

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 51 – 2010

ASPECTOS COYUNTURALES DEL MEM

Preparado por:

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

Bogotá, Agosto 13 de 2010

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ASPECTOS COYUNTURALES DEL MEM	2
2.1	AJUSTES REGULATORIOS	2
2.1.1	<i>Regulación para Condiciones de Niño</i>	2
2.1.2	<i>Nuevo Despacho y Formación de Precios en el MEM</i>	2
2.1.3	<i>Riesgo Crediticio de los Comercializadores</i>	3
2.2	GAS NATURAL	4
2.2.1	<i>Ultima Subasta</i>	4
2.2.2	<i>Decretos 2730 de Julio 29 y 2807 de Agosto 4 de 2010</i>	5
2.3	AMENAZAS A LA COMPETITIVIDAD DEL MEM	6
2.3.1	<i>Venta de Isagen</i>	6
2.3.2	<i>Operación de Ituango por parte de EPM</i>	6
2.4	NUEVOS ELEMENTOS DEL MEM	7
2.4.1	<i>Energías Limpias y Fuentes Renovables</i>	7
2.4.2	<i>Respuesta de la Demanda</i>	8
2.4.3	<i>Pérdida en Venta de Energía Embalsada</i>	10
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM	12
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	12
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	12
3.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados</i>	13
3.1.3	<i>Vertimientos</i>	13
3.1.4	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible</i>	14
3.1.5	<i>Nivel de los Embalses</i>	15
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	15
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	15
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	16
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	17
3.2.4	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez</i>	18
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	18
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio</i>	18
3.3.2	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad</i>	19
3.3.3	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica</i>	20
3.3.4	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	20
3.3.5	<i>Índice de Lerner</i>	21
3.3.6	<i>Franja Marginal de la Función de Demanda Residual</i>	23
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>Costo de Reconciliaciones por Zonas</i>	26
3.4.4	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	27
3.4.5	<i>Precio de Bolsa Diario vs Reconciliaciones Negativas</i>	28
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	29
3.5.1	<i>Costo de Restricciones por Causa</i>	29
3.6	MERCADO DE CONTRATOS	30
3.6.1	<i>Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa</i>	30
3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	31
3.7.1	<i>Servicio de AGC por Planta</i>	31
3.7.2	<i>Distribución del Servicio de AGC</i>	32

3.7.3 Costo mensual del servicio de RSF.....33

Resumen Ejecutivo

La experiencia vivida por el MEM durante el pasado fenómeno del Niño demostró que bajo dichas circunstancias, el mercado no reaccionó adecuadamente y fue intervenido por el gobierno. Con el fin de evitar intervenciones del mercado, el CSMEM considera que es necesario desarrollar con suficiente antelación, un esquema regulatorio que pueda asegurar la confiabilidad del SIN bajo eventos de fuerza mayor, tales con el Niño.

El cambio regulatorio realizado en el modelo de despacho (optimización diaria) y de formación de precios en el MEM, permitió remunerar a las plantas térmicas los costos de arranque y parada una vez han sido despachadas, redujo el precio promedio de oferta del parque térmico, presionó el precio de bolsa a la baja y limitó el poder de mercado. Por otra parte, el nuevo algoritmo de despacho, al minimizar los costos de los recursos despachados, puede llegar a sobre-remunerar a los generadores y aumentar el costo final de energía que enfrentan los usuarios, pues minimizar los costos de generación no es equivalente a minimizar el costo incurrido para el MEM.

En el caso analizado por el CSMEM, aunque se minimizó el costo de la energía ofertada por los generadores, el precio de bolsa se elevó muy por encima del que se habría obtenido con la fórmula del despacho anterior, generando rentas adicionales a todas las plantas despachadas. El CSMEM sugiere reconsiderar el algoritmo del despacho, manteniendo a la vez los beneficios que introdujo la reforma regulatoria.

Teniendo en cuenta los problemas financieros que se han venido presentando en relación a los comercializadores puros y en particular la reciente quiebra de la empresa Comercializar y sus efectos para el MEM, el CSMEM considera de la mayor prioridad disminuir el riesgo crediticio existente en el MEM, para lo cual se requiere contar con comercializadores sólidos y confiables, esto exige modificar a fondo los laxos requisitos regulatorios que debe cumplir un comercializador para ser agente del MEM y permanecer en él. También, todos los agentes del MEM deberían poder contar con la información que les permita conocer la situación financiera de las empresas comercializadoras.

La subasta de gas de los campos de Casanare realizada por BP en julio de 2010, asociada a la nueva planta de tratamiento en Cusiana, tuvo un precio de cierre de US\$4,73/MBTU, el cual contrasta con el precio de cierre de las tres subastas anteriores que fluctuó alrededor de los US\$6,00/MBTU, reflejando que la situación de escasez de gas ocurrida durante el fenómeno del Niño ya ha sido superada.

La mayor amenaza existente en el MEM a corto plazo es la eventual integración operativa de Isagen con Emgesa o con EPM, lo que ocurriría en el momento en que alguna de estas empresas adquiriera a Isagen o se convirtiera en su operador, afectando gravemente la competitividad del mercado de energía mayorista; los indicadores de medición de poder de mercado utilizados por el CSMEM, muestran además que esos agentes al integrarse con Isagen, tendrían un altísimo poder de mercado y se convertirían en empresas pivotaes.

A largo plazo, la futura operación de la central Ituango por parte de EPM, durante un periodo de 20 años o más, se constituye en un factor que podría afectar la competitividad y el buen funcionamiento del MEM. Una vez Ituango entre en operación plena, EPM incrementaría significativamente su participación y sobrepasaría el límite regulatorio permitido del 25%. Esta situación tiene una alta probabilidad de ocurrir, bajo el supuesto que la demanda crezca de acuerdo al escenario medio de la UPME.

El desarrollo de la utilización de energías renovables a nivel mundial, está basado fundamente en subsidios directos e indirectos que terminan siendo pagados por los consumidores finales; además, tanto la energía eólica como la solar presentan serios problemas operacionales en los sistemas de potencia involucrados, que también incrementan los costos de producción del sistema.

Teniendo en cuenta la excelente canasta existente de recursos energéticos en Colombia y además económicamente viables de ser desarrollados sin necesidad de subsidios, tales como la hidroenergía y la generación termoeléctrica a gas y carbón, ellos son la mejor opción para el SIN; por otra parte, la energía eólica y solar pueden ser una buena alternativa para las zonas no interconectadas.

En concepto del CSMEM, la Resolución 063 de 2010 que regula la Demanda Desconectable Voluntaria es un buen paso en la implementación de tecnologías de la respuesta de la demanda, que permitirá mejorar la confiabilidad del SIN, postergar capacidad de expansión y una operación más eficiente del mercado. Sugiere además, que se introduzcan elementos que incentiven una participación activa de la demanda en el mercado, tales como su inclusión en las subastas de energía firme y en programas de respuesta de la demanda basados en incentivos económicos y en tarifas asociadas a periodos de tiempo.

En febrero, para reforzar la confiabilidad del sistema y a raíz de los bajos precios de oferta de la energía hidráulica, desplazada del despacho para cumplir la condición de generación térmica forzada, la CREG expidió la Resolución 010 de 2010, para comprar

y embalsar por parte del mercado esa energía hidráulica desplazada, al precio de oferta presentado por el agente. Esto finalmente representó un sobrecosto para la demanda, dado que el precio de compra de la energía embalsada fue superior al precio de su venta posterior. La CREG con la Resolución 070 de 2010 corrigió las distorsiones mencionadas anteriormente.

En segundo lugar, este informe presenta un análisis de los indicadores del MEM. Con el aumento en la intensidad del invierno, en junio la generación hidráulica creció en un 24% deprimiendo la generación térmica que se redujo a más de la mitad con respecto a los niveles de mayo. A junio la generación eléctrica creció en un 2.73% considerando el año completo.

En los dos últimos meses se ha mantenido el proceso de recuperación del nivel del embalse agregado del SIN, no obstante estar alrededor de 10 puntos porcentuales por debajo del promedio histórico para el mes de julio.

A mediados de julio y habiendo terminado la mayoría de los mantenimientos postergados para cubrir la demanda durante el fenómeno del Niño, la reserva de capacidad alcanzó el 25% y se acercó a los niveles determinados por la tendencia de largo plazo.

Desde comienzos de junio, el precio promedio de bolsa cayó a niveles cercanos a los promedios de los últimos años, debido a las mayores hidrologías; no obstante, la volatilidad del precio sigue siendo muy elevada. En el parque térmico se observa un aumento de los precios de oferta, sobretodo con relación al precio de bolsa promedio de mercado.

En las primeras dos semanas de julio, el 87% del tiempo el precio de bolsa lo marcaron plantas pertenecientes a Isagen, Emgesa, EPM y Chivor. Para el nivel de demanda alta, todos los agentes tienen un bajo poder de mercado; sin embargo, tanto en demanda media como en demanda baja, los índices de Lerner aumentaron, indicando claramente un poder de mercado en estas franjas de carga.

Al finalizar la generación térmica forzada y resurgir las transferencias de energía del interior hacia la zona Norte, reaparecieron las reconciliaciones positivas en esa zona con un costo importante.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Aspectos Coyunturales del MEM y b) Análisis de desempeño del MEM, durante junio y mitad de julio del 2010.

a) Aspectos Coyunturales del MEM

Se analizan ajustes regulatorios relacionados con la presencia del fenómeno del Niño, el cambio realizado en el modelo de despacho y de formación de precios en el MEM, que permitió remunerar a las plantas térmicas los costos de arranque y parada, y los ajustes para dar solidez crediticia a los agentes comercializadores puros. Se analiza también el resultado de la última subasta de gas natural y se mencionan los principales temas considerados en el reciente Decreto 2730 del gobierno nacional. Finalmente se presentan amenazas de corto y largo plazo a la competitividad del MEM y temas relativos a energías renovables, respuesta de demanda y el costo pagado por la energía comprada y embalsada para reafirmar la confiabilidad del sistema.

b) Análisis de Desempeño del MEM

Durante los últimos cinco 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 Aspectos Coyunturales del MEM

2.1 Ajustes Regulatorios

2.1.1 Regulación para Condiciones de Niño

El fenómeno del Niño 2009-2010 encontró:

- Un sistema de gas con problemas serios en cuanto al abastecimiento y el transporte del mismo, especialmente para la generación termoeléctrica, no obstante ser problemas conocidos de vieja data.
- Un esquema regulatorio que permitió que los embalses llegaran a una situación crítica frente a los niveles históricos y además que los agentes hidráulicos continuaran generando la energía del SIN con una baja participación térmica.

Ante dicha coyuntura, el gobierno nacional decidió intervenir el mercado, ordenando la generación forzada de todas las plantas térmicas del MEM con gas natural, carbón o combustibles líquidos. Estas medidas frenaron el deterioro que se venía presentando en el nivel del embalse agregado del SIN y se pudo abastecer adecuadamente la demanda del sistema nacional durante todo el periodo de criticidad hidrológica.

Bajo las circunstancias anteriores de crisis, el mercado por si solo no reaccionó adecuadamente y por lo tanto, para prevenir que circunstancias como las ya mencionadas, induzcan a intervenciones gubernamentales del mercado, es necesario contar con suficiente antelación con un esquema regulatorio, que pueda asegurar la confiabilidad del SIN en la ocurrencia de eventos de fuerza mayor tales con el Niño.

2.1.2 Nuevo Despacho y Formación de Precios en el MEM

El análisis llevado a cabo por el CSMEM en el informe No 50¹, considera que el cambio regulatorio realizado en el modelo de despacho y de formación de precios en el MEM, permite remunerar a las plantas térmicas los costos de arranque y parada una vez han sido despachadas. Si bien, el cambio regulatorio tuvo 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, por otra parte, el nuevo algoritmo de despacho, al minimizar los costos de los recursos despachados, puede llegar a sobre-remunerar a los generadores y aumentar el costo final de energía que enfrentan los usuarios.

¹ Informe No 50 del CSMEM “Análisis del modificación de las reglas de despacho y la formación de precios en el MEM – Res CREG 051-2009”, Julio del 2010.

El nuevo modelo de despacho define la función objetivo a minimizar, con base en los costos de generación y no en el costo incurrido para el MEM, que corresponde a los ingresos de los generadores. Al minimizar los costos de generación, se está considerando el precio de oferta de cada planta, asociado a la generación efectiva de la misma. Cuando se calcula el costo de la generación incurrido para el MEM, es necesario considerar el precio de bolsa para toda la energía generada en determinada hora y este elemento no está incluido en el problema de minimización. Desde este punto de vista, minimizar los costos de generación no es equivalente a minimizar el costo incurrido para el MEM.

En el caso analizado por el CSMEM, aunque se minimizó el costo de la energía ofertada por los generadores, el precio de bolsa se elevó muy por encima del que se habría obtenido con la fórmula del despacho anterior a la resolución CREG 051 de 2009, generando rentas adicionales a todas las plantas despachadas.

Teniendo en cuenta que este ejercicio es preliminar porque sólo se analizó un día de despacho bajo la nueva fórmula y sin capturar con precisión el costo que imponen las inflexibilidades, a juicio del CSMEM es importante sugerir a la CREG la reconsideración del algoritmo del despacho, para evitar que se generen rentas extraordinarias, manteniendo a la vez los beneficios que introdujo la reforma regulatoria. En particular, para el caso colombiano parece recomendable reconocer el costo de arranque y parada a las plantas térmicas y restar de este costo, las rentas infra-marginales que obtienen las plantas térmicas, para reducir la carga sobre los usuarios.

2.1.3 Riesgo Crediticio de los Comercializadores

Teniendo en cuenta los problemas financieros que se han venido presentando en relación a los comercializadores puros y en particular la reciente quiebra de la empresa Comercializar y sus efectos para el MEM, el CSMEM ha tomado este tema para su análisis.

En relación a los comercializadores existentes en el mercado y su riesgo crediticio, existen comercializadores muy sólidos, de bajo riesgo, de riesgo moderado y otros de alto riesgo. En concepto del CSMEM, los comercializadores de alto riesgo crediticio, existen debido a:

- Los laxos requisitos regulatorios que debe cumplir un comercializador para ser agente del MEM y permanecer en él.

- En el proceso de comercialización, el agente comercializador puede efectuar transacciones en el MEM que trascienden las garantías existentes y su capacidad patrimonial.
- Dada la prioridad definida por la Ley de abastecer adecuadamente la demanda de los usuarios, los agentes comercializadores tienen una capacidad de negociación frente al MEM, que no es normal en las demás actividades comerciales diferentes al mercado eléctrico, ya que a pesar que el comercializador incurra en graves incumplimientos, se le postergan gradualmente sus obligaciones financieras y se le sigue entregando energía más allá de lo que podría cubrir.
- En general el mercado y en particular los usuarios, especialmente los no regulados, no cuentan con la información que les permita conocer adecuadamente la solidez financiera de la empresa comercializadora con la cual van a contratar su energía. Es inadmisibles que los bancos cuenten con mejor información que el mercado y los agentes del MEM.
- La falta de transparencia existente, para determinar adecuadamente los nexos en la estructura accionaria entre diferentes comercializadores participantes del MEM, así como la permisividad para efectuar transacciones posiblemente colusivas entre comercializadores con nexos empresariales.
- En el caso en que el comercializador entre en un proceso de quiebra, todas las pérdidas incurridas por causa de su incumplimiento financiero son asumidas por el MEM.

Conocedores de que la CREG está haciendo una revisión sobre el tema, el CSMEM considera conveniente que la Comisión realice los cambios que considere necesarios a la regulación existente, con atención en particular a las exigencias que deben existir para un comercializador entrar a ser parte del MEM y para poder permanecer en él.

2.2 Gas Natural

2.2.1 Ultima Subasta

Los resultados de la reciente subasta de gas realizada en julio de 2010, se presentan en la Tabla No 1, donde se resumen los principales parámetros de las seis subastas de gas natural llevadas a cabo exitosamente hasta la fecha.

Tabla No 1

SUBASTAS DE GAS						
	Gibraltar	Creciente 1	Creciente 3	Don Pedro	Cusiana - LTOII	Campos Casanare
Fuente	Ecopetrol	Pacific Stratus	Pacific Stratus	Hocol	Ecopetrol	BP
Agente						
Fecha		Oct-07	May-08	Mar-08	Dic-09	Jul-10
Tipo Subasta	Indefinida	Ascendente	N.A	Inglesa	Ascendente	Ascendente
Tipo Actividad	Sobre cerrado	Abierta	No aplica	Abierta	Abierta	Abierta
Producto	Indefinido	Definido	Definido	Definido	Definido	Definido
Suministro	Firme	Firme	Firme	Firme	Firme	Firme
Duración	>10 años y <15 años	1 año (dic/07)	1 año (dic/08)	2 años	Ago/10 - Jun/15	Ene/11 - Jun /16
Cantidad	33 GBTUD	35 GBTUD	16 GBTUD	6 GBTUD	32.8 GBTUD	40,6 GBTUD
Cantidad Mínima		2.5 GBTUD	16 GBTUD	6 GBTUD	2 GBTUD	2 GBTUD
Contrato	TOP	TOP al 100%	TOP al 100%	TOP al 100%	TOP al 95%	TOP al 100%
Formacion Precio	Indefinida	Discriminatoria	N.A	Uniforme	N.A.	Uniforme
Precio Base	Res CREG 119 2005	US\$2,80/MBTU	US\$5,05/MBTU	US\$ 3,70/MBTU	US\$ 3,40/MBTU	US\$ 4,5/MBTUD
Participantes	7					13
Precio Cierre		US\$ 3,75/MBTU	US\$5,75/MBTU	US\$ 6,03/MBTU	US\$ 6,14/MBTU	US\$ 4,73/MBTUD
Inicio de Entrega		Ene-08	Ene-09	Jul-08	Ago-10	Ene-11
	Gas Natural	Gecelca 29,4 GBTUD, Petroquimica 5,6 GBTUD	EPM	Ecopetrol	Isagen 19,0 Mansarovar 6,8 Gas Natural 4,0 Petrobras 3,0	E2 7, Gas Natural 5,6, EPM 5 Colinversiones 5 Con 2 GBTUD: Dinagas, Efigia, Alcanos, Gases de Occidente, Gazel, Gases del Llano, Mansarovar, Plexa
Ganador						

Esta última subasta de gas de los campos de Casanare realizada por BP, junto con la subasta de Ecopetrol en diciembre de 2009, está asociada a la nueva planta de tratamiento en Cusiana, la cual tendrá un potencial de producción de 70 MPCD de gas.

El precio de cierre de la subasta de BP fue de US\$4,73/MBTU, el cual contrasta con el precio de cierre de las tres subastas anteriores que fluctuó alrededor de los US\$6,00/MBTU, reflejando que la situación de escasez de gas ocurrida durante el fenómeno del Niño ya ha sido superada.

2.2.2 Decretos 2730 de Julio 29 y 2807 de Agosto 4 de 2010

El gobierno nacional con la expedición de los Decretos 2730 de julio 29 y 2807 de agosto 4 de 2010, busca resolver los problemas estructurales del sector gas identificados por diferentes estudios y agentes del sector. Entre otros trata los temas referidos al abastecimiento, transporte, importaciones/plantas regasificadoras, almacenamiento, mercado ocasional y de diferencias, precios, operador y administrador del mercado (gestor técnico), coordinación operativa con el sector eléctrico, plan de expansión y en general está orientado a asegurar la confiabilidad y calidad del abastecimiento de gas natural en el país.

2.3 Amenazas a la Competitividad del MEM

2.3.1 Venta de Isagen

Tal como se analizó por parte del CSMEM en el informe No 49², la mayor amenaza existente en el MEM a corto plazo es la eventual integración operativa de Isagen con Emgesa o con EPM, lo que ocurriría en el momento en que alguna de estas empresas adquiriera a Isagen, afectando gravemente la competitividad del mercado de energía mayorista.

De acuerdo con las simulaciones realizadas, en caso de integrarse operativamente Isagen a Emgesa o a EPM, los indicadores de medición de poder de mercado utilizados por el CSMEM (Lerner y Residual de Suministro) de estos agentes, muestran que tendrían un altísimo poder de mercado y se convertirían en empresas pivotaes, en cuyo caso el mercado tendría que comprar a uno de estos agentes, parte de la demanda total del Sistema Interconectado Nacional, independientemente del precio ofertado a la bolsa.

Si bien el nuevo gobierno nacional ha manifestado su intención de no vender a Isagen, el CSMEM de acuerdo a los análisis realizados, considera que la venta de Isagen se podría llevar a cabo a otros agentes del MEM diferentes a EPM o Emgesa, sin afectar seriamente el mercado.

En otros mercados no eléctricos, los competidores denuncian ante la autoridad de competencia las eventuales posiciones de dominio, porque ven amenazada su participación en la industria con eventuales prácticas de monopolización. Esto no ocurre en el MEM, porque el poder de mercado de un agente se traduce en precios mayores en la bolsa, que normalmente benefician a todos los generadores del mercado.

2.3.2 Operación de Ituango por parte de EPM

A largo plazo, el CSMEM considera que la futura operación de la central Ituango por parte de EPM, durante un periodo de 20 años o más, se podría constituir en un factor que afectaría la competitividad y el buen funcionamiento del MEM. En este sentido, el CSMEM ve con preocupación el hecho de haber cancelado la subasta que venía

² Informe No 49 del CSMEM “Compra de Isagen por parte de un agente del MEM – Efectos en el Mercado de Energía Mayorista”, Junio del 2010.

realizando Hidroituango y que ya contaba con el interés de un número importante de nuevos agentes internacionales, lo cual además hubiera sido una buena oportunidad para incrementar el número de agentes generadores del MEM y aumentar su competitividad.

Teniendo en cuenta que una vez entre en operación plena, Ituango alrededor del año 2020 aportará 8.563 GWh-año de energía firme al MEM, ésta energía incrementaría significativamente la participación de cualquiera de los principales operadores del MEM. En el caso de EPM, independientemente de que esté o no integrada con Isagen, el efecto de una integración operativa con Ituango y bajo el escenario de crecimiento medio de la demanda proyectado por la UPME, sobrepasaría el límite regulatorio del 25% de participación, implicando que su integración operativa no sería permitida por la regulación existente.

La anterior situación tiene una alta probabilidad de ocurrir bajo el supuesto que la demanda crezca de acuerdo al escenario medio de la UPME; sin embargo, el resultado de las subastas de energía firme que se realicen hasta el 2020 también podría influir en el límite de participación que alcanzaría EPM con Ituango.

2.4 Nuevos Elementos del MEM

2.4.1 Energías Limpias y Fuentes Renovables

El desarrollo de la utilización de energías renovables a nivel mundial, está basado fundamentalmente en subsidios directos e indirectos que terminan siendo pagados por los consumidores finales. Varios mercados con una alta penetración de la energía eólica han realizado estimaciones del precio futuro de la energía, encontrando incrementos del 100% o más del costo de la energía, en un período de 10 años.

Tanto la energía eólica como la solar presentan serios problemas operacionales en los sistemas de potencia involucrados, relacionadas con la predicción de los vientos y la energía producida, las rampas intempestivas por caídas y subidas de generación que acarrearán estos recursos, el agotamiento de la capacidad de regulación de frecuencia, el soporte requerido de voltaje y potencia reactiva, la estabilidad del sistema eléctrico, etc.

La generación eólica y solar impacta seriamente el comportamiento de los mercados eléctricos, ya que gracias a los subsidios desplaza energía marginal más económica;

así mismo, la energía eólica conlleva la presencia de precios negativos de cierre de mercado. Al surgir nuevas necesidades de reservas operativas de arranque rápido y para regulación, se requieren nuevos servicios complementarios de regulación y reservas operativas adicionales, que incrementan los costos de producción del sistema. Además, la ubicación de estos recursos en general distante de los sitios de consumo y de la red existente, hace que los costos de transmisión se incrementen.

EL CSMEM teniendo en cuenta la excelente canasta existente de recursos limpios en Colombia y además económicamente viables de ser desarrollados sin necesidad de subsidios, tales como la hidroenergía y la generación termoeléctrica a gas, considera que si bien la energía eólica y solar pueden ser una buena alternativa para las zonas no interconectadas, en lo que respecta al Sistema Interconectado Nacional – SIN, no encuentra justificación alguna para desarrollos eólicos y solares subsidiados, como es la tendencia en la mayoría de los países industrializados, que prácticamente han agotado sus fuentes tradicionales de recursos limpios.

En cuanto al carbón, gracias a las ingentes cantidades de reservas de excelente calidad con que cuenta Colombia y a las posibilidades tecnológicas existentes hoy en día para utilizarlo minimizando su impacto ambiental, el CSMEM considera que siendo Colombia el tercer exportador mundial de carbón para generación de energía eléctrica, tampoco debe descartarse su utilización en los planes de expansión del sector eléctrico.

2.4.2 Respuesta de la Demanda

Tal como se ha analizado en otros informes del CSMEM, el sistema de respuesta de la demanda es fundamentalmente utilizado durante periodos de demanda alta, de precios altos, oferta muy cercana a la demanda, contingencias y eventos que afectan la confiabilidad, como el caso del evento del Niño.

De otra parte, la Demanda Desconectable Voluntariamente – DDV corresponde al mecanismo complementario previsto en la regulación del cargo por confiabilidad del MEM, que tiene por objeto facilitar el abastecimiento de la demanda en condiciones críticas y el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme de los generadores - OEF.

Para lograr este objetivo, la CREG emitió la Resolución 063 de 2010, la cual a nivel conceptual define los siguientes elementos:

- La DDV es la cantidad de demanda de energía reducida en un día (kWh-día) por parte de un comercializador. La reducción de energía se pacta entre un generador con Obligaciones de Energía Firme – OEF y un comercializador que representa uno o más usuarios.
- Para todos los efectos del Mercado Mayorista de Energía la DDV es un recurso no despachado centralmente. El Centro Nacional de Despacho - CND y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC, tienen a su cargo la coordinación operativa y las transacciones comerciales derivadas del esquema.
- Mediante los Contratos de Demanda Desconectable Voluntaria un usuario o grupo de usuarios, se obligan a reducir su consumo de energía eléctrica del SIN a cambio de un precio que se obliga a pagar el generador. La DDV se pacta mediante contratos celebrados entre el comercializador que representa un grupo de usuarios y un generador.

En concepto del CSMEM, la anterior resolución es un buen paso en la dirección de la respuesta de la demanda, que permite mejorar la confiabilidad del SIN, postergar capacidad de expansión y una operación más eficiente del mercado.

El CSMEM sugiere que la CREG incluya en una próxima subasta de energía firme, una componente de DDV, tal como se utiliza en otros mercados eléctricos, lo cual permitiría una participación más activa de la demanda y consecuentemente podría generar señales que ejerzan presión competitiva para reducir precios y mitigar el poder de mercado.

No obstante lo anterior y teniendo en cuenta que bajo condiciones sin déficits de energía, sin problemas de confiabilidad y precios normales, los generadores no tienen incentivos económicos para promover la respuesta de la demanda, también se deberían explorar otras posibilidades de participación activa de la demanda en actividades que tiendan a utilizar los recursos del sistema en una forma más eficiente.

Dichas posibilidades se concentran principalmente en programas de respuesta de la demanda basados en incentivos económicos y en tarifas asociadas a periodos de tiempo, los cuales son importantes para vencer algunos obstáculos existentes, tales como las tarifas de precios fijos y uniformes al consumidor y el exceso de capacidad de reserva requerida para los periodos secos (el Niño).

2.4.3 Pérdida en Venta de Energía Embalsada

Durante la intervención del mercado en el Niño pasado y a raíz de los bajos precios de oferta de la energía hidráulica, desplazada del despacho para cumplir la condición de generación térmica forzada, lo cual maximizaba los ingresos por reconciliaciones negativas de tales generadores hidráulicos, la CREG expidió la Resolución 010 de 2010, con el objeto de comprar y embalsar por parte del mercado esa energía hidráulica desplazada, al precio de oferta presentado por el agente.

Con la medida, al embalsar la energía hidráulica desplazada por la térmica, se reforzaba la confiabilidad del sistema en condiciones críticas de operación y además se eliminaban las ofertas bajas de los hidráulicos que estaban presionando los precios del mercado a la baja.

Bajo la presencia del Niño, la energía embalsada sería vendida cuando el precio de oferta de la planta con compromisos fuera superior al Precio de Escasez, descontando del compromiso la correspondiente generación real. Sin la presencia del Niño, el precio de oferta de la energía vendida y embalsada de la planta, sería el precio ofertado por el agente para esta planta y se descontaría del compromiso la correspondiente generación real, hasta cuando terminara de entregar la totalidad de la energía embalsada.

La Resolución CREG 113 de Junio de 2010 establece que la diferencia entre el precio de compromiso (precio de compra más el costo financiero a la fecha de venta) y el valor de la energía vendida y embalsada en el momento de la entrega, se asignará a la demanda en partes iguales, a través de las restricciones en las liquidaciones correspondientes al mes en que se efectuó la entrega y en los tres meses posteriores.

Para finales de junio de 2010, de los 960,2 GWh comprados y almacenados por el mercado, el 99,2% (952,8 GWh) ya había sido entregado al mercado, con los siguientes resultados económicos.

Tabla No 2

BALANCE DE LA ENERGIA EMBALSADA Y VENDIDA		
Efecto sobre las Restricciones en Millones \$		
MES-2010	ALIVIO	AUMENTO
Febrero	28,0	0,0
Marzo	2.568,2	0,0
Abril	2.474,6	0,0
Mayo	0,0	113,1
Junio	0,0	74.027,4
TOTAL	5.070,9	74.140,5

Dado que en general, el precio de bolsa en el mes de junio fue inferior al precio de bolsa de los meses anteriores, las ventas de la energía embalsada en junio representaron un sobrecosto de \$74 mil millones de pesos, frente a \$5 mil millones de alivio obtenido en la venta de los meses anteriores, lo cual en últimas representó un sobrecosto neto con cargo a las restricciones, superior a los \$69 mil millones de pesos.

Efectivamente el sobrecosto neto para la demanda fue inferior a los \$69 mil millones, ya que de no haber sido comprada y embalsada la energía hidráulica desplazada por la generación térmica forzada, se hubiera tenido que pagar a los generadores hidráulicos el valor de las restricciones negativas correspondientes que se hubieran causado. Ahora bien, un estimativo de los costos de las restricciones negativas de la energía desplazada en el periodo de febrero a junio de 2010, obtenido a partir de los precios de oferta de los generadores hidráulicos con energía vendida y embalsada, no sería correcto, puesto que a partir de la Resolución 010, los generadores hidráulicos con energía desplazada, cambiaron su estrategia de oferta de mínimos a máximos precios, lo cual entre otras cosas fue lo que ocasionó que la energía embalsada tuviera un costo de compra superior al de venta en el mes de junio.

La CREG con la Resolución 070 de 2010 decretó la finalización de las compras y embalsamiento de energía desplazada, lo cual corrigió las distorsiones mencionadas anteriormente.

3 Análisis de Desempeño del MEM

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

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

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

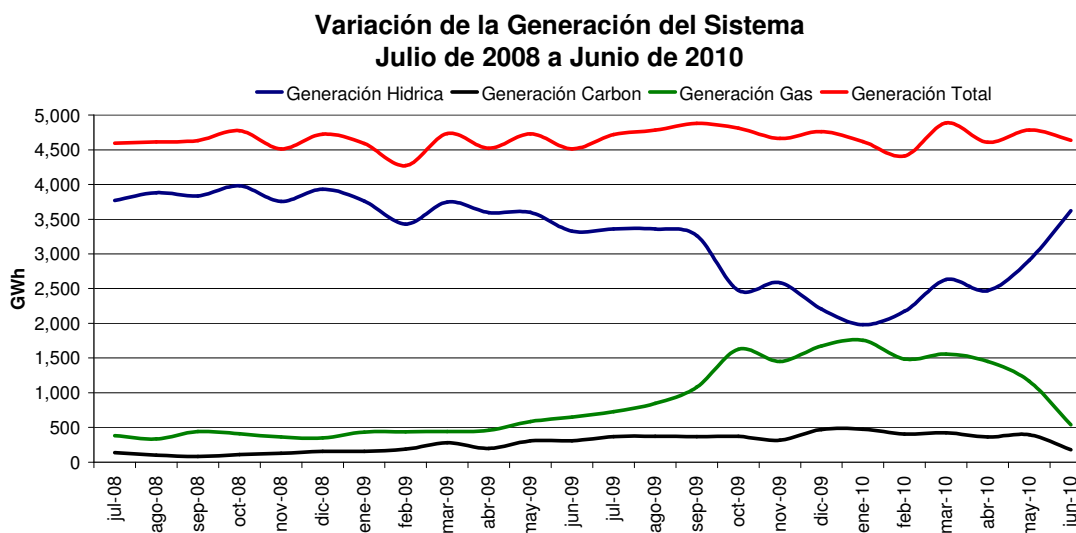


Gráfico No 1

Se observa como la generación hidráulica continuó incrementándose hasta alcanzar los niveles normales de operación y paralelamente, la generación de las plantas térmicas tanto a gas como de carbón continuó reduciendo sus despachos.

La tabla No 3 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema. Con el aumento en la intensidad del invierno, en junio la generación hidráulica creció en un 24% deprimiendo la generación térmica que se redujo a más de la mitad con respecto a los niveles de mayo. A junio la generación eléctrica creció en un 2.73% considerando el año completo.

Tabla No 3

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	junio-09	mayo-10	junio-10	Variacion Mayo 10-Junio 10	Variacion Junio 09-Junio 10	Variacion Ultimo Año-Junio 10
Hídrica	2,753.28	3,328.25	2,909.31	3,623.70	24.56%	8.88%	31.61%
Térmica	1,733.00	960.58	1,559.78	714.54	-54.19%	-25.61%	-58.77%
Gas	1,327.72	651.70	1,166.00	537.64	-53.89%	-17.50%	-59.51%
Carbón	372.65	308.88	393.78	176.89	-55.08%	-42.73%	-52.53%
Menores	212.65	214.74	288.53	280.57	-2.76%	30.65%	31.94%
Cogeneradores	14.21	7.11	16.88	14.87	-11.93%	109.14%	4.62%
Total	4,714.18	4,510.69	4,774.50	4,633.67	-2.95%	2.73%	-1.71%

3.1.2 Aportes Hídricos Agregados

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

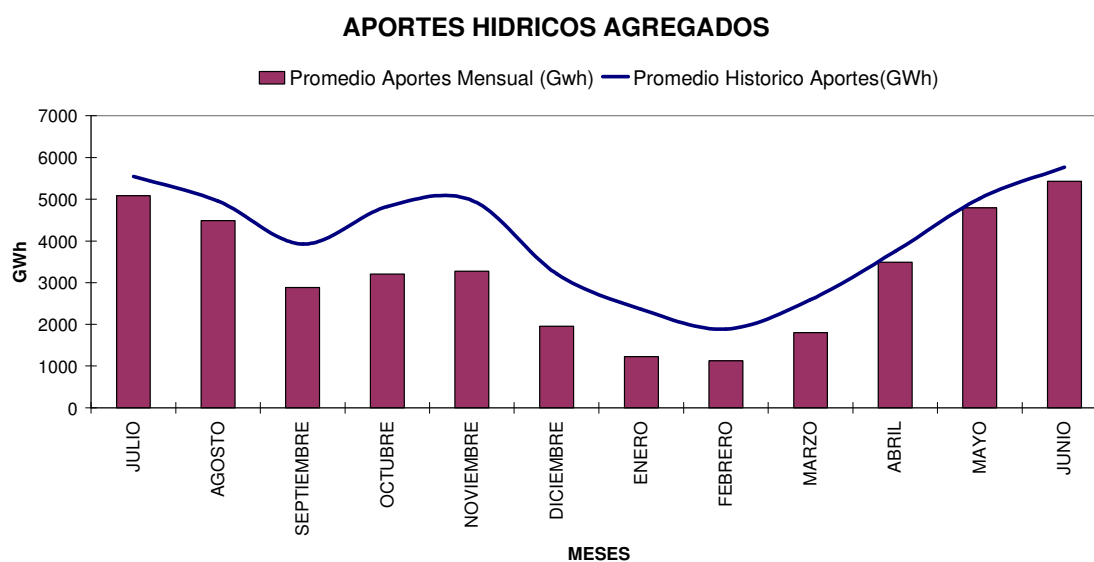


Gráfico No 2

A pesar del invierno, las lluvias en junio apenas alcanzaron los promedios históricos; de hecho, los aportes agregados registrados para el mes de junio fueron ligeramente inferiores al promedio de los últimos años. Se espera que con la presencia del fenómeno de la Niña, el nivel agregado de los embalses del SIN se recupere totalmente.

3.1.3 Vertimientos

El grafico No 3 presenta para los últimos cinco meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. En junio no se presentaron vertimientos de magnitud importante como los registrados en mayo y en la primera quincena de julio.

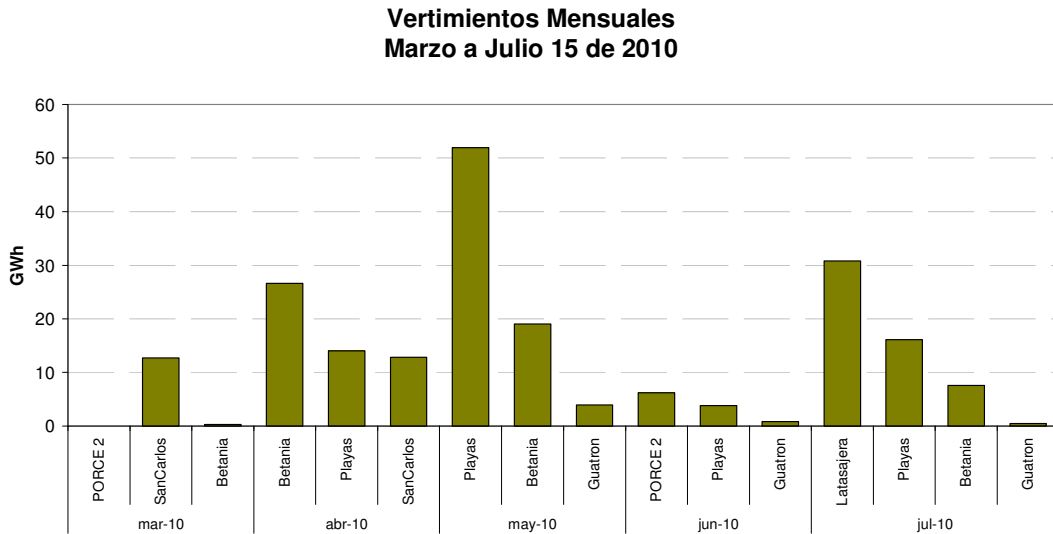


Gráfico No 3

3.1.4 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

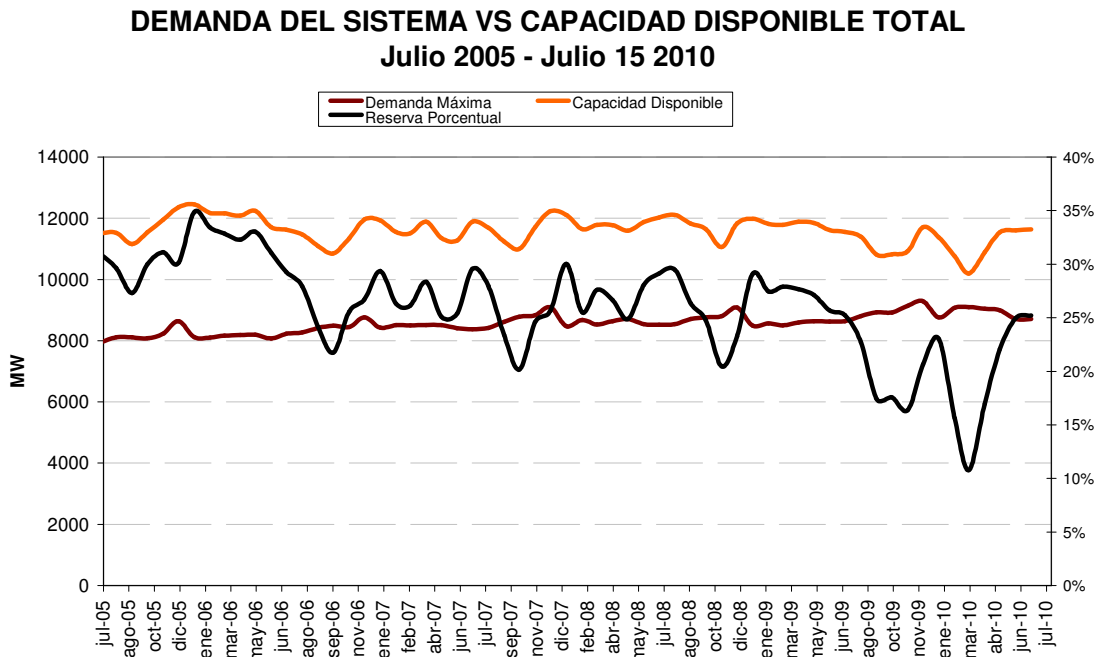


Gráfico No 4

El gráfico No 4 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.

A mediados de julio y habiendo terminado la mayoría de los mantenimientos postergados para cubrir la demanda durante el fenómeno del Niño, la reserva porcentual estimada como la diferencia entre oferta y demanda, como proporción de la demanda, ya está casi en los niveles determinados por la tendencia de largo plazo y se observa que alcanza el nivel de 25%.

3.1.5 Nivel de los Embalses

El gráfico No 5 muestra que en los dos últimos meses, se ha mantenido el proceso de recuperación del nivel del embalse agregado del SIN, alcanzando el 58% de la capacidad útil. No obstante, el nivel a mitad de julio se encontraba cerca de 10 puntos porcentuales por debajo del promedio histórico para este mes.

En relación a los principales embalses del sistema, en la primera mitad de julio, Betania y Porce presentaron niveles cercanos al máximo, San Carlos se ubicó en el 75%, Guatapé, Guavio, Jaguas y Calima terminaron con niveles por encima del 65% y Chivor presentó un nivel de 20%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 5 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario para los últimos 6 meses.

Se observa en el gráfico que a comienzos de junio, el precio promedio de bolsa cayó a niveles cercanos a los promedios de los últimos años y terminó a mediados de julio en \$85/kWh. Esta reducción está asociada con las mayores hidrologías. No obstante lo anterior, la volatilidad del precio sigue siendo muy elevada con diferenciales de más de \$100/kWh entre horas de baja y alta demanda.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Enero a 15 Julio 2010

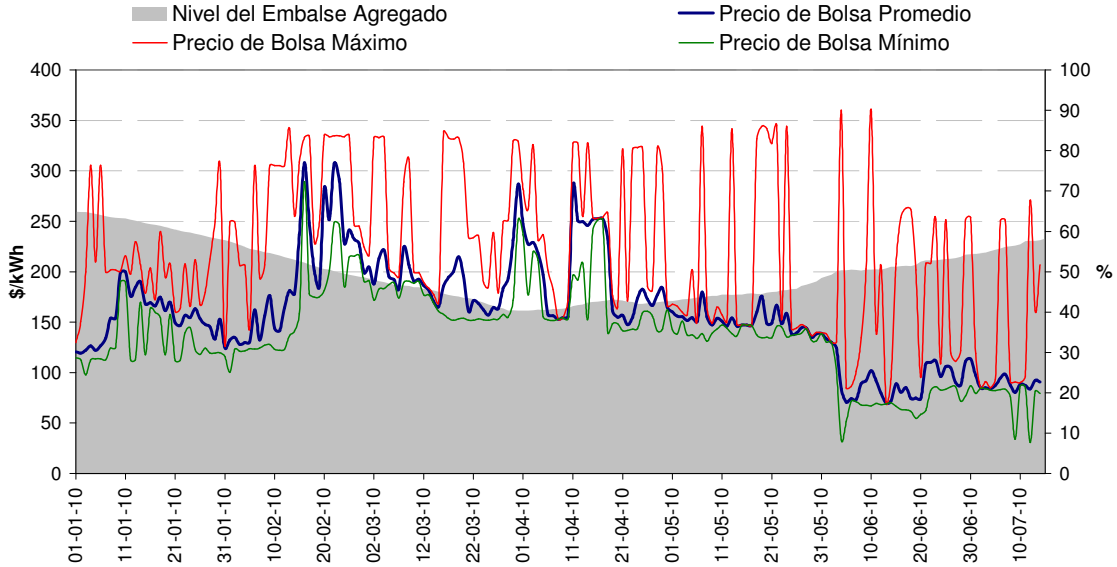


Gráfico No 5

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

PRECIO DE BOLSA VS NIVEL DEL EMBALSE AGREGADO Julio 2005 - Julio 2010

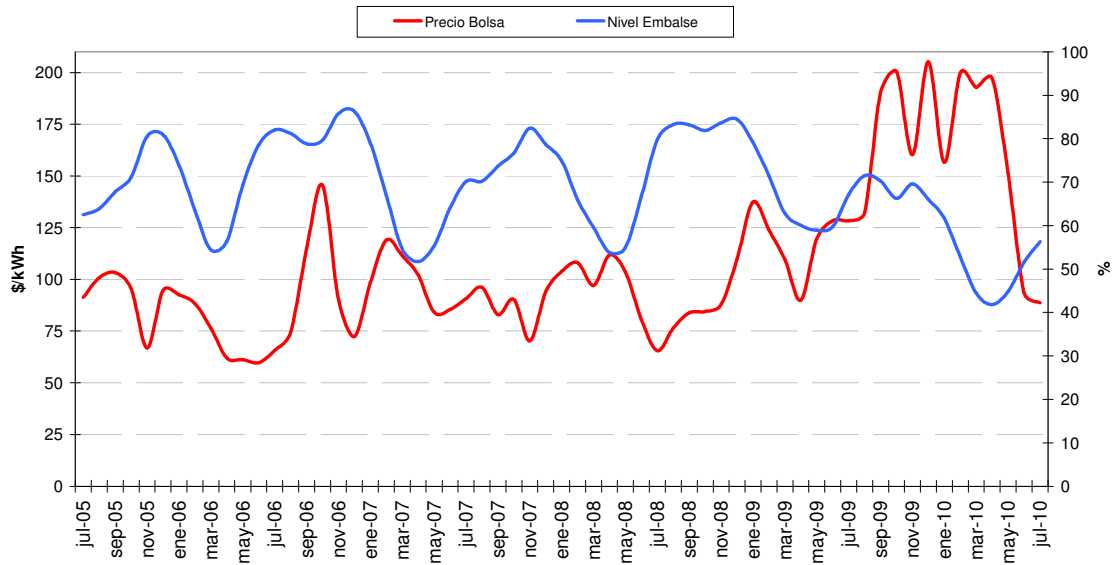


Gráfico No 6

El gráfico No 6 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes del año 2010 y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

La reducción del precio de bolsa en respuesta al crecimiento en los aportes y el nivel de los embalses, interrumpió un periodo anómalo del mercado, caracterizado por el fenómeno del Niño con la generación térmica forzada, en que los precios no parecían responder al nivel del embalse.

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 7 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.

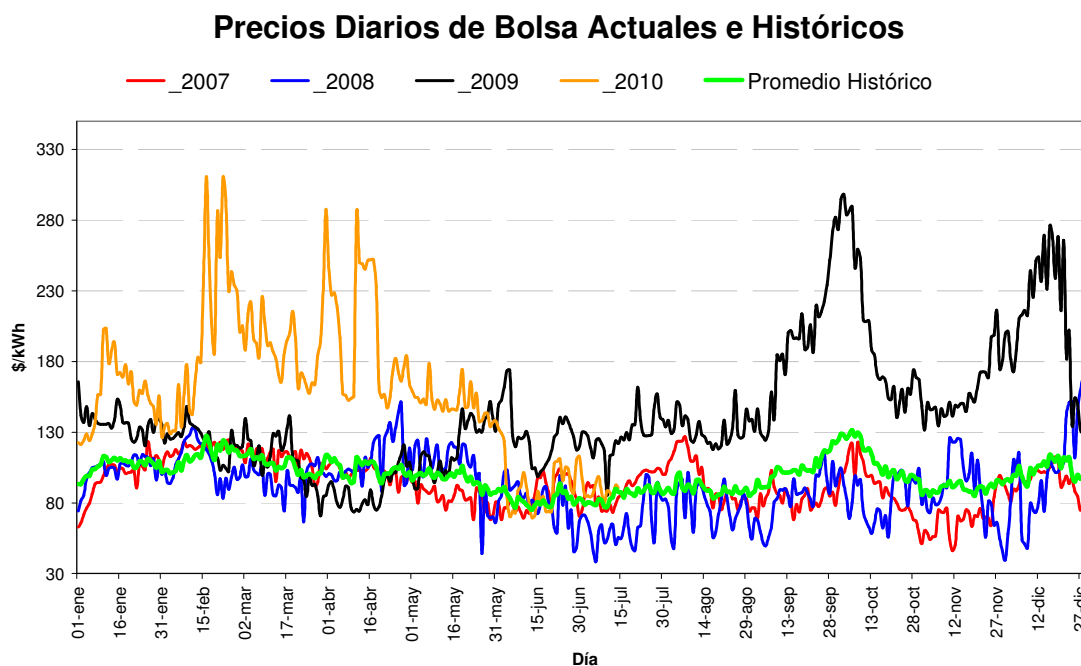


Gráfico No 7

El gráfico evidencia como en los últimos meses el precio de bolsa retornó a la senda histórica, tras casi un año de precios muy elevados explicados por las expectativas y después por la ocurrencia del fenómeno del Niño.

3.2.4 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 8 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez y el número de horas en que el precio bolsa sobrepasa el precio de escasez, durante los últimos seis meses.

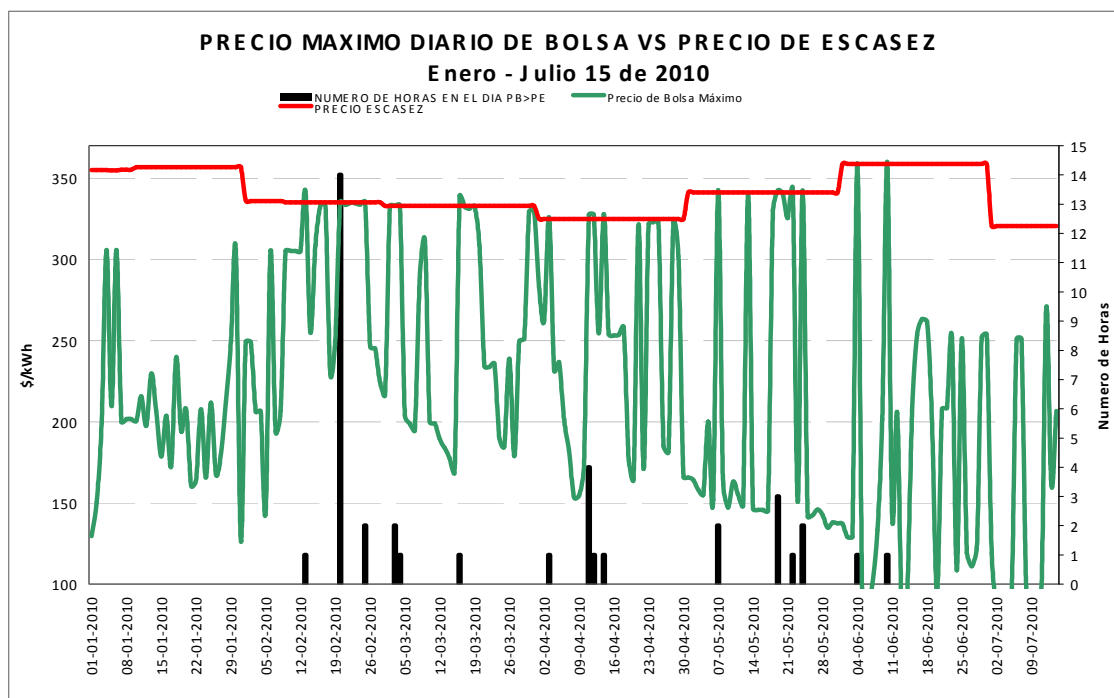


Gráfico No 8

Al comienzo del mes de junio, el precio de bolsa superó el de escasez en dos oportunidades y solamente durante una hora de tales días. A pesar de los bajos precios en junio y julio, se observaron precios máximos de hasta \$250/kWh. No se debe descartar que estos precios elevados se expliquen, aunque sea parcialmente, por las modificaciones en las reglas de despacho y formación de precios introducidas en la Resolución CREG 011 de 2010, como se discutió en el anterior informe del CSMEM.

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 9 presenta en el periodo de los últimos doce meses, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio.

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

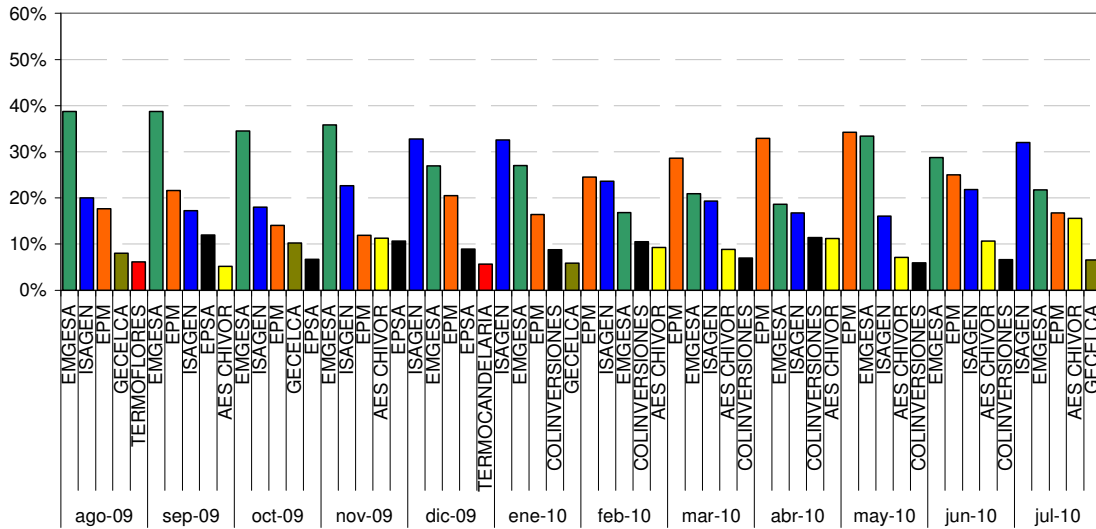


Gráfico No 9

En las primeras dos semanas de julio (corte a julio 15), el 87% del tiempo, el precio de bolsa lo marcaron plantas pertenecientes a 4 agentes: Isagen, Emgesa, EPM y Chivor. El liderazgo en la formación de precios de estas empresas corresponde al papel que pudieron desempeñar sus plantas San Carlos, Guavio, Guatapé y Chivor con sus estrategias de oferta.

3.3.2 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

El análisis llevado a cabo por el CSMEM en esta sección, esta basado en la información recopilada para el mes de junio y la primera mitad de julio, para la relación de los precios de oferta de los agentes con respecto al precio de bolsa, la disponibilidad de las plantas y el nivel específico del embalse de cada planta hidráulica.

En un entorno de altas hidrologías, Guavio se sostuvo en el nivel de precios del mercado con pequeñas oscilaciones. Con variaciones del precio de oferta entre 25% y 100% del precio del mercado se presentaron Betania, Guatapé, San Carlos y Chivor, presumiblemente reducen el precio, para asegurar el despacho y el desembalse. La estrategia de oferta de Jaguas y Porce estuvo consistentemente cerca de los límites mínimo establecidos, posiblemente para manejar excedentes de agua. En el parque térmico se observa un aumento de precios, pero sobretodo con relación al precio de

bolsa promedio de mercado, que como se mencionó atrás, se redujo considerablemente.

Respecto a la disponibilidad, Porce, Paraíso - La Guaca y Calima, redujeron su disponibilidad a 60%, 65%, 80% de la capacidad instalada respectivamente.

3.3.3 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.

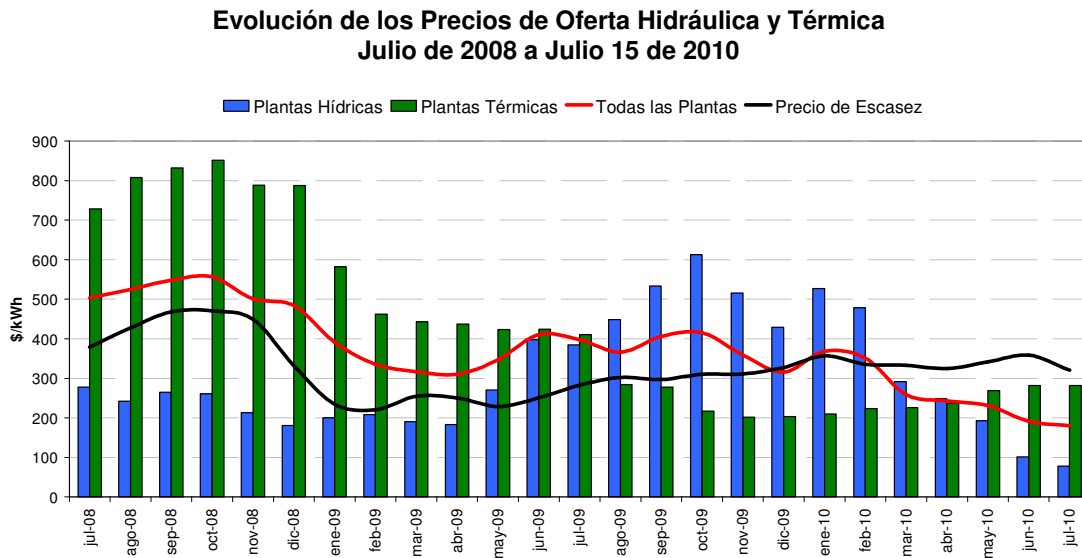


Gráfico No 10

En junio y la primera quincena de julio, las ofertas totales promedio para la energía continuaron disminuyendo, las ofertas promedio de las plantas hidráulicas siguieron bajando, llegando a \$80/kWh, mientras que las térmicas mantuvieron sus precios de oferta.

3.3.4 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 11 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

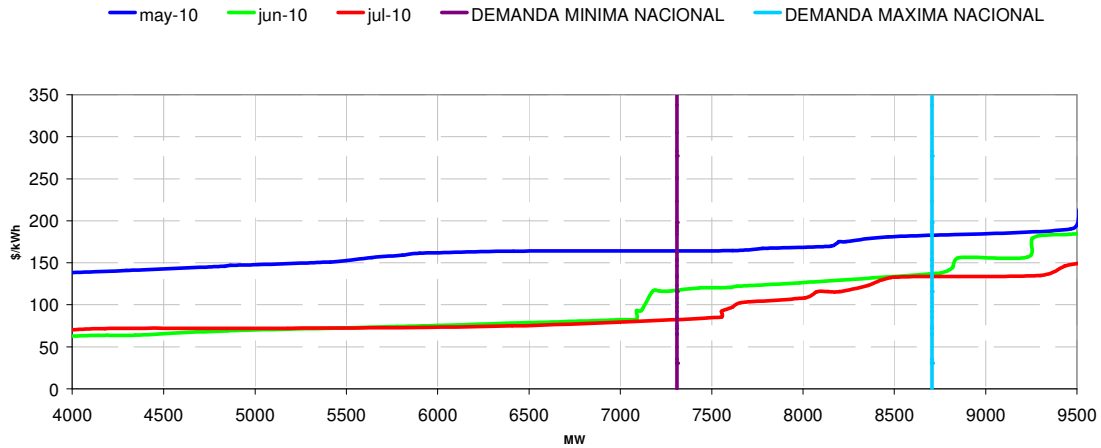


Gráfico No 11

La función de oferta agregada promedio de la generación eléctrica en la primera quincena de julio, para demanda superior a los 7.100 MW, descendió de nivel y se hizo más elástica, lo cual en principio reduce el poder de mercado, por lo menos en horas de alta demanda.

3.3.5 Índice de Lerner

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

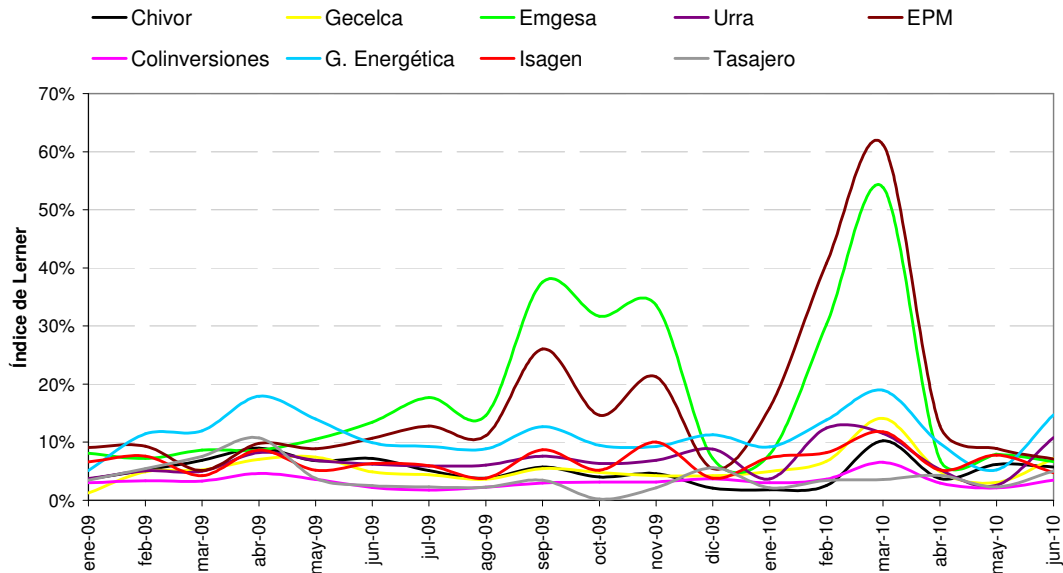


Gráfico No 12-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

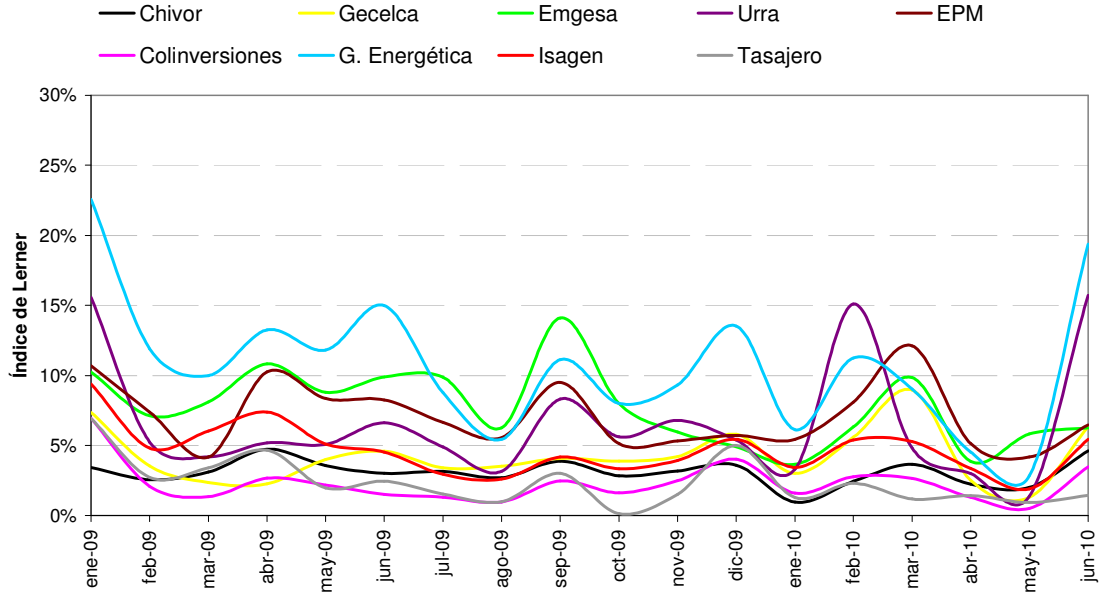


Gráfico No 12-b

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja

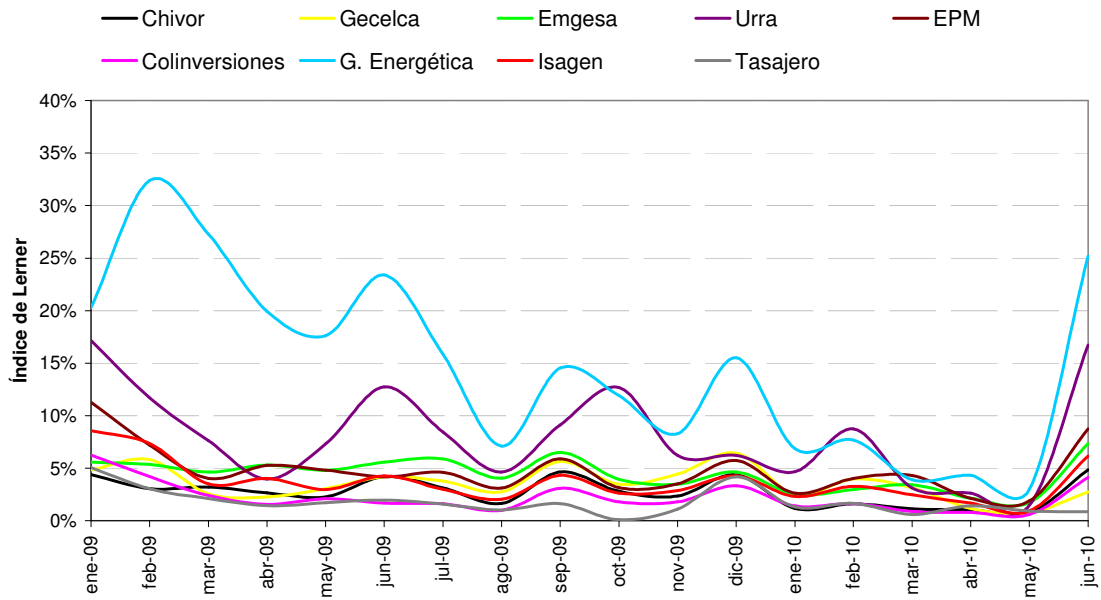


Gráfico No 12-c

Los gráficos No 12-a, 12-b y 12-c presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para los periodos de demanda alta, media y baja respectivamente, en los últimos doce meses.

Se observa como para el nivel de demanda alta, todos los agentes están con índices inferiores al 15%, lo cual indica un bajo poder de mercado. Sin embargo, tanto en demanda media como en demanda baja, los índices de Lerner aumentaron y para Gestión Energética son de 19% y 25% respectivamente, indicando claramente un poder de mercado en estas franjas de carga.

3.3.6 Franja Marginal de la Función de Demanda Residual

El gráfico No 13 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 doce meses.

Evolución Franja Marginal de la Función de Demanda Residual Junio de 2009 a Junio de 2010

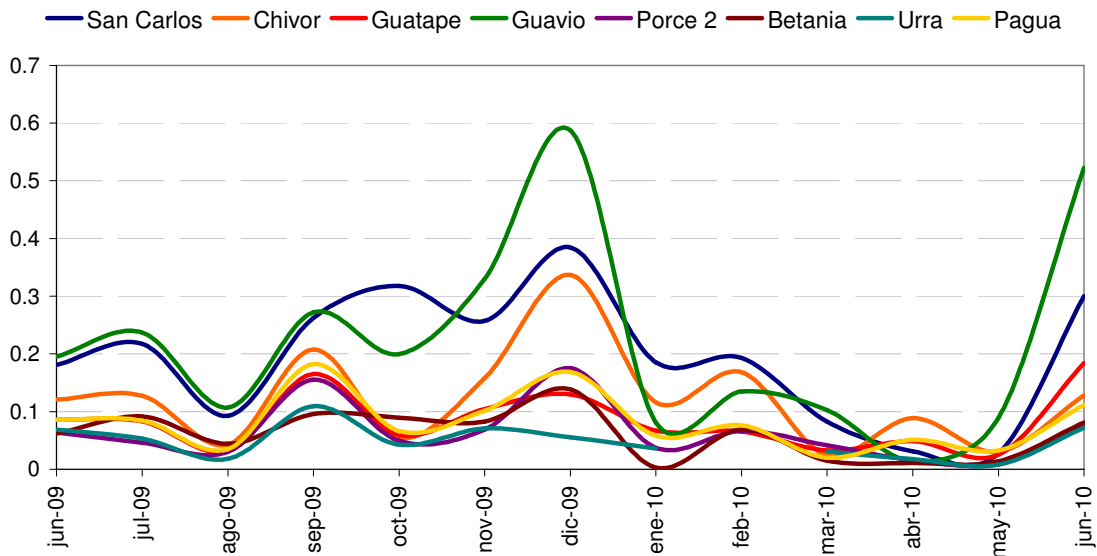


Gráfico No 13

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 mes de junio tres plantas hidráulicas: Guavio, San Carlos y Guatapé con valores de franja marginal de 52%, 30% y 18% respectivamente merecen atención particular, pues significa que tales plantas podrían haber aumentado su precio de oferta en esos porcentajes y aún ser seleccionadas para atender la demanda mínima y por consiguiente la de las 24 horas del día.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 14 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.

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

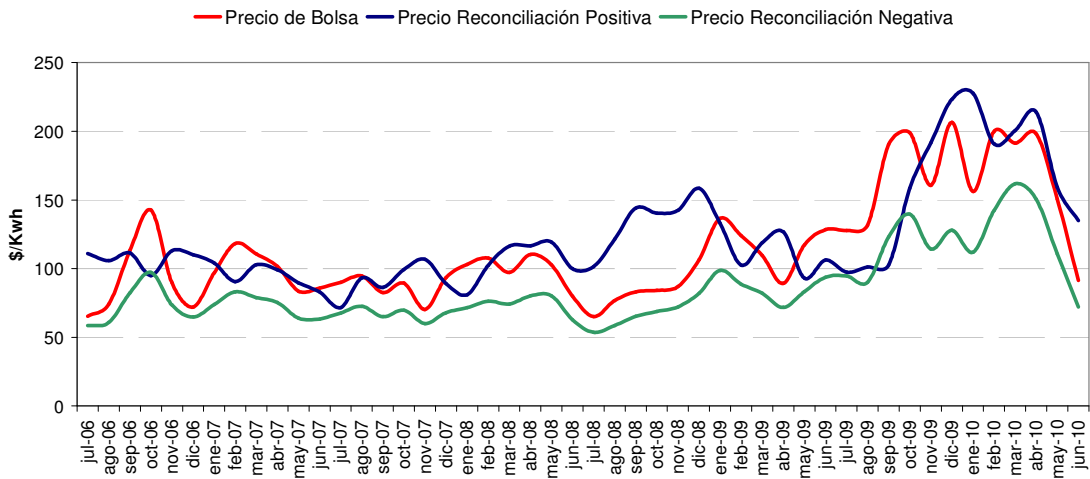


Gráfico No 14

En junio, el precio promedio de las reconciliaciones positivas y negativas continuó su disminución, manteniendo la tendencia observada por el precio de bolsa.

3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 15 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
Enero - Junio 2010

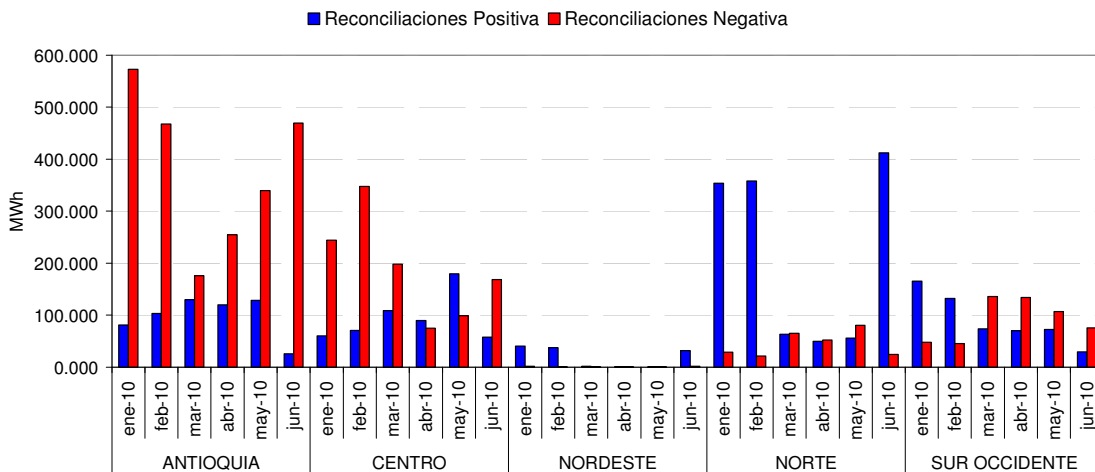


Gráfico No 15

En junio la magnitud de las reconciliaciones positivas en las zonas Antioquia, Centro y Suroccidente decreció, mientras que en la zona Norte donde prácticamente habían desaparecido, resurgieron en este mes. Respecto a las reconciliaciones negativas, se incrementaron significativamente en Antioquia, crecieron en la zona Centro y decrecieron en Suroccidente.

3.4.3 Costo de Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 16 muestra el costo de las reconciliaciones positivas para los últimos 6 meses y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

Merece resaltarse la reaparición con un costo importante, de las reconciliaciones positivas en la zona Norte, como consecuencia de la finalización de la generación térmica forzada en la Costa y el resurgimiento de transferencias de energía del interior hacia esa zona, con las restricciones eléctricas y de seguridad asociadas.

Se puede observar que en junio, contrariamente al crecimiento de la magnitud de las reconciliaciones negativas en Antioquia y Centro observado anteriormente, su costo decreció, como consecuencia de la disminución importante en el precio de estas reconciliaciones.

**Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas
Enero - Junio 2010**

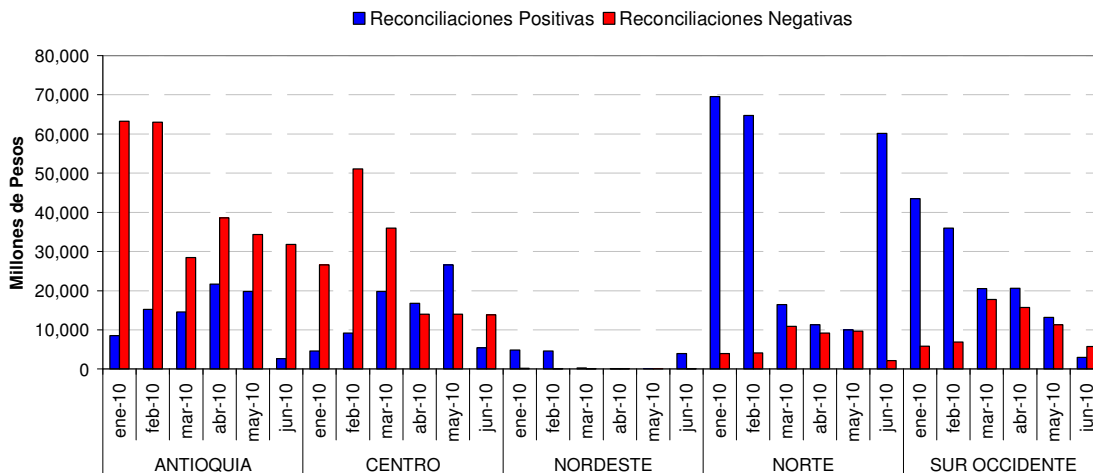


Gráfico No 16

3.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 17-a y 17-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.

Consistente con el análisis anterior de las reconciliaciones positivas por zonas operativas, Tebsa una vez finalizada la intervención del mercado incrementó sus ingresos por este concepto a \$44.000 millones.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

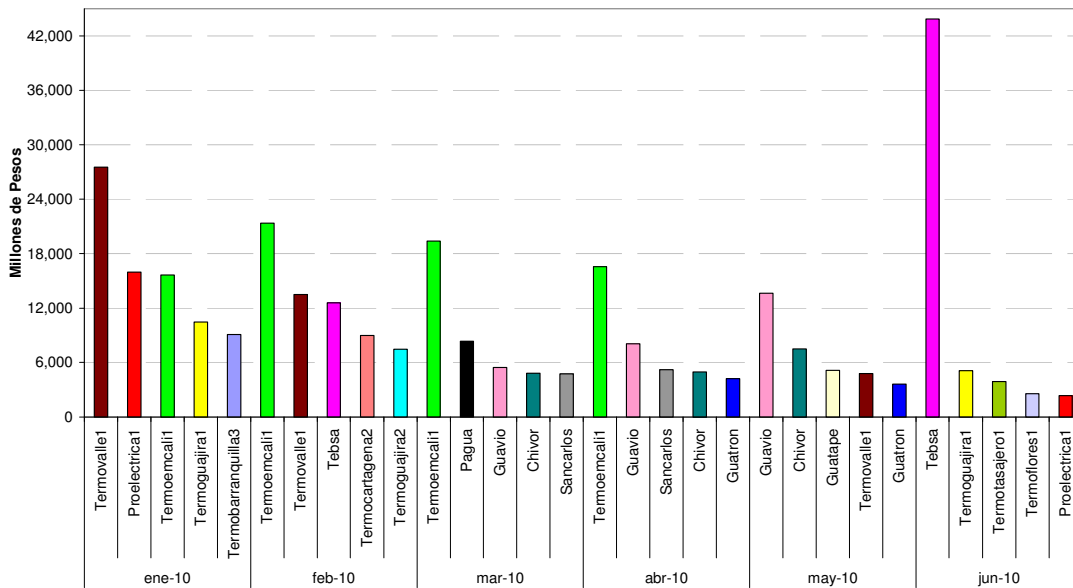


Gráfico No 17-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

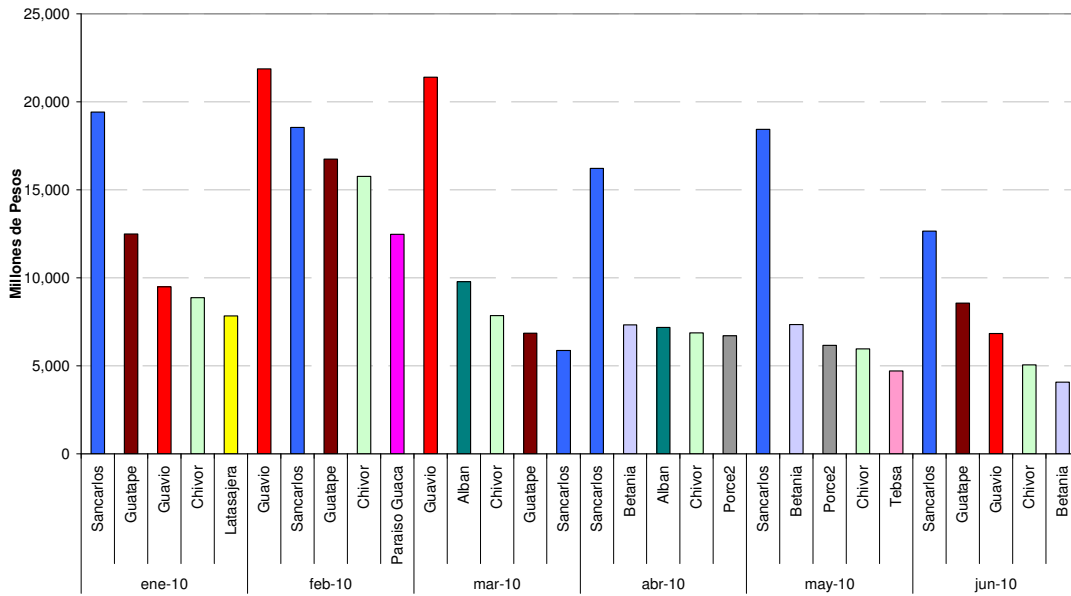


Gráfico No 17-b

3.4.5 Precio de Bolsa Diario vs Reconciliaciones Negativas

El gráfico No 18 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra la magnitud de las reconciliaciones negativas expresadas como porcentaje de la demanda, para los últimos 5 meses.

PRECIO DE BOLSA VS RECONCILIACIONES NEGATIVAS
Febrero- Julio 15 de 2010

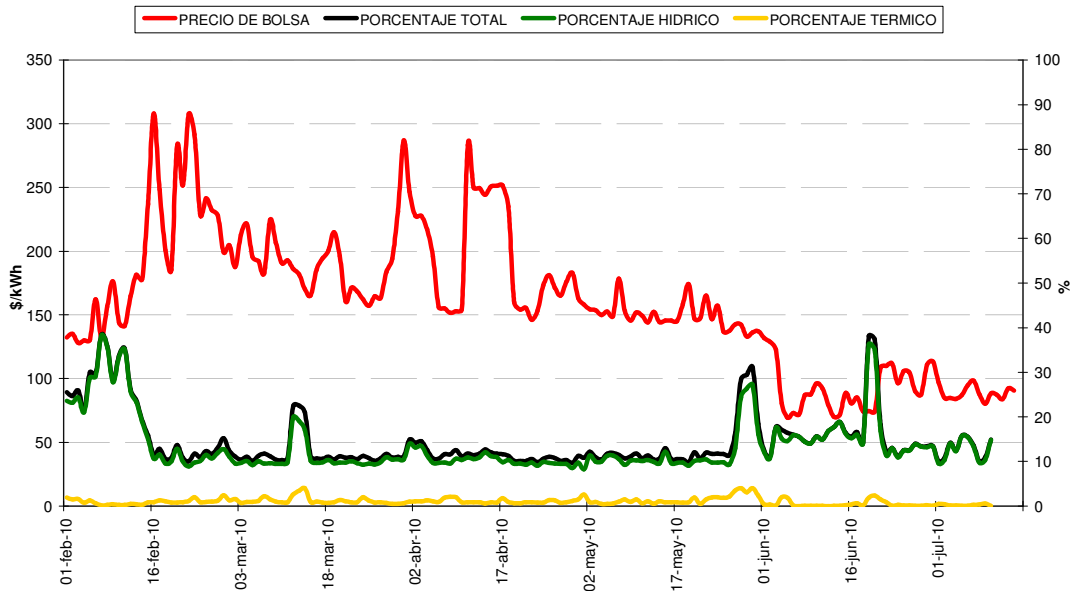


Gráfico No 18

Es interesante observar como a comienzos de febrero la Resolución CREG 010 de 2010 que determinó las compras de energía desplazada por la generación térmica forzada, significó una disminución importante en las reconciliaciones negativas.

Por otra parte, a comienzos de junio con la expedición de las resoluciones 070 y 071 CREG de 2010, con las cuales se finalizó la compra de energía desplazada y su embalsamiento, como también la suspensión de las condiciones temporales de intervención para condiciones de Niño, se aumentó la magnitud de las reconciliaciones negativas.

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Costo de Restricciones por Causa

El gráfico No 19 presenta el costo mensual de restricciones de seguridad a nivel del sistema, identificadas por tipo de causa.

Costo de Restricciones por Causa Septiembre 2007 a Junio de 2010

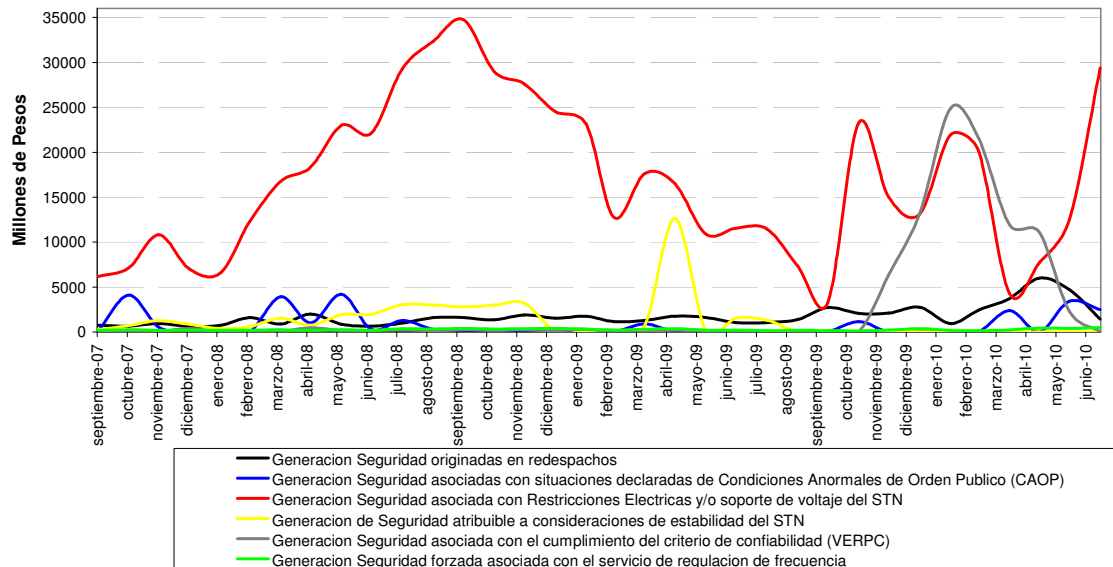


Gráfico No 19

Del gráfico se observa lo siguiente:

- Como consecuencia de las condiciones energéticas del SIN, a partir del mes de noviembre de 2009 surgieron las generaciones de seguridad asociadas al cumplimiento del criterio de confiabilidad VERPC.
- Las generaciones de seguridad asociadas a las restricciones eléctricas y/o el soporte de voltaje del STN, se incrementan en forma importante a partir de octubre de 2009 cuando se inició la generación térmica forzada y finalmente en junio cuando terminó la intervención del mercado, se disparan alcanzando el mayor valor observado de los últimos 20 meses.
- En el periodo febrero – mayo de 2010, se incrementaron las generaciones de seguridad originadas por causas de redespachos.

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

El gráfico No 20 presenta a nivel mensual la evolución del precio promedio de los contratos despachados y de los contratos firmados en el mes, vs el precio de bolsa, para un periodo de tres años.

**Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa
Junio 2007 a Junio de 2010**

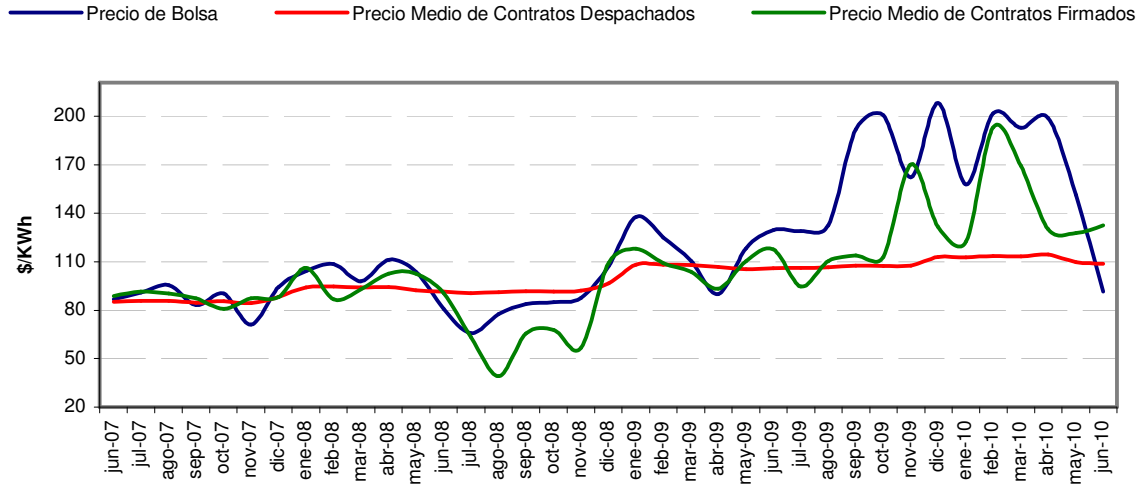


Gráfico No 20

El precio promedio de los contratos despachados durante la intervención del mercado se mantuvo alrededor de \$110/kWh. Por otra parte, el precio promedio de los contratos firmados en el mismo periodo fluctuó entre \$120/kWh y \$190/kWh, terminando finalmente en junio alrededor de \$130/kWh.

3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.7.1 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 21 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

**Plantas con el Mayor Ingreso Mensual por AGC
Julio de 2009 a Junio de 2010**

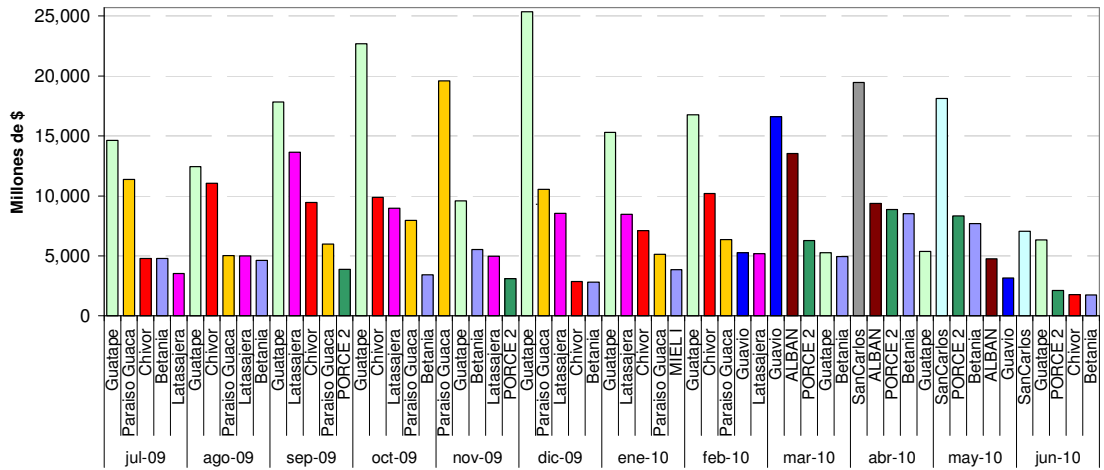


Gráfico No 21

En junio San Carlos y Guatapé fueron las principales plantas que soportaron el servicio de AGC para el SIN.

3.7.2 Distribución del Servicio de AGC

**Distribución del Servicio de AGC
Junio de 2010**

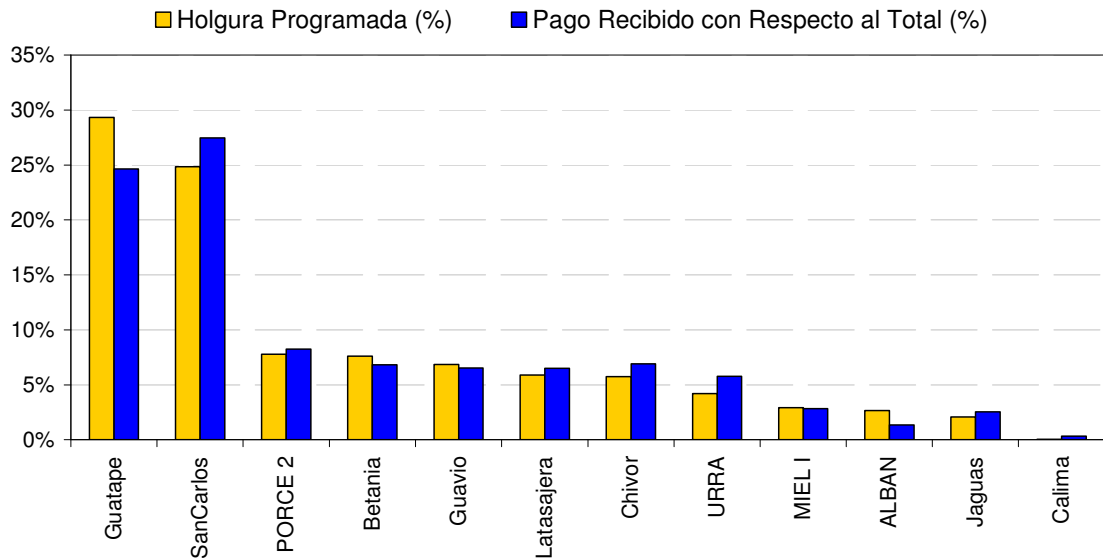


Gráfico No 22

El gráfico No 22 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.

Se presenta una situación atípica con respecto al comportamiento de la remuneración del servicio de AGC. Normalmente cuando una planta que en proporción al suministro de la holgura programada del mes, recibe una remuneración superior por el SRSF, tal desequilibrio es compensado por otra planta que recibe menor remuneración en proporción a la holgura suministrada. Sin embargo, en el mes de junio todas las plantas que prestaron el SRSF presentaron una descompensación bien fuera positiva o negativa en su remuneración, con respecto a la cantidad de holgura suministrada durante el mes.

3.7.3 Costo mensual del servicio de RSF

El gráfico No 23 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.

**Valor del AGC Mensual
Julio de 2007 a Junio de 2010**

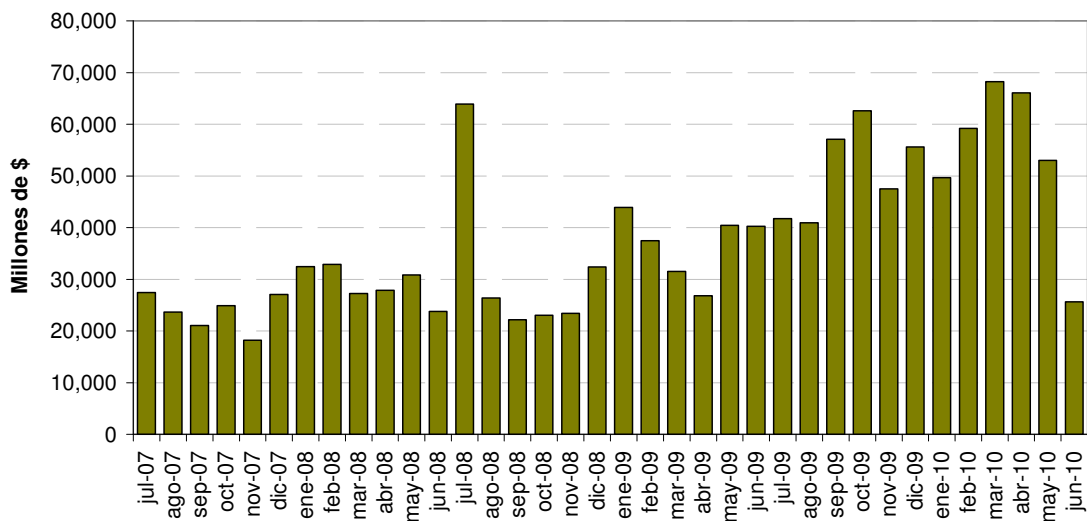


Gráfico No 23

En junio el costo total del servicio de AGC del SIN se redujo en forma importante, como consecuencia de la reducción del precio de bolsa.