

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 19 – 2007

INFORME DE SEGUIMIENTO MENSUAL DEL MERCADO

Preparado por:

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

Bogotá, Octubre 2 de 2007

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO.....	1
2. INTRODUCCIÓN.....	1
3. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS SPOT.....	2
1.1 EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE BOLSA DIARIO VS NIVEL DE EMBALSE AGREGADO.....	2
1.2 MODELO DEL PRECIO DE BOLSA.....	3
1.3 PRECIOS DIARIOS DE BOLSA ACTUALES, HISTÓRICOS Y CRÍTICOS.....	4
1.4 NIVELES DE PRECIO DE BOLSA POR PERIODOS DE DEMANDA	5
1.5 DISTRIBUCIÓN DEL PRECIO DE BOLSA.....	6
4. COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	7
1.6 AGENTES MARCADORES DEL PRECIO.....	7
1.7 PLANTAS MARCADORAS DEL PRECIO.....	9
1.8 OFERTAS POR AGENTE EN EL RANGO MARCADOR DE PRECIO	11
1.9 RELACIÓN PRECIOS DE OFERTA / PRECIO DE BOLSA Y DISPONIBILIDAD.....	13
1.10 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE OFERTA HIDRÁULICA Y TÉRMICA.....	23
1.11 CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO	24
1.12 ÍNDICE DE LERNER.....	25
1.13 ÍNDICE RESIDUAL DE SUMINISTRO.....	26
1.14 FRANJA MARGINAL DE LA FUNCIÓN DE DEMANDA RESIDUAL.....	28
5. COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	29
1.15 PRECIO DE RECONCILIACIONES POSITIVAS VS PRECIO DE BOLSA.....	29
1.16 MAGNITUD DE LAS RECONCILIACIONES POSITIVAS Y NEGATIVAS.....	30
1.17 COSTO DE LAS RECONCILIACIONES POSITIVAS Y NEGATIVAS.....	31
1.18 PARTICIPACIÓN POR PLANTA EN RECONCILIACIONES.....	33
1.19 EVOLUCIÓN DE RESTRICCIONES DE SEGURIDAD.....	41
6. SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	42
1.20 PRECIO DEL AGC VS. PRECIO DE BOLSA.....	42
1.21 COSTO DEL SERVICIO DE RSF Y HOLGURA PROGRAMADA.....	44
1.22 COSTO MENSUAL DEL SERVICIO DE RSF.....	44
1.23 SERVICIO DE AGC POR PLANTA.....	45
1.24 SERVICIO DE AGC POR AGENTE.....	46
1.25 DISTRIBUCIÓN DEL SERVICIO DE AGC.....	47
7. COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	48
1.26 VARIACIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA.....	48
1.27 VARIACIÓN DE APORTES HÍDRICOS AGREGADOS.....	49
1.28 VERTIMIENTOS.....	49

1. Resumen Ejecutivo

En la primera semana de agosto el precio de la energía mantuvo su escalada alcista iniciada el mes anterior. No obstante, a mediados de agosto volvió a los niveles históricos, tras un periodo prolongado durante el 2007, en que los precios se ubicaron, sistemáticamente por encima de los referentes de años anteriores.

En agosto, EMGESA tuvo una alta participación en la definición del precio de bolsa, con alrededor de un 40% de las ofertas marcando el precio de bolsa. De hecho, durante el 2007, agosto es el mes en que un agente ha mostrado un mayor índice de coincidencias.

Por otra parte, para el mismo mes de agosto dos plantas térmicas, Tasajero y TEBSA, fueron despachadas con una frecuencia significativa en horas de alta demanda. Este patrón, sin duda está relacionado con los precios elevados de ofertas de algunos de las hidroeléctricas.

En agosto el perfil promedio de la curva de oferta agregada cambió drásticamente. A partir de los 7.8 Gwh, los precios presentaron un crecimiento prácticamente vertical, lo que se puede traducir en precios explosivos ante un crecimiento de la demanda.

En cuanto a reconciliaciones positivas, las plantas predominantes en el mes de agosto fueron por zona operativa: San Carlos, Tebsa, Tasajero, Guavio y Betania, con costos aproximados promedio entre \$50/kWh y \$230/kWh, correspondiendo este último valor a San Carlos.

El precio promedio del servicio de regulación secundaria de frecuencia (SRSF) la mayor parte del tiempo fue similar al precio promedio de bolsa. Históricamente se han presentado situaciones donde el precio máximo horario del SRSF supera entre 10 y 30 veces el precio promedio de bolsa diario.

2. Introducción

En este informe de seguimiento mensual del mercado, el CSMEM presenta y analiza información relativa al mercado mayorista de energía con énfasis en el desempeño del mismo y la evolución del poder de mercado en el mes de Agosto del 2007, con el fin de prevenir eventuales problemas en su funcionamiento hacia el futuro. Así mismo, a lo largo del informe se esbozan también algunas hipótesis, con el ánimo de abrir un debate entre los agentes del sector y demás interesados.

En particular se incluyen indicadores que permiten seguir la evolución de los precios del mercado, el comportamiento de las ofertas de los agentes generadores, las reconciliaciones correspondientes a las generaciones fuera de merito y las desplazadas por éstas, y en general el comportamiento del sistema respecto a aportes hidrológicos y vertimientos en los embalses. Este informe incluye por primera vez un análisis básico para el servicio de regulación secundaria de frecuencia - SRSF

Para los indicadores relativos a los agentes generadores, el agente Betania ha sido incorporado como parte de Emgesa y por tanto aquel desaparece como agente independiente.

3. Evolución de los Precios Spot

1.1 Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 1 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 5 meses. Se observa que en agosto, que tradicionalmente es un mes de precios bajos, el precio en el spot empezó a ceder a partir de la segunda semana. En este comportamiento, probablemente influyó un nivel de aportes hídricos por encima de los promedios históricos. Además, en este mes, el mercado volvió a mostrar grandes diferencias entre los precios en horas de baja y alta demanda, alterando así el patrón de los últimos meses donde esta brecha se había cerrado significativamente.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Abril a Agosto de 2007

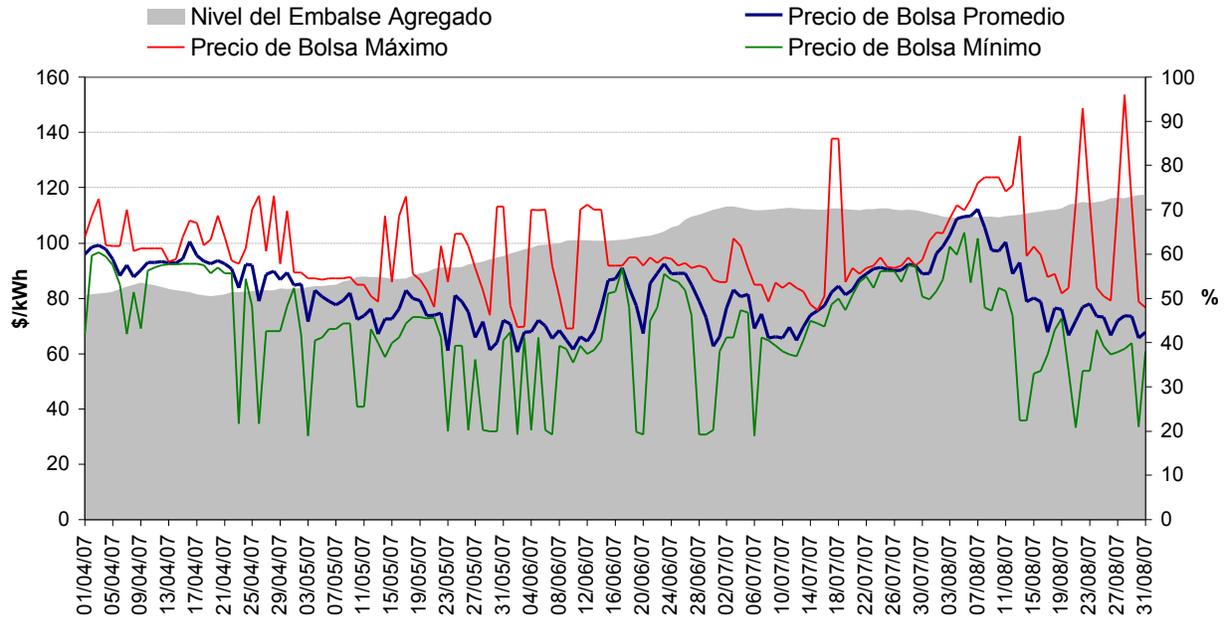


Gráfico No 1

1.2 Modelo del Precio de Bolsa

El gráfico No 2 presenta el modelo autorregresivo de orden uno que relaciona el precio de bolsa, en función del embalse ofertable agregado y el precio de bolsa del mes anterior. Este modelo fundamentalmente permite hacer comparaciones del comportamiento de los precios de bolsa en el corto plazo. La curva en color azul corresponde al precio de bolsa ponderado mensual y la curva de color rojo, al valor del pronóstico mensual del precio de bolsa.

Modelo del Precio de Bolsa Pronóstico para Septiembre de 2007

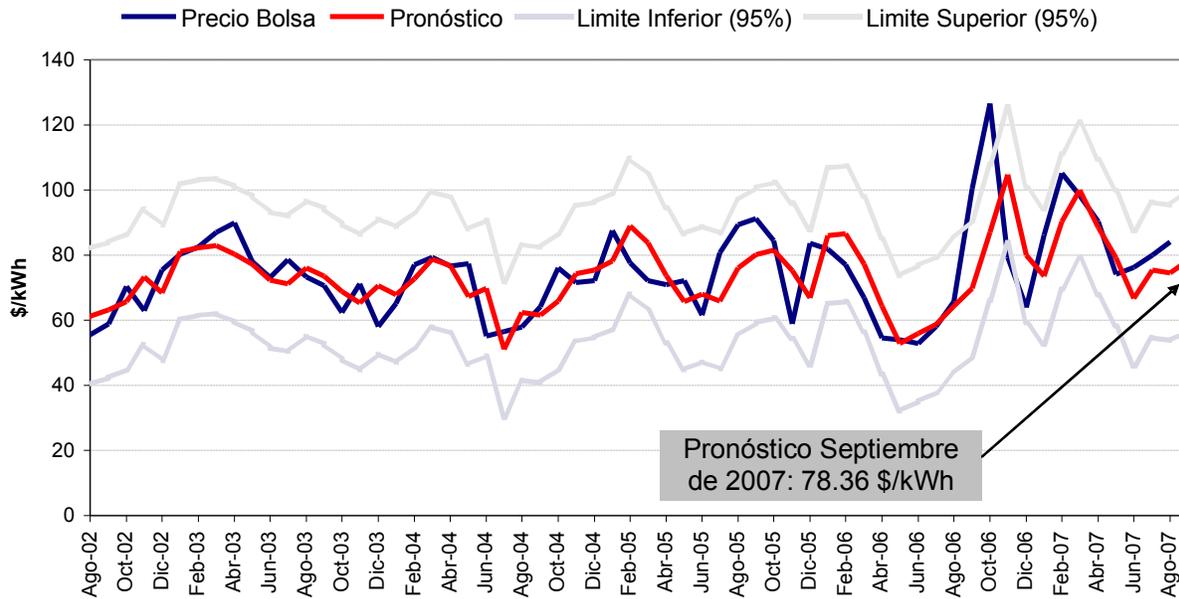


Gráfico No 2

Los precios de bolsa en agosto, a pesar de su tendencia a la baja, estuvieron por encima de lo que predice el modelo de series de tiempo. No obstante, el mercado se mantuvo dentro de la banda definida con un margen probabilístico del 95%.

1.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales, Históricos y Críticos

El gráfico No 3 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).

Precios Diarios de Bolsa Actuales, Históricos y Críticos

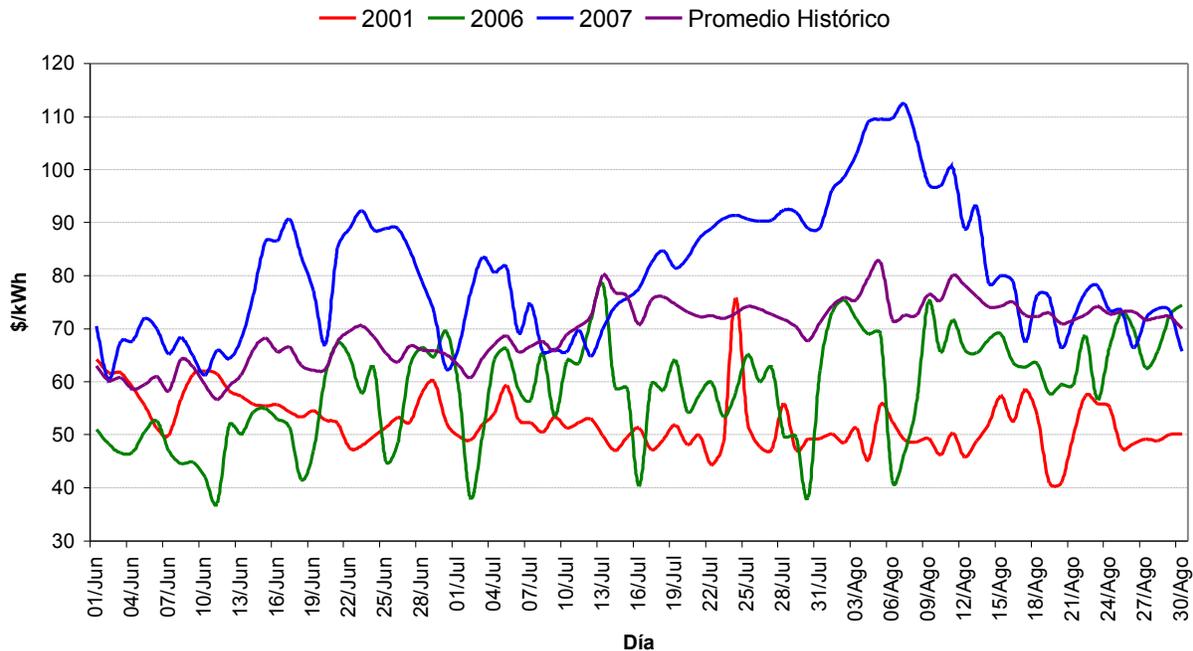


Gráfico No 3

Como se observa en el gráfico No 3, la primera semana de agosto el precio mantuvo su escalada alcista iniciada el mes anterior. No obstante, a mediados de agosto el mercado de energía volvió a los niveles históricos, tras un periodo prolongado durante el 2007, en que los precios se ubicaron sistemáticamente por encima de los referentes de años anteriores.

1.4 Niveles de Precio de Bolsa por Periodos de Demanda

El gráfico No 4 presenta valores diarios ponderados del precio de bolsa, para cada uno de los tres periodos de demanda: alta / media / baja, para los últimos 3 meses.

Como se mencionó anteriormente, durante el mes de agosto se abrió considerablemente la banda entre precios máximos (horas de alta demanda) y mínimos (horas de baja demanda). De hecho, la banda entre horarios es especialmente amplia

si se compara con los registros del resto del año, con excepción, quizás, de lo observado en enero.

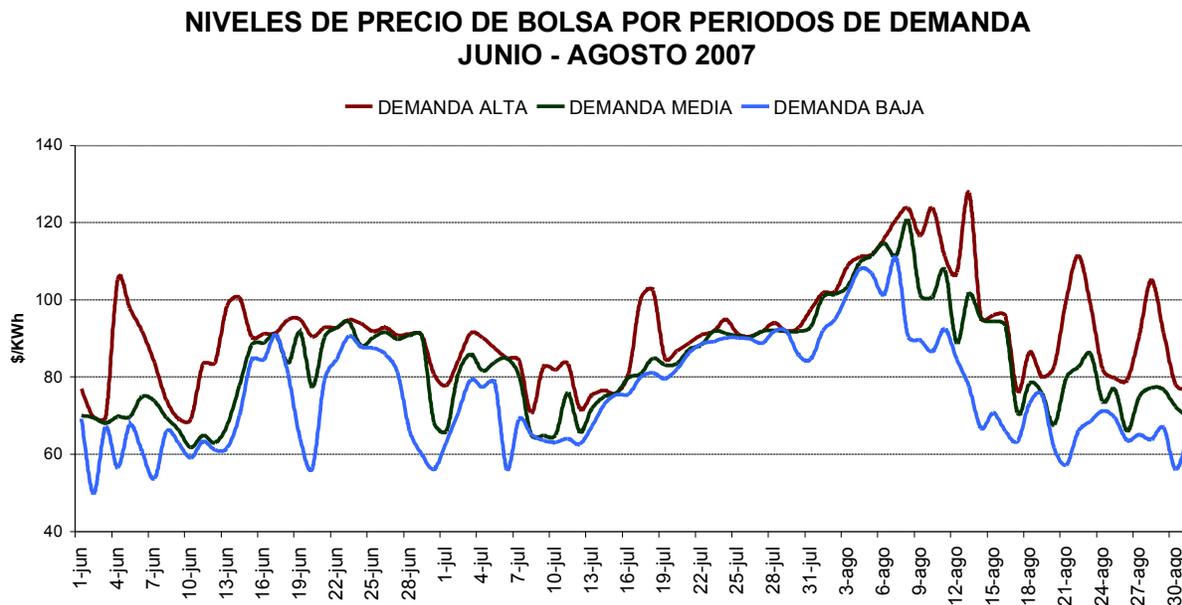


Gráfico No 4

1.5 Distribución del Precio de Bolsa

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

La gráfica de distribución de precios en agosto muestra la elevadísima dispersión de precios que caracterizó la bolsa de energía en agosto. Se trata de una función de densidad amodal, dónde la probabilidad de observar precios inferiores a 70 \$/Kwh es similar a la de observar precios por encima de 100 \$/K/wh.

Distribución del Precio de Bolsa

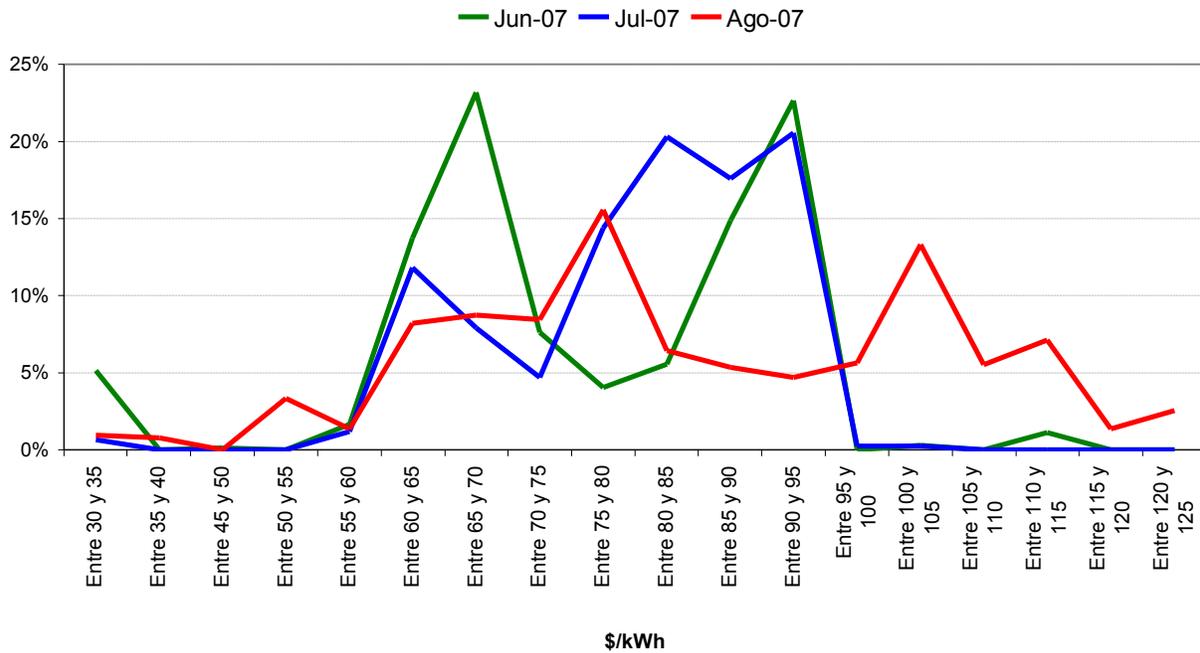


Gráfico No 5

4. Comportamiento de Ofertas

1.6 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico 6-a presenta para el último mes, el porcentaje de tiempo que cada agente del sistema fue marcador del precio de bolsa. De otra parte el gráfico 6-b presenta en cada mes del último año, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo que fueron marcadores del precio.

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

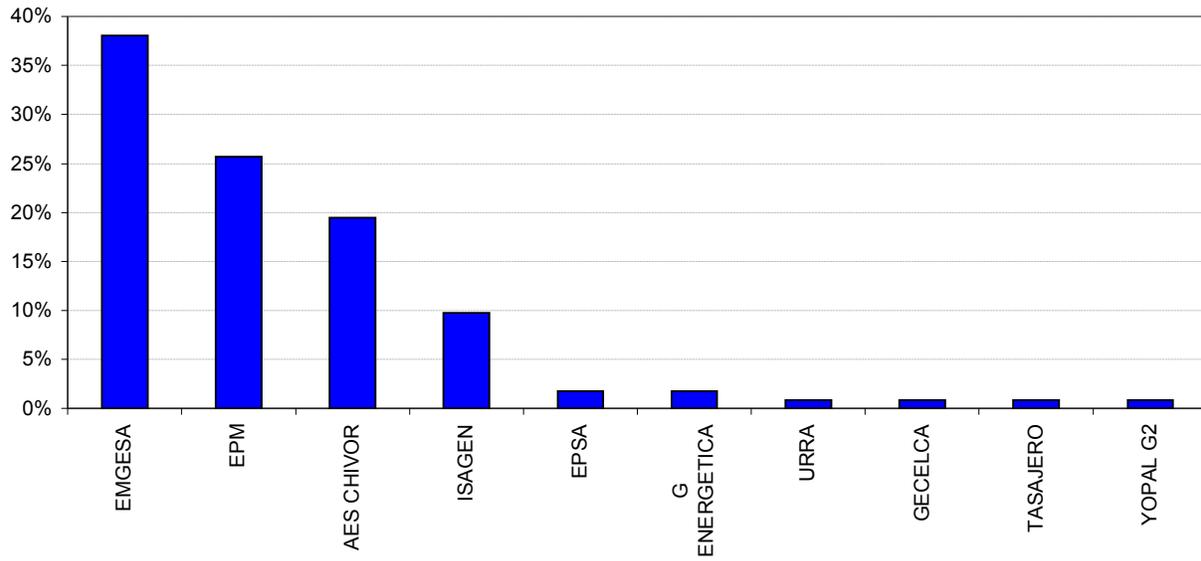


Grafico No 6-a

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del
Precio de Bolsa
Septiembre de 2006 a Agosto de 2007**

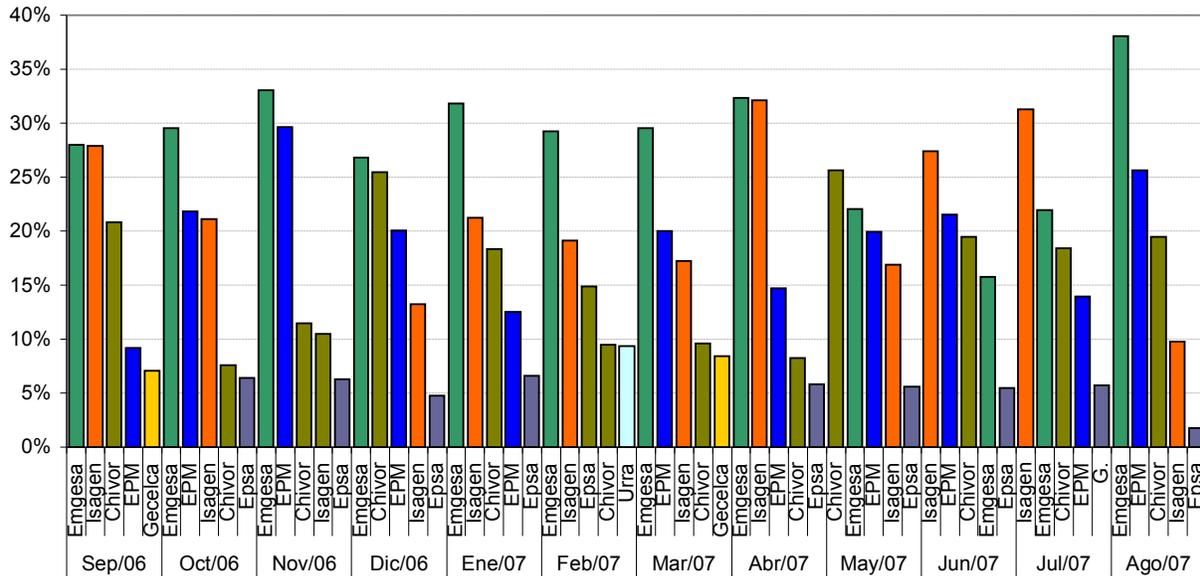


Gráfico No 6-b

En agosto el papel de EMGESA en la definición del precio de bolsa fue excepcionalmente acentuado. Casi un 40% de las ofertas de este agente definieron el precio de bolsa. De hecho, durante el 2007, agosto es el mes en que un agente ha mostrado un mayor índice de coincidencias.

1.7 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico 7-a presenta para el último mes, el porcentaje de tiempo que cada planta del sistema fue marcadora del precio de bolsa, clasificadas las ofertas en tres rangos de precios. Con este histograma se busca determinar el liderazgo del mercado bajo diferentes condiciones de demanda. Similarmente la figura No 7-b presenta para los últimos tres meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de los tres rangos de precios de oferta.

Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio Agosto de 2007

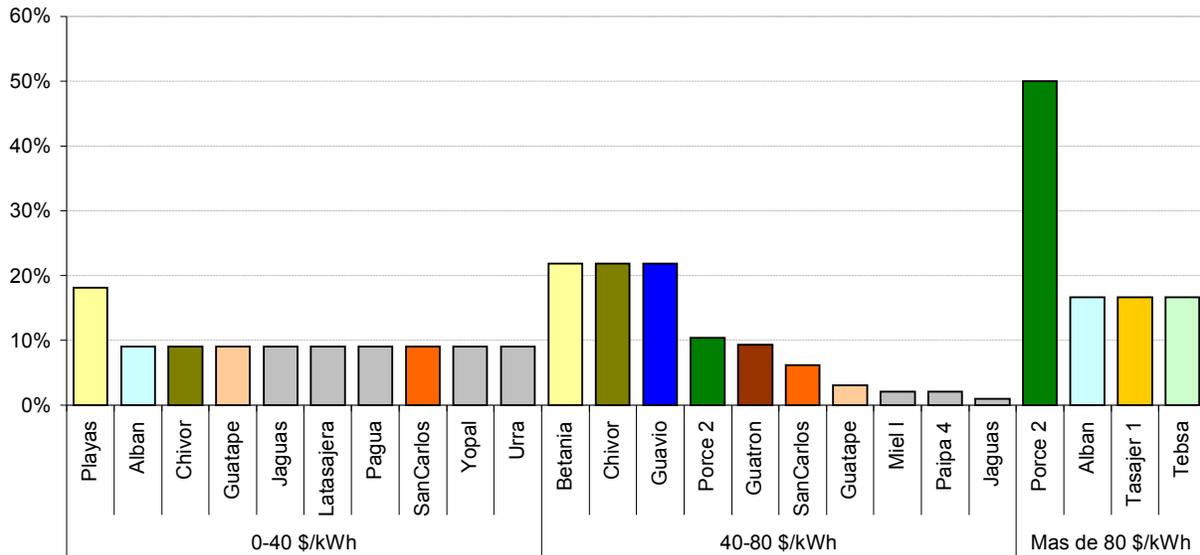


Gráfico No 7-a

Claramente el dominio de EMGESA en la determinación del precio de bolsa se concentró en horas de demanda media, porque situó dos de sus plantas, Betania y Guavio en el rango competitivo para estos horarios. Por otra parte, la distribución del índice de coincidencias en los horarios de baja y alta demanda (con excepción del papel de Porce en alta) se asemeja a una distribución uniforme, a causa de la dispersión en los precios de oferta que caracterizó el mercado en agosto.

Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio Junio a Agosto de 2007

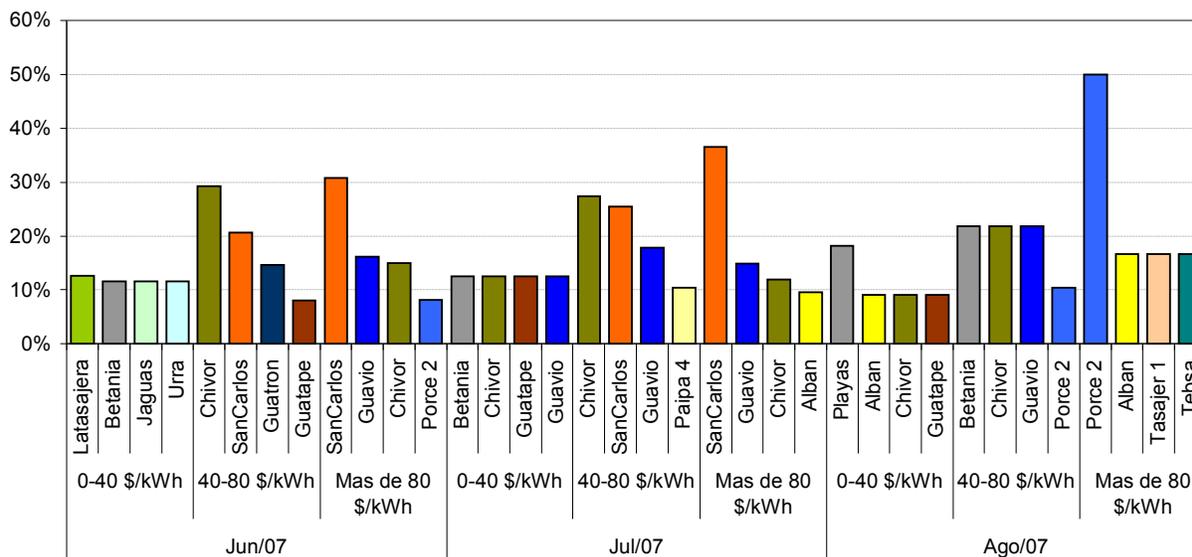


Gráfico No 7-b

Se observa en el gráfico 7-b que en agosto, dos plantas térmicas, Tasajero y TEBSA, se sitúan con una frecuencia excepcionalmente alta, en el rango competitivo para horas de alta demanda. Este patrón, sin duda está relacionado con los precios elevados de ofertas de algunos de las hidroeléctricas.

1.8 Ofertas por Agente en el Rango Marcador de Precio

El gráfico No 8 presenta para cada día, el número de plantas por agente, que ofertan en el rango arbitrario 0.9 a 1.1 del precio promedio de bolsa, para los días del último mes. En cada barra del gráfico se van acumulando con diferente color, el número de plantas de los agentes que ofertaron dentro del rango especificado.

Ofertas por Agente en el rango 0.9 a 1.1 del Precio Promedio de Bolsa - Agosto de 2007

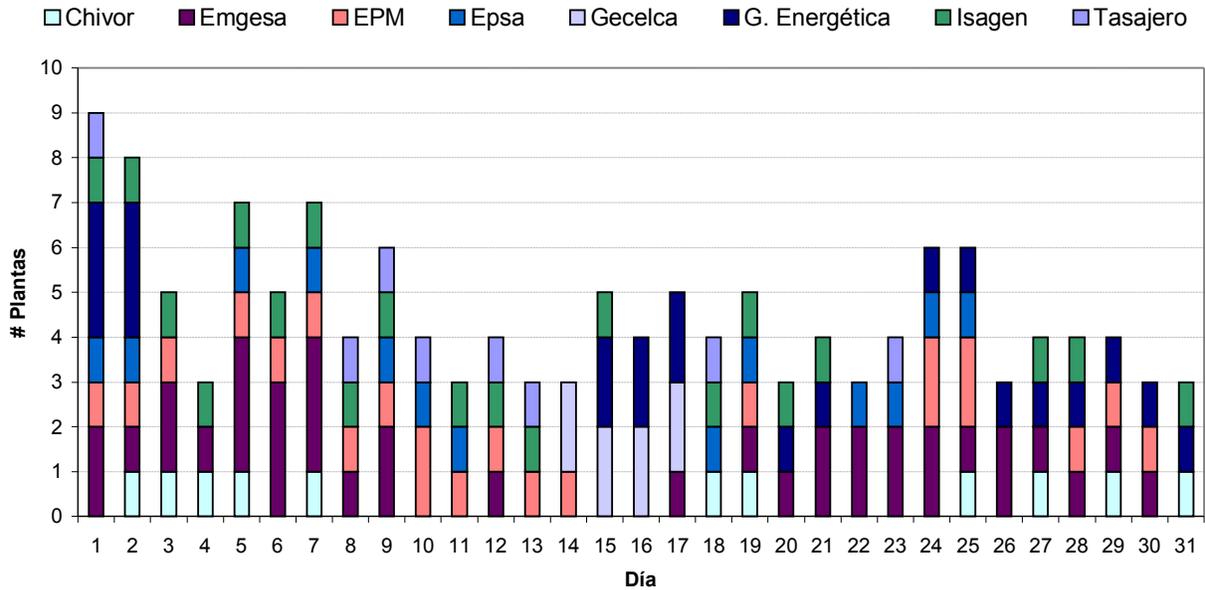


Gráfico No 8

Este indicador muestra la concurrencia simultánea de los mayores generadores en el rango de fijación de precios. Si todos los agentes mantienen alguna de sus plantas cerca del precio esperado del mercado, el precio del spot adquiere inercia en la medida en que, para abastecer la demanda es indispensable acudir a alguna planta que está ubicada en este rango de precios con lo cual, se reduce la probabilidad de una caída abrupta de precios.

Si bien el análisis de este indicador es apenas especulativo, es interesante constatar que justamente en agosto, donde se presenció un desplome de los precios de bolsa a partir de la segunda semana, durante 15 días solo concurrieron al rango competitivo de precios 3 o menos agentes. Es decir, en la mitad de los días del mes por lo menos dos grandes agentes ofertaron sus plantas a precios bajos, o muy por encima del que despeja el mercado. En Julio, por ejemplo, esta situación de baja concurrencia en el rango de competencia solo se presentó durante 4 días. El hecho de que menos agentes acudan a este intervalo le resta inercia al mercado y puede explicar, en alguna

medida la caída de precios, por un lado, y la elevada dispersión de precios entre alta y baja demanda.

1.9 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

El conjunto de gráficos 9-a a 9-m presenta para las principales plantas del sistema, a nivel diario, la relación de los precios de oferta a los precios de bolsa en porcentaje, la disponibilidad ofertada, el nivel de cada embalse en las plantas hidroeléctricas y el nivel del embalse agregado del sistema en el caso de las plantas térmicas, en porcentaje, para los últimos seis meses.

Un análisis de las estrategias de oferta permite visualizar porque EMGESA mostró un nivel tan elevado de coincidencias. Betania y Guavio, durante el mes sostuvieron gran parte del tiempo su oferta en el rango competitivo de precios. Guavio, con esta estrategia mantuvo relativamente constante su embalse en niveles elevados. Se observa que varias de las grandes plantas apostaron durante todo el mes a ser despachadas ofertando precios bajos, presumiblemente por un régimen generoso de aportes. Este es el caso de Guatapé, San Carlos y Chivor. Estas plantas, solo subieron precios al rango de competencia, o bien por encima de este. Finalmente, conviene resaltar que, a diferencia de los meses anteriores, TEBSA y TASAJERO, basaron su estrategia a precios muy competitivos. En el caso de la primera, al final del mes las ofertas se dispararon. Convendría analizar si este comportamiento tiene alguna relación con los precios elevados del gas natural en el mercado secundario.

Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Betania Marzo a Agosto de 2007

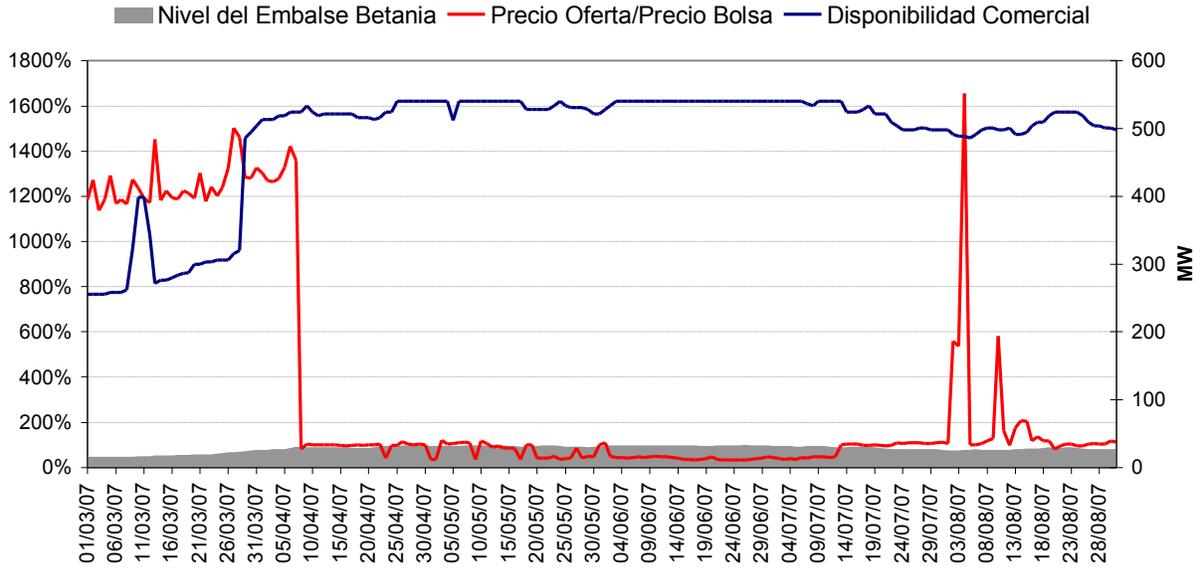


Gráfico No 9-a

Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Chivor Marzo a Agosto de 2007

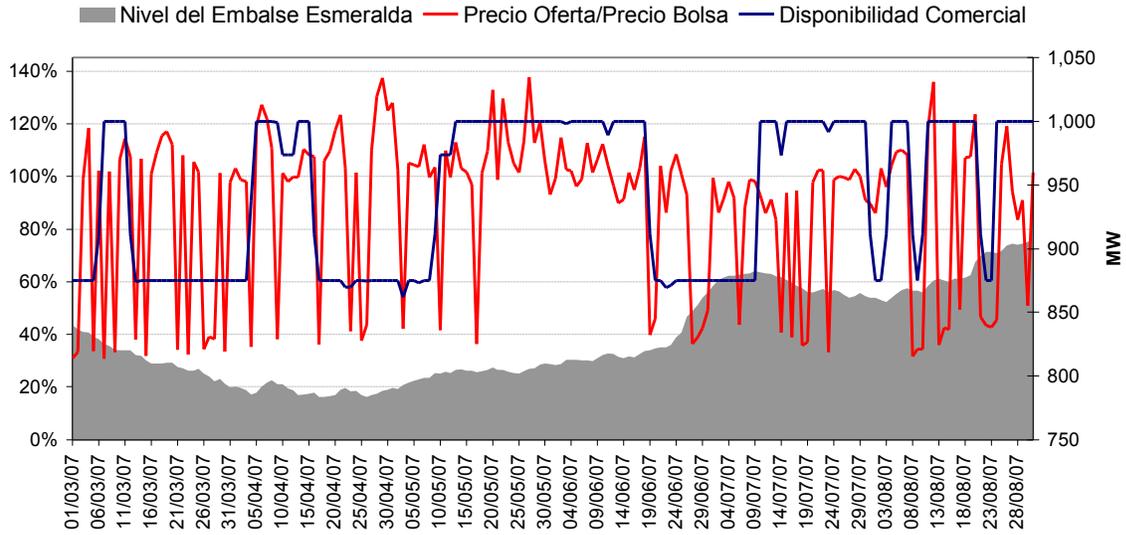


Gráfico No 9-b

Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Guatapé Marzo a Agosto de 2007

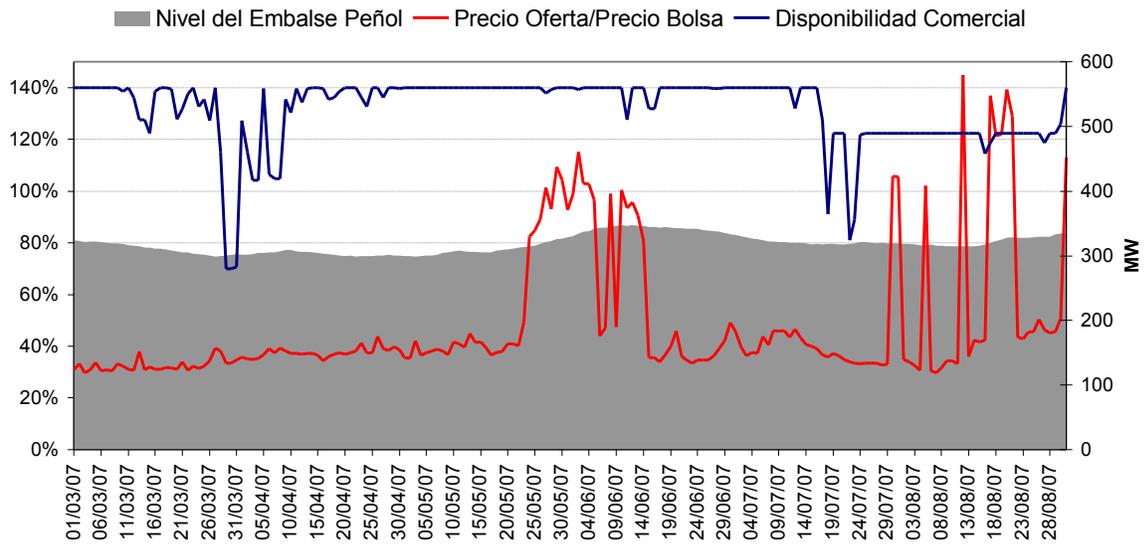
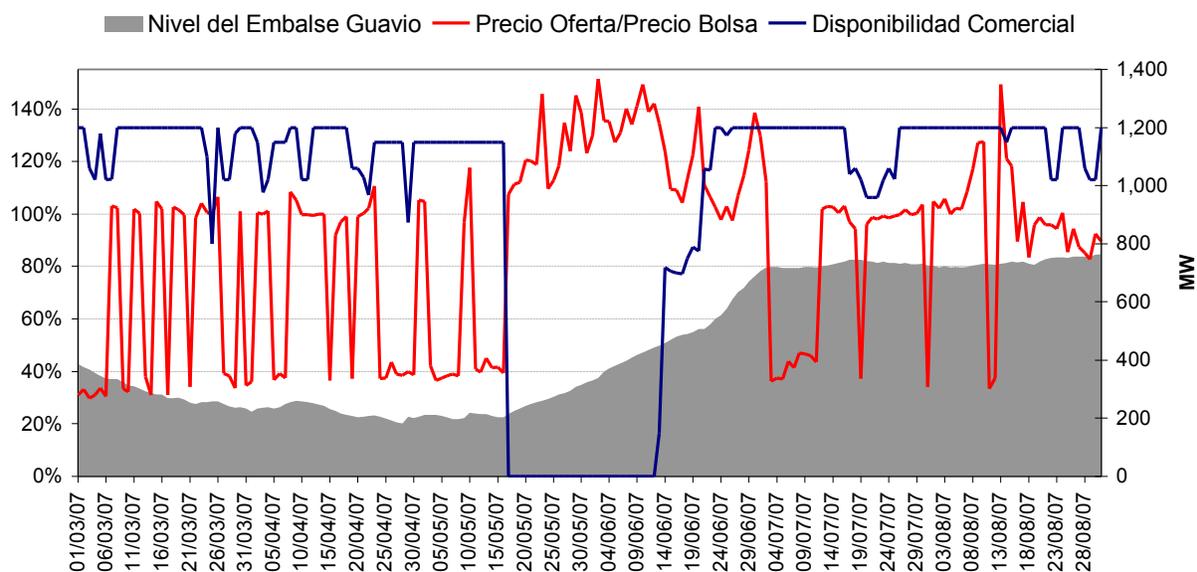


Gráfico No 9-c

**Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y
Disponibilidad - Guavio
Marzo a Agosto de 2007**



Gráfica No 9-d

Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Jaguas Marzo a Agosto de 2007

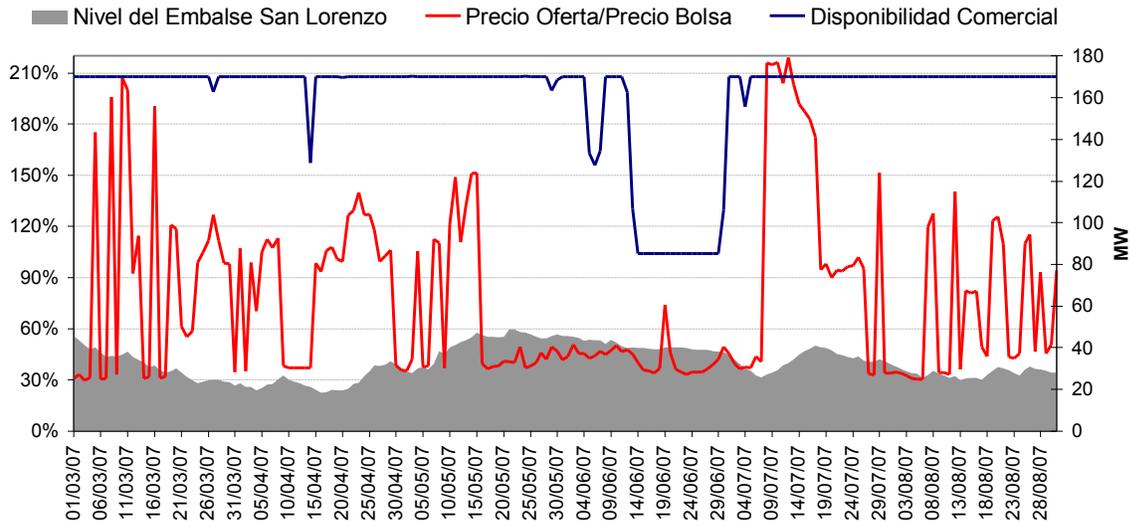


Gráfico No 9-e

Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Paraiso Guaca Marzo a Agosto de 2007

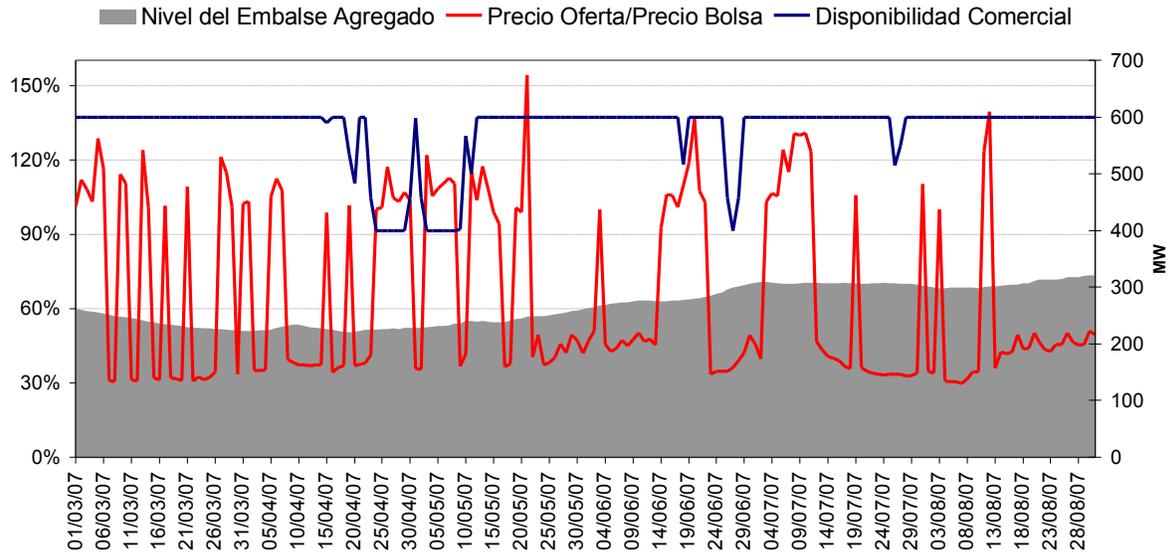


Gráfico No 9-f

Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Porce Marzo a Agosto de 2007

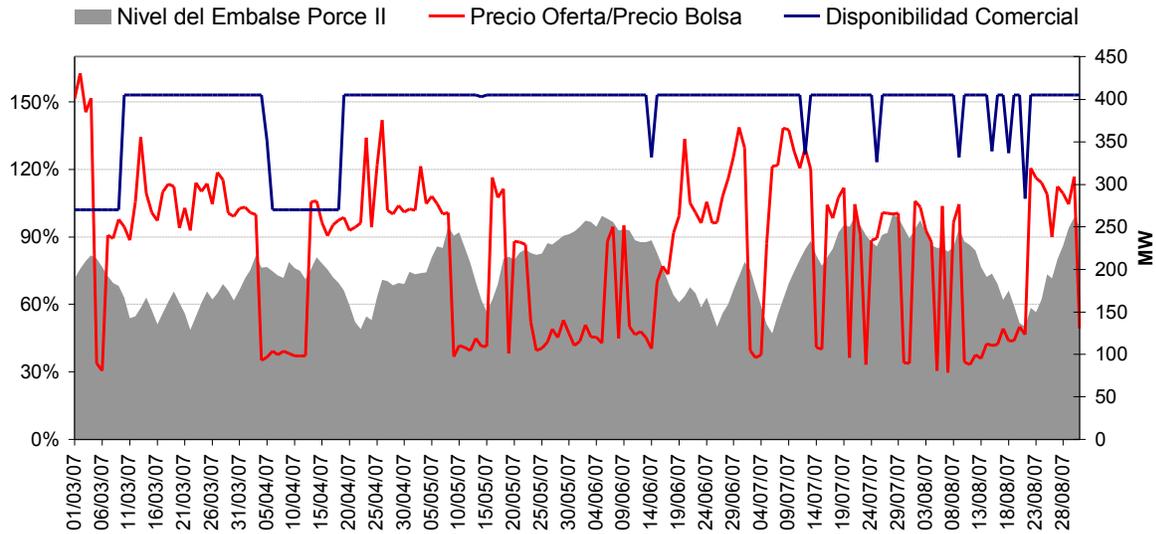


Gráfico No 9-g

Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - San Carlos Marzo a Agosto de 2007

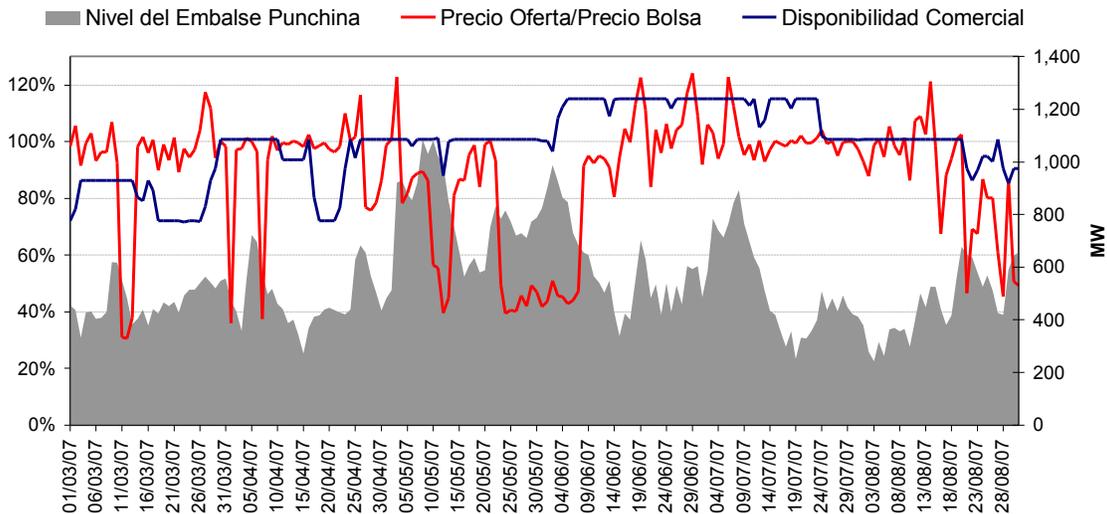


Gráfico No 9-h

**Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y
Disponibilidad - Tebsa
Marzo a Agosto de 2007**

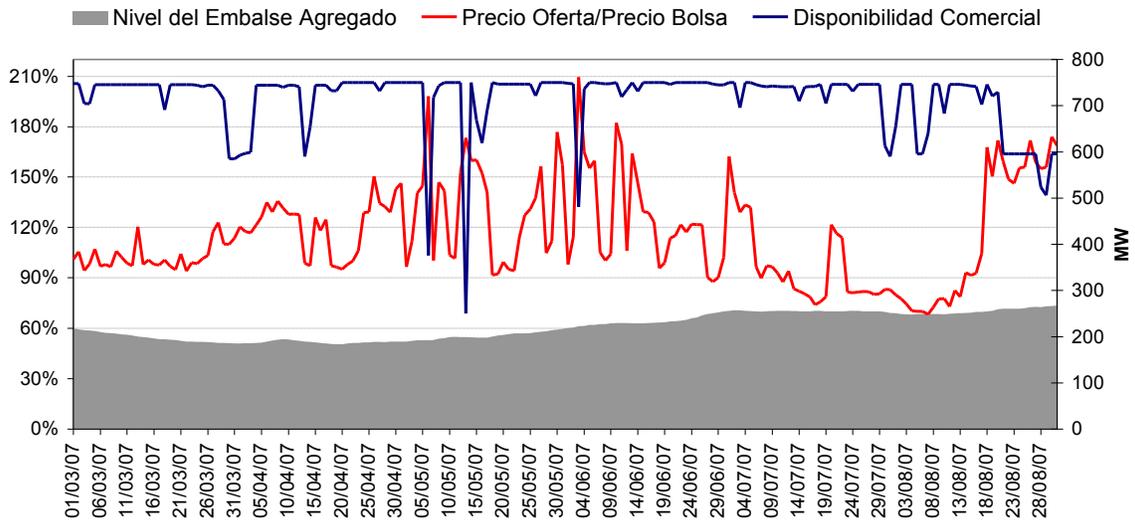


Gráfico No 9-i

Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Termocentro Marzo a Agosto de 2007

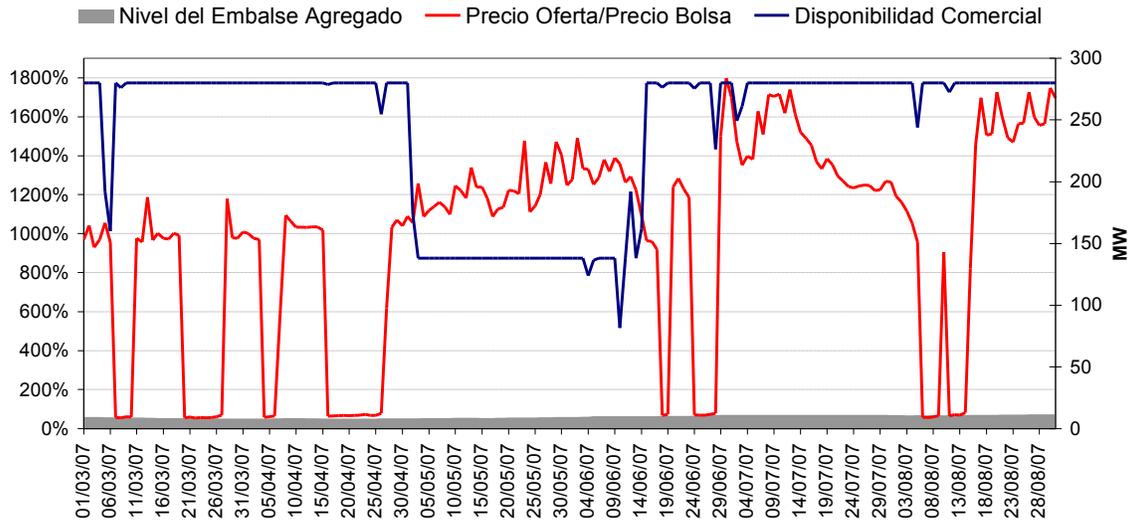


Gráfico No 9-j

Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Termosierra Marzo a Agosto de 2007

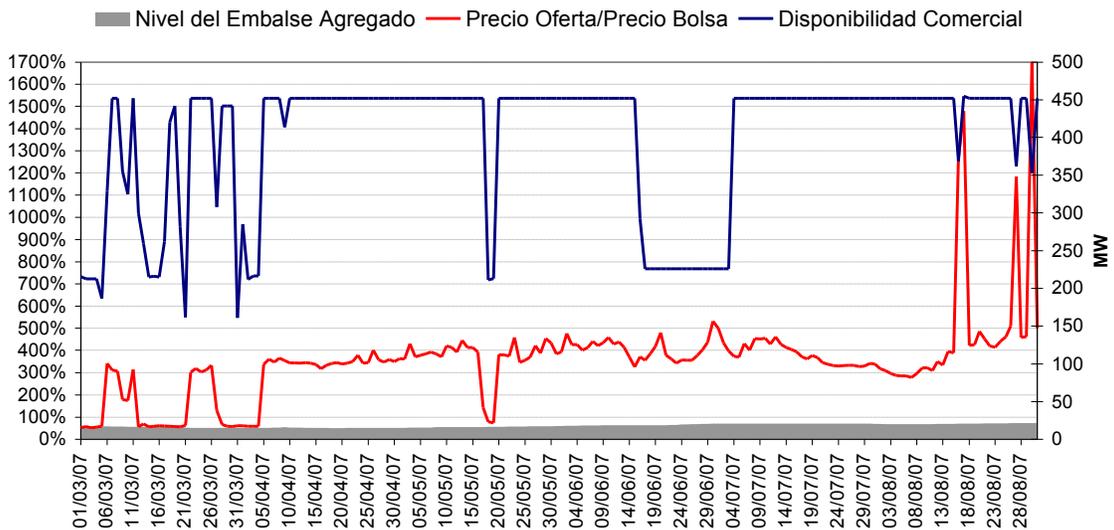


Gráfico No 9-k

**Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y
Disponibilidad - Urrea
Marzo a Agosto de 2007**

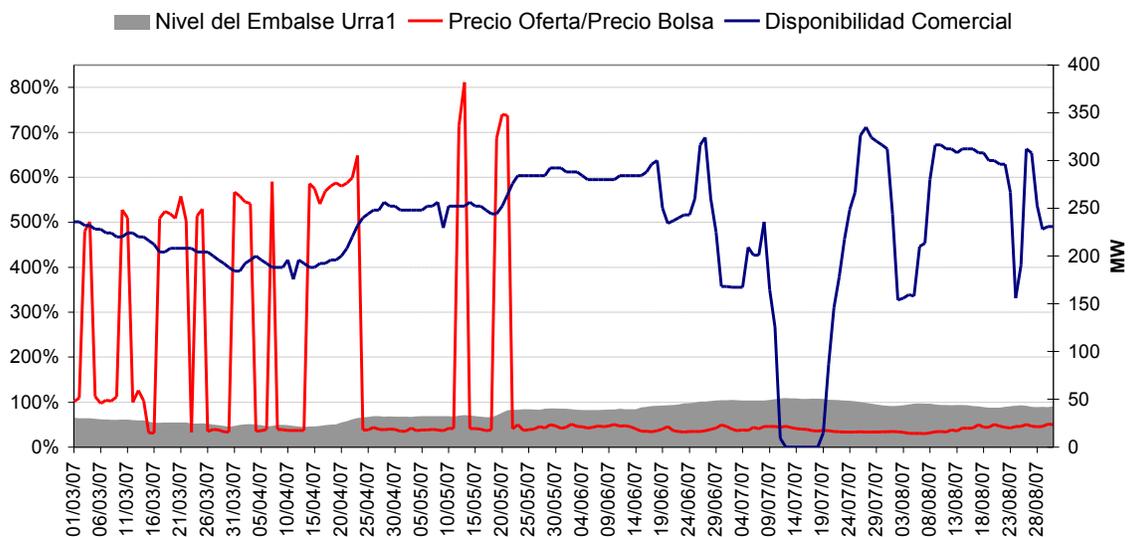


Gráfico No 9-l

Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Termozipa 2 Marzo a Agosto de 2007

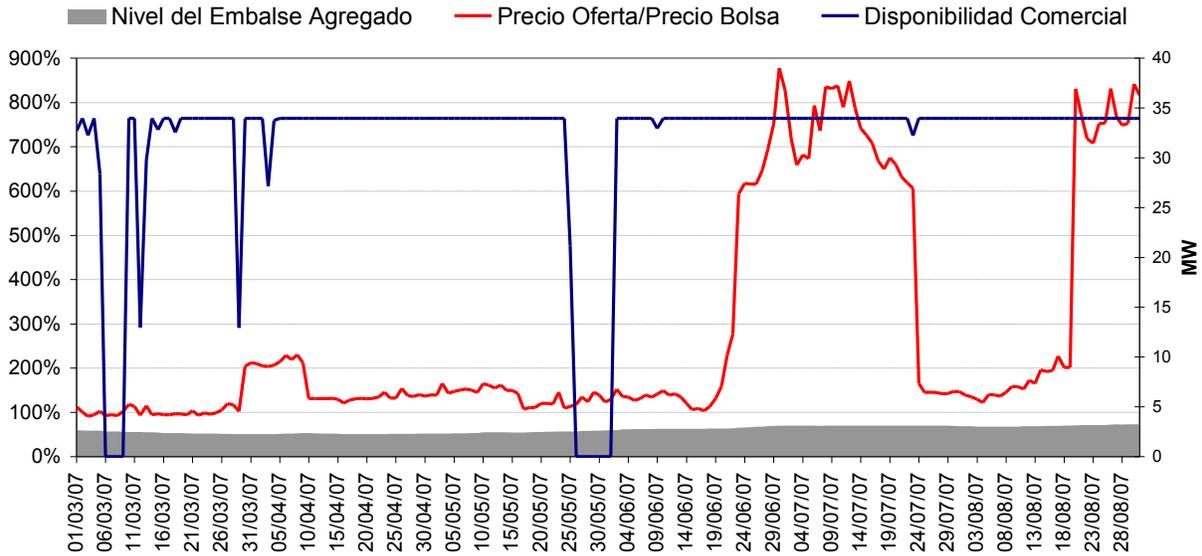


Gráfico No 9-m

1.10 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 10 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total, y el precio de escasez, para los últimos 2 años.

Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica Septiembre de 2005 a Agosto de 2007

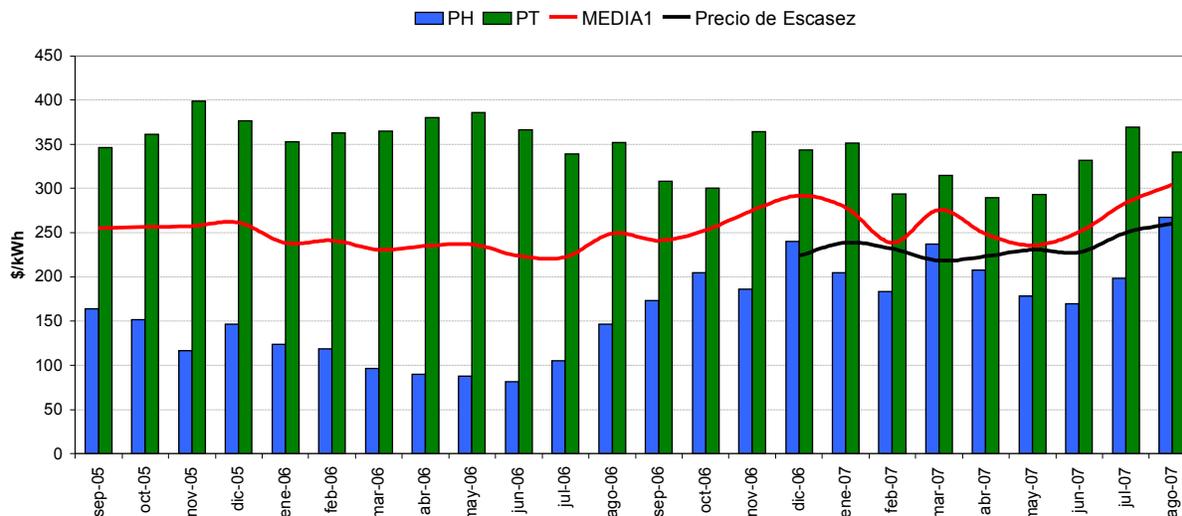


Gráfico No 10

En agosto se observa una reducción en el valor medio de los precios de oferta de las plantas térmicas y un aumento de las hídricas, acompañado por un ligero crecimiento del precio de escasez.

1.11 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 11 presenta para cada uno de los últimos tres meses, la curva de oferta de precio en bolsa promedio, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

En agosto el perfil promedio de la curva de oferta agregada cambió drásticamente. A partir de los 7.8 Gwh, los precios presentan un crecimiento prácticamente vertical, lo que se puede traducir en precios explosivos ante un crecimiento de la demanda. Esta configuración del mercado ayuda a explicar porque se registraron precios tan elevados en horas de alta demanda. La reducción de precios de agosto, entonces, responde a los precios en horas de baja y media demanda, cuando los consumos no superan el umbral mencionado. El cambio en el perfil de la oferta, parece tener origen en las ofertas elevadas de agentes hídricos con bajos niveles de embalse, o de aquellos que

ajustan con volatilidad diaria sus estrategias de oferta en respuesta a variaciones leves de los aportes.

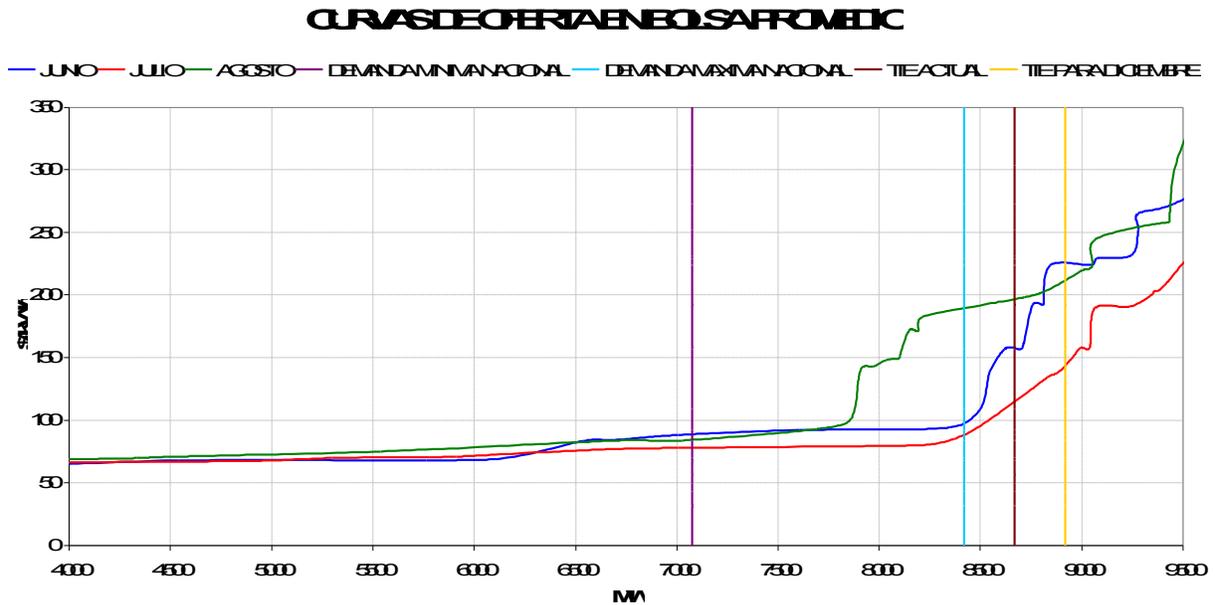


Gráfico No 11

1.12 Índice de Lerner

El gráfico 12 presenta, 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 el periodo de demanda alta, en los últimos doce meses.

En general el poder de mercado de las plantas, estimado a través del índice de Lerner, se concentró en una banda entre 0.11 y 0.14, incluyendo EPM y Emgesa que en meses anteriores presentaron índices altos.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

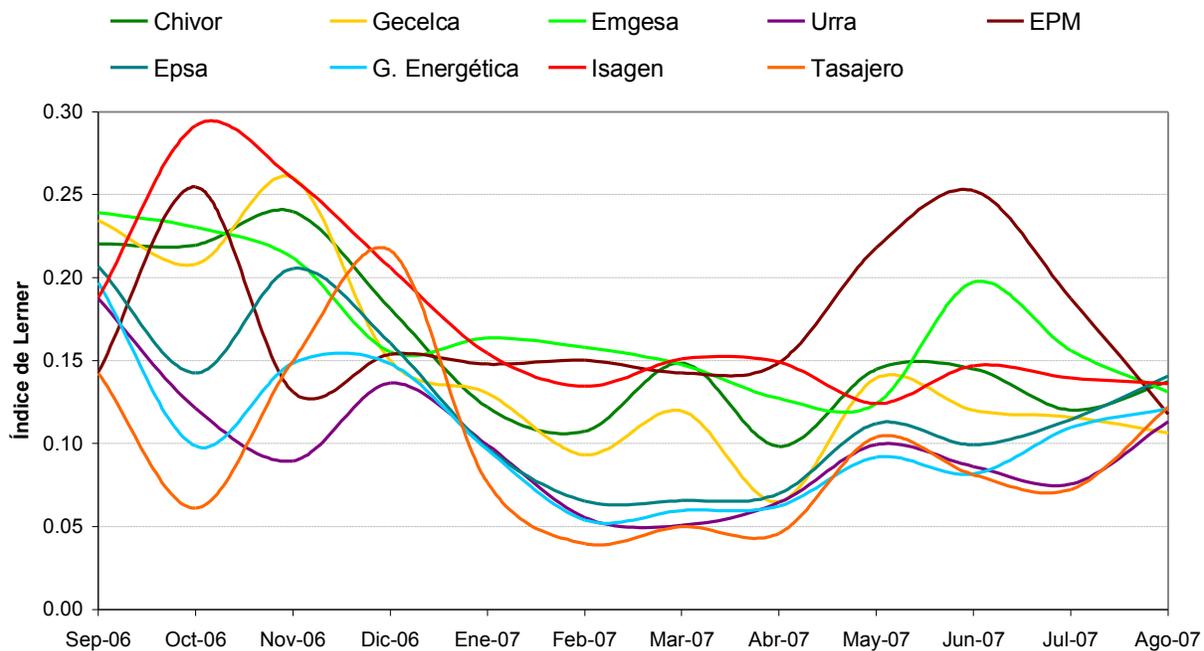


Gráfico No 12

1.13 Índice Residual de Suministro

Los gráficos 13-a y 13-b presentan, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, anual e histórico, para el periodo de demanda alta, en los últimos doce meses.

De dichos gráficos se puede observar que en el mes de agosto existió una tendencia a la baja de todos los índices residuales de suministro de todos los agentes, para las horas de demanda máxima. Se puede inferir que ningún agente, tomado individualmente, es indispensable para abastecer la demanda y no existe entonces poder absoluto de mercado, para ninguno de los agentes.

Indice Residual de Suministro Mensual por Agente Horas de Demanda Alta

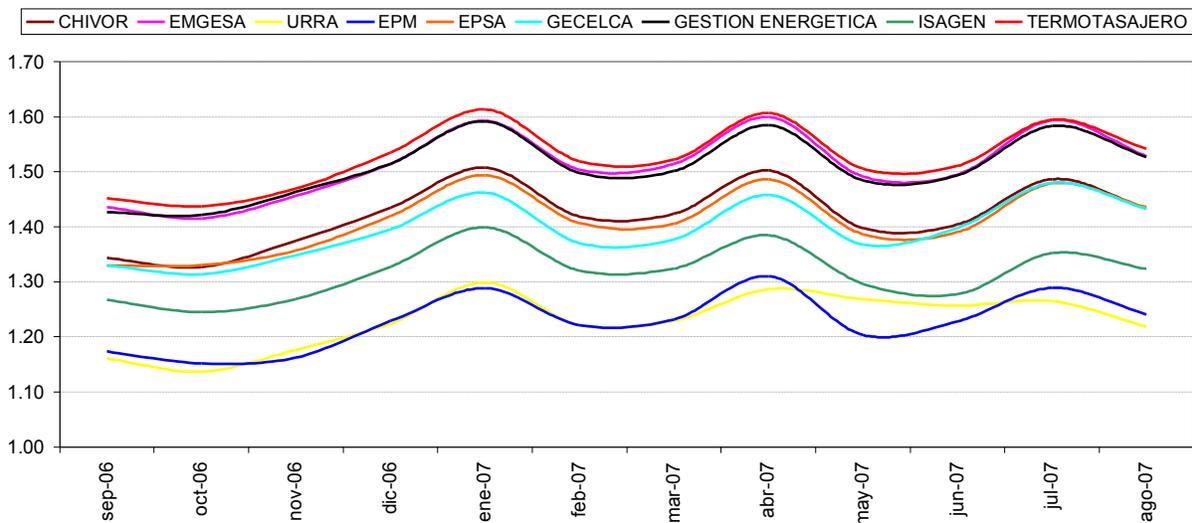


Gráfico No 13-a

Indice Residual de Suministro Anual e Histórico por Agente Horas de Alta Demanda

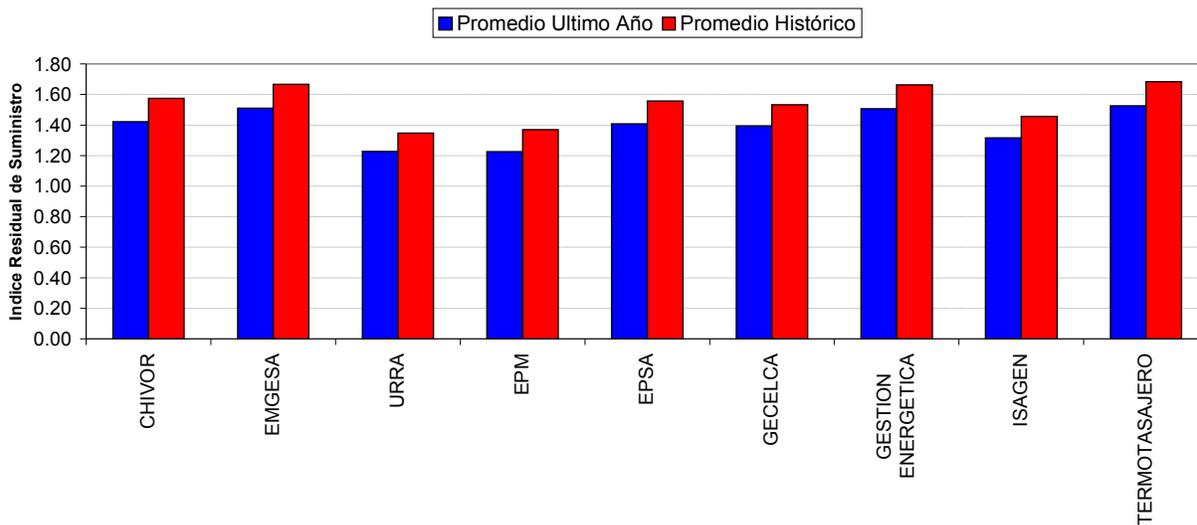


Gráfico No 13-b

1.14 Franja Marginal de la Función de Demanda Residual

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

Ahora bien, si esta franja se calcula para la hora de mínima demanda y se expresa en porcentaje (como relación precio mínimo a precio máximo de la franja), este indica la cantidad porcentual en que podría aumentar el generador su precio de oferta (si es que sus costos operacionales se lo permiten) y aún ser seleccionado para atender la demanda mínima y por consiguiente la de las 24 horas del día.

El gráfico No 14 muestra mensualmente para cada uno de los principales generadores hidráulicos, la franja marginal en porcentaje, de la función de demanda residual, para la hora de demanda mínima en los últimos 12 meses.

Evolución Franja Marginal de la Función de Demanda Residual Septiembre de 2006 a Agosto de 2007

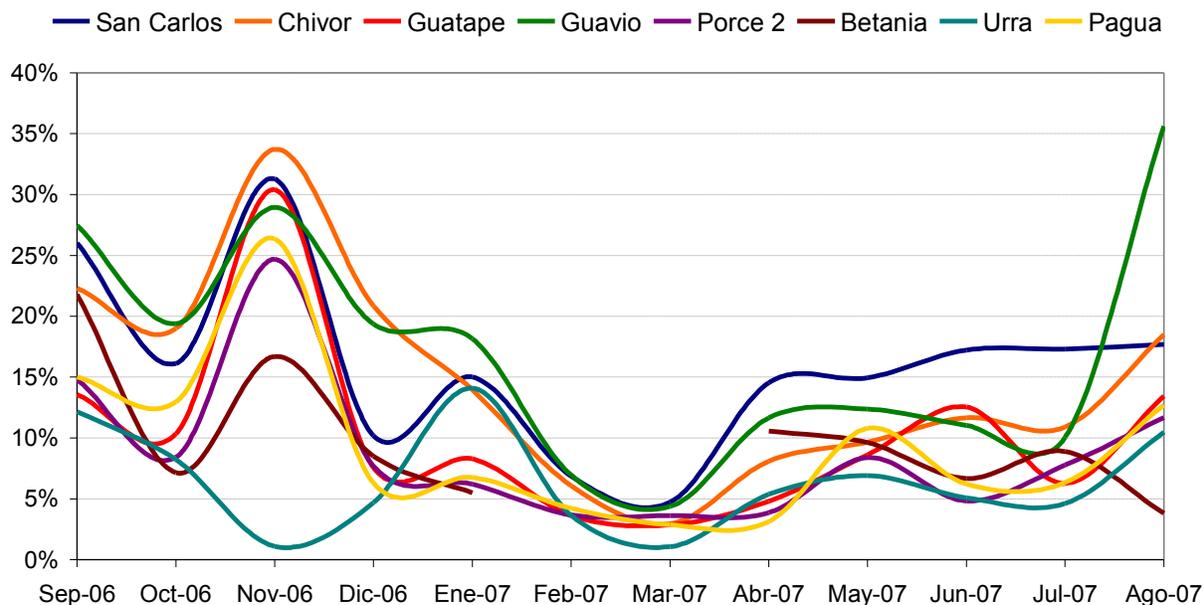


Gráfico No 14

El mes de agosto presenta una tendencia a aumentar el porcentaje de franja marginal en demanda mínima para los principales generadores hidráulicos. Merece destacarse que Guavio incrementó su porcentaje de franja marginal a 36%, lo cual indica que podría aumentar su precio de oferta en esa cantidad y aún ser seleccionado para atender la demanda mínima y por consiguiente la de las 24 horas del día. Esto podría deberse al crecimiento sostenido de la demanda de energía (4.5% para los últimos 12 meses), sin incrementos importantes en la oferta de generación.

5. Comportamiento de Restricciones

1.15 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 15 presenta a nivel mensual, el precio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema, vs el precio de bolsa, para los últimos 48 meses.

Para agosto el precio de las reconciliaciones positivas iguala al precio de bolsa, como consecuencia de las restricciones regulatorias para los precios de oferta de las generaciones fuera de merito y adicionalmente, por el desplazamiento que han tenido las reconciliaciones positivas hacia plantas hidráulicas.

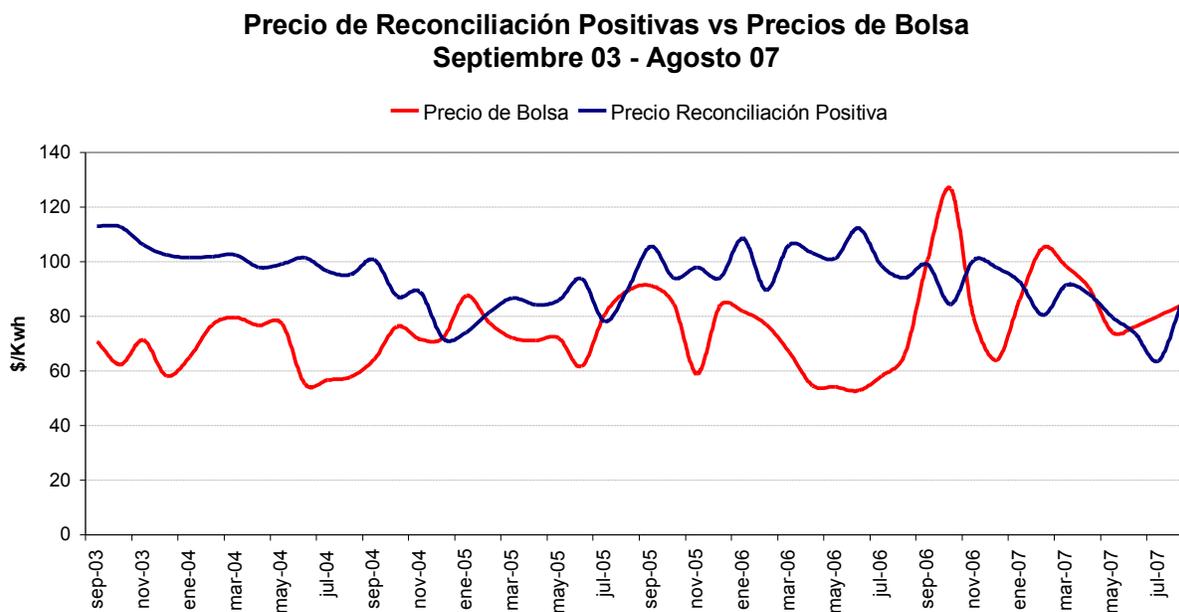


Gráfico No 15

1.16 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico 16-a presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas del mercado a nivel mensual, para los últimos 48 meses. El gráfico 16-b 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.

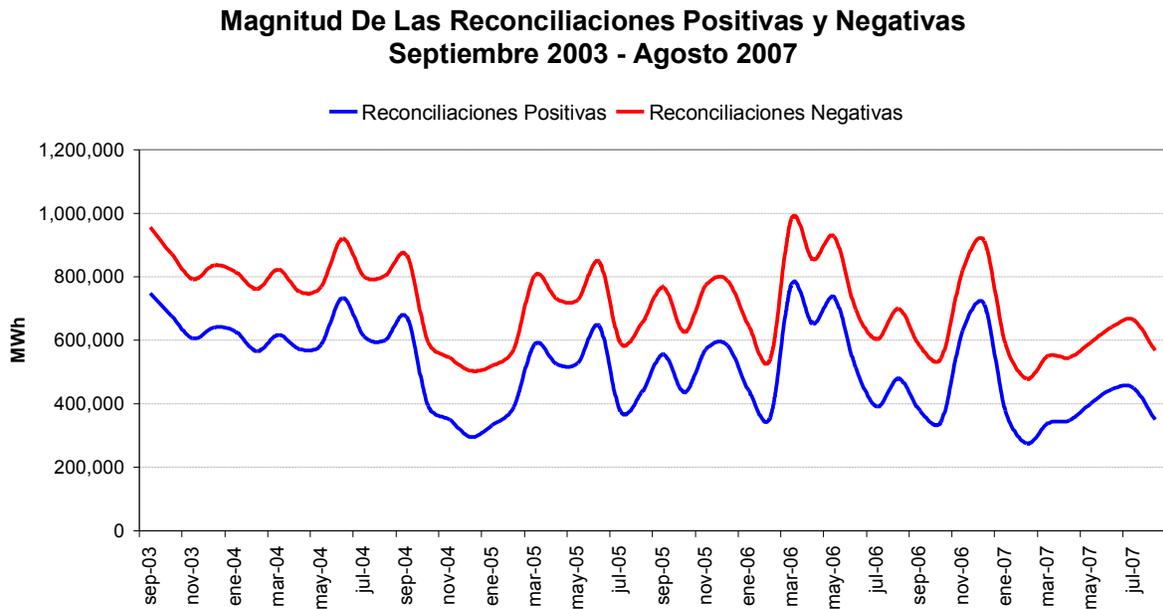
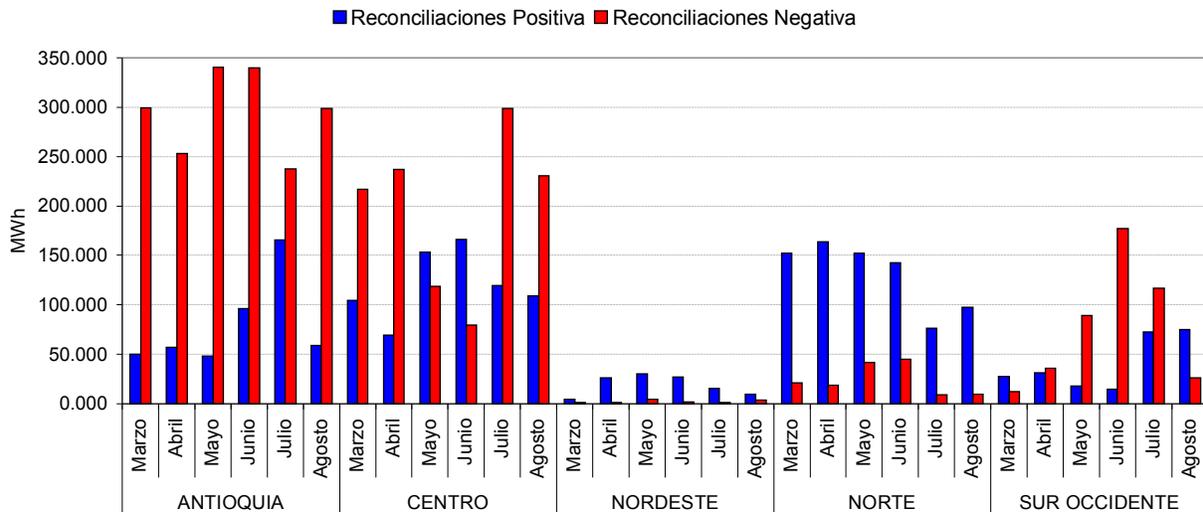


Gráfico No 16-a

Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Marzo-Agosto 2007



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

Gráfico No 16-b

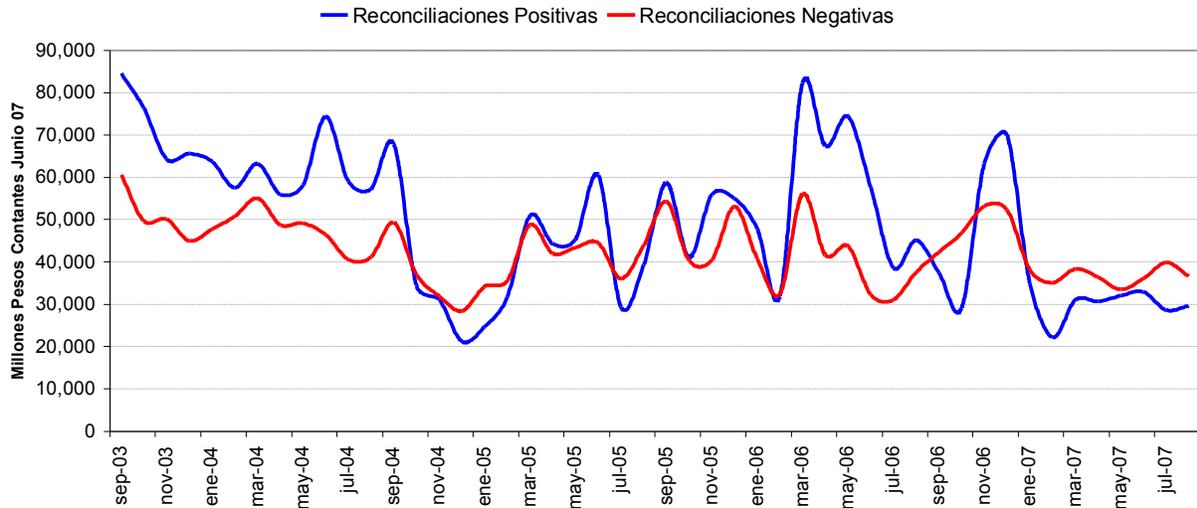
Del gráfico 16-a es claro que existe una tendencia decreciente en la magnitud tanto de las reconciliaciones positivas como de las negativas, acercándose a los niveles de enero de 2007.

Se observa del gráfico 16-b que durante agosto, la magnitud de las reconciliaciones positivas (MWh) tiende a ser del mismo orden en las zonas Antioquia, Centro y Norte, lo cual es un cambio importante en el patrón observado durante los últimos años.

1.17 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 17-a presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual para el sistema, y para los últimos 48 meses. El gráfico No 17-b 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 Septiembre 2003 - Agosto 2007



Nota. El costo de la reconciliación negativa es calculado por el CSMEM como el valor de la energía no despachada por las diferentes plantas del sistema en el mes.

Gráfico No 17-a

Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Marzo - Agosto 2007

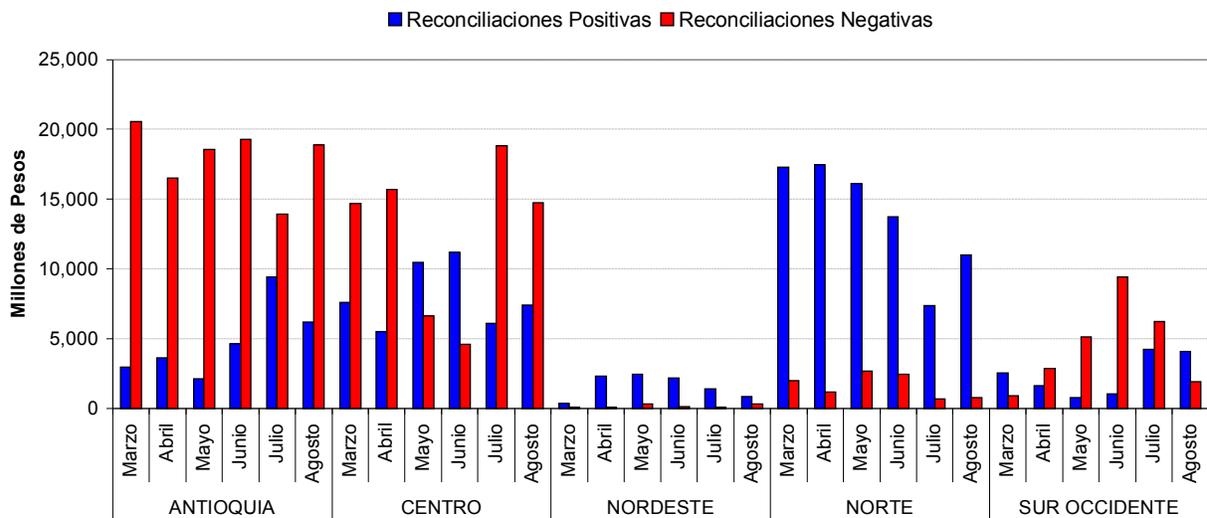


Gráfico No 17-b

Del gráfico 17-a se observa que a partir de enero del 2007, el costo de las reconciliaciones negativas es superior al de las reconciliaciones positivas, por otra parte, este costo de ambas reconciliaciones es inferior a los observados con anterioridad a esa fecha.

Del gráfico 17-b se observa que se mantiene la condición en la cual las reconciliaciones en la zona norte tienen un costo mayor en proporción a la magnitud de las mismas, infiriéndose que los precios de la energía de reconciliación positiva en la zona norte son superiores a los de las otras zonas operativas.

1.18 Participación por Planta en Reconciliaciones

Los gráficos 18-a a 18-e muestran para las zonas operativas del país con mayor predominancia, la participación de las plantas en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

Los gráficos 18-f a 18-j presentan la participación de las plantas en magnitud (MWh) de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

El análisis de estos gráficos muestra que en agosto las plantas predominantes en reconciliaciones positivas por zona y sus costos aproximados por kWh fueron:

- Zona Antioquia: San Carlos - \$230/kWh
- Zona Norte: Tebsa - \$110/kWh
- Zona Nordeste: Tasajero - \$90/kWh
- Zona Centro: Guavio - \$50/kWh
- Zona Suroccidente: Betania - \$50/kWh

Por otra parte el análisis de los gráficos anteriores, en relación con las reconciliaciones negativas indica que su precio pagado a las plantas en agosto estuvo en el rango entre \$20/kWh y \$60/kWh.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones-Antioquia

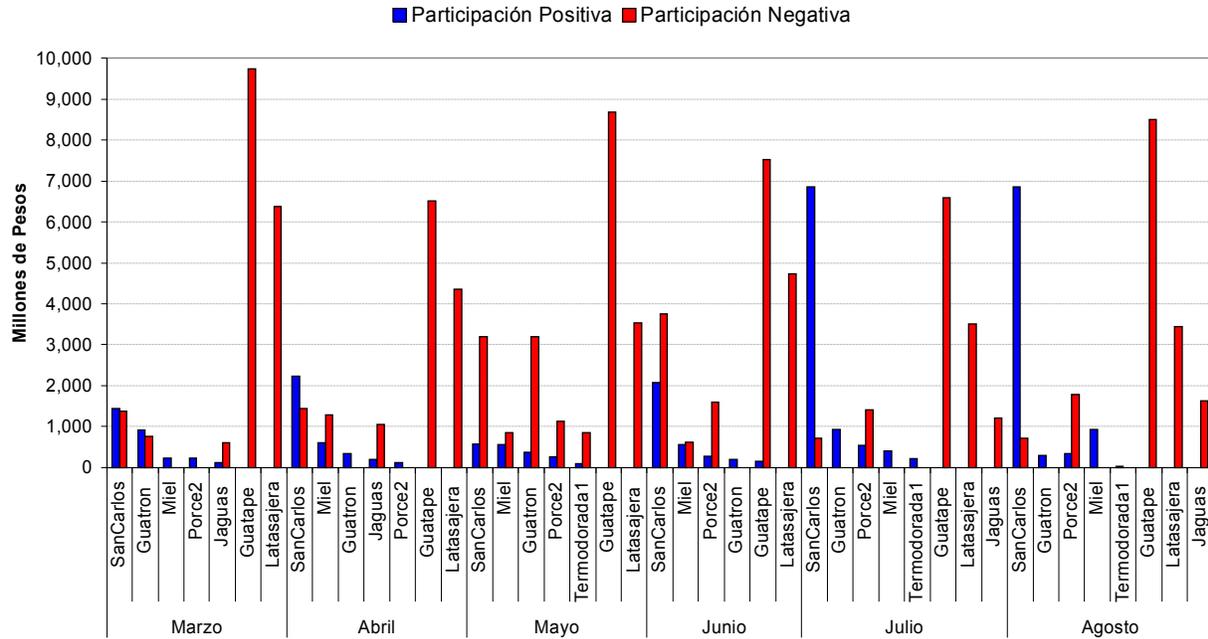


Gráfico No 18-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones-Centro

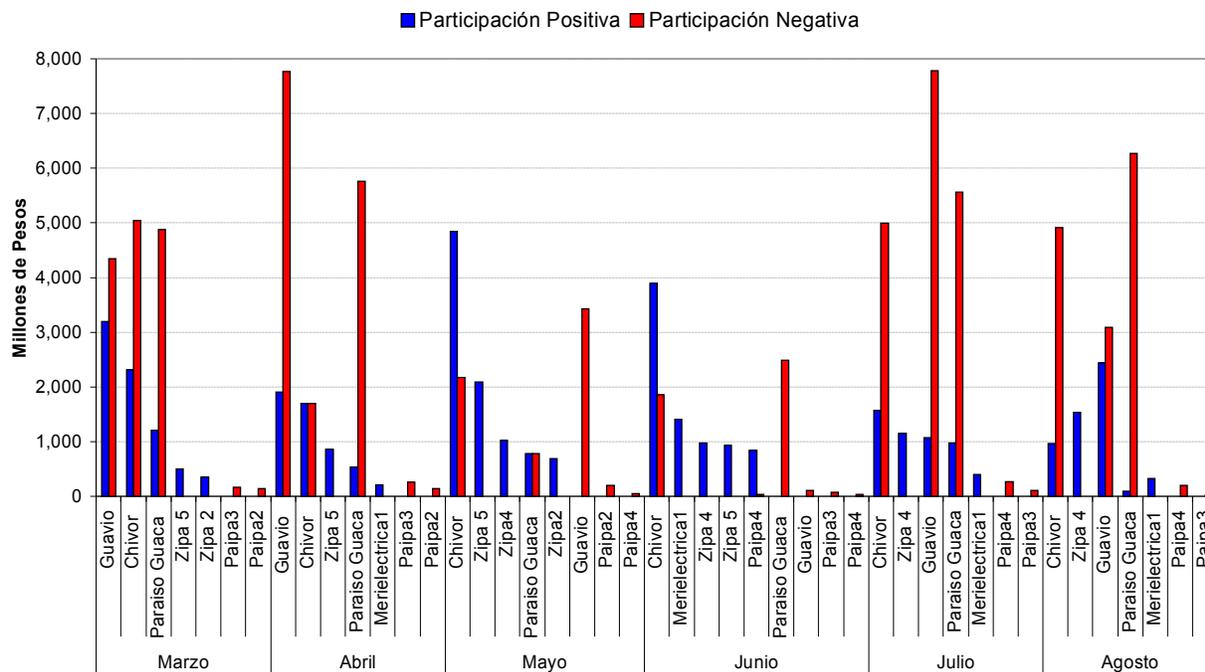


Gráfico No 18-b

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones-Nordeste

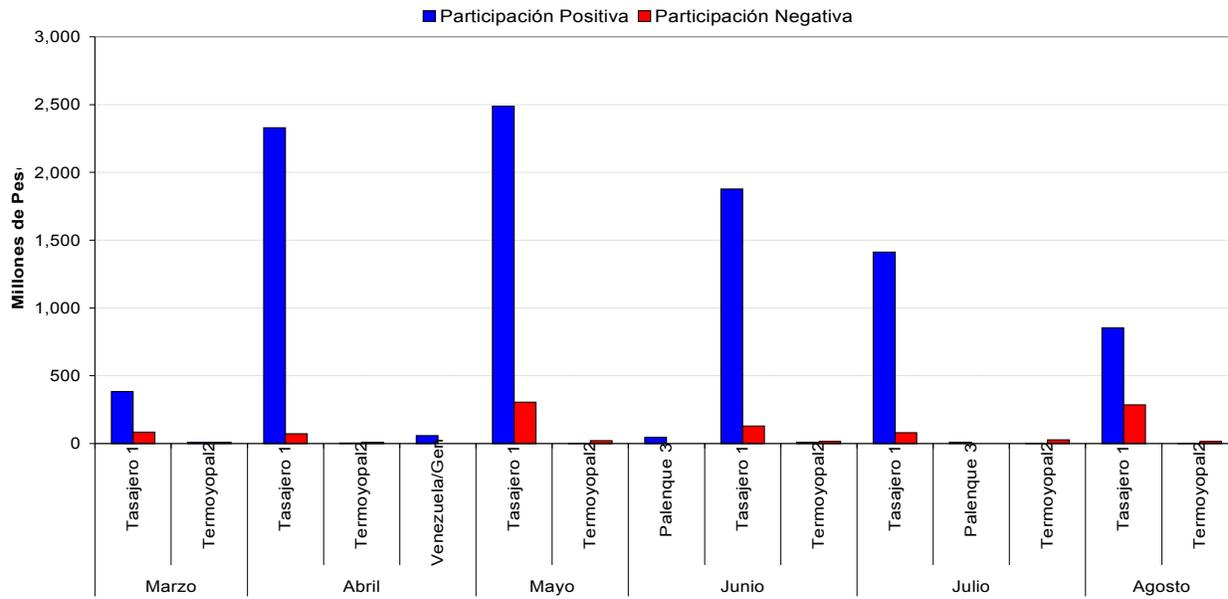


Gráfico No 18-c

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones-Norte

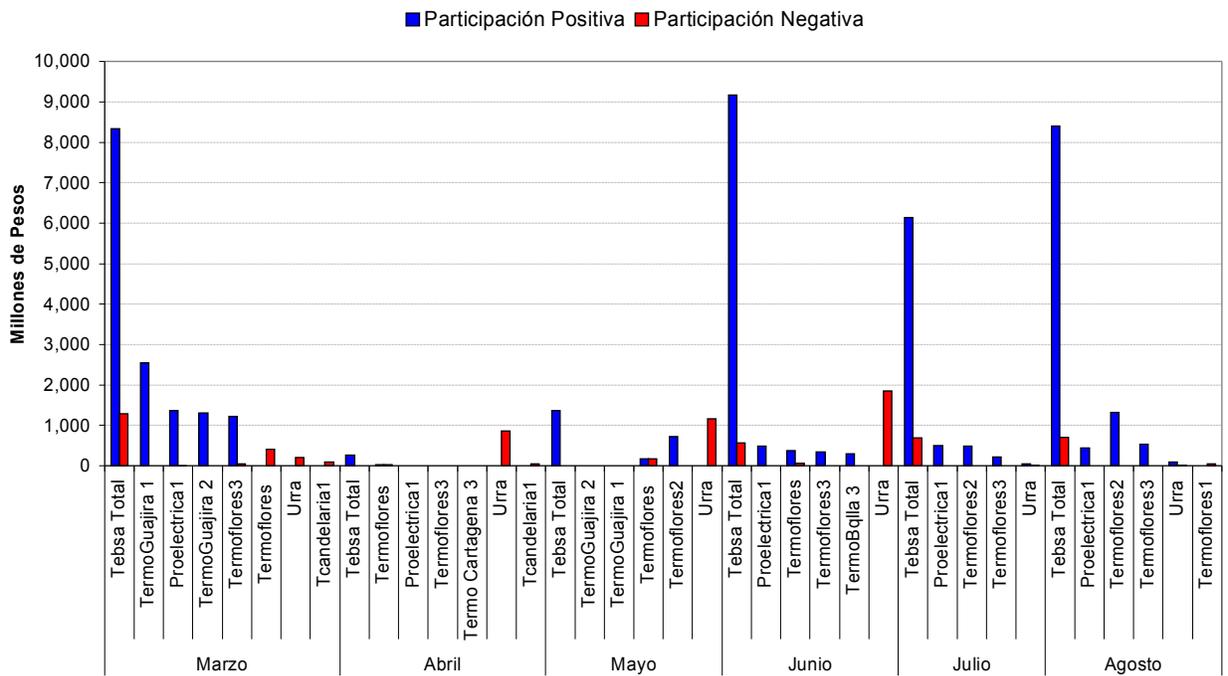


Gráfico No 18-d

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones-Suroccidente

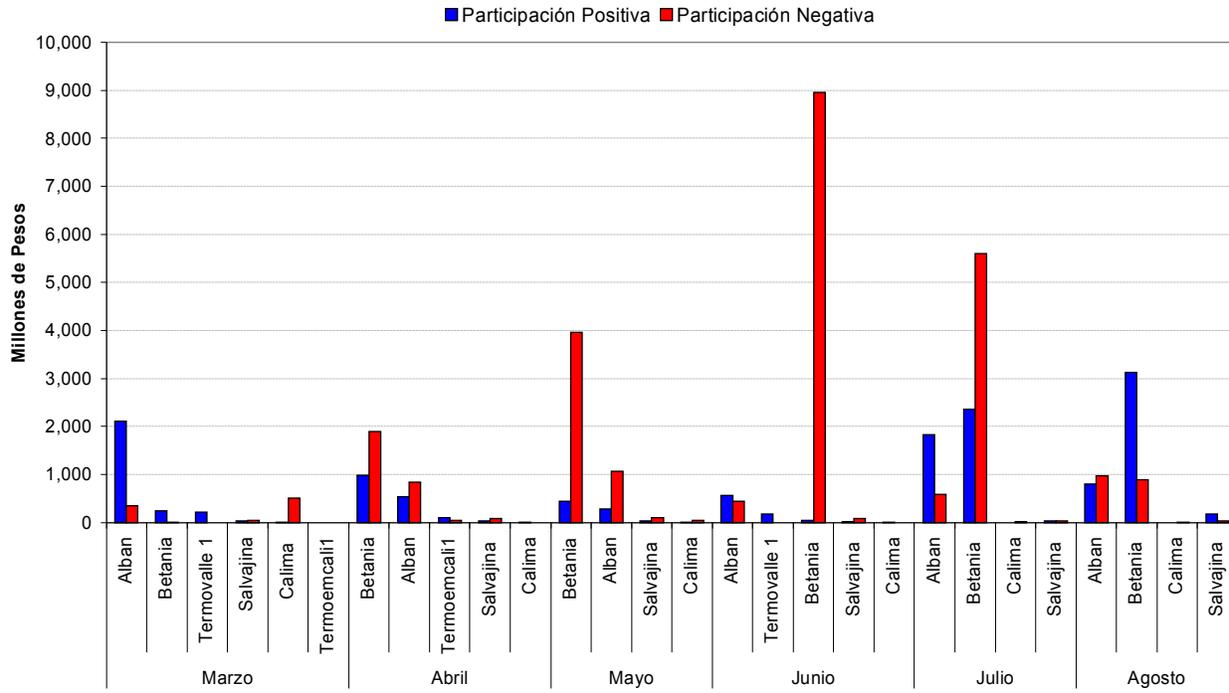


Gráfico No 18-e

Participación por Planta en la Generación de Reconciliaciones -Antioquia

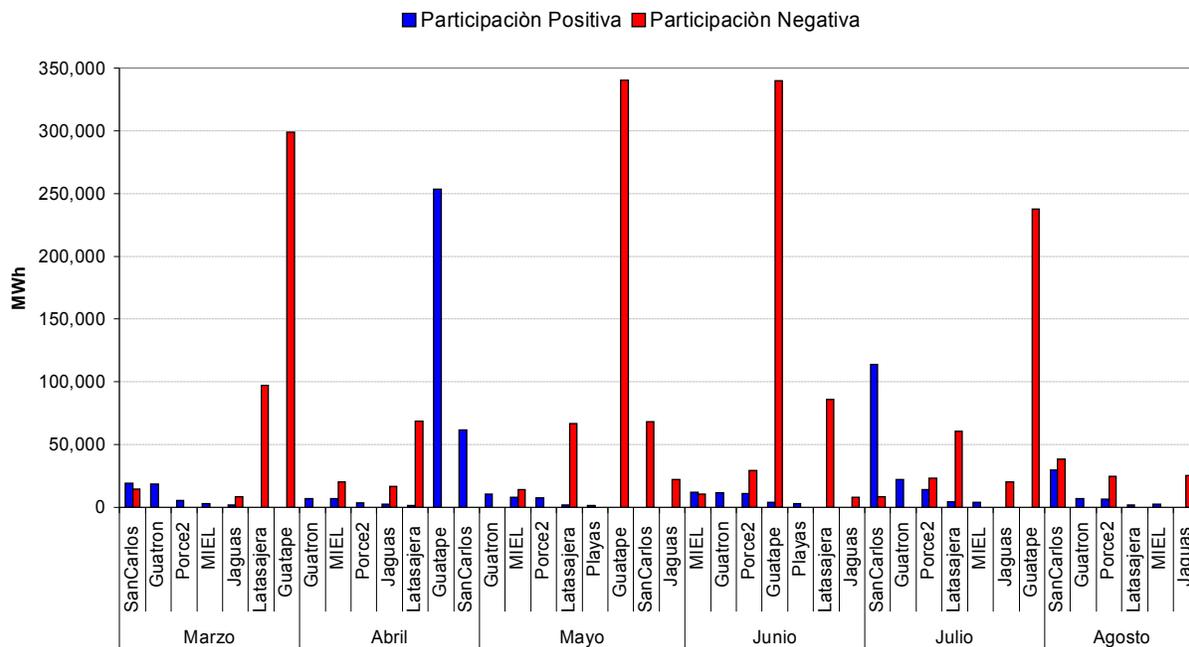


Gráfico No 18-f

Participación por Planta en la Generación de Reconciliaciones - Centro

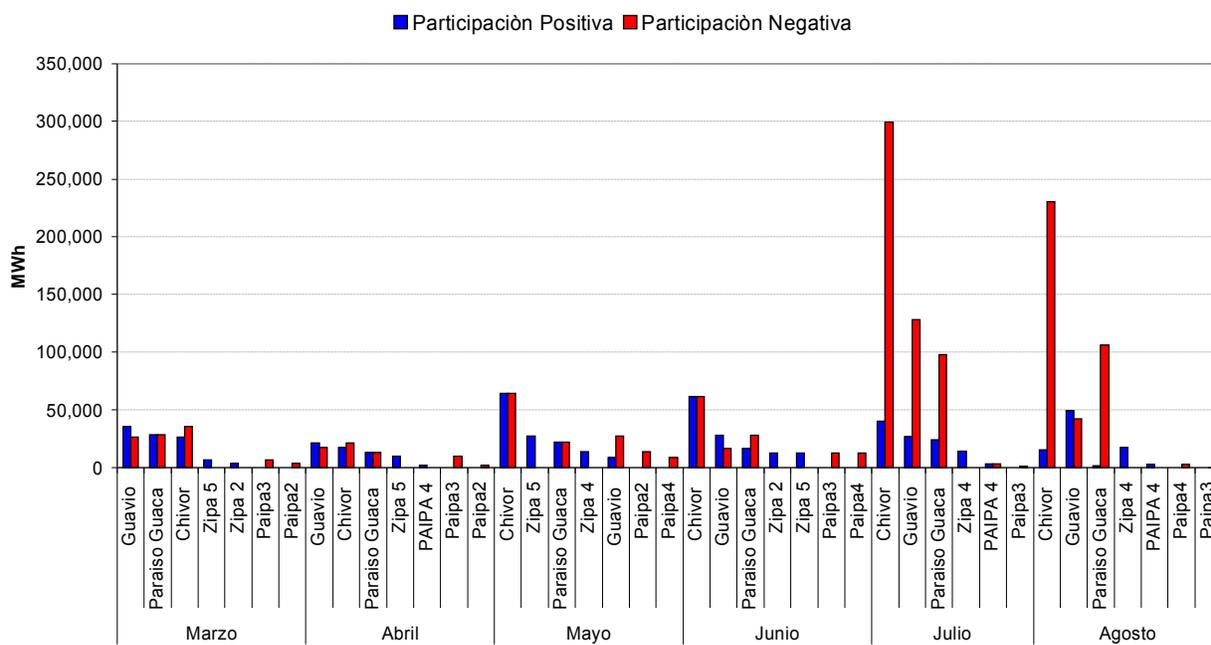


Gráfico No 18-g

Participación por Planta en la Generación de Reconciliaciones-Nordeste

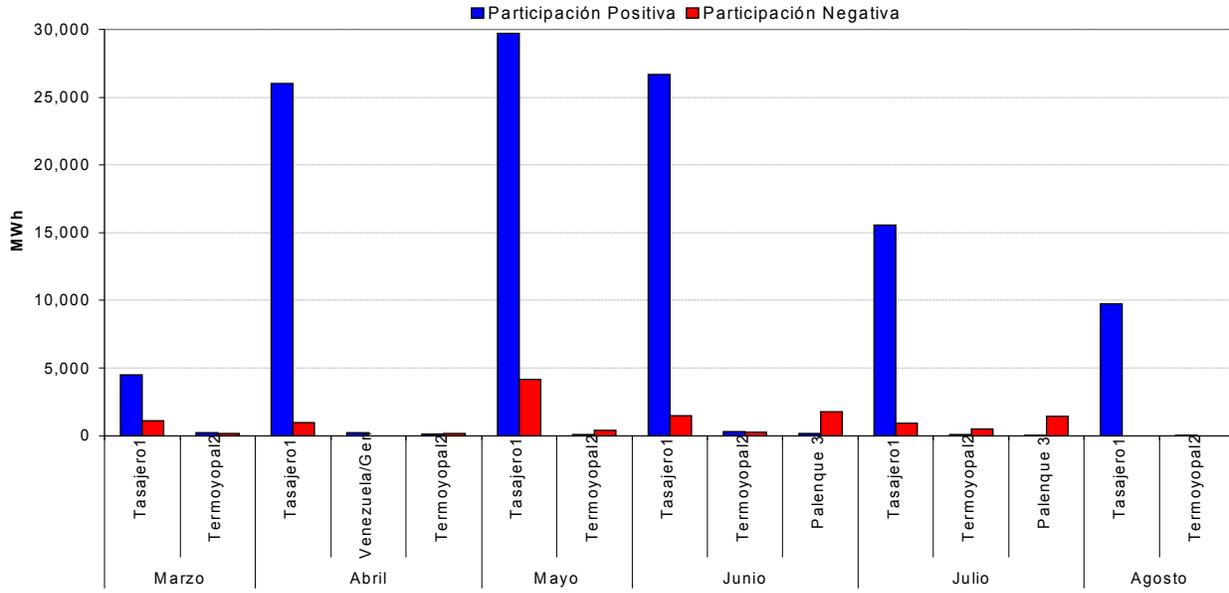


Gráfico No 18-h

Participación por Planta en la Generación de Reconciliaciones - Norte

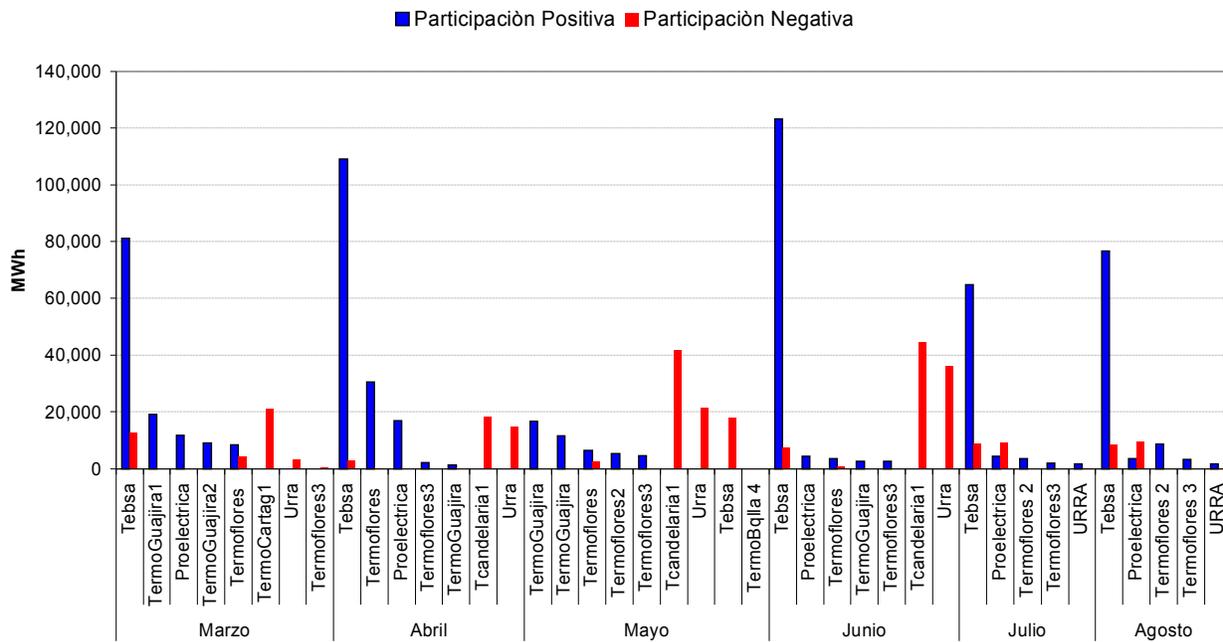


Gráfico No 18-i

Participación por Planta en la Generación de Reconciliaciones-Suroccidente

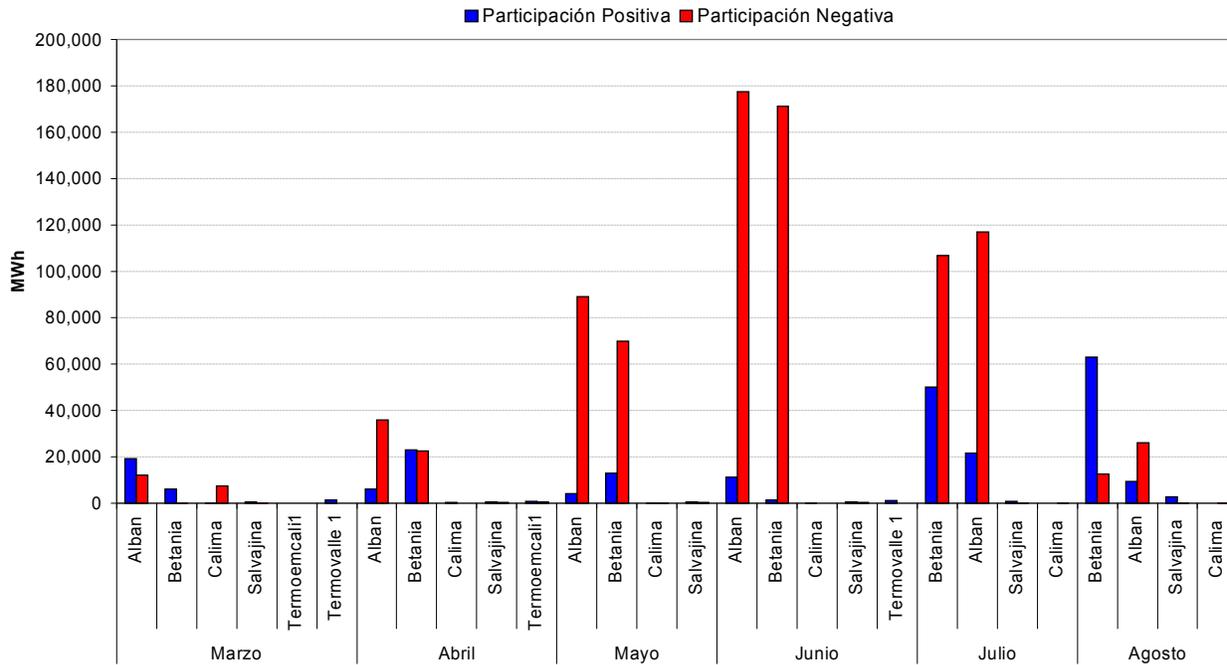


Gráfico No 18-j

1.19 Evolución de Restricciones de Seguridad

El gráfico No 19 presenta el costo mensual de restricciones de seguridad a nivel del sistema, identificadas por tipo de causa, para los últimos 12 meses. Las causas de estas restricciones de seguridad en orden de importancia económica son las siguientes:

ID	Causa de la Restricción
VS03	Generación Seguridad asociada con Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN
VS13	Generación de Seguridad atribuible a consideraciones de estabilidad del STN
VS17	Generación Seguridad originadas en redespachos
VS16	Generación Seguridad asociadas con situaciones declaradas de Condiciones Anormales de Orden Publico (CAOP)
VS12	Generación Seguridad asociada con el cumplimiento del criterio de confiabilidad (VERPC)

VS21	Generación Seguridad forzada asociada con el servicio de regulación de frecuencia
------	---

Evolución de Restricciones de Seguridad

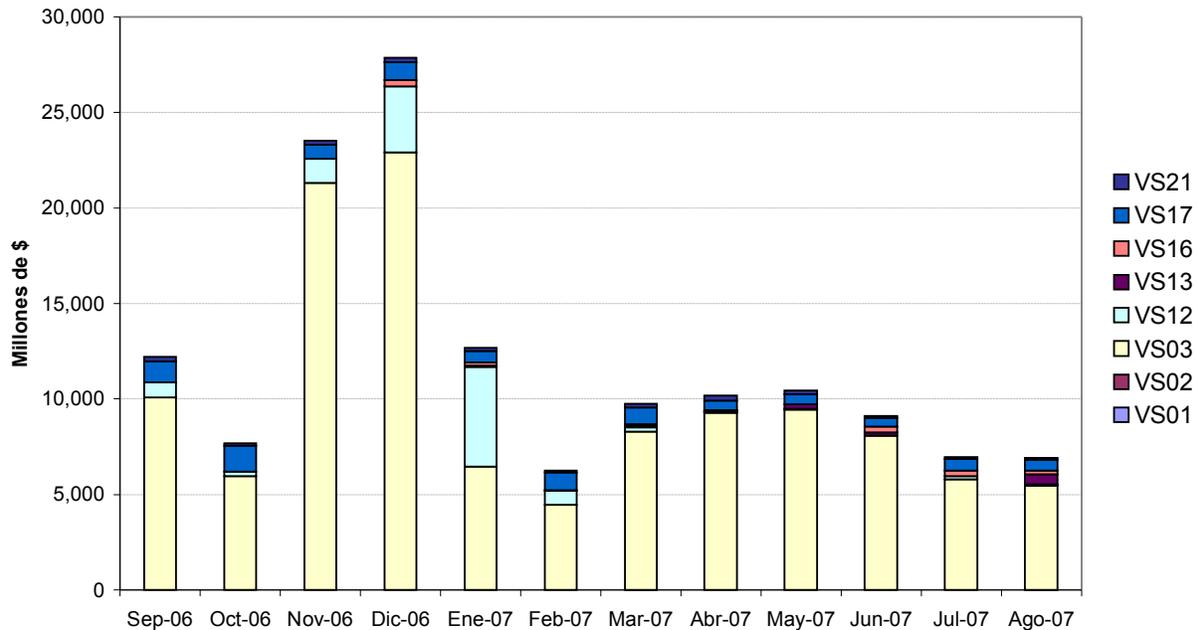


Gráfico No 19

En agosto se mantiene como principal costo por restricciones en el sistema, el de la generación de seguridad asociada con restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje del STN, en una proporción menor también se mantiene el costo de restricciones originadas en redespachos y aparece una nueva causa que son las restricciones por consideraciones de estabilidad del STN, con valores similares a las de redespachos.

Vale la pena mencionar que los costos por restricciones de seguridad han disminuido notablemente desde diciembre del 2006 a agosto, siendo la reducción de costo de \$28.000 a \$7.000 millones de pesos.

6. Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

1.20 Precio del AGC vs. Precio de Bolsa

El gráfico No 20 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 a Agosto de 2007

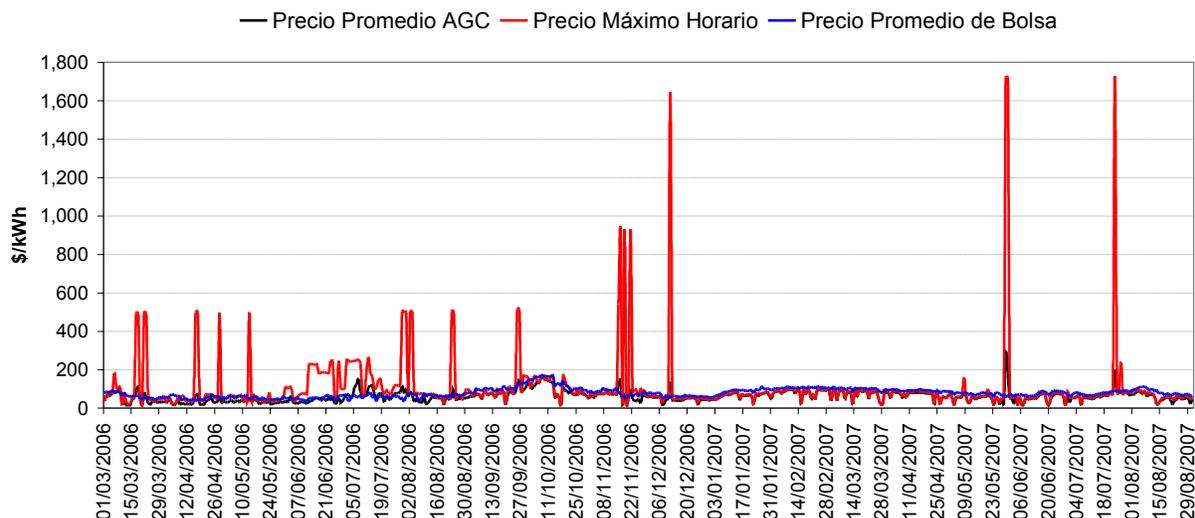


Gráfico No 20

Este gráfico muestra los siguientes aspectos:

- El precio promedio del SRSF la mayor parte del tiempo es similar al precio promedio de bolsa,
- Aunque no muy frecuentemente, se presentan situaciones donde el precio máximo horario del SRSF supera entre 10 y 30 veces el precio promedio de bolsa diario; sin embargo, como este precio máximo horario solamente es el valor pagado a uno de agentes que suministra el servicio, el valor promedio diario del AGC no se afecta en la misma proporción, como puede observarse en el gráfico.
- Merecen destacarse los precio máximos horarios del SRSF ocurridos en los meses de noviembre y diciembre del 2006, y mayo y julio del 2007, que oscilaron entre 950 y 1.700 \$/kWh, para los cuales no se ve una explicación lógica dentro del mercado de energía que pueda justificarlos, a menos que los agentes hayan ofertado esos precios con el fin de no ser despachados por energía y resultaron programados para el SRSF.

1.21 Costo del servicio de RSF y Holgura Programada

El gráfico No 21 presenta a nivel diario el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, el valor de las compras de energía en bolsa, y el valor diario de la holgura programada para AGC (HO), en Mwh-día.

Es claro que el costo del servicio de regulación secundaria de frecuencia oscila en el orden del 20% al 30% del costo total de las transacciones de energía que se realizan en la bolsa, lo cual implica una magnitud económica importante que amerita ser analizada en forma cuidadosa.

Costo del Servicio de RSF y Holgura Programada Agosto de 2007

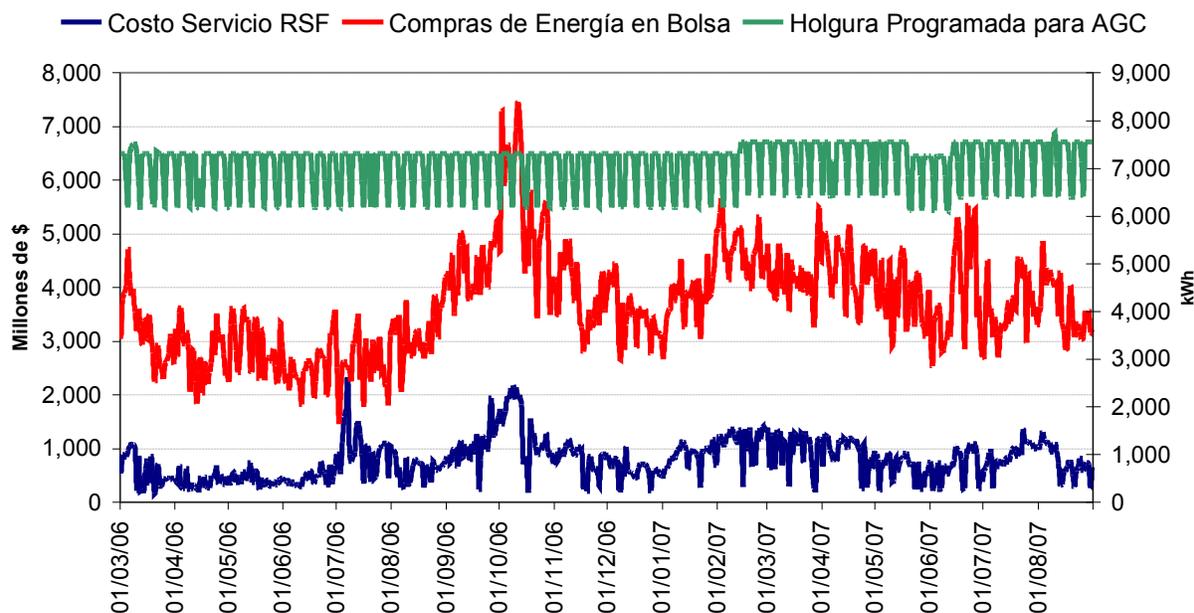


Gráfico No 21

1.22 Costo mensual del servicio de RSF

El gráfico No 22 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia desde septiembre de 2004.

Valor del AGC Mensual Septiembre de 2004 a Agosto de 2007

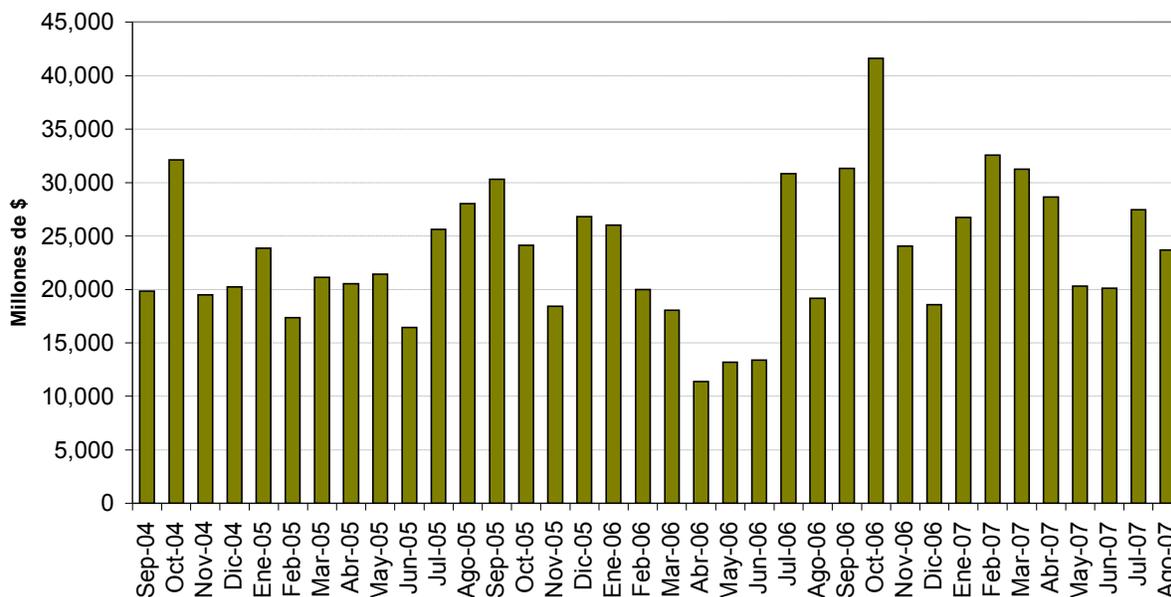


Gráfico No 22

En forma aproximada podemos decir que el costo mensual del SRSF oscila entre los 20.000 y 30.000 millones de pesos mensuales. Llama la atención el mes de octubre de 2006, donde los costos del SRSF superaron los 40.000 millones.

1.23 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 23 presenta para cada mes del último año, el valor en pesos del SRSF o servicio de AGC apilado por plantas (permite ver en cada mes la participación de cada planta).

Se destaca la importancia de Guatapé en el suministro del SRSF, siendo la planta que mayores ingresos obtiene por este servicio, le siguen en orden de importancia Pagua, La Tasajera, Chivor y Guavio. No obstante existir 14 plantas habilitadas para prestar el SRSF, de ellas solo 5 plantas mencionadas anteriormente contribuyen en forma significativa al servicio.

Servicio AGC por Planta - Las cuatro que más reciben por mes
Septiembre de 2006 a Agosto de 2007

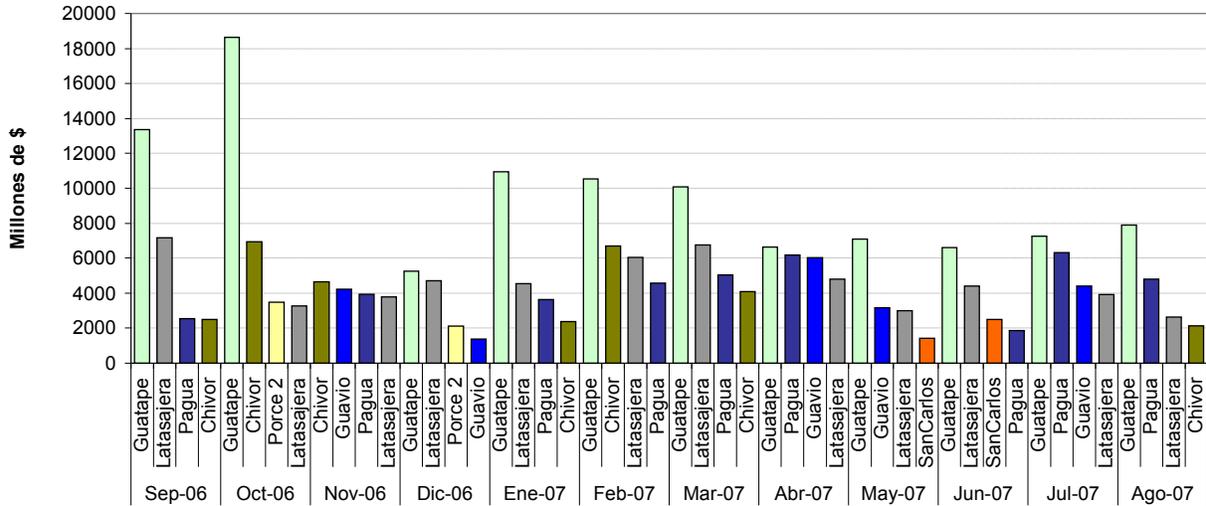


Gráfico No 23

1.24 Servicio de AGC por Agente

El gráfico No 24 presenta para cada mes del último año, el valor en pesos del SRSF o servicio de AGC apilado por empresas.

Servicio de AGC por Agente
Septiembre de 2006 a Agosto de 2007

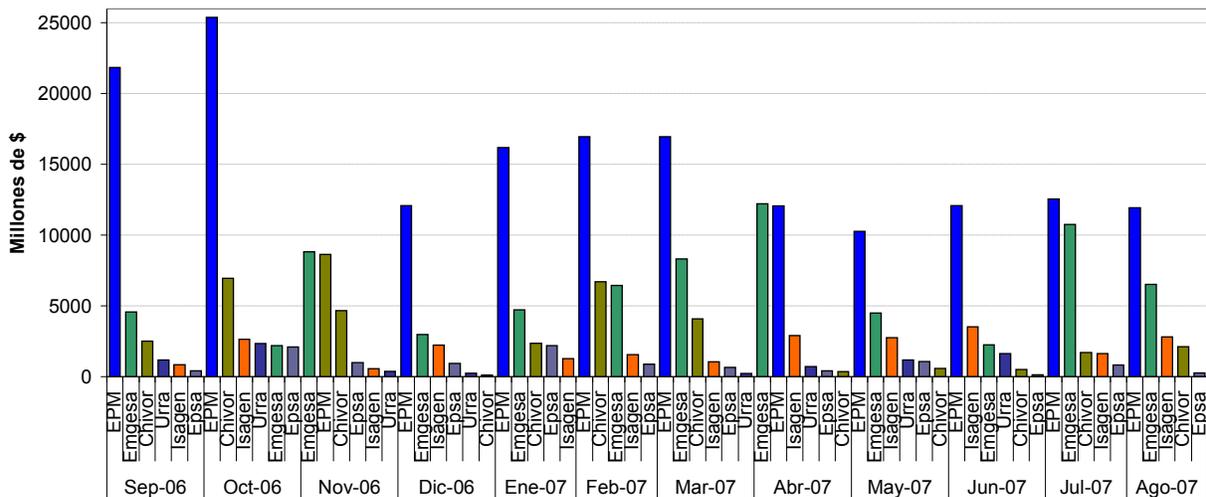


Gráfico No 24

Al revisar los ingresos recibidos por agente por la prestación del SRSF, se observa que de lejos EPM con sus plantas de Guatapé y La Tasajera es el agente de mayor participación en el mercado, seguido por Emgesa con sus plantas de Pagua y Guavio. Les siguen Chivor e Isagen y con mucho menor importancia Urrá y Epsa.

Se observa además que los ingresos recibidos por EPM en los meses de septiembre y octubre de 2006 fueron especiales, ya que se ubicaron entre los 22.000 y 26.000 millones de pesos; sin embargo, en esos mismos meses se puede observar que la participación de los demás agentes en el SRSF es muy baja.

1.25 Distribución del Servicio de AGC

El gráfico No 25 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.

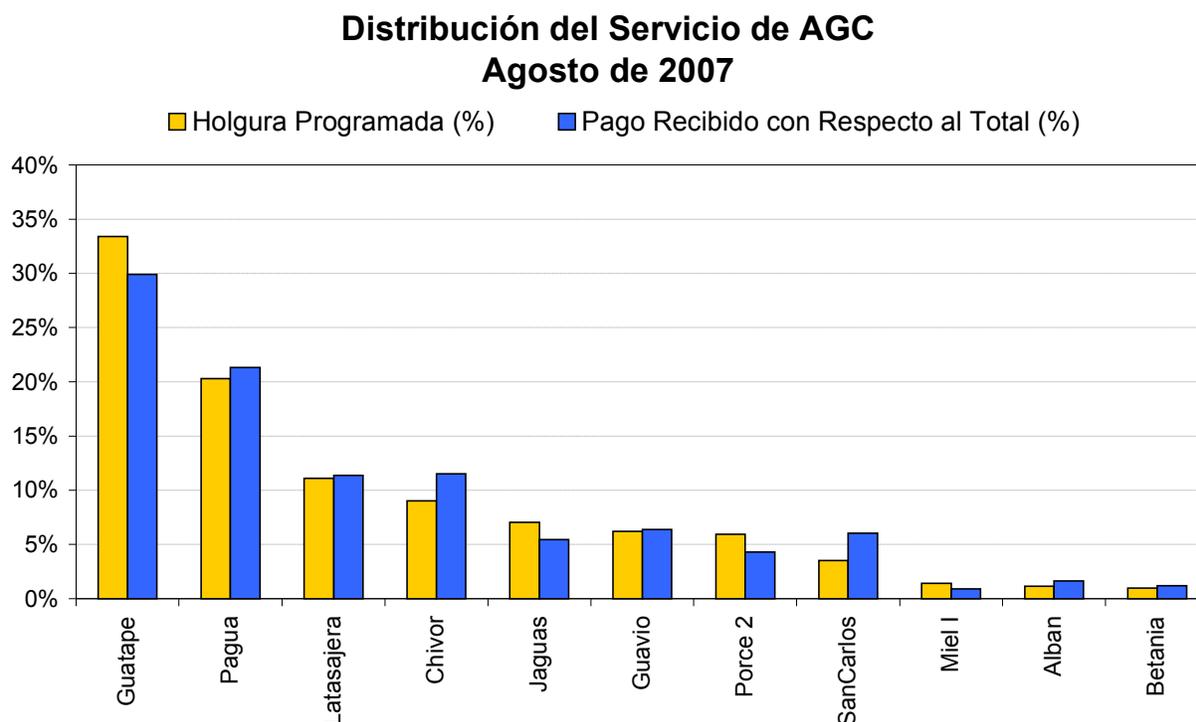


Gráfico No 25

Un análisis realizado para el mes de agosto de 2007 permite concluir que aunque las ofertas de energía son independientes en cada planta, los ingresos recibidos en porcentaje por planta por el SRSF, son del mismo orden del porcentaje de holgura programada para la misma planta, lo cual significa que los precios son bastante similares en todas las plantas que reciben ingresos por la prestación del servicio.

7. Comportamiento del sistema

1.26 Variación de la Generación del Sistema

El gráfico No 26 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para los últimos dos años.

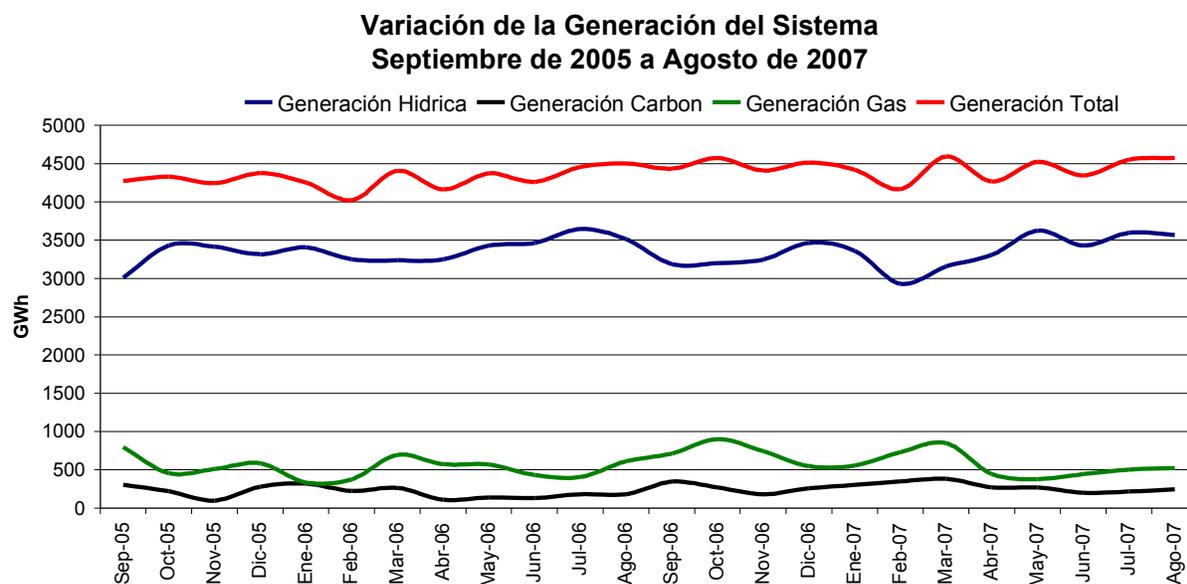


Gráfico No 26

El comportamiento de la hidrología en el último año que ha sido bastante similar al promedio histórico, permitió una participación importante de la generación hidráulica en el suministro de la demanda. Se observa en el gráfico que en lo corrido del año 2007, la generación hidráulica se ha incrementado, mientras que la generación a gas se ha venido reduciendo.

1.27 Variación de Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 27 presenta los aportes hídricos mensuales reales e históricos, para los últimos 4 años.

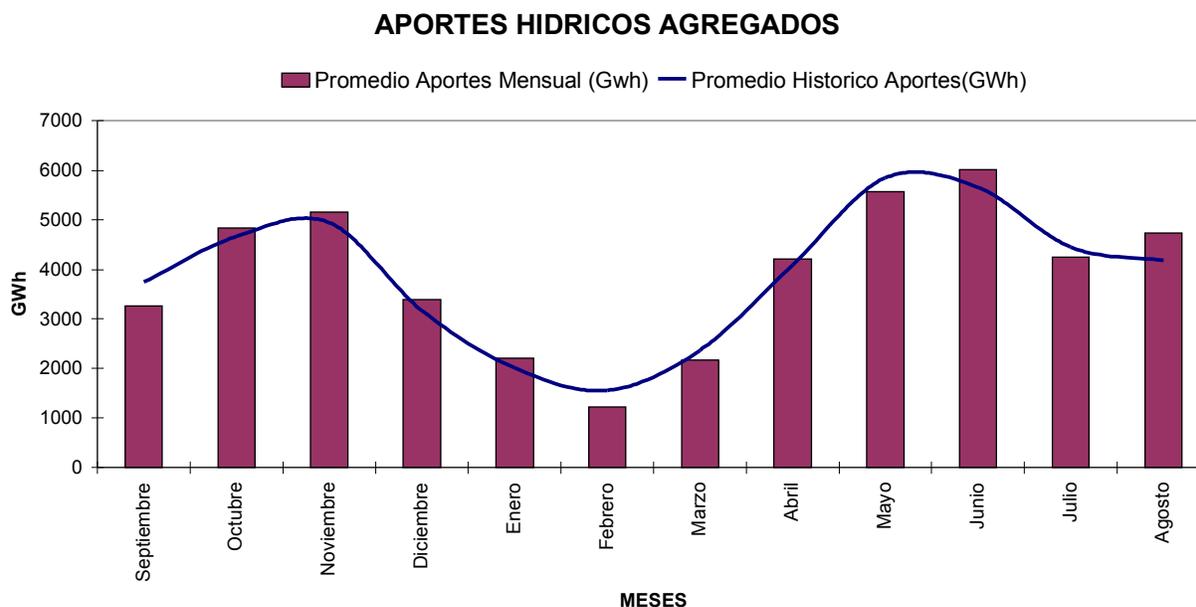


Gráfico No 27

Los aportes hidrológicos correspondientes a los últimos doce meses han presentado un comportamiento muy similar al del promedio histórico, sin embargo agosto ha sido un buen mes en aportes totales superando el promedio histórico.

1.28 Vertimientos

El gráfico No 28 muestra las plantas hidráulicas donde ocurrieron los vertimientos mensuales durante el último año.

**Vertimientos Mensuales
Septiembre de 2006 a Agosto de 2007**

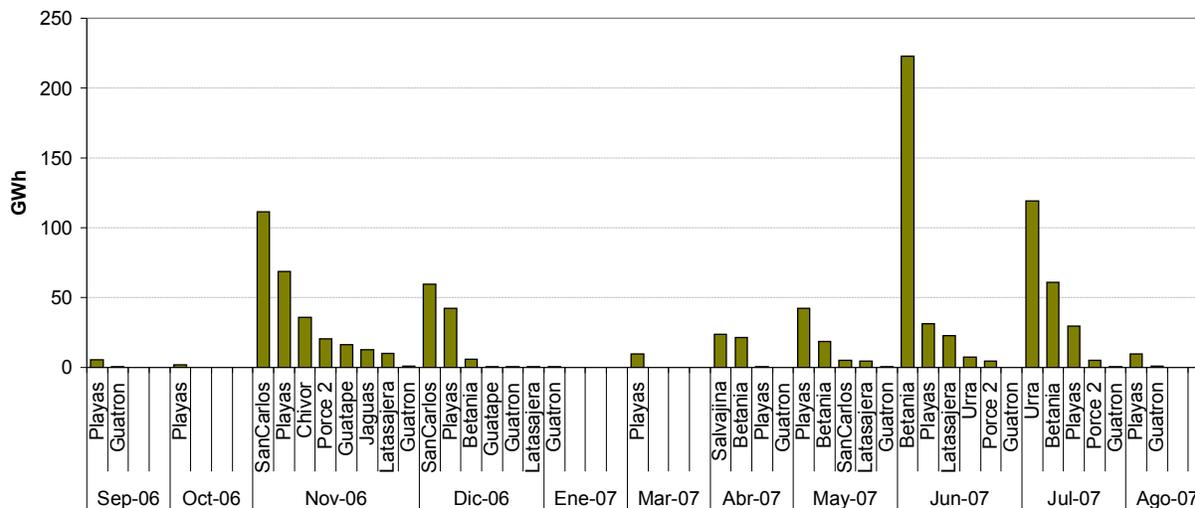


Gráfico No 28

El mes de agosto prácticamente no se presentaron vertimientos importantes, lo cual coincide con el periodo de recuperación de los embalses.