

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

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

**Informe No 50 – 2010**

### **ANALISIS DE LA MODIFICACION DE LAS REGLAS DE DESPACHO Y LA FORMACION DE PRECIOS EN EL MEM – RES CREG 051-2009**

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Julio 13 de 2010**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ANÁLISIS DE LA MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS DE DESPACHO Y LA FORMACIÓN DE PRECIOS EN EL MEM – RES CREG 051-2009</b> .....	<b>2</b>
2.1	ANTECEDENTES .....	2
2.2	COMPARACIÓN DE COSTOS Y PRECIOS BAJO LAS DOS REGLAS DE DESPACHO .....	5
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM</b> .....	<b>12</b>
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA .....	12
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i> .....	12
3.1.2	<i>Demanda del Sistema</i> .....	13
3.1.3	<i>Aportes Hídricos Agregados</i> .....	14
3.1.4	<i>Vertimientos</i> .....	14
3.1.5	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible</i> .....	15
3.1.6	<i>Nivel de los Embalses</i> .....	16
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA .....	16
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i> .....	16
3.2.2	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i> .....	17
3.2.3	<i>Distribución del Precio de Bolsa</i> .....	18
3.2.4	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural</i> .....	18
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS .....	19
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio</i> .....	19
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i> .....	20
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad</i> .....	20
3.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica</i> .....	21
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i> .....	22
3.3.6	<i>Índice de Lerner</i> .....	22
3.3.7	<i>Índice Residual de Suministro</i> .....	24
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES .....	24
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa</i> .....	24
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas</i> .....	25
3.4.3	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i> .....	26
3.4.4	<i>Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito</i> .....	27
3.5	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA .....	28
3.5.1	<i>Servicio de AGC por Planta</i> .....	28
3.5.2	<i>Costo mensual del servicio de RSF</i> .....	28

## Resumen Ejecutivo

En este informe el CSMEM analiza el cambio regulatorio realizado en el modelo de despacho y de formación de precios en el MEM (Res CREG 051-2009), que permitió remunerar a las plantas térmicas los costos de arranque y parada una vez han sido despachadas. Se concluye que la medida ha tenido un impacto positivo porque redujo el precio promedio de oferta del parque térmico, lo que a su vez presionó el precio de bolsa a la baja y limitó el poder de mercado. No obstante, el análisis de un día en el despacho sugiere la conveniencia de revisar la regulación existente. En efecto, el nuevo algoritmo de despacho, si bien minimiza los costos de los recursos despachados, por otra parte puede llegar a sobre-remunerar a los generadores y aumentar el costo final de energía que enfrentan los usuarios.

En segundo lugar, este informe presenta un análisis de los indicadores del MEM. Con la finalización del fenómeno del Niño, la participación de la generación hidráulica durante el mes de mayo volvió a aumentar, mientras que las plantas térmicas que estuvieron exigidas al máximo por la intervención del mercado, redujeron los despachos una vez concluyeron las medidas de emergencia, en contraste, la generación a carbón mantuvo los niveles altos registrados desde mediados del 2009.

Entre mayo de 2009 y mayo de 2010 la demanda de energía creció al 1.7%, en junio se presentó una contracción de la demanda con respecto a mayo, pero ésta se encuentra en un nivel superior al observado en junio del año anterior.

Durante abril y mayo, por primera vez en más de un año, las hidrologías alcanzaron los promedios históricos. Se constata de esta forma que culminó el fenómeno del Niño. De otra parte y de acuerdo con los pronósticos climáticos, se espera que el segundo semestre del 2010 esté caracterizado por hidrologías altas asociadas al fenómeno de la Niña.

Desde finales de abril nuevamente se observa en el mercado una clara relación entre el nivel del embalse agregado y los precios de bolsa, los cuales se situaron por debajo de los 100 \$/kWh, cuando por más de un año el mercado estuvo reconociendo precios superiores a este umbral; se observa también que a partir de junio de 2010 los precios reencontraron los promedios históricos. Aún cuando los precios han bajado, la volatilidad entre horas de baja y alta demanda sigue siendo elevada, de hecho, en la primera quincena de junio, el precio máximo sobrepasó los \$350/kWh y el precio de escasez en dos ocasiones.

En las primeras dos semanas de junio, el 82% del tiempo, el precio de bolsa lo marcaron plantas pertenecientes a EPM, Emgesa e Isagen; además, la función de oferta agregada promedio de la generación eléctrica cayó con respecto a los niveles de abril y mayo y presentó elasticidad, lo cual presume una reducción del poder de mercado, que se constata con los índices de Lerner especialmente para demanda alta, que han retornado a niveles inferiores al 10%.

El costo total de las reconciliaciones para el MEM, es cercano a los \$200.000 millones, representados en \$70.000 millones para reconciliaciones negativas, \$70.000 millones para reconciliaciones negativas y \$53.000 millones para el servicio de AGC.

# 1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Análisis de la Modificación de las Reglas de Despacho y la Formación de Precios en el MEM – Res CREG 051-2009 y b) Análisis de desempeño del MEM, durante mayo y mitad de junio del 2010.

## **a) Análisis de la Modificación de las Reglas de Despacho y la Formación de Precios en el MEM – Res CREG 051-2009**

Se analiza el cambio regulatorio realizado en el modelo de despacho y de formación de precios en el MEM (Res CREG 051-2009), que permitió remunerar a las plantas térmicas los costos de arranque y parada una vez han sido despachadas. El nuevo algoritmo de despacho, si bien minimiza los costos de los recursos despachados, por otra parte puede llegar a sobre-remunerar a los generadores y aumentar el costo final de energía que enfrentan los usuarios.

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

Durante los últimos cuatro años, el CSMEM ha desarrollado una serie de indicadores de seguimiento del Mercado de Energía Mayorista relativos al comportamiento del sistema, la evolución de los precios en la bolsa de energía, el comportamiento de las ofertas, el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones, el mercado de contratos bilaterales, el servicio de regulación secundaria de frecuencia y el mercado secundario de gas. En este informe se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merece destacarse.

## **2 Análisis de la Modificación de las Reglas de Despacho y la Formación de Precios en el MEM – RES CREG 051-2009**

### **2.1 Antecedentes**

La CREG cambió drásticamente el modelo para determinar el orden de mérito de las plantas en el despacho y la forma como se calcula el precio de bolsa. Esta modificación busca incorporar en la remuneración de las plantas térmicas los costos de arranque y parada, con el propósito de corregir una distorsión que se venía presentando en las estrategias de oferta de estos agentes. En efecto, los térmicos incorporaban como un componente variable, los costos de arranque y parada suponiendo un escenario de despacho de una o muy pocas horas. En estas condiciones, la variabilización del costo se traducían en un precio de oferta por kWh excesivamente alto, que en la práctica dejaba por fuera del rango de competitividad a un gran porcentaje del parque térmico, presionando los precios de bolsa al alza y aumentando el poder de mercado de los agentes.

Esta medida se adoptó a través de la Resolución CREG 051 del 7 de Mayo de 2009 y como puede observarse en el siguiente gráfico, logró su objetivo. Cuando entró en vigencia la regulación, en agosto de ese año, el precio promedio de las ofertas de las plantas térmicas se redujo drásticamente hasta un nivel consistente con los costos reales de generación. Además, el promedio se ha sostenido relativamente estable desde que se aplicó la medida. Con esta resolución los recursos del sistema están efectivamente disponibles en el mercado, con base en los costos reales de generación<sup>1</sup>.

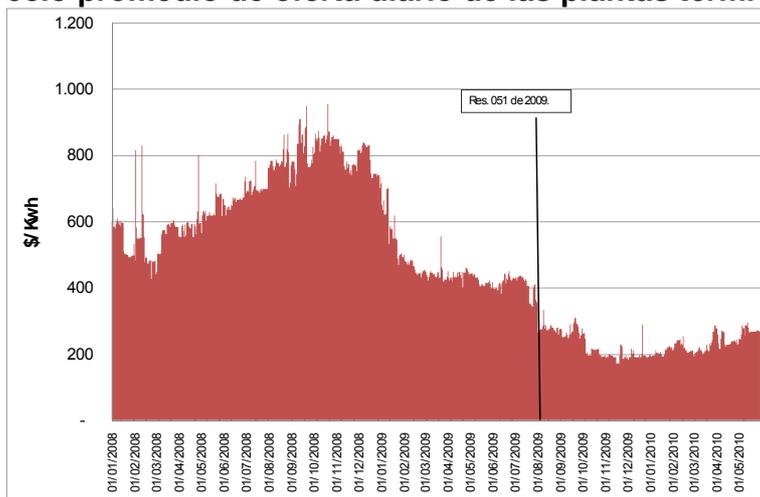
El mecanismo de despacho y remuneración de las plantas, modificado posteriormente por la Resolución CREG 011 de 2010, reconoce que los arranques y paradas de las plantas generan costos marginales evitables si la planta no entra al despacho. En ese sentido parece correcto que la remuneración los incluya porque se busca que el mercado reconozca la totalidad de los costos marginales. El mecanismo de méritos en

---

<sup>1</sup> No es común en otros mercados reconocer los costos de arranque y parada. Se asume que las rentas infra marginales, aquellas obtenidas por los agentes cuando su costo es inferior al de la planta marginal que despejó el mercado, son suficientes para cubrir los costos de arranque y parada. Este argumento es válido en sistemas donde la generación de base la aportan los térmicos y por lo tanto las plantas generan continuamente y en consecuencia, las situaciones de arranque y parada son infrecuentes. En Colombia, donde la base la cubren los recursos hídricos y las térmicas se encargan de despachar en picos de consumo, lo normal, para la mayoría de las plantas térmicas (en zonas sin restricciones), es enfrentar los costos de arranque y parada frecuentemente cada vez que salen despachadas.

el despacho es relativamente sencillo y consiste en minimizar el costo de generación incluido el componente variable (precio de oferta por cantidad disponible de la planta) y el costo fijo de arranque y parada, sujeto a que la generación iguale la demanda.

### Precio promedio de oferta diario de las plantas térmicas



**Gráfico No 1**

Con este algoritmo se logra por construcción, que la combinación de recursos de generación utilizados en cada hora minimice el costo del sistema. A pesar de su aparente simplicidad, la fórmula introduce un reto en la modelación del despacho, porque a diferencia del sistema anterior, en donde el orden de méritos de cada hora se resolvía en forma independiente simplemente con el ordenamiento de las ofertas, en el nuevo modelo la optimización es dinámica y las decisiones de despacho de una hora inciden en las de las horas siguientes. El acoplamiento en el proceso de optimización es particularmente complejo, por las restricciones inherentes a cada planta en los arranques y paradas. Cada planta enfrenta una rampa que especifica la velocidad en que debe incrementar la generación, hasta alcanzar su capacidad máxima y la velocidad de descenso cuando se apague. Una vez el mercado ha decidido despachar una planta, se generan inflexibilidades para los despachos posteriores porque se deben respetar las restricciones técnicas de la planta despachada. Estas inflexibilidades, de hecho, pasan de un día a otro.

Una de las consecuencias de haber cambiado la regla de despacho, es que la probabilidad de salir en mérito de una planta no depende exclusivamente del precio que oferte en el mercado. De alguna manera el despacho se comporta como una caja

negra lo que dificulta a los agentes elaborar sus estrategias de precios<sup>2</sup>. Este aspecto no necesariamente es negativo. Si los agentes tienen incentivos para revelar sus verdaderos costos, se evitan comportamientos estratégicos en la formulación de ofertas y se limita el poder de mercado. De acuerdo con la nueva regulación, los agentes tienen que enviar a la CREG cada 3 meses los costos de arranque y parada de sus plantas. Si envían costos muy elevados, podrían capturar alguna renta cada vez que los despachen, pero verían reducida la probabilidad de salir despachados, porque estos costos alimentan el proceso de minimización de costos. Dada la complejidad del algoritmo de minimización, es muy improbable que los agentes puedan anticipar el efecto que tendría una subvaloración o sobrevaloración de costos de arranque y parada en sus utilidades. Bajo estas circunstancias, la mejor estrategia es revelar los verdaderos costos, lo cual aumenta la eficiencia del mercado. De igual forma, si el mercado reconoce el verdadero costo de arranque y parada, la mejor estrategia de oferta para el componente variable es revelar el costo marginal que efectivamente enfrenta.

Además de modificar la regla del despacho, la resolución impone un cambio en la forma de calcular el precio de bolsa. El precio de bolsa bajo la nueva fórmula considera un componente adicional que permite recaudar los recursos necesarios, para cubrir los costos de arranque y parada de las térmicas que han salido despachadas y los extra costos que imponen las inflexibilidades. Este componente se suma al valor de la oferta que despejó el mercado para obtener el precio final de bolsa. Tanto en el cálculo de este componente como en la liquidación de los agentes térmicos, se introducen dos criterios.

De acuerdo con el primero, para plantas cuyo despacho no se explica por inflexibilidades, el costo de arranque y parada reconocido se netea por las rentas intra-marginales que pueda haber capturado la planta durante la operación. En otras palabras, al costo de arranque y parada se resta la diferencia entre el precio de oferta que despejó el mercado y el precio de oferta de la planta, multiplicado por la energía generada. Se evita de esta forma remunerar excesivamente los costos de arranque y parada, en la medida en que el agente pueda obtener del mercado un precio por encima del costo marginal. En este sentido la fórmula parece acertada. No obstante, es importante verificar que la fórmula no constituya un desincentivo a bajar los precios de oferta, por el impacto que tiene en la liquidación de los costos de arranque y parada.

---

<sup>2</sup> La incertidumbre sobre el orden del despacho a la hora de formular las ofertas de precio es común en otros mercados. En los mercados con equilibrios en cada nodo zonal, por ejemplo, las condiciones de operación y su incidencia en el orden de méritos son tan variables, que los agentes no pueden anticipar los recursos que entraran en determinada hora para satisfacer la demanda.

En segundo lugar, a las plantas despachadas por inflexibilidades se les reconoce el precio al que se liquidan las reconciliaciones positivas, cuando este es superior al precio de bolsa. Se busca con este mecanismo que las plantas no estén remuneradas por debajo de su costo marginal cuando son exigidas por restricciones técnicas.

## **2.2 Comparación de Costos y Precios Bajo las Dos Reglas de Despacho**

En principio, la modificación regulatoria fue positiva porque redujo los precios de oferta de las plantas térmicas, contiene incentivos adecuados para que los agentes revelen a través de la oferta información de sus costos reales, evita sobre remunerar los costos de arranque y parada y reconoce una remuneración adecuada a las plantas cuando son exigidas por inflexibilidades. No obstante, es importante verificar cual es el impacto de la nueva norma en los costos de generación de energía y en los precios que enfrentan los usuarios.

Para ello, a continuación se presenta un ejercicio numérico en el que se comparan estas variables en dos escenarios. El primero, se estima a partir del orden de mérito obtenido bajo la fórmula de la Resolución CREG 011 de 2010 y el segundo con el despacho que se habría dado de continuar vigente la regla anterior. Fue posible hacer este ejercicio porque XM desarrolló una herramienta, que pondrá a disposición de los agentes, que permite simular el despacho una vez se han incluido los precios de oferta, las restricciones técnicas de cada planta y el despacho en la última hora del día anterior. Este modelo aún está en etapa de validación, pero ya contiene los algoritmos para reproducir exactamente el proceso de optimización que realiza el operador del mercado día a día. Inicialmente, se intentó hacer el ejercicio para un periodo prolongado de tiempo, pero el volumen de información necesaria para alimentar el modelo es demasiado grande y aún los procesos de alimentación del modelo son manuales. Por otra parte, el primer día que se documentó y analizó, 14 de febrero de 2010, mostró rasgos interesantes que permiten extraer conclusiones acerca del mecanismo.

En la tabla No 1 se incluye el orden del despacho para el día analizado si se hubiese utilizado la fórmula anterior, en la cual sólo entran en mérito las plantas cuyo precio de oferta sea menor o igual, al que despejó el mercado en el punto en que la oferta intercepta la demanda. De acuerdo con esta metodología se habrían despachado 35 plantas.

Tabla No 1

Despacho ideal del 12 de febrero de 2010 bajo el esquema anterior (MWh)

Nombre	Hora																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
PRADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	46	46	0	0	0
SALVAJINA	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
URRA	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
BARRANCO3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BETANIA	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
SANCARLOS	215	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	314	859	594	129	0
GUATRON	512	136	10	10	10	10	10	10	10	100	55	149	99	10	10	10	10	10	512	512	512	512	170	10
TCANDEL1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	79	157	157	157	140	97	65	65	78	157	157	157	157	79	0
TCANDEL2	0	0	0	0	0	0	0	0	65	144	157	157	157	144	65	91	136	157	157	157	157	157	79	0
FLORES3	0	0	0	0	0	0	0	0	65	130	148	148	148	148	148	118	130	148	148	148	148	148	84	14
TASAJER1	0	0	0	0	0	0	0	16	45	68	134	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	134	68
TSIERRA	0	0	0	8	28	86	146	301	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	60
ZIPAEMG2	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
TEBSA	791	791	514	262	229	356	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	775
MIEL1	360	360	360	360	360	360	20	344	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
TCENTRO1	30	84	185	280	280	280	212	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
FLORES1	20	30	30	50	119	138	150	158	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
GUAVIO	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZIPAEMG3	8	31	50	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
FLAYAS	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
ZIPAEMG4	8	31	50	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
ZIPAEMG5	8	31	50	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
PAIPA2	15	35	40	45	50	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
PAIPA3	15	35	40	45	50	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
PAIPA1	7	18	25	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
PAIPA4	7	40	84	120	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
GUATAPE	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
LATASALERA	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306
PAGUA	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
JAGUAS	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
ALBAN	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287
TYOPAL2	4	30	30	30	30	30	29	29	28	28	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	29
ESMERALDA	19	23	28	25	25	27	27	27	27	27	27	27	27	27	25	23	23	23	21	20	20	20	21	21
MENORESIDEAL	199	202	196	206	204	210	215	216	224	218	221	240	234	217	213	213	214	234	239	245	238	239	238	227
SANFRANCISCO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	135	135	17	0	0	0	0	16	138	125	92	9	0	0

Tabla No 2

Despacho ideal del 12 de febrero de 2010 bajo Res. 11 de 2010 (Mwh)

Nombre	Hora																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
PRADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	46	46	0	0	0
SALVAJINA	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
URRA	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
BARRANCO3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BETANIA	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
SANCARLOS	257	0	0	0	0	0	0	0	0	50	179	294	244	138	82	0	0	55	971	1240	1240	786	138	0
GUATRON	512	241	10	10	10	10	10	10	10	243	512	512	512	512	512	453	491	512	512	512	512	512	512	10
FLORES3	0	0	0	0	0	0	65	130	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	84	14
TSIERRA	0	0	8	28	86	146	301	424	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	301
TEBSA	791	791	628	380	319	484	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791	790
MIEL1	360	360	360	360	360	360	20	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
TCENTRO1	30	84	185	280	280	280	245	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
FLORES1	20	30	30	50	119	138	150	158	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
GUAVIO	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ZIPAEMG3	8	31	50	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
FLAYAS	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
ZIPAEMG4	8	31	50	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
ZIPAEMG5	8	31	50	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
PAIPA4	7	40	84	120	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
GUATAPE	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
LATASALERA	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306
PAGUA	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
JAGUAS	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
ALBAN	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287
TYOPAL2	4	30	30	30	30	30	29	29	28	28	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	29
ESMERALDA	19	23	28	25	25	27	27	27	27	27	27	27	27	27	25	23	23	23	21	20	20	20	21	21
MENORESIDEAL	199	202	196	206	204																			

Con el modelo anterior, Porce 2 no era requerido para el despacho y la demanda se cubría con la entrada de Paipa 1, 2 y 3. Esta diferencia se debe a que los costos de arranque y parada para cubrir solo 2 horas, se traducen en un cargo variable elevado. Por esta razón el modelo encuentra sub-óptimo acudir a plantas térmicas.

En la tabla No 3 se muestran las plantas que despejaron el mercado bajo los dos esquemas de despacho. Como se mencionó, la principal diferencia es que bajo el nuevo modelo se acude a Porce 2 para abastecer la demanda en las horas 20 y 21. Además, con la fórmula anterior durante el día se acude a Termocandelaria 2 y Flores 3 que no fueron consideradas con el método de la Res. 011 de 2010.

**Tabla No 3**  
**Comparación MPO**

Hora	Despacho Res. 11 2010		Despacho modelo anterior	
	Nombre	Precio-MWh	Nombre	Precio-MWh
1	SANCARLOS	129,000	SANCARLOS	129,000
2	GUATRON	128,000	GUATRON	128,000
3	TEBSA	121,727	TEBSA	121,727
4	TEBSA	121,727	TEBSA	121,727
5	TEBSA	121,727	TEBSA	121,727
6	TEBSA	121,727	TEBSA	121,727
7	TCENTRO1	119,696	TCENTRO1	119,696
8	TSIERRA	122,434	MIEL1	120,000
9	GUATRON	128,000	TCANDEL2	126,768
10	SANCARLOS	129,000	GUATRON	128,000
11	SANCARLOS	129,000	GUATRON	128,000
12	SANCARLOS	129,000	GUATRON	128,000
13	SANCARLOS	129,000	GUATRON	128,000
14	SANCARLOS	129,000	TCANDEL1	126,985
15	SANCARLOS	129,000	TCANDEL1	126,985
16	GUATRON	128,000	FLORES3	126,071
17	GUATRON	128,000	TCANDEL2	126,768
18	SANCARLOS	129,000	TCANDEL2	126,768
19	SANCARLOS	129,000	SANCARLOS	129,000
20	<b>PORCE2</b>	<b>250,000</b>	SANCARLOS	129,000
21	<b>PORCE2</b>	<b>250,000</b>	SANCARLOS	129,000
22	SANCARLOS	129,000	SANCARLOS	129,000
23	SANCARLOS	129,000	GUATRON	128,000
24	TEBSA	121,727	TEBSA	121,727

San Carlos marginaba el precio en la hora 19, pero su capacidad era insuficiente para atender la demanda en las horas 20 y 21. Además, Termocandelaria a pesar de tener un precio menor que San Carlos, no había sido llamada al despacho para evitar los costos de arranque y parada. El modelo, como se explicó, para minimizar costos incluye como planta marginal a Porce 2 que tiene un precio de oferta de 121 \$/kwh por encima del de San Carlos. El modelo acude a Porce 2 a pesar de que 6 plantas térmicas ofertaron con un precio inferior al de esta hidráulica. Con el anterior esquema la demanda en estas horas se suple con la entrada de Termocandelaria 1 y 2 y Flores 3.

**Tabla No 4**  
**Precios de oferta de algunas plantas en el rango de competencia para las horas 20 y 21.**

Nombre	P. Oferta \$/Mwh
TCANDEL2	126,768
TCANDEL1	126,985
GUATRON	128,000
SANCARLOS	129,000
FLORES21	134,323
CTGEMG3	160,000
GUAJIR11	166,874
DORADA1	172,270
GUAJIR21	179,380
TVALLE	208,436
PORCE2	250,000
VENEZUE1	250,342
MERILEC1	267,430

Se realizó un ejercicio para calcular cuál es el costo del despacho y el precio de la energía que enfrentan los usuarios finales bajo las dos fórmulas regulatorias. Para ello, se asume que las ofertas efectivamente reflejan el costo marginal y que los costos de arranque y parada proporcionados por los agentes corresponden a sus costos efectivos.

**Tabla No 5**  
**Base para el cálculo de los costos e ingresos del despacho del 12 de Feb 2010.**

Despacho con Res. 11 de 2010				Despacho con fórmula anterior			
Nombre	Generación [MWh]	Costo PAP [millones \$]	Ingreso por GEN [millones \$]	Nombre	Generación [MWh]	Costo PAP [millones \$]	Ingreso por GEN [millones \$]
ALBAN	6,888	0.00	942	ALBAN	6,888	0.00	867
BARRANC3	3	0.00	0	BARRANC3	3	0.00	0
BETANIA	1,440	0.00	197	BETANIA	1,440	0.00	181
ESMERALDA	576	0.00	78	ESMERALDA	576	0.00	72
FLORES1	3,255	0.00	452	FLORES1	3,255	0.00	410
FLORES3	2,217	29.44	321	FLORES3	2,021	29.44	258
GUATAPE	13,440	0.00	1,838	GUATAPE	13,440	0.00	1,692
GUATRON	8,154	0.00	1,174	GUATRON	3,399	0.00	437
GUAVIO	24,000	0.00	3,282	GUAVIO	24,000	0.00	3,022
JAGUAS	4,080	0.00	558	JAGUAS	4,080	0.00	514
LATASAJERA	7,344	0.00	1,004	LATASAJERA	7,344	0.00	925
MENORES IDEAL	5,302	0.00	731	MENORES IDEAL	5,302	0.00	668
MIEL1	8,300	0.00	1,141	MIEL1	8,284	0.00	1,045
PAGUA	14,400	0.00	1,969	PAGUA	14,400	0.00	1,813
	0.00	0	0	PAIPA1	701	0.00	88
	0.00	0	0	PAIPA2	1,515	0.00	191
	0.00	0	0	PAIPA3	1,515	0.00	191
PAIPA4	3,251	0.00	448	PAIPA4	3,251	0.00	409
PLAYAS	3,216	0.00	440	PLAYAS	3,216	0.00	405
PORCE2	287	0.00	72			0.00	0
PRADO	138	0.00	29	PRADO	138	0.00	18
SALVAJINA	1,824	0.00	249	SALVAJINA	1,824	0.00	230
SANCARLOS	5,674	0.00	1,032	SANCARLOS	2,111	0.00	272
SANFRANCISCO	678	0.00	114	SANFRANCISCO	678	0.00	87
	0.00	0	0	TASAJER1	2,170	59.90	277
	0.00	0	0	TCANDEL1	1,702	40.52	218
	0.00	0	0	TCANDEL2	1,980	40.52	253
TCENTRO1	6,144	0.00	846	TCENTRO1	6,111	0.00	769
TEBSA	17,630	0.00	2,431	TEBSA	17,165	0.00	2,169
TSIERRA	8,194	119.25	1,157	TSIERRA	7,529	119.25	957
TYOPAL2	656	0.00	90	TYOPAL2	656	0.00	82
URRA	720	0.00	98	URRA	720	0.00	91
	0.00	0	0	ZIPAEM2	396	0.00	50
ZIPAEM3	1,412	0.00	194	ZIPAEM3	1,412	0.00	178
ZIPAEM4	1,433	0.00	197	ZIPAEM4	1,433	0.00	180
ZIPAEM5	1,412	0.00	194	ZIPAEM5	1,412	0.00	178

La tabla No 5 muestra los resultados de estos cálculos en los dos modelos regulatorios. El ingreso que obtienen los generadores bajo la fórmula actual, se estima multiplicando la demanda en cada hora por el precio de la oferta de la planta que marginó durante esa hora. A este ingreso se le suman los costos de arranque y parada como un proxy del término adicional  $\Delta IN$ . Para simular los ingresos de los generadores bajo la fórmula anterior, se multiplica la demanda por la oferta de la planta que despejó el mercado en cada hora. En la metodología anterior no se reconocía a los generadores el costo de arranque y parada. Sin embargo para hacer comparable el ejercicio se cuantifican estos costos en este modelo de despacho. La tabla No 6 resume el resultado del ejercicio.

**Tabla No 6**  
**Resumen costos e ingresos MEM 12 Feb 2010**

Descripción	Res. 11 de 2010	Modelo Anterior	Diferencia
Generación (Mwh)	152,068		
Arranque y Parada (millones \$)	149	290	-141
Costo Generación (millones \$)	17,188	17,001	187
Costo de generación Total (millones \$)	17,337	17,290	47
Ingreso (millones \$)	21,277	19,198	2,079
Ingresos Totales (millones \$)	21,425	19,487	1,938

Como es de esperar, los costos de arranque y parada que enfrenta el sistema son considerablemente menores bajo la nueva regla, precisamente porque esta variable está incluida en la función objetivo del problema de optimización. En las siguientes dos filas se reporta el costo de generación. Esta variable se estima como la generación de cada una de las plantas multiplicada por su propio precio de oferta que, como se mencionó, se supone corresponde al costo marginal efectivo. En principio, debería ser inferior el costo de generación bajo el nuevo esquema pero resulta ligeramente inferior el del modelo anterior una vez se consideran los costos de arranque y parada. La diferencia en costos es mínima (0.3%) y es necesario considerar que en este ejercicio no se están incorporando los sobre costos por inflexibilidades que impone uno y otro sistema de despacho. Puesto que el modelo minimiza los costos incluyendo las inflexibilidades, es muy probable que el costo de generación finalmente sea menor para el nuevo esquema regulatorio.

En las dos últimas filas se reportan los ingresos que obtienen los generadores, bajo los dos modelos que corresponden al costo de la energía que enfrentan los usuarios finales. Como se mencionó, este ingreso se deriva multiplicando la energía generada, por el precio de la oferta de la planta que marginó en cada hora. La primera fila consigna el ingreso por generación y la segunda incluye además, los costos de arranque y parada. El resultado del ejercicio es claro. Si bien la nueva fórmula puede reducir los costos totales de generación, traslada a los usuarios un precio

significativamente mayor que el modelo anterior, aún después de considerar el pago completo de los arranques y paradas.

En efecto, para el 14 de febrero de 2010, la nueva regulación de despacho y formación de precios, se tradujo en un extra costo para los usuarios de casi \$2.000 millones. ¿Porqué si el nuevo modelo minimiza los costos de generación, incluyendo el costo de arranque y parada, los usuarios deben asumir un costo mayor?. La respuesta se encuentra en la función objetivo de la nueva fórmula. En efecto, cuando se minimizan los costos de generación, se está considerando el precio de oferta de cada planta asociado a la generación efectiva o potencial de la misma. Cuando se calculan los ingresos es necesario considerar el precio de bolsa para toda la energía generada en determinada hora. Este último elemento no está incluido en el problema de minimización. Desde este punto de vista, minimizar los costos de generación no equivale a minimizar los ingresos que reciben los generadores.

El ejemplo para el día analizado permite ilustrar claramente este punto. Para las horas 20 y 21, con el fin de evitar costos de arranque y parada, el nuevo modelo opta por seleccionar a Porce 2 que tiene un precio muy superior al de varias plantas térmicas que habrían podido satisfacer la demanda. Si se considera únicamente la energía aportada por Porce 2, el extra costo en generación por incluir esta planta, habría sido inferior que los mayores costos de arranque y parada y las inflexibilidades de despachar térmicas. Sin embargo, los 121 \$/kWh por encima de la planta anterior en mérito, no se aplican exclusivamente a la energía generada por Porce 2; este diferencial a la hora de calcular los ingresos de los generadores, se aplica a toda la energía generada por el MEM durante esas dos horas. Es decir, aunque se minimizó el costo, el precio de bolsa se elevó muy por encima del que se habría obtenido con la fórmula anterior, generando rentas a todas las plantas que participaron en el despacho en ese lapso de tiempo.

Este ejercicio es muy preliminar porque sólo se analizó un día de despacho bajo la nueva fórmula. Es necesario profundizar en el análisis cubriendo un mayor número de días y estimando el componente " $\Delta$ ", para capturar con precisión el costo que imponen las inflexibilidades. No obstante, a juicio del CSMEM, es importante reconsiderar el algoritmo del despacho, para evitar que el sistema permita entregar ganancias extraordinarias, por el hecho de no considerar el efecto agregado en toda la energía generada, al momento de seleccionar la planta que minimiza el costo de generación.

De cualquier forma, si se llega a revisar la fórmula es importante mantener los beneficios que introdujo la reforma al sistema. En particular, para el caso colombiano

parece recomendable reconocer el costo de arranque y parada a las plantas térmicas; por otra parte restar de este costo, las rentas Infra-marginales que obtienen las plantas térmicas para reducir la carga sobre los usuarios.

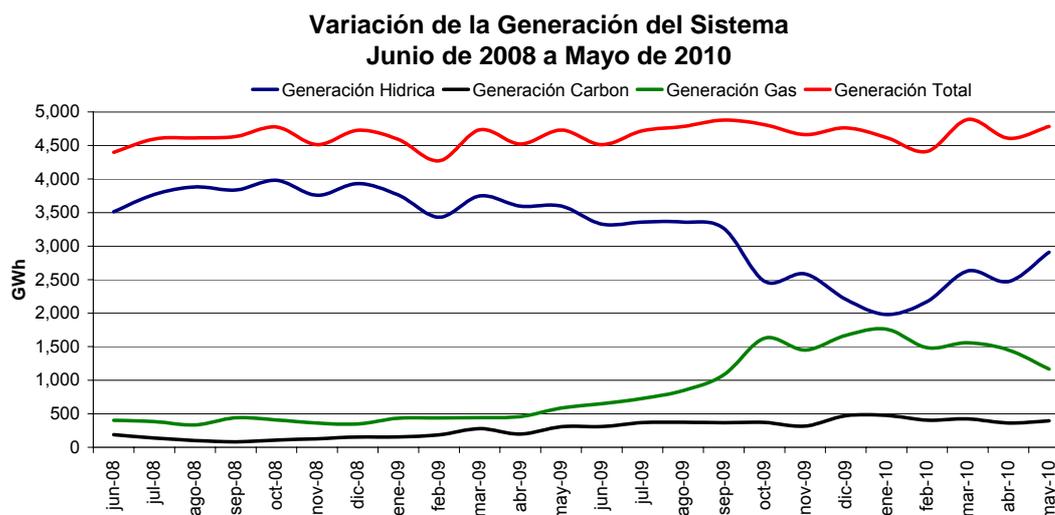
### 3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante los meses de mayo y mitad de junio de 2010, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

#### 3.1 Comportamiento del sistema

##### 3.1.1 Generación del Sistema

El gráfico No 2 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para los dos últimos años.



**Gráfico No 2**

Con la finalización del fenómeno del Niño, la participación de la generación hidráulica volvió a aumentar. Como se observa en el gráfico, las plantas térmicas que estuvieron exigidas al máximo por la intervención del mercado, redujeron los despachos una vez concluyeron las medidas de emergencia. En contraste, la generación a carbón se ha sostenido en los niveles altos que se registraron desde mediados del año pasado.

La tabla No 7 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema. La generación hidráulica en mayo con respecto al

mismo mes del año anterior, disminuyó 19%, mientras la energía térmica aumentó 76%. En dicho periodo la generación total del sistema creció 1.16%.

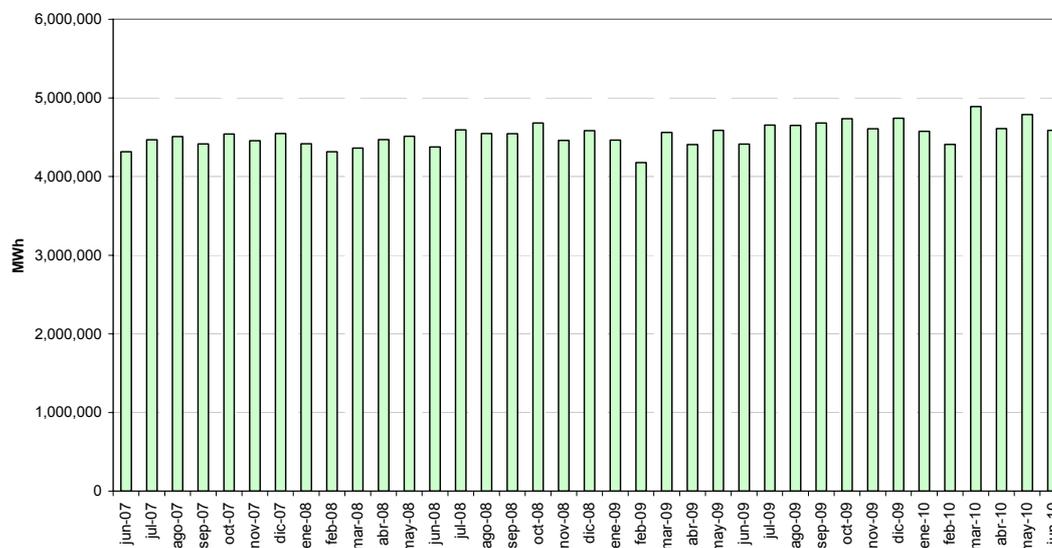
**Tabla No 7**

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	mayo-09	abril-10	mayo-10	Variacion Abril 10-Mayo 10	Variacion Mayo 09-Mayo 10	Variacion Ultimo Año-Mayo 10
Hídrica	2,728.66	3,598.49	2,471.46	2,909.31	17.72%	-19.15%	6.62%
Térmica	1,753.34	893.95	1,872.85	1,569.36	-16.20%	75.55%	-10.49%
Gas	1,337.22	586.41	1,435.31	1,166.00	-18.76%	98.84%	-12.80%
Carbón	383.65	307.53	362.41	393.78	8.66%	28.04%	2.64%
Menores	207.17	229.17	247.95	288.53	16.37%	25.90%	39.27%
Cogeneradores	13.56	3.92	14.96	16.88	12.84%	330.42%	24.45%
Total	4,703.87	4,730.08	4,607.81	4,784.85	3.84%	1.16%	1.72%

### 3.1.2 Demanda del Sistema

El grafico No 3 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años.

**DEMANDA MENSUAL DEL SIN  
Junio 2007- Junio 2010**

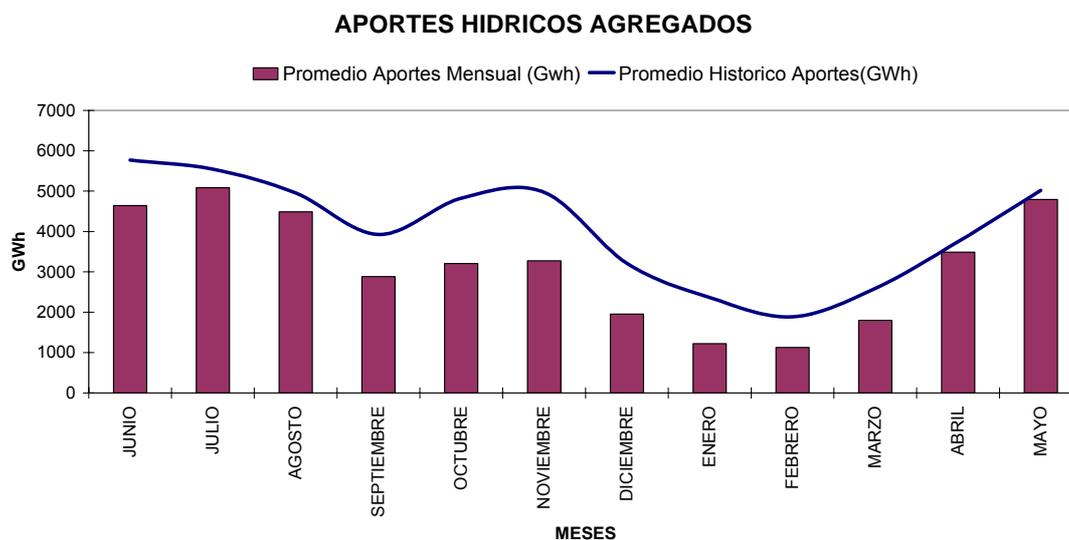


**Gráfico No 3**

Entre mayo de 2009 y mayo de 2010 la demanda de energía creció al 1.7%, como se observa en el gráfico, en junio se presentó una contracción de la demanda con respecto a mayo, pero se encuentra en un nivel superior al observado en junio del año anterior.

### 3.1.3 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 4 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.



**Gráfico No 4**

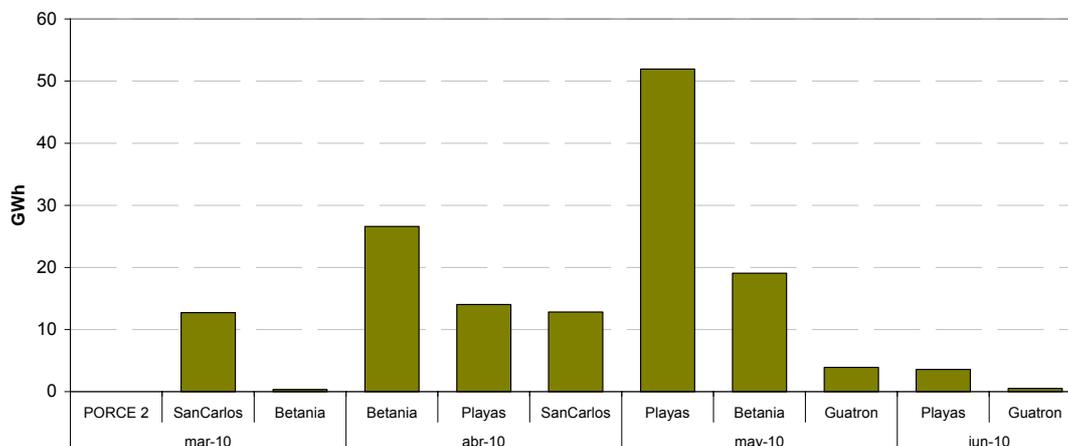
En abril y mayo por primera vez en más de un año, las hidrologías alcanzaron los promedios históricos. Se constata de esta forma que culminó el fenómeno del Pacífico. De acuerdo con los pronósticos se espera que el segundo semestre esté caracterizado por hidrologías altas asociadas al fenómeno de la Niña.

### 3.1.4 Vertimientos

El grafico No 5 presenta para los últimos cuatro meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.

Con la llegada de las lluvias, nuevamente, algunos de los agentes presentaron vertimientos sobre todo en el mes de mayo. Los vertimientos se pueden explicar por hidrologías muy por encima de los pronósticos, pero también por haber desembalsado menos en días anteriores, como respuesta a precios de oferta elevados.

**Vertimientos Mensuales  
Marzo a Junio 15 de 2010**

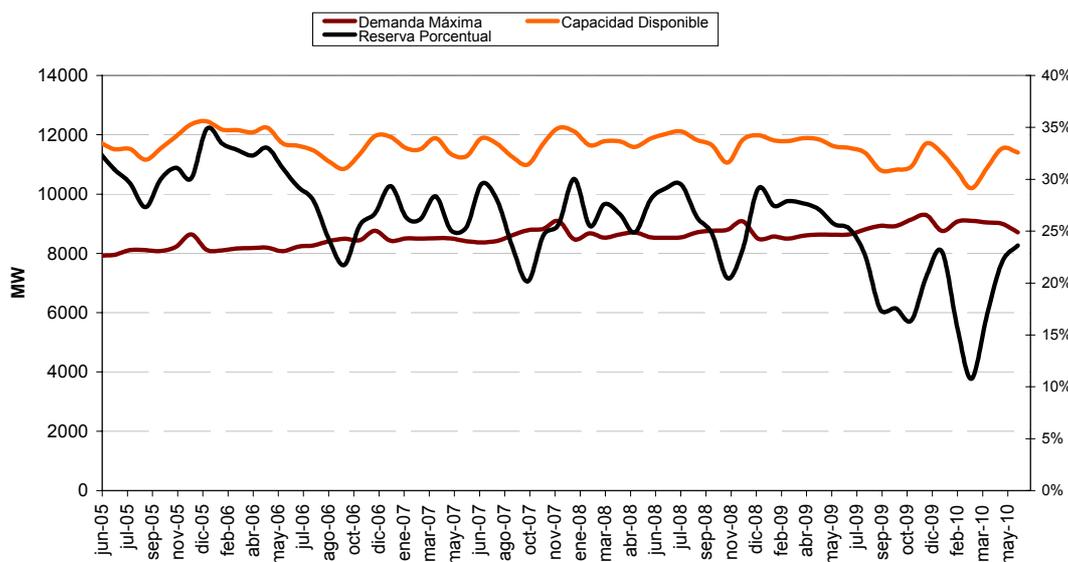


**Gráfico No 5**

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

El gráfico No 6 presenta la evolución de la demanda mensual máxima de potencia del sistema, contra la capacidad de generación total disponible mensual y la reserva de capacidad correspondiente en forma porcentual, para los últimos 5 años.

**DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL  
Mayo 2005 - Junio 15 2010**



**Gráfico No 6**

El margen de reserva cayó drásticamente en el segundo trimestre del año, por una reducción en la disponibilidad de varias plantas, debida al mantenimiento de las térmicas que estaba postergado por las condiciones de generación forzada. En mayo y junio se recuperó la brecha entre oferta y demanda de capacidad en el sistema, pero en un nivel más bajo de lo observado en los últimos años.

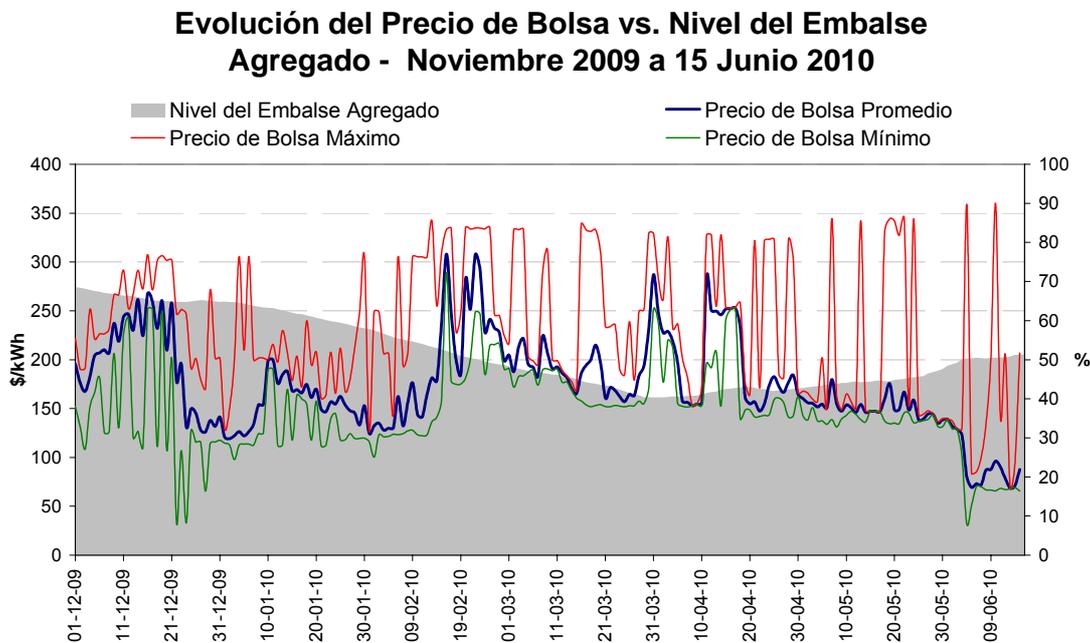
### 3.1.6 Nivel de los Embalses

El gráfico No 7 muestra que durante mayo y las primeras dos semanas de junio, el nivel del embalse agregado del SIN continuó su recuperación, sobrepasando el 50% de la capacidad útil, aunque su nivel es aún muy inferior al de los registros promedios históricos.

En relación a los principales embalses del sistema, en la primera mitad de junio, Betania y Porce presentaron niveles cercanos al máximo, San Carlos se ubicó en el 75%, Guatapé y Guavio terminaron con niveles por encima del 50% y Chivor del 40%.

## 3.2 Evolución de los precios de Bolsa

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



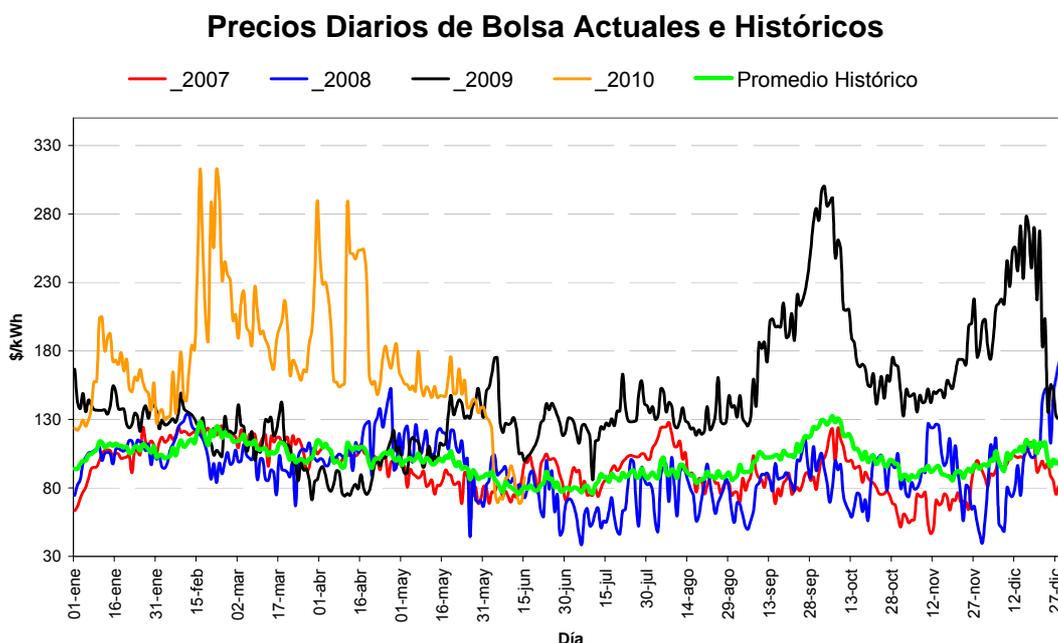
**Gráfico No 7**

El gráfico No 7 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.

Desde finales de abril nuevamente se observa en el mercado una clara relación entre el nivel del embalse agregado y los precios de bolsa. Los precios finalmente se situaron por debajo de los 100 \$/kWh; durante más de un año el mercado estuvo reconociendo precios superiores a este umbral. Aún cuando los precios han bajado, la volatilidad entre horas de baja y alta demanda sigue siendo elevada, de hecho, en la primera quincena de junio, el precio máximo sobrepasó los \$350/kWh y el precio de escasez en dos ocasiones.

### 3.2.2 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

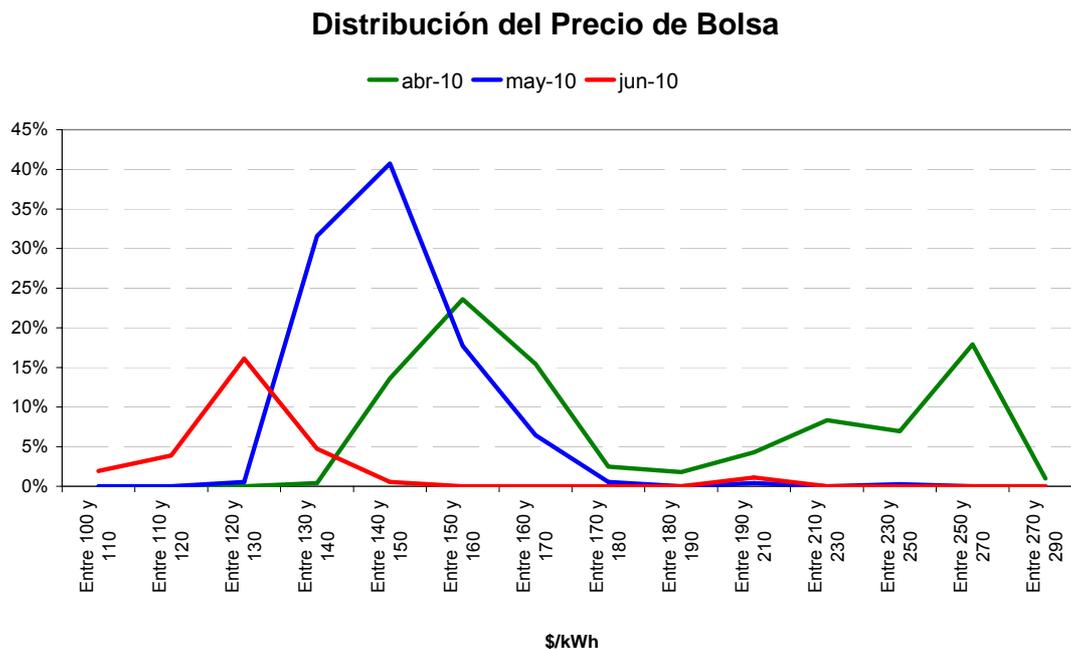
El gráfico No 8 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes. Se observa que a partir de junio de 2010 los precios reencontraron los promedios históricos.



**Gráfico No 8**

### 3.2.3 Distribución del Precio de Bolsa

El grafico No 9 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los meses de abril y mayo y las primeras dos semanas de junio.



**Gráfico No 9**

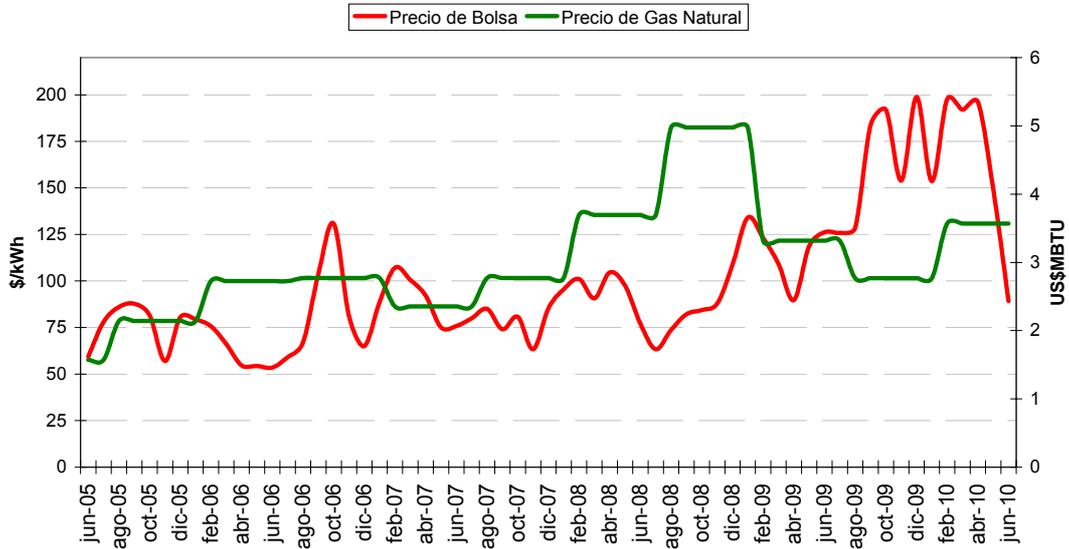
La función de distribución de precios se desplazó a la izquierda en los primeros 15 días de junio, pero aún se sitúa en niveles relativamente altos.

### 3.2.4 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

El gráfico No 10 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU.

Como se había mencionado, en los años recientes el precio de bolsa parece haber perdido la correlación con el precio del gas.

**PRECIO DE BOLSA VS PRECIO GAS NATURAL**  
**Junio 2005 - Junio 15 2010**

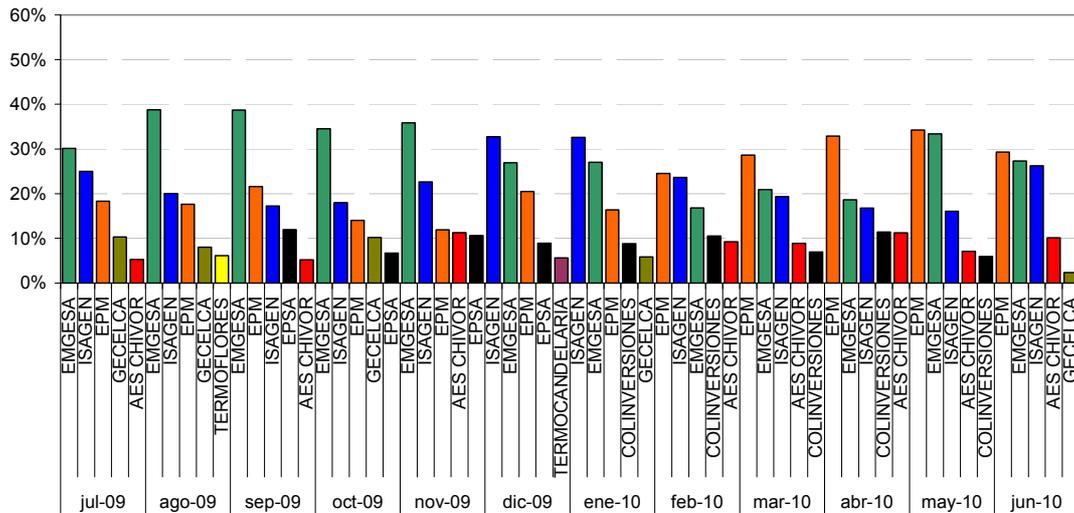


**Gráfico No 10**

**3.3 Comportamiento de Ofertas**

**3.3.1 Agentes Marcadores del Precio**

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa**  
**Julio 2009 de 2009 a Junio 15 de 2010**



**Gráfico No 11**

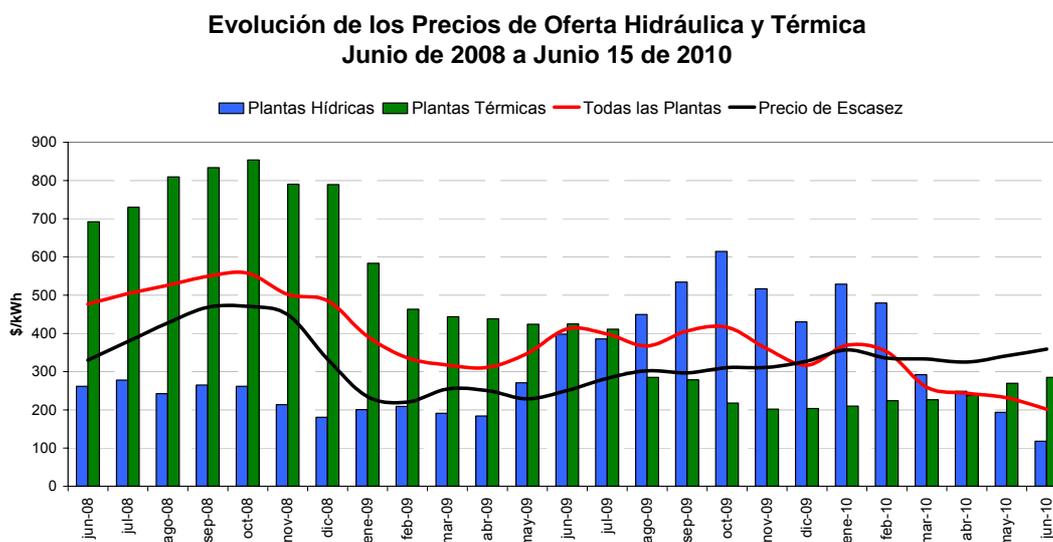


En el periodo analizado, Guatapé, Guavio y Jaguas se sostuvieron en el nivel de precios del mercado con pequeñas oscilaciones. En contraste, Porce y San Carlos se mantuvieron por debajo del mercado seguramente por manejar excedentes de agua. Porce en varias ocasiones elevó el precio a nivel de competencia o por encima de este. Las cotizaciones de las térmicas se elevaron con relación al precio de mercado; esta dinámica se explica en buena medida, por la reducción de los precios de oferta promedio de las plantas hidráulicas.

Respecto a la disponibilidad, Termo Centro presentó reducción de 50% y Porce de 30% de la capacidad instalada.

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

El gráfico No 13 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.



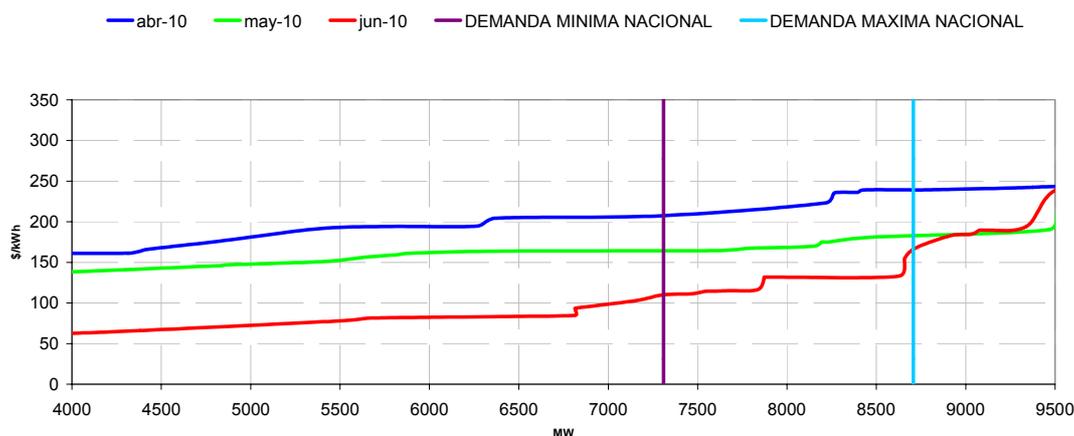
**Gráfico No 13**

En la primera quincena de junio las ofertas totales promedio para la energía continuaron disminuyendo, las plantas hidráulicas bajaron progresivamente sus precios de oferta a un nivel cercano a los \$120/kWh y las térmicas lo elevaron a \$280/kWh, sin incluir sus costos de arranque y parada.

### 3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 14 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

**CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO**



**Gráfico No 14**

La función de oferta agregada promedio de la generación eléctrica en junio cayó con respecto a los niveles de abril y mayo y presentó elasticidad, lo cual presume una reducción del poder de mercado.

### 3.3.6 Índice de Lerner

Los gráficos No 15-a y 15-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 alta y media respectivamente, en los últimos doce meses. **En este cálculo, la demanda residual excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis.**

Con la finalización del fenómeno del Niño, los índices de Lerner, especialmente para demanda alta, han retornado a niveles inferiores al 10%, lo cual indica una disminución en el poder de mercado.

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

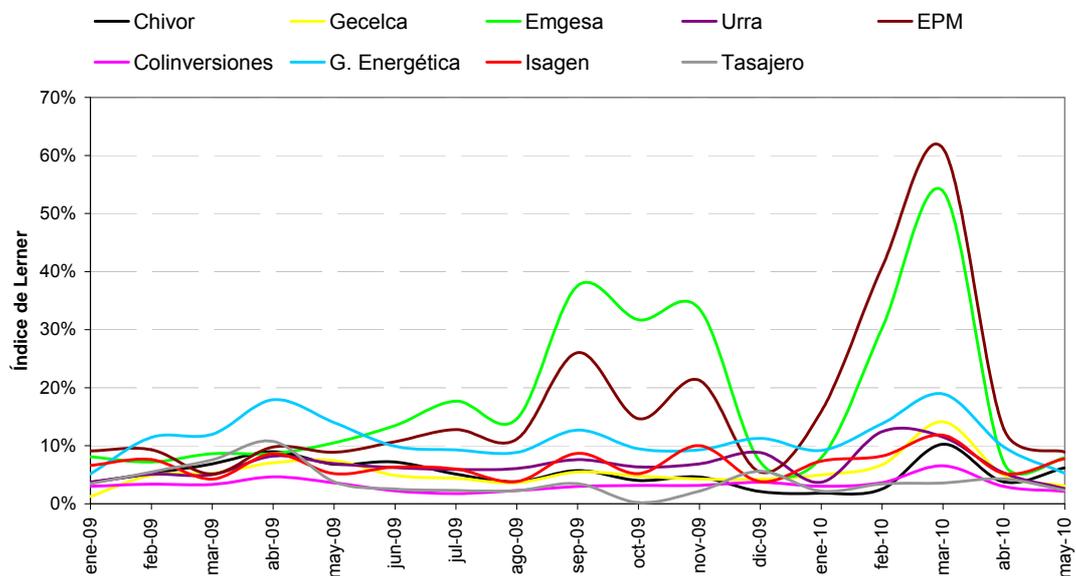


Gráfico No 15-a

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

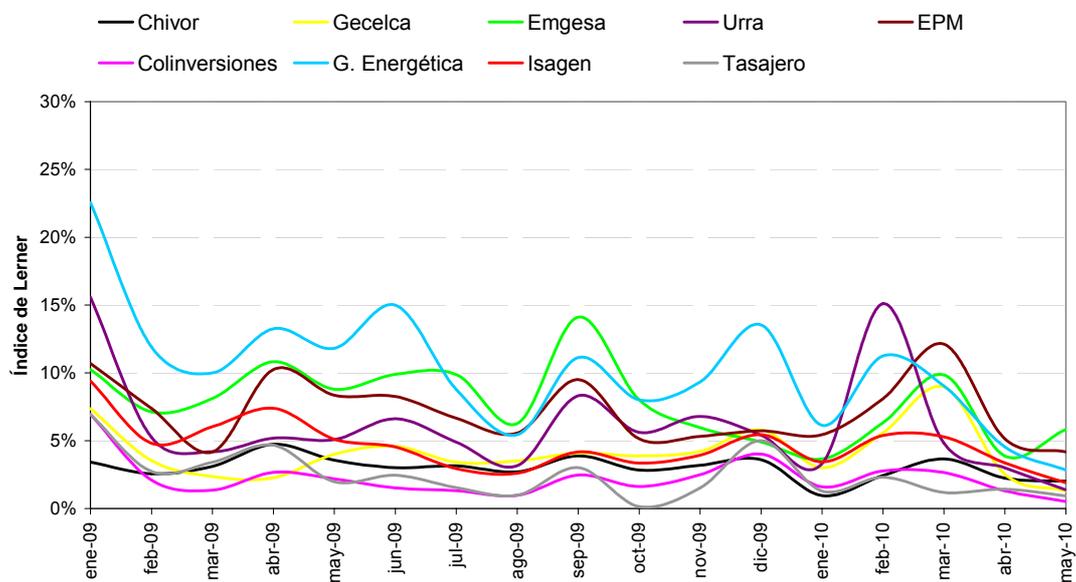
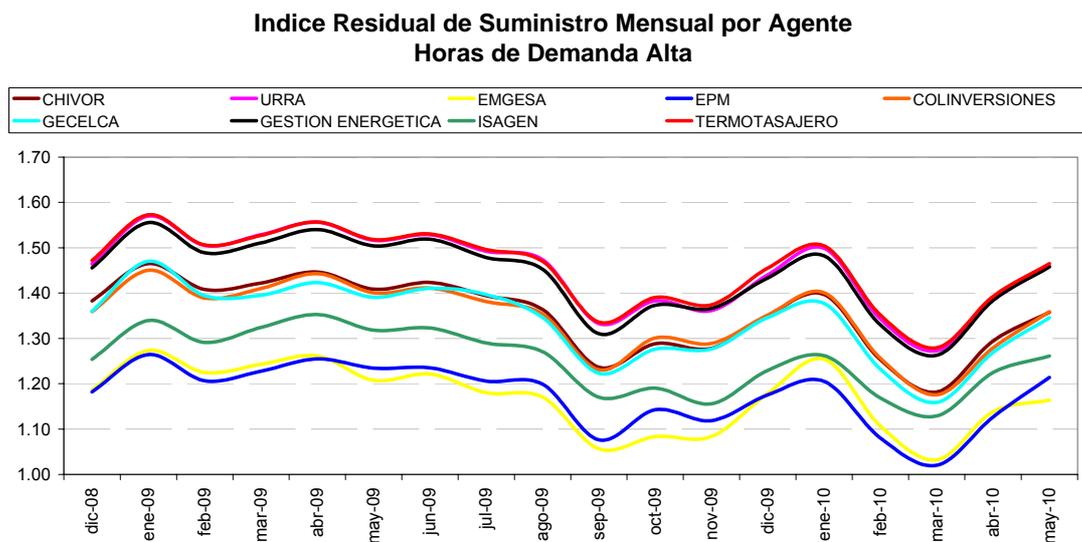


Gráfico No 15-b

### 3.3.7 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 16 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta, en los últimos diez y ocho meses.



**Gráfico No 16**

El índice residual de suministro para demanda alta, en mayo presentó incremento de sus valores para todos los agentes; solamente Emgesa presentó un índice inferior a 1.2.

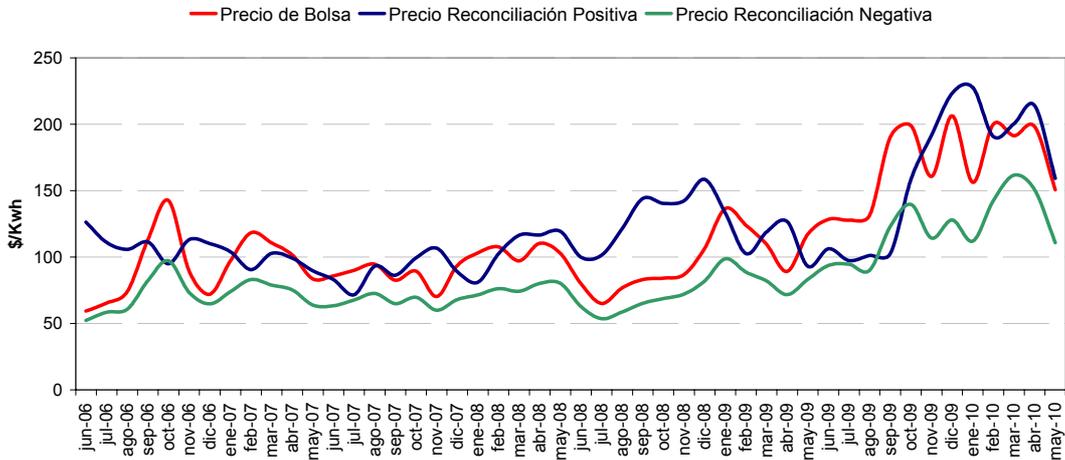
### 3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

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

El gráfico No 17 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas y negativas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses.

En mayo, el precio promedio de las reconciliaciones positivas y negativas presentó disminución, siguiendo la tendencia observada por el precio de bolsa.

**Precios de Reconciliaciones vs Precios de Bolsa  
Junio 2006 - Mayo 2010**

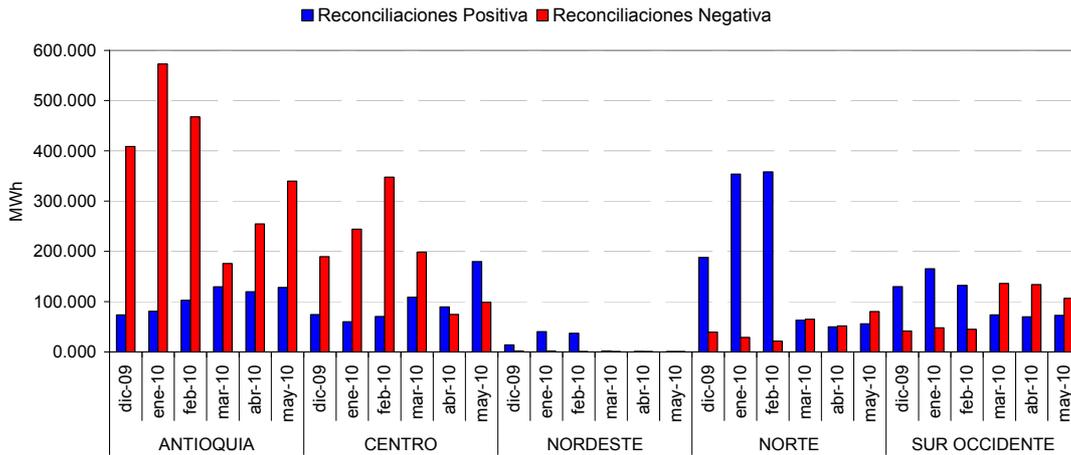


**Gráfico No 17**

**3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas**

El gráfico No 18 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

**Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas  
Diciembre 2009 - Mayo 2010**



**Gráfico No 18**



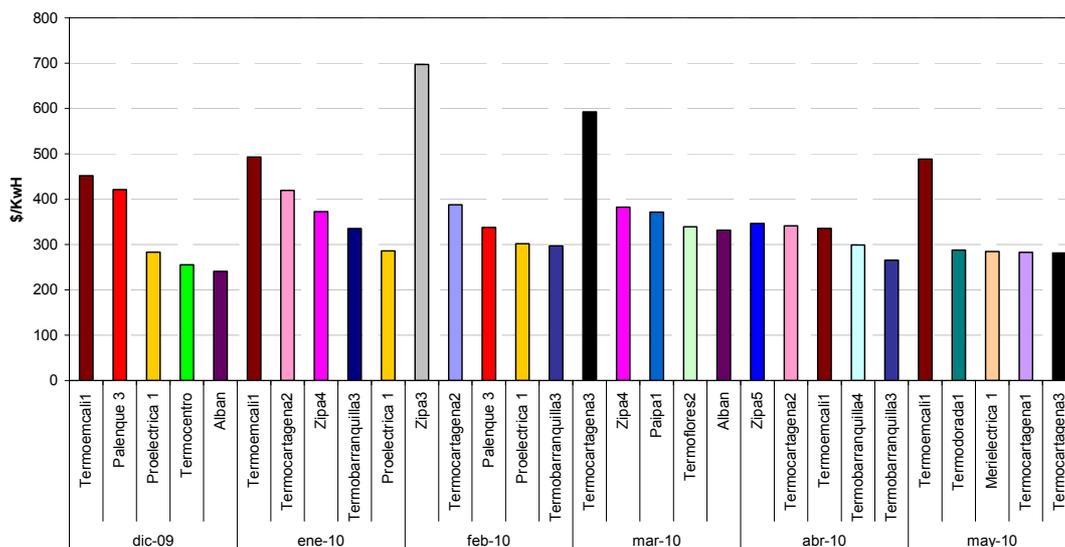
Los gráficos No 19-a y 19-b presentan las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

En las reconciliaciones positivas, Guavio fue líder en mayo continuando su tendencia a disminuir el costo. De otra parte, en mayo San Carlos nuevamente fue la planta de mayor participación en las reconciliaciones negativas, aumentando su participación a 18.000 millones de pesos.

### 3.4.4 Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

El gráfico No 20 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.

**Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito  
Diciembre 2009 - Mayo 2010**



**Gráfico No 20**

En mayo el mayor precio de la generación fuera de mérito se registró en Termo Eocali con valor promedio de \$500/kWh.



### Valor del AGC Mensual Junio de 2007 a Mayo de 2010

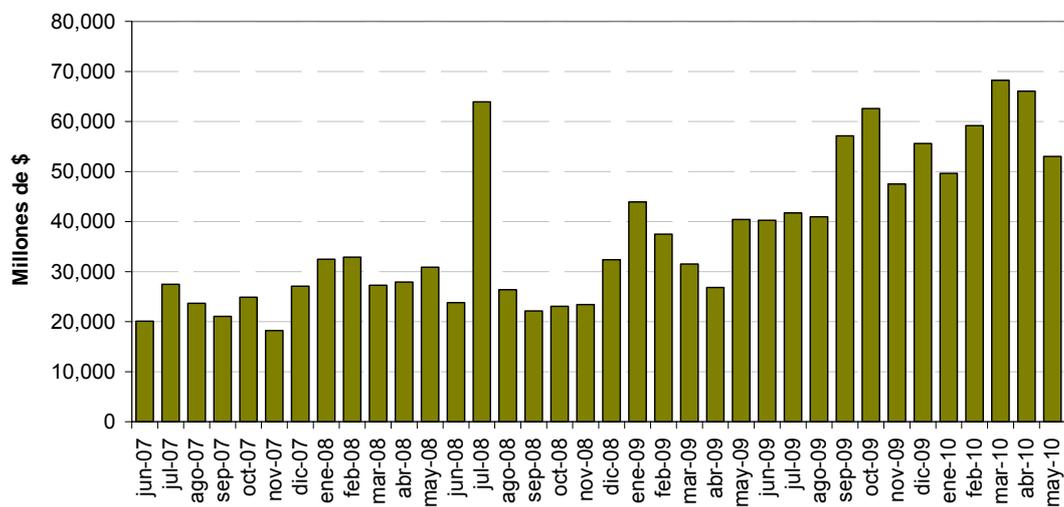


Gráfico No 22