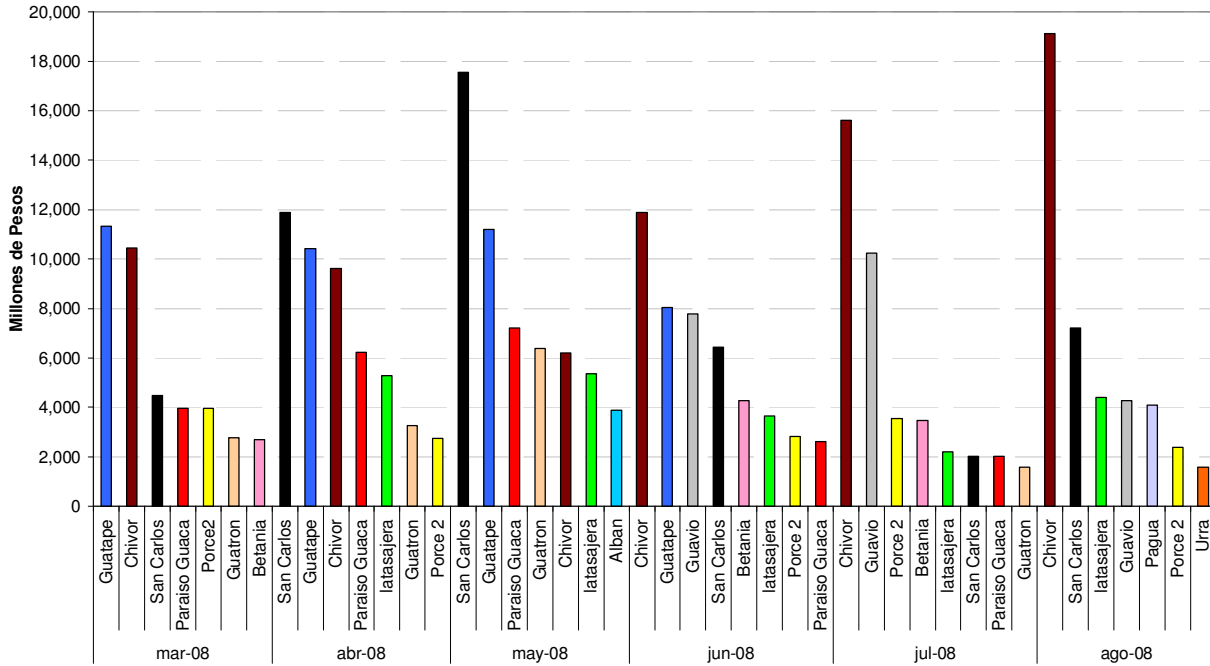


Gráfico No 27-b

### 4.4.3 Precio Promedio Mensual De Las Generaciones Fuera De Merito

Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito  
Marzo 2008-Agosto 2008

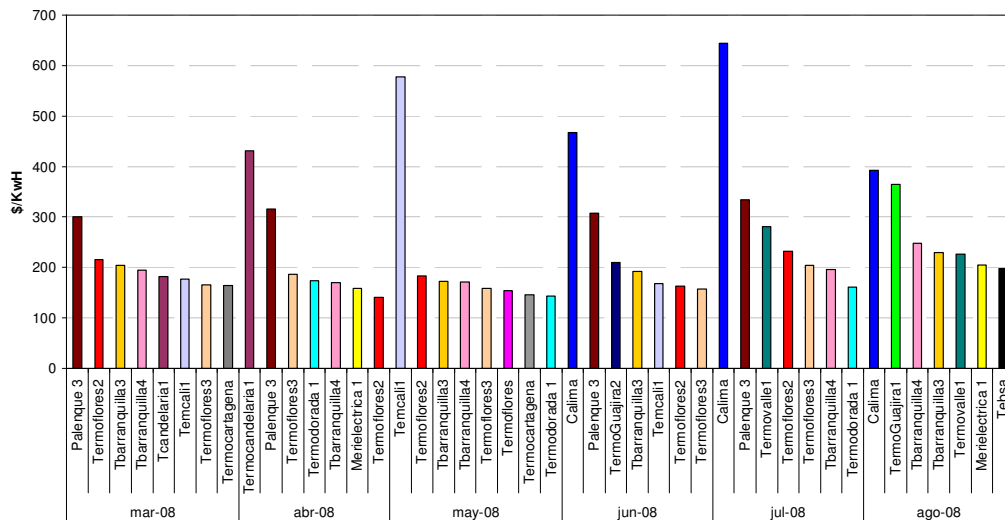


Gráfico No 28

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.

En agosto los precios máximos de la generación fuera de mérito se presentaron en Calima y TermoGuajira, con valores de \$400/kWh y \$380/kWh respectivamente.

## 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.

Costo Total de restricciones Para el Sistema  
Noviembre 2005 - Agosto 2008

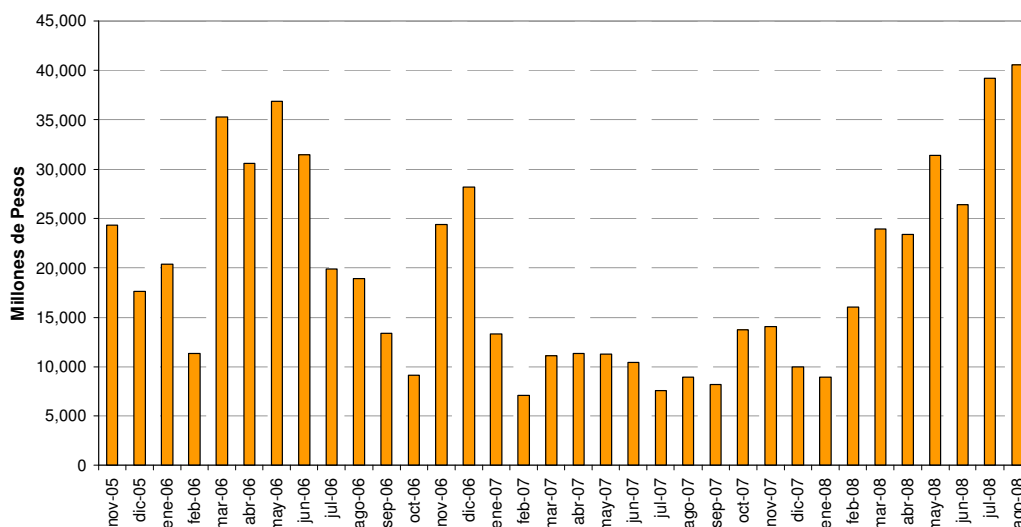


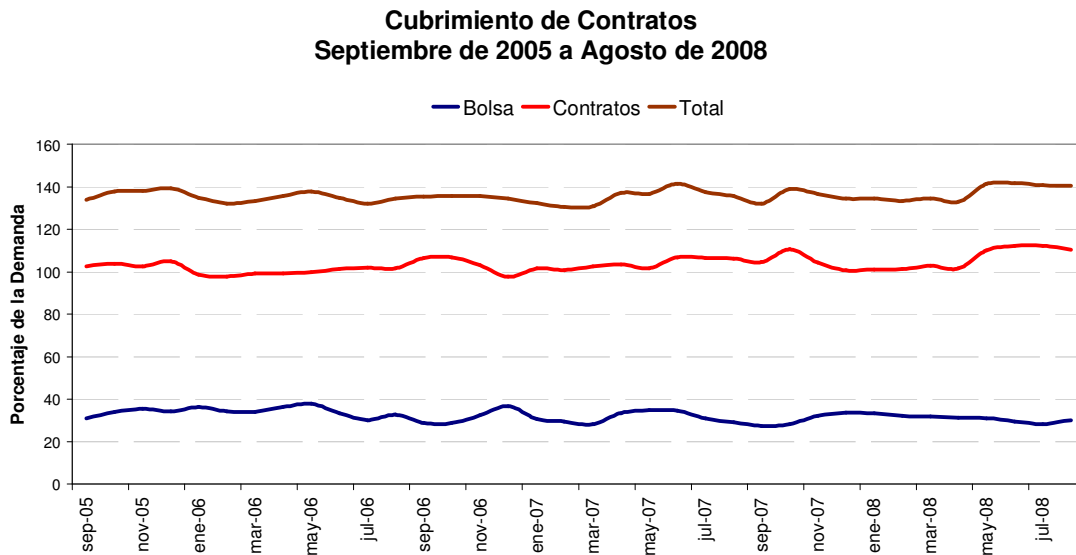
Gráfico No 29

El costo de restricciones en el SIN continua aumentando, como resultado del incremento de las generaciones de seguridad por restricciones de la red y de tensión y los mantenimientos de las subestaciones San Carlos y Chivor. Estos costos con valores muy superiores a los ocurridos a mediados del año 2006, presentan un reflejo de la reducción de la fortaleza en la red de transmisión del SIN.

## 4.6 Mercado de Contratos

### 4.6.1 Magnitud de Cubrimiento de Contratos

El gráfico No 30 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 el periodo correspondiente a los últimos 4 años.



**Gráfico No 30**

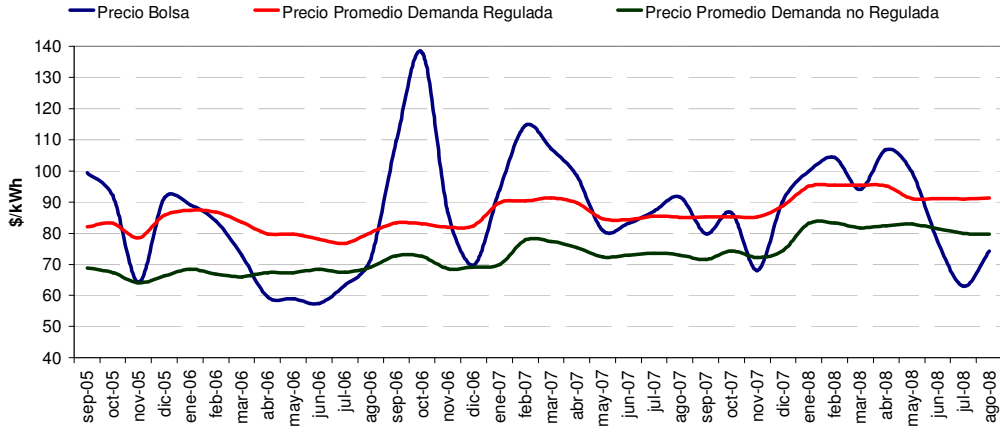
Desde el mes de abril se ha venido observando un cambio en el patrón de comportamiento de las transacciones, de tal forma que ahora las transacciones realizadas en bolsa corresponden al 30% y las de los contratos bilaterales al 110%.

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

El gráfico No 31 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.

A partir del mes de abril se nota una ligera reducción tanto en los precios promedios de la energía que abastece la demanda regulada y no regulada.

**Precio de Contratos por Tipo de Demanda Servida  
Septiembre 2005 a Agosto de 2008**



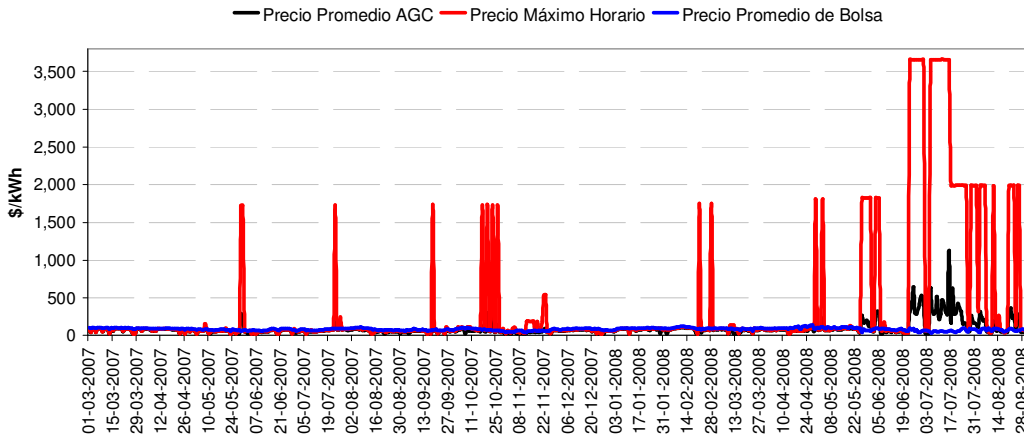
**Gráfico No 31**

## 4.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

### 4.7.1 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

El gráfico No 32 presenta a nivel diario, el valor promedio diario y el valor máximo horario del precio del AGC (PRAGC), y el precio promedio diario de Bolsa, en \$/kWh, para los últimos 18 meses.

**PRECIO DEL AGC VS PRECIO DE BOLSA  
Marzo de 2007 a Agosto de 2008**



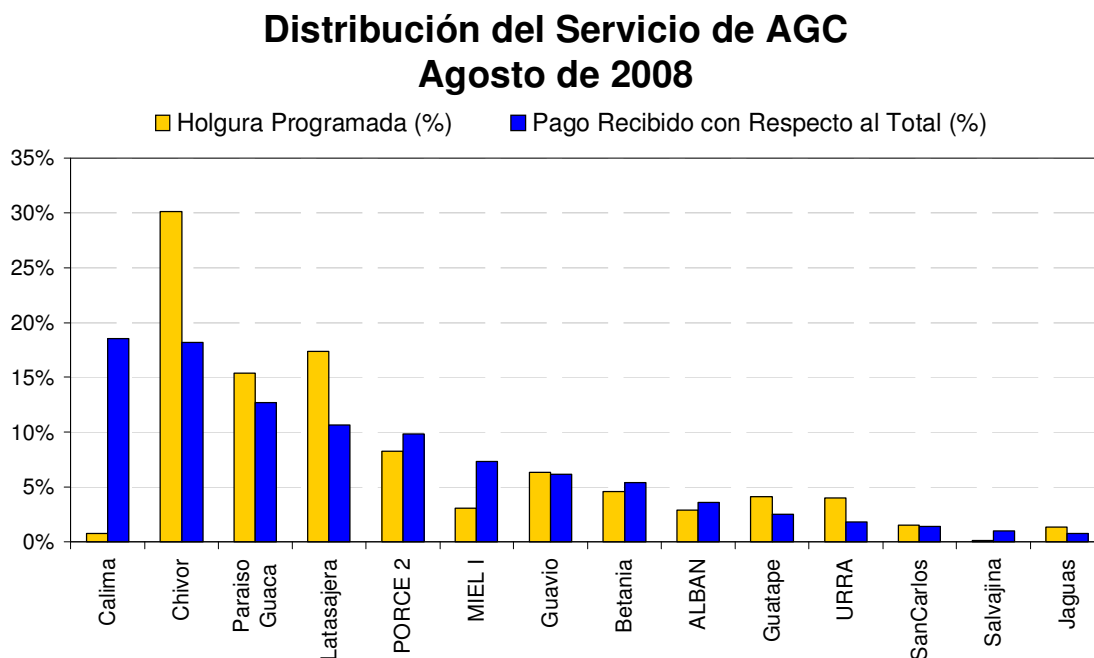
**Gráfico No 32**



En agosto de 2008 los precios máximos horarios del SRSF presentaron valores con oscilaciones frecuentes entre \$250/kWh y \$2.000/kWh; sin embargo, estos precios aunque generaron aumento del precio medio del servicio a \$250/kWh en varios días del mes, los incrementos en el precio medio no fueron ni tan continuos, ni tan elevados como en el mes de julio de 2008. En todo caso, estos precios máximos elevados son incompatibles con cualquier valor razonable del costo real del servicio prestado, lo cual refleja escasez de capacidad de regulación en las plantas habilitadas para prestar el servicio, que a su vez puede estar conduciendo al ejercicio de poder de mercado.

#### 4.7.2 Distribución del Servicio de AGC

El gráfico No 33 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.



**Gráfico No 33**

Como viene sucediendo con regularidad, Calima con un suministró inferior al 1.0% de la holgura total del mes, recibió por ello una remuneración del 18% del total de los ingresos por SRSF; un desequilibrio menos pronunciado también favoreció las plantas Porce, Miel, Betania, y Alban. En agosto, este desequilibrio en la remuneración del

SRSF se compensó desfavorablemente en las plantas de Chivor, Paraíso – Guaca, La Tasajera, Guatapé y Urrá.

Se insiste en la necesidad de revisar las reglas existentes para ofertar y determinar el precio del SRSF, con el fin de lograr precios acordes con el costo real del servicio prestado y remuneraciones que reflejen la magnitud del servicio prestado.