

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 55 – 2010

ASPECTOS RELEVANTES DEL MEM 2010

Preparado por:

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

Bogotá, Diciembre 13 de 2010

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ASPECTOS RELEVANTES DEL MEM EN EL AÑO 2010.....	2
2.1	COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DE BOLSA	2
2.2	GENERACIÓN.....	4
2.2.1	<i>Vulnerabilidad del Cargo por Confiabilidad.....</i>	<i>4</i>
2.2.2	<i>Disminución de la Reserva Disponible de Capacidad.....</i>	<i>5</i>
2.2.3	<i>Regulación para Condiciones de Niño</i>	<i>6</i>
2.2.4	<i>Venta de Isagen.....</i>	<i>7</i>
2.2.5	<i>Operación de Hidroituango por parte de EPM</i>	<i>7</i>
2.2.6	<i>Energía Eólica.....</i>	<i>8</i>
2.2.7	<i>Energía Termoeléctrica con Carbón</i>	<i>9</i>
2.3	CONCENTRACIÓN Y PODER DE MERCADO	10
2.3.1	<i>Índice de Lerner.....</i>	<i>10</i>
2.3.2	<i>Índice Residual de Suministro</i>	<i>12</i>
2.3.3	<i>Propuesta sobre Mitigación de Poder de Mercado</i>	<i>14</i>
2.4	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	14
2.4.1	<i>Descreme del Mercado</i>	<i>14</i>
2.4.2	<i>Establecimiento de un Cargo Fijo</i>	<i>15</i>
2.4.3	<i>Riesgo de Contraparte</i>	<i>16</i>
2.4.4	<i>Mercado de Contratos</i>	<i>17</i>
2.5	DISTRIBUCIÓN.....	19
2.5.1	<i>Reubicación de Redes de Servicios Públicos.....</i>	<i>19</i>
2.5.2	<i>Restricciones para Enfrentar los Fraudes</i>	<i>19</i>
2.5.3	<i>Fondo de Solidaridad para Subsidios.....</i>	<i>20</i>
2.6	GAS NATURAL	20
2.6.1	<i>Abastecimiento y Transporte de Gas.....</i>	<i>20</i>
2.6.2	<i>Confiabilidad de Suministro y Almacenamiento.....</i>	<i>21</i>
2.6.3	<i>Incertidumbre en el Suministro de Gas.....</i>	<i>21</i>
2.6.4	<i>Incumplimiento de Contratos.....</i>	<i>22</i>
2.6.5	<i>Decretos 2730 de Julio 29 y 2807 de Agosto 4 de 2010</i>	<i>23</i>
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	24
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	24
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	<i>24</i>
3.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	<i>24</i>
3.1.3	<i>Vertimientos.....</i>	<i>25</i>
3.1.4	<i>Nivel de los Embalses</i>	<i>26</i>
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	26
3.2.1	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	<i>26</i>
3.2.2	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	<i>27</i>
3.2.3	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	<i>27</i>
3.2.4	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo</i>	<i>28</i>
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	29
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	<i>29</i>
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	<i>30</i>
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	<i>30</i>
3.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica</i>	<i>31</i>
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	<i>32</i>
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	32

3.4.1	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas</i>	32
3.4.2	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	33
3.4.3	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito</i>	34
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	35
3.5.1	<i>Costo Total Diario de Restricciones</i>	35
3.5.2	<i>Costo Total Mensual de Restricciones</i>	36
3.6	MERCADO DE CONTRATOS	36
3.6.1	<i>Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa</i>	36
3.6.2	<i>Distribución del Precio de Contratos</i>	37
3.6.3	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida</i>	38
3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	38
3.7.1	<i>Precio del AGC vs Precio de Bolsa</i>	38
3.7.2	<i>Servicio de AGC por Planta</i>	39
3.7.3	<i>Distribución del Servicio de AGC</i>	40
3.7.4	<i>Costo mensual del servicio de RSF</i>	41

Resumen Ejecutivo

El año 2010 se caracteriza por dos periodos hidrológicos opuestos, de enero a mayo con una hidrología seca correspondiente al fenómeno del Niño que se inició en el 2009 y otro con hidrología de Niña que ocurre desde el mes de julio.

Durante el periodo seco, se presentaron precios elevados que cayeron al final del fenómeno del Niño; sin embargo, durante enero y febrero el nivel del precio de bolsa fue bajo para la situación de Niño, lo cual obedeció a estrategias utilizadas por los generadores para optimizar sus resultados, especialmente frente a las modificaciones regulatorias del mercado.

En el segundo semestre del año, el nivel agregado del embalse se recuperó a sus valores históricos; no obstante lo anterior, el precio promedio en los meses de septiembre y octubre superó el de los años anteriores al 2009, mostrando menor volatilidad en horas de alta demanda; finalmente en noviembre con la Niña en su máxima severidad, el precio de bolsa presentó una caída por debajo de los niveles históricos.

Merece destacarse el reconocimiento del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG, frente a la intervención del gobierno en el MEM durante el fenómeno del Niño, la cual permitió asegurar el abastecimiento adecuado de la demanda eléctrica.

El cargo por confiabilidad mostró algunas debilidades, en el sentido en que las señales no fueron suficientes para conservar las reservas de agua en niveles prudentes, debido a que el precio de escasez impuso acotamientos a los precios de oferta de las hidráulicas. Este hecho no resta méritos al mecanismo de confiabilidad, en la medida en que gracias al cargo se aseguró la entrada de nuevas plantas. Además, cuando los contratos de suministro de gas en firme para las plantas térmicas incluyen cláusulas que permiten una indemnización en caso de falla en el suministro, se elimina la firmeza comprometida por la planta para la remuneración del cargo por confiabilidad.

El margen de reserva de capacidad ha mostrado una caída debido a indisponibilidad por mantenimientos de recursos de generación, problemas de suministro de gas y repunte en la demanda de energía eléctrica. Esto contribuye en parte a explicar la elevación de los precios de bolsa presentados, porque exige el despacho de recursos menos eficientes, además que en estas circunstancias se aumenta el poder de mercado.

Bajo circunstancias de crisis, es necesario evitar intervenciones gubernamentales del mercado, para lo cual se requiere contar con suficiente antelación con un esquema regulatorio que pueda asegurar la confiabilidad del SIN; a este respecto el CSMEM considera muy positivos los esfuerzos que viene realizando la CREG.

Cuatro agentes conjuntamente tienen una cuota del mercado de generación superior al 70% y fijan el precio de bolsa la mayor parte del tiempo, caracterizándose además (excepto uno de ellos) por su integración vertical con el mercado minorista. Bajo ciertas condiciones del sistema, el comportamiento unilateral de dichos agentes puede impactar significativamente los resultados del mercado.

Durante la mayor parte del año, independientemente de la ocurrencia del Niño o de la Niña, el poder de mercado medido con el índice de Lerner para todos los periodos de demanda, fue muy importante y en algunos casos exagerado, con participación de agentes tanto hidráulicos como térmicos. Además, de acuerdo al índice residual de suministro diario, algunos agentes fueron pivotaes principalmente durante febrero y marzo y también durante octubre y noviembre, otros agentes también presentaron valores representativos del poder de mercado.

A este respecto la CREG presentó para revisión de los agentes, una propuesta sobre la mitigación del poder de mercado, la cual se basa en la identificación ex-ante de los agentes pivotaes mediante el índice de oferta residual y el impacto que tienen las ofertas de los agentes pivotaes sobre el precio de bolsa, con respecto a una referencia de precios.

En cuanto a la comercialización de la energía, uno de los problemas más importantes tiene que ver con el descreme del mercado, el cual permite que los entrantes absorban cada vez más el segmento de altos consumos con costos relativamente bajos por kW vendido, hasta el punto en que el establecido sólo conserva los clientes de consumos bajos con costos por encima de la remuneración que pueden obtener, generando un desequilibrio que tiene consecuencias graves para el mercado.

Al problema del descreme del mercado se le añade el del esquema de la distribución de pérdidas, tal que el operador incumbente tiene que asumir la totalidad de las pérdidas hasta el usuario final, mientras el comercializador independiente, simplemente traslada las pérdidas de los niveles más altos de tensión, con lo cual se crea una asimetría adicional en el plano de la competencia.

Buscando corregir éstos problemas, el gobierno expidió el decreto 387 de 2007 que ordena a la CREG establecer un cargo fijo por usuario para recuperar los costos fijos de la actividad de comercialización, para recuperar los costos asociados a los márgenes de intermediación; de igual forma estableció un esquema de distribución de pérdidas. Sin embargo, este decreto implica un aumento en las tarifas de los estratos bajos que sería subsidiado y no ha sido completamente reglamentado.

Otro problema de la comercialización está asociado al riesgo de contraparte que compromete la sostenibilidad financiera de algunos comercializadores independientes que sólo cubren una parte de sus ventas con contratos bilaterales, quedando expuestos a la bolsa y asumiendo grandes pérdidas en periodos prolongados. Recientemente la CREG expidió varios proyectos de resolución que fundamentalmente buscan contar en el MEM con comercializadores que garanticen su solidez financiera y operacional.

La mayor parte de la energía demandada en el MEM se transa bajo contratos bilaterales de largo plazo a precio fijo, no obstante, el mercado de contratos en el MEM adolece de ciertas características que lo vuelven poco competitivo e ineficiente. Con el fin de resolver esta situación, la CREG diseñó un Mercado Organizado de Contratos anónimo, para transar contratos financieros de energía en el futuro a precios fijos. La propuesta recibió comentarios de parte de los agentes y la industria en general, pero su diseño final aún no se ha concretado.

En cuanto a la distribución de energía eléctrica, en algunos casos se ha suscitado la controversia sobre quién es el responsable de reubicar las redes de los servicios públicos domiciliarios en el desarrollo de proyectos de infraestructura vial, especialmente cuando la intervención se ejecuta a través de un concesionario. La industria eléctrica ha planteado que deben ser los concesionarios o las entidades públicas encargadas de las obras viales, quienes asuman los costos por traslado de infraestructura de energía.

Otro problema que enfrenta la distribución tiene que ver con que la Corte Constitucional eliminó las facultades que tenían las empresas para imponer sanciones por manipulación y fraude en las conexiones. Esta situación afecta al prestador del servicio y además reduce las contribuciones y subsidios que se distribuyen a través del Fondo de Solidaridad.

Por otra parte, existe un desbalance entre la contribución de los usuarios de los estratos residenciales altos, industrial y comercial y los subsidios asignados a los

usuarios residenciales de estratos bajos, el cual debe ser cubierto por el presupuesto de la nación o en su defecto con la disminución de los subsidios otorgados. El CSMEM considera que este ajuste se debe realizar con el desmonte gradual de los subsidios adicionales a los otorgados mediante la Ley 142 de 1994 y paralelamente se recomienda revisar la política de la estratificación en el país, así como los niveles de los consumos de subsistencia para el otorgamiento de subsidios.

El año 2010 dejó como experiencia muy importante, que el sector eléctrico a pesar de los problemas surgidos de la incertidumbre del suministro y transporte del gas natural, enfrentó y resolvió adecuadamente el fenómeno del Niño 2009-10. Por el contrario el sector gas, enfrentó el Niño con serios problemas institucionales, de abastecimiento, de limitaciones de transporte y de confiabilidad, los cuales habían sido detectados con mucha anticipación.

El sector eléctrico colombiano invierte alrededor de US\$700 millones anuales en el pago del cargo por confiabilidad, sin embargo esta confiabilidad está seriamente comprometida, debido a los problemas que surgen del inadecuado abastecimiento y transporte de gas.

El principal problema que afecta el suministro de gas natural tiene que ver con que no existe una política definida respecto al desarrollo del gas natural, para el mediano y largo plazo. El mercado del gas natural es fundamentalmente manejado por Ecopetrol a través de contratos bilaterales; este esquema funciona adecuadamente en condiciones en que la oferta abastece sin restricciones la demanda, pero tiene problemas en condiciones deficitarias de suministro. Además desde el punto de vista regulatorio, las señales existentes no han logrado la expansión requerida del sistema de transporte.

El fenómeno del Niño demostró que la firmeza comprometida por las plantas a gas para la remuneración del cargo por confiabilidad, se elimina cuando los contratos de suministro de gas de estas plantas permiten una indemnización en caso de falla en el suministro.

Los decretos 2730 de julio 29 y 2807 de agosto 4 de 2010 buscan resolver los problemas estructurales del sector gas identificados por diferentes estudios; dichos decretos están suspendidos temporalmente y si bien no resuelven todos los problemas del sector gas, constituyen un punto de partida importante para desarrollar los decretos definitivos en función del interés público y por encima de las visiones particulares.

En segundo lugar, este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en el mes de noviembre. La generación del sistema eléctrico creció al 3.1% en con respecto a noviembre del año anterior y como consecuencia de la intensidad del Niño el año pasado y de la Niña en el segundo semestre del presente, se observó un crecimiento muy elevado en la generación hidráulica y una reducción en el ritmo de generación térmica.

Por quinto mes consecutivo se registraron aportes hídricos por encima de la media histórica, varios generadores concentrados en la cordillera central, en los departamentos de Antioquia y Caldas, vertieron agua en volúmenes sin precedentes en la historia reciente y el embalse agregado del SIN al final de noviembre presentó una recuperación sorprendente alcanzando 80% de la capacidad útil.

A pesar de la reducción de los precios de bolsa, se observaron algunos días en noviembre en que el precio máximo se disparó casi hasta alcanzar el precio de escasez. La magnitud de las reconciliaciones positivas creció en forma importante en la zona Norte, presumiblemente debido a los atentados contra los circuitos de la costa a 500 kV, aunque también en menor cantidad se incrementaron en la zona Centro.

La brecha existente entre los precios de los contratos de la demanda regulada y la no regulada, se amplió a partir de abril del 2010 y se ha mantenido en \$30/kWh durante los últimos 6 meses, no obstante que el precio de los contratos de la demanda regulada muestra una leve pendiente descendente.

Desde finales de septiembre los precios horarios del servicio de AGC volvieron a presentar una volatilidad importante y en noviembre los precios máximos estuvieron cerca de \$300/kWh, habiendo superado en dos oportunidades el valor de \$570/kWh. Este comportamiento probablemente en parte tiene relación con los importantes aportes hídricos recibidos en los embalses, que han aumentado sus niveles y a su vez han disminuido la holgura para efectuar regulación secundaria de frecuencia.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Aspectos relevantes del MEM en el año 2010 y b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de noviembre del 2010.

a) Aspectos Relevantes del MEM en el Año 2010

Se analizan los aspectos relevantes del MEM en el año 2010, cubriendo en este sentido: a) El comportamiento del precio de bolsa, b) La generación de electricidad, c) La concentración y el poder de mercado, d) La comercialización y distribución de la energía y e) El comportamiento del gas natural para la generación de electricidad.

b) Análisis de Desempeño del MEM

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 de noviembre de 2010, un comportamiento que merece destacarse.

2 Aspectos Relevantes del MEM en el Año 2010

2.1 Comportamiento del Precio de Bolsa

El gráfico No 1 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes del año 2010 y el nivel del embalse agregado mensual del SIN en porcentaje, para los últimos 5 años.

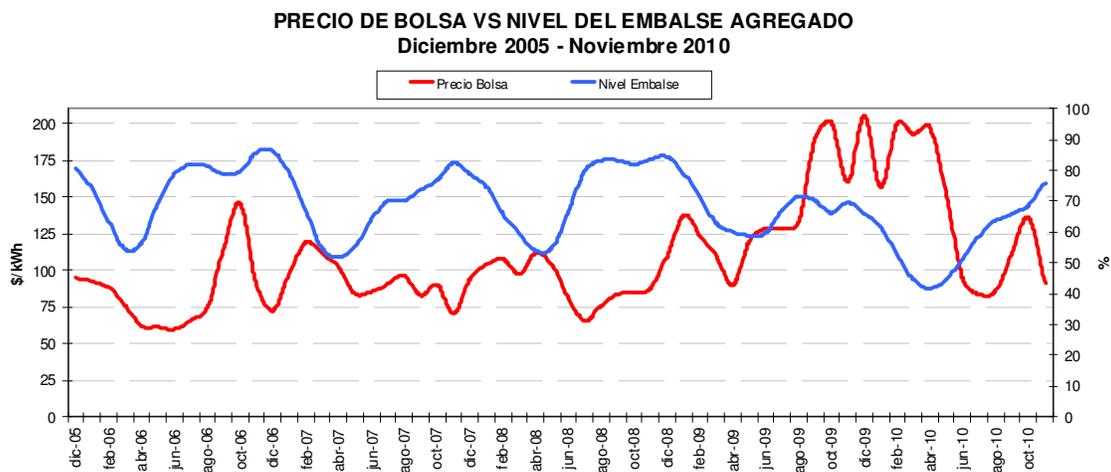


Gráfico No 1

El año 2010 se caracteriza por dos periodos hidrológicos opuestos, de enero a mayo con una hidrología seca correspondiente al fenómeno del Niño que se inició en el 2009 y otro con hidrología de Niña que cubre desde el mes de julio. Durante el periodo seco, con el embalse agregado del SIN por debajo de sus niveles históricos, se presentaron precios elevados que cayeron al final del fenómeno del Niño; en lo corrido del segundo semestre del año, el nivel agregado del embalse se recuperó a sus valores históricos gracias a la presencia de la Niña; no obstante, el precio promedio en los meses de septiembre y octubre superó el de los años anteriores al 2009 y el promedio histórico, rompiendo la relación inversa que históricamente ha caracterizado la dinámica de estas variables. Finalmente en noviembre con la Niña en su máxima severidad y con presencia de vertimientos importantes en los embalses, el precio de bolsa mostró una caída por debajo de los niveles históricos.

El gráfico No 2 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 durante el año 2010.

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

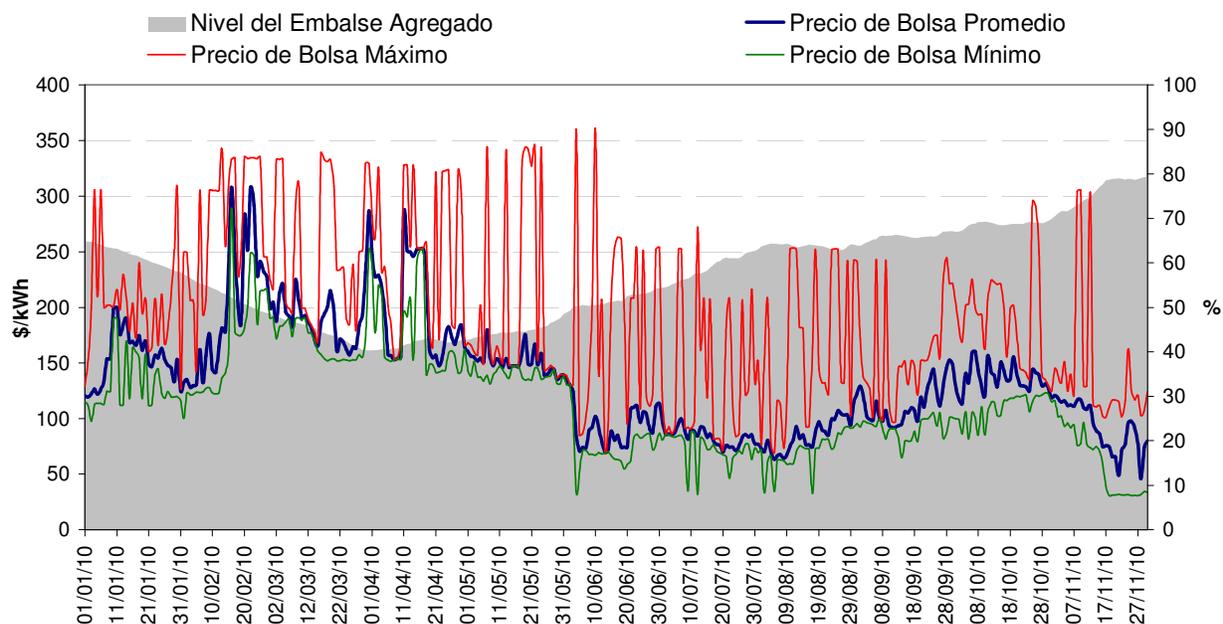


Gráfico No 2

No obstante la situación de Niño en el primer semestre del año, durante enero y febrero el nivel del precio de bolsa fue bajo, lo cual obedeció a estrategias utilizadas por los generadores para optimizar sus resultados, especialmente frente a las modificaciones regulatorias del mercado: a) disminución de la demanda residual para el parque hidráulico, debido a la intervención del mercado; b) el nuevo esquema de despacho donde el costo de arranque y parada de las plantas térmicas se incluye directamente en el proceso de optimización y elimina la incertidumbre en las ofertas de estos agentes; c) las ofertas de las plantas despachadas por generación forzada que no se consideran en el cierre de precio de bolsa; d) aumento de la generación inflexible con el nuevo esquema de despacho, la cual se descuenta de la demanda del sistema en el despacho ideal; e) aumento de la energía desplazada por la térmica forzada, para la cual los agentes minimizaron los precios de oferta para optimizar sus ingresos por reconciliaciones negativas.

A pesar de los aportes hidrológicos ocurridos en el segundo semestre, desde mediados de septiembre y en octubre el precio diario del spot fue relativamente alto mostrando menor volatilidad en horas de alta demanda. En noviembre los precios presentaron una caída, llegando en algunos días a precios promedios del orden de \$50/kWh o menores.

Sin duda desde septiembre la volatilidad de los precios en horas de alta demanda disminuyó considerablemente, con excepciones importantes a finales de octubre y comienzos de noviembre donde el precio máximo tocó la barrera de los \$300/kWh, debido presumiblemente a los problemas de disponibilidad y baja reserva que ocurrieron en el SIN. De otra parte los precios diarios mínimos en la segunda quincena de noviembre corresponden al precio mínimo permitido por la regulación, reflejando la situación del nivel de los embalses y los vertimientos.

2.2 Generación

En primer lugar merece destacarse, tal como fue reconocido en la reunión 21a del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG, frente a un auditorio de especialistas en mercados eléctricos con aversión a medidas intervencionistas, donde el CSMEM presentó el comportamiento del MEM ante la intervención del gobierno durante el fenómeno del Niño. Debido a las difíciles circunstancias que estaba viviendo el sistema colombiano y especialmente en base a los resultados obtenidos que aseguraron el abastecimiento adecuado de la demanda eléctrica, esta experiencia colombiana fue muy bien recibida. Si bien es cierto que el balance final de la operación del SIN durante el Niño fue positiva, no obstante existen experiencias ocurridas a lo largo del año 2010 que deben ser evaluadas en detalle y tenidas en cuenta en el futuro.

2.2.1 Vulnerabilidad del Cargo por Confiabilidad

El comportamiento del Cargo por Confiabilidad bajo condiciones de Niño y restricciones en abastecimiento de gas, reveló dos características del mercado. La primera es la persistencia del parque hidráulico, en fijar los precios de bolsa; la segunda es el acotamiento que impone el precio de escasez a los precios de oferta de las hidráulicas.

Aparentemente las plantas hidráulicas tuvieron una estrategia de oferta que responde a decisiones financieras y de percepción de riesgos y prefirieron asumir la eventualidad de incumplimiento futuro en las obligaciones de energía firme, que enfrentar con certeza una pérdida actual por la compra de los faltantes entre despacho y sus

contratos, esto muestra de alguna manera la vulnerabilidad del esquema de confiabilidad¹.

El precio de escasez y las obligaciones futuras de energía de los agentes no constituyeron herramientas suficientes para auto regular el comportamiento de los generadores, en el sentido de ahorrar agua para el próximo verano². El papel que juega el precio de escasez como techo a los precios de oferta de los agentes hidráulicos, impide que entren en merito generadores térmicos con combustibles costosos, o plantas de baja eficiencia y de esta forma el precio de bolsa se eleva pero no reduce la generación hidráulica.

Otra enseñanza que dejó el fenómeno del Niño es que para las plantas térmicas con contratos de suministro de gas en firme, que incluyen cláusulas que permiten una indemnización en caso de falla en el suministro, se elimina la firmeza comprometida por las plantas para la remuneración del cargo por confiabilidad.

Finalmente, si bien es cierto que el mecanismo de confiabilidad mostró algunas debilidades, en el sentido en que las señales no fueron suficientes para conservar las reservas de agua en niveles prudentes, este hecho no resta meritos al mecanismo de confiabilidad, en la medida en que gracias al cargo se aseguró la entrada de nuevas plantas y se garantizó que durante la próxima década, la expansión del sistema sea acorde con el crecimiento esperado de la demanda.

2.2.2 Disminución de la Reserva Disponible de Capacidad

El gráfico No 3 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.

Desde junio de 2009 el margen de reserva de capacidad ha mostrado una caída debido a indisponibilidad por mantenimientos de recursos de generación, problemas de suministro de gas y en varios meses por un repunte en la demanda de energía eléctrica. La estrechez en el margen entre oferta y demanda, sin duda contribuye en parte a explicar los precios de bolsa que se han presentado, porque exige la entrada al

¹ Informe No 44 del CSMEM, “Análisis del Cargo por Confiabilidad ante una Hidrología Crítica y Restricciones en el Mercado de Gas”, Noviembre 30 de 2009.

² “Los pagos futuros estimados bajo condiciones de escasez, no son suficientes para hacer que los generadores reduzcan el uso del agua a principios del período del Niño”, Frank WolaK, Market Performance in the Colombian Electricity Market and the Recent El Niño Event, Septiembre 14 de 2010.

despacho de recursos menos eficientes; además, en estas circunstancias es común que se eleve el poder de mercado. En noviembre la disponibilidad del sistema se recuperó ligeramente pero aún presenta registros muy inferiores a los promedios observados en la primera mitad del año, probablemente debido a la práctica común de las plantas térmicas de mantener sus máquinas en época de invierno.

DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL
Diciembre 2005 - Noviembre 2010

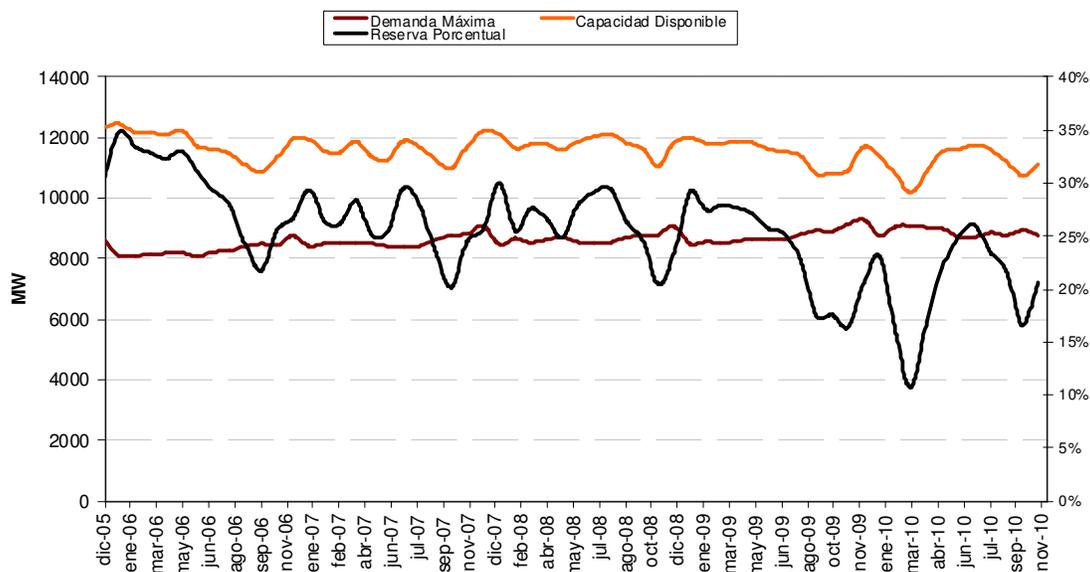


Gráfico No 3

2.2.3 Regulación para Condiciones de Niño

El fenómeno del Niño del 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; también halló 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. Bajo las circunstancias anteriores de crisis, el mercado por sí 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, o el atraso de un proyecto de generación importante. El CSMEM considera muy positivos los esfuerzos que viene realizando la CREG en la preparación de una propuesta de estatuto para situaciones de desabastecimiento y racionamiento de energía.

2.2.4 Venta de Isagen

Aunque la venta de Isagen ha sido postergada, en su momento el CSMEM teniendo en cuenta el interés manifestado por EPM de adquirirla, analizó la eventual integración operativa de Isagen con cada uno de los principales agentes generadores del MEM³, utilizando los indicadores de medición de poder de mercado Lerner y Residual de Suministro, encontrando que en el caso específico de EPM y Emgesa, bajo tal circunstancia tendrían un altísimo poder de mercado y se convertirían en empresas pivotaes, lo que significa que el mercado tendría que comprar a uno de estos agentes integrados, parte de la demanda total del SIN independientemente del precio ofertado a la bolsa.

Además el análisis llevado a cabo para la expansión del parque generador entre los años 2011 y 2019 obtenido de las subastas de Obligaciones de Energía Firme, arrojó que la integración operativa de Isagen bien sea con EPM o Emgesa, superaría el límite de participación del 30% de obligaciones de energía firme, en todos los años de la expansión; además el índice de concentración HHI del sistema, durante todo el periodo de expansión, sería superior a 1.800.

Normalmente en los mercados de “commodities”, los competidores denuncian ante la autoridad competente las posiciones de dominio, porque ven amenazada su participación en la industria con eventuales prácticas de monopolización. En el caso particular del MEM, esto no ocurre debido al efecto del “free rider”, ya que el poder de mercado de un agente se puede traducir en precios mayores en la bolsa que normalmente benefician a todos los generadores del mercado.

2.2.5 Operación de Hidroituango por parte de EPM

Una vez entre en operación plena Hidroituango alrededor del año 2020 aportará 8.563 GWh-año de energía firme al MEM; ésta energía de incrementarse en cualquiera de los principales operadores existentes del MEM, aumentaría significativamente su

³ 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.

participación. En el caso de EPM, independientemente de que esté o no integrada con Isagen, el efecto de su integración operativa y bajo el escenario de crecimiento medio de la demanda proyectado por la UPME, sobrepasaría el límite del 25% de participación del mercado. Esta situación tiene una alta probabilidad de ocurrir, sin embargo el resultado de las subastas de energía firme que se realicen hasta el 2020 también podría modificar el porcentaje de participación que alcanzaría EPM con Hidroituango.

Para el CSMEM la futura operación de Hidroituango por parte de EPM se podría constituir en un factor que afectaría la competitividad y el buen funcionamiento del MEM; además considera negativo el hecho de haber cancelado la subasta convocada para la construcción y operación de Hidroituango, la cual contaba con el interés de un número importante de nuevos agentes internacionales, que hubiera permitido incrementar el número de agentes generadores del MEM y aumentar su competitividad.

2.2.6 Energía Eólica

El impulso para la utilización de las energías renovables a nivel mundial, está fundamentado en la reducción de los efectos del cambio climático y en particular de los provenientes de la generación termoeléctrica a partir de combustibles fósiles. Ahora bien, el desarrollo de la energía eólica está basado 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 años⁴.

En el caso latinoamericano, las experiencias recientes en Brasil y Perú muestran que a través de subastas efectuadas para este tipo de tecnología, han logrado una reducción drástica del precio de la energía en contratos de tipo “Power Purchase Agreement – PPA” de 15 años (Brasil) y 20 (Perú), alcanzando los US\$80/MWh⁵. En el caso colombiano existen algunas iniciativas en relación a la utilización en gran escala de la energía eólica, específicamente la del Banco Mundial⁶ que considera una granja eólica de 300 MW, sin embargo su factibilidad económica depende fundamentalmente de llevar a cabo importantes cambios regulatorios, tales como extender a la energía eólica

⁴ Market Surveillance Administrator, Alberta, Canada. “Emergence of Carbon Pricing and Implications for Electricity Markets”. Spring EISG Conference, Niagara Falls, Ontario, April 11-13, 2010.

⁵ Luiz A. Barroso, Hugo Rudnick, Frank Sensfuss, Pedro Linares. “The Green Effect”, IEEE Power & Energy, September/October 2010.

⁶ Walter Vergara, Alejandro Deeb, Natsuko Toba, Peter Cramton, Irene Leino. “Wind Energy in Colombia”, A World Bank Study, July 2010.

el pago del Cargo por Confiabilidad, la eliminación de los pagos por AGC, FAZNI y CERE, además de la necesidad de tener acceso a financiamiento subsidiado.

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. Además impacta seriamente el comportamiento de los mercados eléctricos, ya que gracias a los subsidios desplaza energía marginal más económica, conlleva la presencia de precios negativos de cierre de mercado e incrementa costos por las nuevas necesidades de reservas operativas de arranque rápido y servicios complementarios de regulación. También 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.

Teniendo en cuenta que en Colombia más del 70% de la energía generada proviene de recursos hidráulicos y que las emisiones de gases contaminantes son muy reducidas, comparadas con cualquier país industrializado, además de los altos costos que involucran los desarrollos eólicos, en concepto del CSMEM no existe justificación ni ambiental ni económica para incluir estos desarrollos en el sistema interconectado.

2.2.7 Energía Termoeléctrica con Carbón

Colombia cuenta con 7.000 y 4.500 millones de toneladas de carbón en reservas medidas e indicadas respectivamente. En Latinoamérica, Colombia es el país con los mayores recursos y reservas de carbón bituminoso de excelentes calidades, por su poder calorífico, sus bajos contenidos de humedad, cenizas y azufre, que lo hacen competitivo frente a otros mercados y más aún si se tienen en cuenta las disposiciones del Protocolo de Kyoto. Con la tasa de explotación actual, las reservas medidas de carbón en Colombia aseguran más de 100 años de producción, suficientes para participar a gran escala en el mercado internacional y abastecer la demanda interna.

Gracias a las ingentes cantidades de reservas y la calidad del carbón con que cuenta Colombia y dadas las tecnologías 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 y además teniendo posibilidades de construir plantas termoeléctricas con abastecimiento muy confiable de

carbón, debería promoverse activamente su utilización en los planes de expansión del sector eléctrico.

2.3 Concentración y Poder de Mercado

Emgesa, EPM, Isagen y Colinversiones, conjuntamente tienen una cuota del mercado de generación superior al 65% con base en las OEF y una capacidad instalada superior al 71%. Por otra parte, Emgesa, EPM e Isagen durante los últimos doce meses fijaron el precio de bolsa entre el 60% y el 80% del tiempo. Adicionalmente, estos generadores con excepción de Isagen, están verticalmente integrados en ventas de electricidad al por menor y con grandes obligaciones en este mercado. Bajo ciertas condiciones del sistema, el comportamiento unilateral de dichos agentes puede impactar significativamente los resultados del mercado⁷.

2.3.1 Índice de Lerner

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

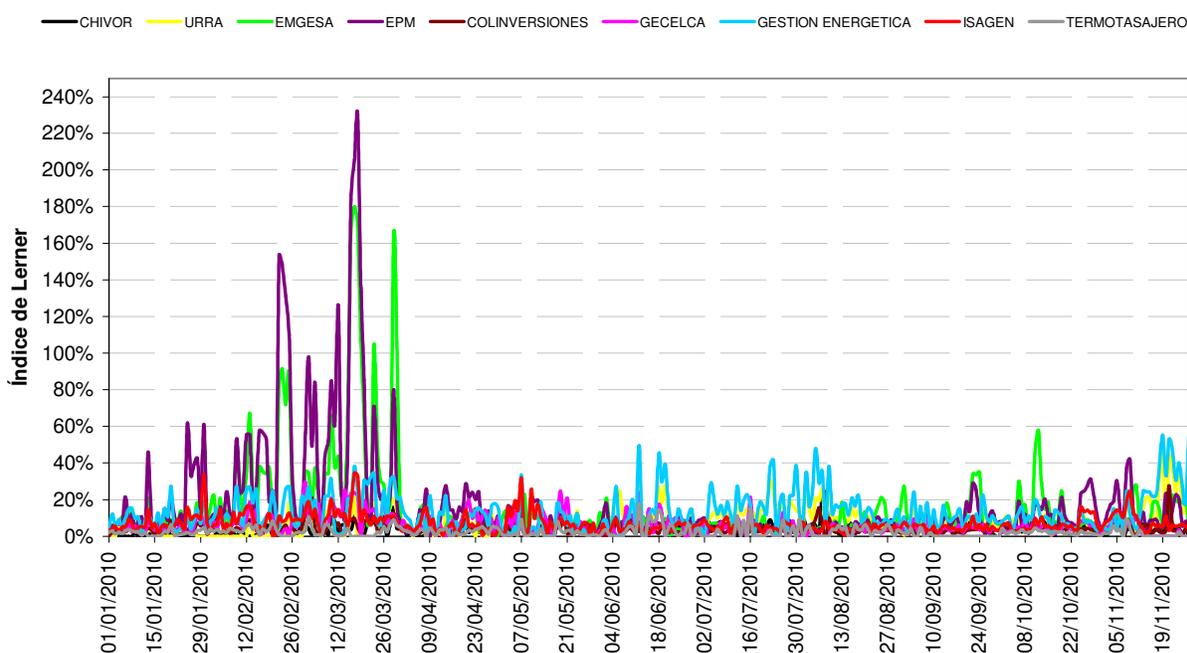


Gráfico No 4-a

⁷ Informe CSMEM No 49, “Compra de Isagen por parte de un Agente del MEM – Efecto en el Mercado Mayorista”, Junio de 2010.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

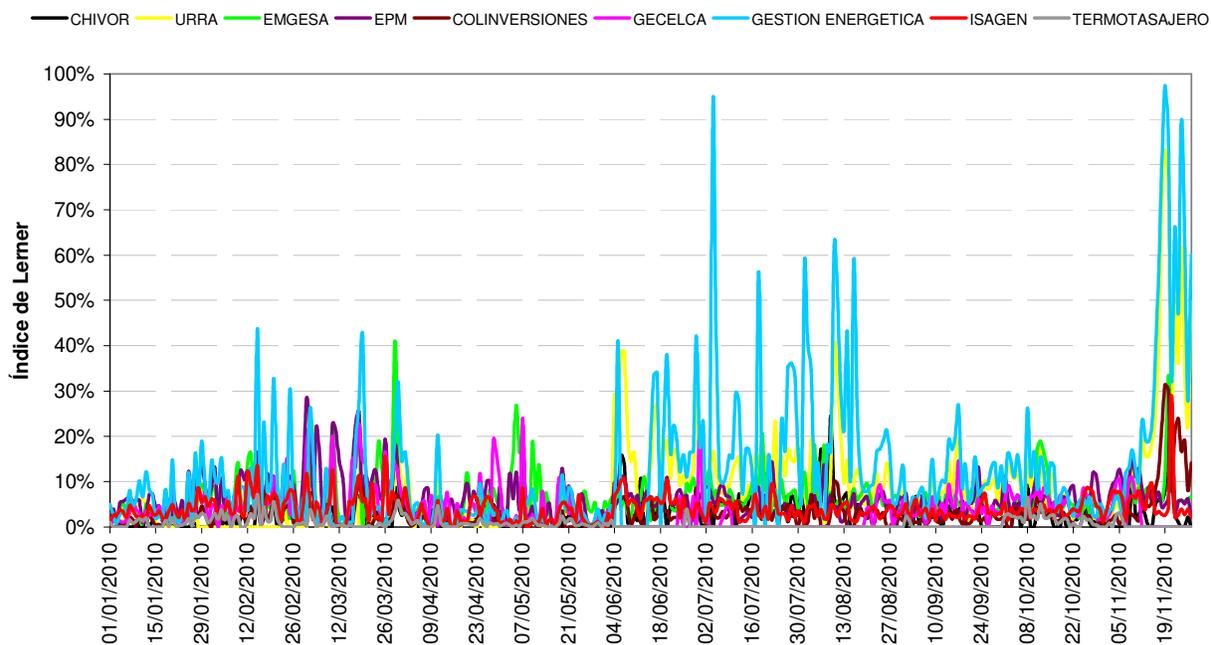


Gráfico No 4-b

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja

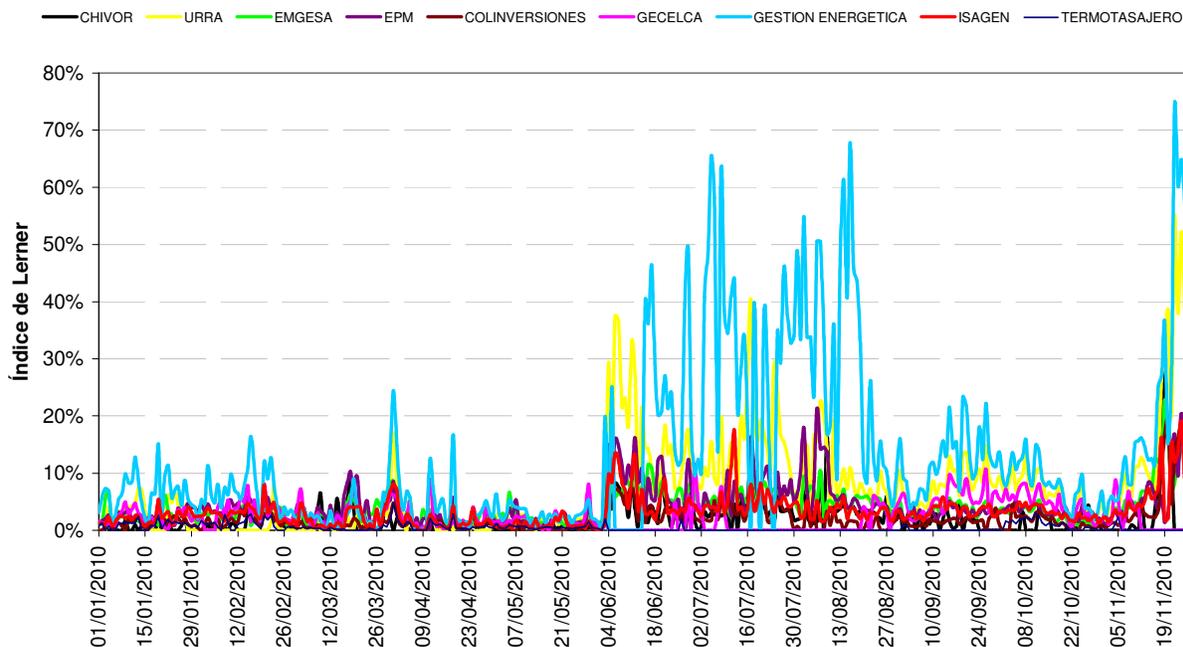


Gráfico No 4-c

Los gráficos No 4-a, 4-b y 4-c presentan para los principales agentes del MEM durante los últimos doce meses, el índice de poder de mercado Lerner diario, para los periodos de demanda alta, media y baja, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual; en este cálculo la demanda residual excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis.

En el periodo de demanda alta, se observa como durante febrero y marzo (evento Niño), los índices de Lerner de Epm y Emgesa alcanzaron valores superiores al 100% que reflejan un excesivo poder de mercado, mientras Gestión Energética prácticamente durante todo el año presentó valores entre el 15% y el 40%. Durante octubre y comienzos de noviembre, el indicador para EPM varió entre 20% y 60% y para Emgesa entre 20% y 40%, valores que también muestran la existencia de poder de mercado importante.

En las horas de demanda media y baja, Gestión Energética se caracterizó por tener índices de poder de mercado muy altos durante febrero-marzo, junio-agosto y noviembre. Similarmente Urrá durante julio-agosto y noviembre, presentó índices un poco inferiores a los anteriores, pero igualmente importantes.

En síntesis durante la mayor parte del año, independientemente de la ocurrencia del Niño o de la Niña, existió poder de mercado muy importante para todos los periodos de demanda alta, media y baja, con participación de agentes tanto hidráulicos como térmicos.

2.3.2 Índice Residual de Suministro

Los gráficos No 5-a y 5-b presentan para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro diario, para los periodos de demanda alta y media, durante los últimos doce meses.

Para demanda alta se observa como Emgesa y EPM fueron agentes pivotaes con valores del indicador menores que 1.0 principalmente durante febrero y marzo, también durante los meses de octubre y noviembre, periodo en el cual Isagen presentó valores muy cercanos a 1.0. En general, durante todo el año hubo un buen número de agentes del MEM con valores inferiores a 1.2, que son representativos del poder de mercado.

Para las horas de demanda media, durante los periodos críticos del año ya mencionados anteriormente, EPM y Emgesa tuvieron indicadores cercanos a 1.0, mientras Isagen mostró valores inferiores a 1.2.

**Indice Residual de Suministro Diario por Agente
Horas de Demanda Alta**

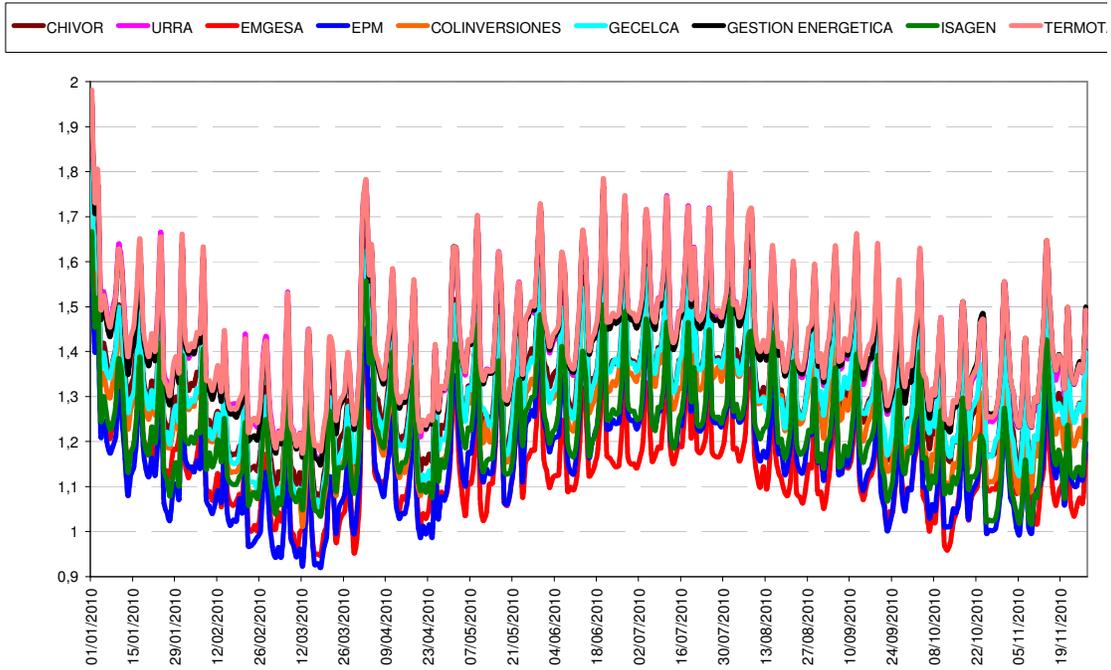


Gráfico No 5-a

**Indice Residual de Suministro Diario por Agente
Horas de Demanda Media**

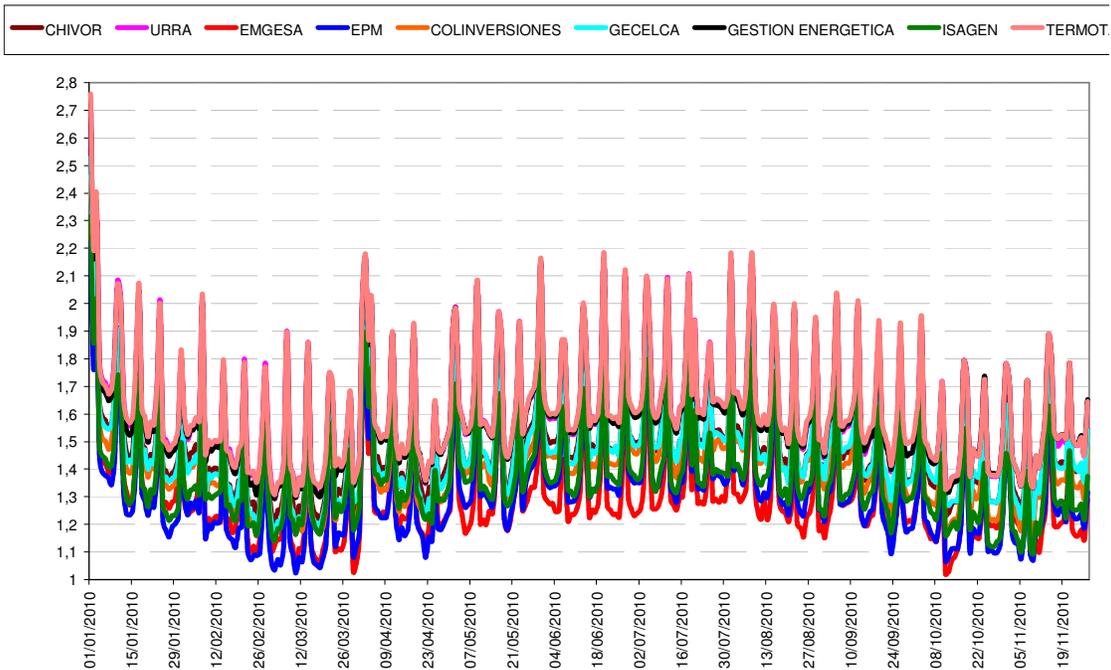


Gráfico No 5-b

2.3.3 Propuesta sobre Mitigación de Poder de Mercado

La CREG ha venido desarrollando un análisis sobre el tema de la concentración del mercado y la posición dominante por parte de los agentes en el mercado mayorista de energía colombiano⁸; dicho análisis incluye:

- Una revisión de la experiencia internacional con respecto a la literatura existente sobre el tema y los esquemas de mitigación de poder de mercado utilizados en la actualidad en Gran Bretaña, Nordpool, Australia, New York, New England, PJ&M y California.
- Una revisión de los aspectos regulatorios desarrollados por la CREG con relación al tema.
- La identificación de agentes pivotaes, con base en los siguientes indicadores: Oferente Pivotal, Oferta Residual y Lerner.
- La evaluación de los indicadores anteriores aplicados al mercado colombiano.
- Una propuesta regulatoria de mitigación del poder de mercado del tipo conducta e impacto, la cual fue sometida al análisis y comentarios de los agentes del MEM y demás interesados.

La propuesta de la CREG se basa en la identificación ex-ante de los agentes pivotaes, mediante el índice de oferta residual y el impacto que tienen las ofertas de los agentes pivotaes sobre el precio de bolsa con respecto a una referencia de precios. Esta propuesta se ha enriquecido con los aportes de expertos internacionales reunidos recientemente en un foro especial que organizó la CREG⁹.

2.4 Comercialización de Energía

2.4.1 Descreme del Mercado

El problema del descreme ha sido analizado suficientemente por la teoría económica en mercados donde los costos son fijos por cliente, la remuneración depende de cargos variables en función de las unidades vendidas y el establecido está obligado a cubrir todo el mercado. Bajo esta configuración, los entrantes se van a concentrar en atender los clientes de mayores consumos con lo cual pueden ofrecer tarifas inferiores y obtener ingresos muy por encima de los costos.

⁸ CREG, “Medidas para la promoción de la competencia en el mercado mayorista de electricidad”. Documento CREG-118, Octubre 1 de 2010.

⁹ “Foro Internacional de promoción a la competencia del Mercado Mayorista”, CREG, Diciembre 6 de 2010.

Existe un cargo variable regulado por kWh que el establecido les puede cobrar a sus clientes regulados; en ausencia de competencia, la aplicación de este cargo a toda la energía vendida en el mercado le permite recuperar los costos de comercialización: medida, facturación, recaudo, costo financiero y riesgo del negocio de compra venta de energía entre otros. Puesto que los consumos de un gran consumidor pueden ser mil veces superiores a una residencia promedio, el establecido genera unas transferencias internas o subsidios cruzados, mediante las cuales los excedentes sobre costos que recupera de los grandes consumidores, le permiten balancear los déficits que generan usuarios con consumos insuficientes para cubrir los costos de comercialización con base en la tarifa regulada.

La dinámica de la competencia en estas condiciones permite que los entrantes absorban cada vez más el segmento de altos consumos (descreme) con costos relativamente bajos por kW vendido, hasta el punto en que el establecido sólo conserva los clientes de consumos bajos con costos por encima de la remuneración que pueden obtener. Este desequilibrio tiene consecuencias graves para el mercado:

- Erosiona la base de “subsidios cruzados”, comprometiendo así la viabilidad de sostener un esquema de servicio universal.
- Puede llevar a la quiebra del establecido, si se sostiene el esquema tarifario y de competencia y no se libera al establecido de las obligaciones de servicio universal.
- Permite la entrada de firmas menos eficientes que el establecido, estimulada por una asimetría en la asignación de responsabilidades.
- El valor agregado que puede incluir un nuevo operador es prácticamente nulo, pues el usuario no distingue la diferencia en la calidad de la energía que suministra el establecido de la del comercializador independiente, porque se trata exactamente del mismo servicio y así el incentivo a crear un mercado de competencia en comercialización tiene más costos que beneficios.

2.4.2 Establecimiento de un Cargo Fijo

Al problema del descreme del mercado se le añade el del esquema de la distribución de pérdidas, tal que el operador incumbente tiene que asumir la totalidad de las pérdidas hasta el usuario final, mientras el comercializador independiente, simplemente traslada las pérdidas de los niveles más altos de tensión, con lo cual se crea una asimetría adicional en el plano de la competencia.

También, algunas de las actividades de comercialización tienen claras economías de escala; por ejemplo, leer los medidores tiene un costo unitario menor si el recorrido cubre a todos los predios porque se maximiza el número de lecturas para cada ruta. En contraste, si existe más de un agente sobre la misma ruta se duplican los recursos para completar la misma tarea, siendo una fuente adicional de sacrificio de eficiencia.

Buscando corregir los problemas anteriores, el Gobierno expidió el decreto 387 de 2007 que solicitó a la CREG establecer un cargo fijo (por usuario) que recupere los costos fijos de la actividad de comercialización y un cargo variable (por kWh) para recuperar los costos asociados a los márgenes de intermediación. De igual forma, estableció un esquema de distribución de pérdidas a partir de una senda trazada por un programa de reducción que iguala la carga entre los establecidos y los independientes.

Este decreto al establecer el cargo fijo por usuario, implica un aumento en las tarifas de los estratos bajos que sería subsidiado; sin embargo, el decreto no ha sido completamente reglamentado por parte de la CREG y por lo tanto persisten las asimetrías en el mercado de la comercialización de energía.

2.4.3 Riesgo de Contraparte

Otro problema con la comercialización independiente está asociado al riesgo de contraparte. El aumento de precios de la bolsa asociado a las hidrologías críticas del Niño comprometió la sostenibilidad financiera de algunos comercializadores independientes que tenían ventas de contratos a precios fijos, por debajo de los valores alcanzados por el precio de bolsa y sólo cubrían una parte de sus ventas con contratos bilaterales, quedando expuestos a la bolsa y asumiendo grandes pérdidas en periodos prolongados.

Este riesgo es mucho menor para los generadores y para los comercializadores-distribuidores; para los generadores porque sus recursos de generación permiten cubrir en algún porcentaje las ventas en contratos; para los distribuidores que atienden el mercado regulado, porque la fórmula tarifaria les permite hacer un “pass through” parcial sobre los mayores costos que enfrentan al comprar la energía en bolsa.

Entre enero y febrero del 2010 se presentaron solicitudes de prepagos y garantías por \$55.565 millones a comercializadores con incumplimientos de pago; durante ese periodo, se hicieron efectivas garantías bancarias por más de \$17.000 millones de pesos y se iniciaron 48 procesos de limitación de suministro. Estos problemas y en particular la quiebra de la empresa Comercializar, dejaron al descubierto los problemas

financieros que se han venido presentando en relación a los comercializadores de alto riesgo del MEM. Recientemente la CREG expidió los proyectos de resolución No 143¹⁰, 144¹¹ y 145¹² y la resolución No 146¹³ de 2010, que fundamentalmente buscan contar en el MEM con comercializadores que garanticen su solidez financiera y operacional, a saber:

- Capacidad financiera sólida para poder desarrollar transacciones en el MEM, asociada a un indicador de patrimonio técnico.
- El incumplimiento de las obligaciones de pago de las facturas o de la constitución de los mecanismos de cubrimiento, serán causales de retiro de los comercializadores.
- Los comercializadores que hayan sido retirados del MEM, solo podrán regresar cuando hayan cumplido la totalidad de sus obligaciones pendientes, y después de un periodo de 5 años.
- Hacer más estrictas las condiciones de plazos y cubrimiento de garantías financieras.
- Constituir mecanismos de cubrimiento para garantizar el pago mensual de los cargos por uso del STR y SDL.

2.4.4 Mercado de Contratos

La mayor parte de la energía demandada en el MEM se transa bajo contratos bilaterales de largo plazo a precio fijo, este es un rasgo positivo del mercado en la medida en que permite a compradores y vendedores disminuir el riesgo asociado a la volatilidad del precio en el spot y por otra parte, entre mayor sea el volumen de energía comprometida en contratos de largo plazo, menores incentivos tienen los generadores para utilizar el poder de mercado en el spot.

No obstante, el mercado de contratos en el MEM adolece de ciertas características que lo vuelven poco competitivo e ineficiente:

- Las diferencias que existen entre los precios del mercado regulado y del mercado no regulado, no tienen explicación en factores objetivos tales como las diferencias en la curva horaria de carga o en el riesgo de crédito.
- El mercado de contratos de largo plazo tiene altos costos de transacción debido al gran número de modalidades contractuales no estandarizadas que

¹⁰ Proyecto sobre la reglamentación de la comercialización de la energía eléctrica.

¹¹ Proyecto sobre garantías y pagos de los agentes del MEM.

¹² Proyecto sobre cubrimientos de pago de los STR y SDL.

¹³ Retiro de comercializadores durante la transición de la aprobación y aplicación del reglamento comercial.

- exigen esfuerzos en la estructuración, revisión y seguimiento de forma individual a cada contrato.
- El mercado no parece muy eficiente en la medida en que la formación de precios no se asemeja a la de competencia perfecta. Muchas de las convocatorias de los comercializadores para atender su demanda no encuentran oferta suficiente que permita asegurar que el precio efectivamente corresponde a los niveles del mercado. La integración entre generadores y distribuidores, introduce las distorsiones en precio propias de sectores integrados verticalmente y complica la regulación para el paso de precios mayoristas a minoristas.
 - El mercado no regulado de contratos está segmentado geográficamente, excepto en el caso de Isagen, los generadores concentran la casi totalidad de sus clientes en el área geográfica donde están ubicados. Esta estructura, acentúa el poder de mercado porque cada generador actúa como un cuasi monopolio en su región a la hora de firmar contratos.

Con el fin de resolver los problemas anteriormente planteados, la CREG diseñó un Mercado Organizado de Contratos anónimo, para transar contratos financieros de energía en el futuro a precios fijos. Esta propuesta recibió comentarios de parte de los agentes y la industria en general.

Recientemente, Wolak¹⁴ en relación a la misma propuesta hizo varios comentarios con el fin de mejorarla, los cuales están enfocados a ampliar el nivel de competencia entre oferentes, incluyendo potenciales entrantes en el mediano plazo. Dichos comentarios se resumen a continuación:

- Enfocar los esfuerzos regulatorios para que las subastas cubran períodos de entrega de 3 años y más, buscando la competencia de entrantes con la capacidad de construir plantas de generación para respaldar sus ventas en el futuro. De esta forma, se reduce el poder de mercado de los generadores establecidos y la volatilidad del precio en el mercado de futuros, porque se transan obligaciones en periodos para los cuales aún no hay información sobre el comportamiento de los fundamentales (ej., la ocurrencia de un Niño).
- Permitir la negociación de contratos por fuera del MOR, lo cual presiona a la baja los precios tanto en el spot, como en el mercado de forwards. Los comercializadores podrían comprar y vender energía en el MOR; sin

¹⁴ Frank A. Wolak. "Market performance in the Colombian electricity market and the recent El Niño event". Document prepared for the SSPD. December 6, 2010.

embargo, deben asegurar que el 100% de su nivel de contratación exigido, esté cubierto con contratos en el MOR.

- Exigir altos niveles de contratación forward con suficiente anticipación a su entrega, para evitar la exposición de riesgo de un agente en particular.

2.5 Distribución

2.5.1 Reubicación de Redes de Servicios Públicos

El desarrollo y ejecución de proyectos de infraestructura vial a nivel municipal, departamental y nacional, en algunos casos ha suscitado la controversia de quién es responsable de reubicar las redes de los servicios públicos domiciliarios, especialmente cuando la intervención se ejecuta a través de un concesionario, a pesar de que éstas estén construidas dentro del espacio público por ser obras de utilidad pública e interés social, esenciales para la prestación de los servicios públicos domiciliarios.

Si fuera obligación de las empresas de servicios públicos realizar las inversiones requeridas para el traslado o reubicación de redes, estas inversiones impactarían las tarifas, los subsidios y las contribuciones. La industria eléctrica ha planteado que deben ser los concesionarios o las entidades públicas encargadas de las obras viales, quienes asuman los costos por traslado de infraestructura de energía o demás servicios públicos domiciliarios, cuando ello se requiera. Adicionalmente, ha manifestado que los usuarios finales no deben verse afectados con incrementos tarifarios por la realización de este tipo de proyectos y tampoco deben afectarse las empresas prestadoras del servicio asignándoles tales costos.

2.5.2 Restricciones para Enfrentar los Fraudes

De acuerdo con la regulación existente, durante más de 10 años las empresas de distribución podían imponer sanciones por manipulación y fraude en las conexiones; sin embargo, la Corte Constitucional¹⁵ eliminó tales facultades y en consecuencia no existen en el momento mecanismos efectivos que permitan contrarrestar las pérdidas de consumos dejados de registrar por dichas prácticas, las cuales no solo terminan afectando al prestador del servicio, sino que también afectan las contribuciones y subsidios que se distribuyen a través del Fondo de Solidaridad.

¹⁵ Sentencia unificadora de la Corte Constitucional SU-1010 de 2008

En concepto del CSMEM, con el fin de desestimular la intervención de las conexiones y los equipos de medida y poder cobrar los consumos reales del servicio prestado, se deben buscar los mecanismos adecuados que permitan a los prestadores del servicio enfrentar con efectividad los fraudes y la ilegalidad, así como efectuar la facturación del servicio que no haya sido registrado y facturado, en los eventos de acción u omisión del suscriptor.

2.5.3 Fondo de Solidaridad para Subsidios

Existe un desbalance entre la contribución de los usuarios de los estratos residenciales 5 y 6 y de los sectores industrial y comercial, y los subsidios asignados a los usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3. La Ley prevé que si dichas contribuciones no son suficientes para cubrir los subsidios, como en efecto ocurre en la actualidad con un desbalance anual del orden de \$600.000 millones de pesos, se debe recurrir al Presupuesto General de la Nación-PGN y de los municipios o en su defecto disminuir los subsidios otorgados a los usuarios de estratos 1, 2 y 3, lo que representaría incrementos tarifarios. Esta situación se agravaría mucho más, en caso en que se apruebe el proyecto de Ley que busca eliminar las contribuciones del sector industrial al Fondo de Solidaridad.

Teniendo en cuenta los graves problemas presupuestales que enfrenta el gobierno nacional, incrementados además por las consecuencias devastadoras del actual fenómeno de la Niña, el CSMEM considera que con el fin de cubrir el déficit del Fondo de Solidaridad, se debería establecer el desmonte gradual de los subsidios adicionales a los otorgados mediante la Ley 142 de 1994; paralelamente se recomienda revisar la política y normatividad de la estratificación en el país y los niveles de los consumos de subsistencia para el otorgamiento de subsidios.

2.6 Gas Natural

2.6.1 Abastecimiento y Transporte de Gas

El año 2010 dejó como experiencia muy importante que el sector eléctrico a pesar de los problemas surgidos de la incertidumbre del suministro y transporte del gas natural, enfrentó y resolvió adecuadamente el fenómeno del Niño 2009-10. Por el contrario, el sector gas tal como lo planteó el CSMEM en varias oportunidades, enfrentó el Niño con serios problemas institucionales, de abastecimiento, de limitaciones de transporte y de confiabilidad, los cuales habían sido detectados con mucha anticipación.

Dichos problemas llevaron a que bajo la condición de generación forzada de todas las plantas térmicas decretada por el gobierno, solamente las plantas térmicas de la Costa tuvieron un adecuado abastecimiento de gas natural, debido principalmente a las restricciones existentes para transportar gas hacia el interior del país. Estas restricciones además redujeron el abastecimiento de gas al sector industrial y a las plantas térmicas a gas del interior del país, lo que implicó la necesidad de utilizar combustibles líquidos en las plantas con posibilidad de generación dual del interior.

2.6.2 Confiabilidad de Suministro y Almacenamiento

El sector eléctrico colombiano que invierte alrededor de US\$700 millones anuales en el pago del cargo por confiabilidad, además de los costos correspondientes al enmallado de las redes de transmisión, ve comprometida esta confiabilidad no solo en el corto, sino también en el mediano y largo plazo, debido a los problemas que surgen del inadecuado abastecimiento y transporte de gas.

Después de dos décadas exitosas de desarrollo y penetración del gas natural a toda la economía colombiana, es absolutamente necesario tomar las medidas del caso para asegurar el abastecimiento confiable de este combustible a todos los sectores que lo demandan.

El almacenamiento criogénico en puntos estratégicos del país y la utilización de plantas “peak shaving”, las cuales permiten un volumen de entregas diarias de gas, almacenándolo en las horas de baja demanda para utilizarlo posteriormente en horas pico, son opciones que reducen la necesidad de contratación de gas en firme, con su consecuente respaldo físico para acceder al cargo por confiabilidad.

2.6.3 Incertidumbre en el Suministro de Gas

El principal problema que afecta el suministro de gas natural tiene que ver con que no existe una política definida respecto al desarrollo del gas natural, para el mediano y largo plazo. El mercado del gas natural en Colombia es fundamentalmente manejado por Ecopetrol, empresa de carácter mixto, dominante en el mercado de oferta a través de contratos bilaterales; este esquema funciona adecuadamente en condiciones en que la oferta abastece sin restricciones la demanda, pero tiene problemas en condiciones deficitarias de suministro, como los presentados durante la experiencia del fenómeno del Niño. Además, desde el punto de vista regulatorio, las señales existentes no han logrado la expansión requerida del sistema de transporte.

De acuerdo con la UPME¹⁶, las reservas probadas del país ascienden a 4.73 TPC, las cuales alcanzarían sin que se produzca déficit, al ritmo de la producción y del consumo actual, hasta el año 2013. Por otra parte, las reservas probables son solo de 2.9 TPC y contienen los volúmenes esperados de producción de las plantas de Cupiagua con 140 y 70 MPCD en sus etapas inicial y final, aunque Ecopetrol como propietario de Cupiagua no las ha reclasificado de probables a probadas, no obstante haber manifestado su fecha tentativa de entrada en operación en julio de 2011. Tampoco ha ocurrido ningún descubrimiento nuevo de grandes volúmenes de gas, a pesar de los esfuerzos exploratorios en búsqueda del recurso. En el caso colombiano, la alta dependencia de una sola fuente (campos de gas de La Guajira), hace que el riesgo de abastecimiento sea más agudo.

Si bien las reservas de gas no convencional son muy importantes, no existe información en relación a su desarrollo y producción esperada. La opción de importar gas de Venezuela, a pesar de los compromisos existentes, de ya existir el gasoducto y de los descubrimientos de 7 TPC muy cerca de Maracaibo, no es confiable debido a la incertidumbre de la fecha del desarrollo de las reservas encontradas y además porque el mercado del occidente Venezolano es deficitario y probablemente el gas será utilizado para sus necesidades internas antes de destinarlo a exportaciones.

La opción de importar gas natural licuado para suplir el déficit en el mediano plazo, no parece viable debido al tiempo que toma el desarrollo de la infraestructura requerida por las plantas regasificadoras. Sin embargo, una alternativa más rápida de instalar y más económica en el corto plazo, son los buques regasificadores que se podrían ubicar en la costa Pacífica y/o en la costa Caribe, los cuales permitirían solucionar el problema de abastecimiento en el mediano plazo.

2.6.4 Incumplimiento de Contratos

Tal como se mencionó en la sección 2.2.1, el fenómeno del Niño demostró que la firmeza comprometida por las plantas a gas para la remuneración del cargo por confiabilidad, se elimina cuando los contratos de suministro de gas de estas plantas permiten una indemnización en caso de falla en el suministro.

En concepto del CSMEM, en los contratos de gas se deben pactar cláusulas eficientes de cobertura de riesgos, que permitan el suministro de gas a los agentes involucrados, o que prevean la sustitución de combustibles. De otra parte, no tiene justificación

¹⁶ UPME, “Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural – Versión 2010”, Octubre de 2010.

económica que los mayores costos de generación con líquidos, derivados de los incumplimientos contractuales de los agentes en el mercado de gas, se trasladen a la demanda¹⁷, ya que estos sobre-costos deben ser cubiertos por los agentes firmantes de los contratos que causaron desabastecimientos del gas.

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

Los decretos 2730 de julio 29 y 2807 de agosto 4 de 2010 buscan resolver los problemas estructurales del sector gas identificados por diferentes estudios y tratan 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 están orientados a asegurar la confiabilidad y calidad del abastecimiento de gas natural en el país.

Dichos decretos están suspendidos temporalmente y si bien no resuelven todos los problemas del sector gas, constituyen un punto de partida importante para desarrollar los decretos definitivos en función del interés público y por encima de las visiones particulares, los cuales se requieren con urgencia, para que a la mayor brevedad posible puedan ser reglamentados y permitan dar las señales adecuadas para efectuar las inversiones requeridas del sector.

¹⁷ Resoluciones CREG 136 de Octubre 30 de 2009 y 041 de Marzo 16 de 2010

3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de Noviembre de 2010, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

La tabla No 1 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema.

Tabla No 1

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	noviembre-09	octubre-10	noviembre-10	Variacion Octubre 10- Noviembre 10	Variacion Noviembre 09- Noviembre 10	Variacion Ultimo Año- Noviembre 10
Hídrica	3,049.60	2,584.39	3,607.04	3,620.89	0.38%	40.11%	18.73%
Térmica	1,422.86	1,827.93	988.79	879.13	-11.09%	-51.91%	-38.21%
Gas	1,070.38	1,517.17	672.77	659.91	-1.91%	-56.50%	-38.35%
Carbón	318.18	310.75	316.02	217.84	-31.07%	-29.90%	-31.54%
Menores	239.25	237.64	287.50	295.19	2.67%	24.22%	23.38%
Cogeneradores	17.90	12.43	26.10	17.05	-34.70%	37.11%	-4.76%
Total	4,730.47	4,662.61	4,909.44	4,812.27	-1.98%	3.21%	1.73%

En el 2010 la generación del sistema eléctrico ha crecido al 3.1% en año completo y al 1.73% en año corrido. Como consecuencia de la intensidad del Niño el año pasado y de la Niña en el segundo semestre del presente, se observa un crecimiento muy elevado en la generación hidráulica y en consecuencia, una reducción en el ritmo de generación térmica.

3.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 6 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

En noviembre, por quinto mes consecutivo se registraron aportes por encima de la media histórica. En este caso, los niveles de lluvia prácticamente doblaron los promedios observados en el pasado para noviembre.

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

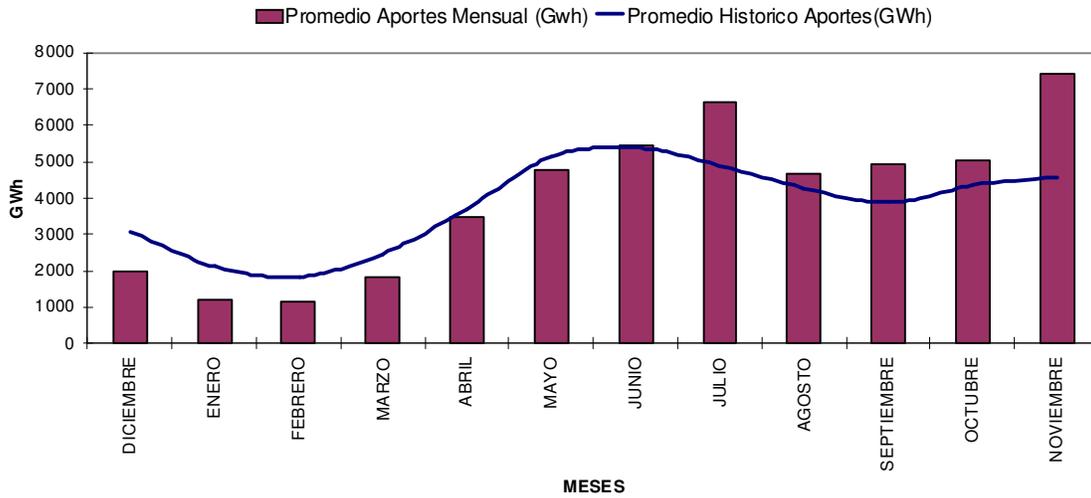


Gráfico No 6

3.1.3 Vertimientos

El grafico No 7 presenta para los últimos nueve meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.

**Vertimientos Mensuales
Marzo a Noviembre de 2010**

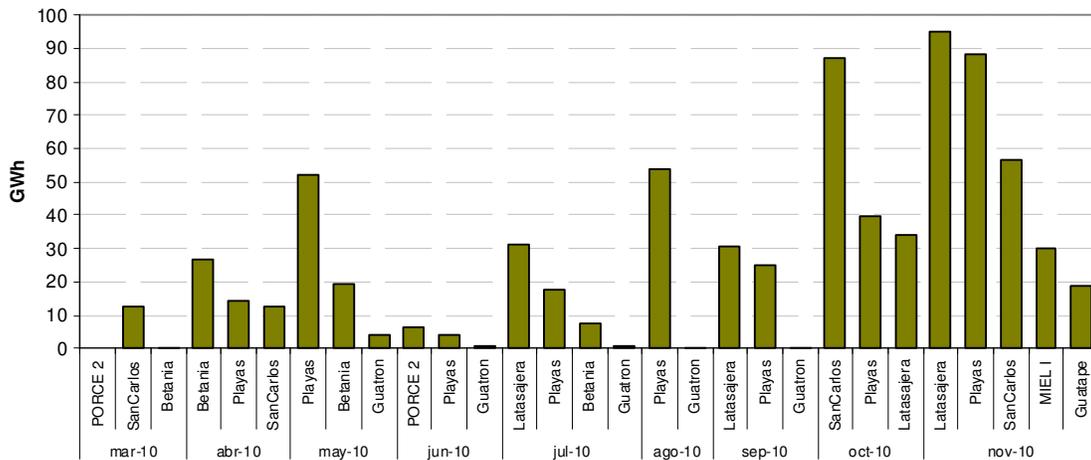


Gráfico No 7

Los niveles de lluvia parecen haber superado las perspectivas hidrológicas y la capacidad de gestión y regulación de los embalses. Como se observa en el gráfico, varios generadores vertieron agua en volúmenes sin precedentes en la historia

reciente. Los vertimientos están concentrados en la cordillera central, en los departamentos de Antioquia y Caldas; sorprende que Guatapé (El Peñol), el embalse con mayor capacidad del país, se haya visto forzado a evacuar el recurso.

3.1.4 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 2 se muestra el nivel del embalse agregado del SIN al final de noviembre, el cual presentó una recuperación sorprendente y alcanzó 80% de la capacidad útil.

En relación a los principales embalses del sistema, en noviembre Guatapé y San Carlos tuvieron vertimientos y en general buena parte de los embalses de Antioquia terminaron el mes con nivel en el 100%, al igual que Chivor, Miel y Prado. Calima, Betania, Jaguas y Urrá finalizaron con el 90%, Guavio y Salvajina en el 75%, mientras Force terminó en el 50%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

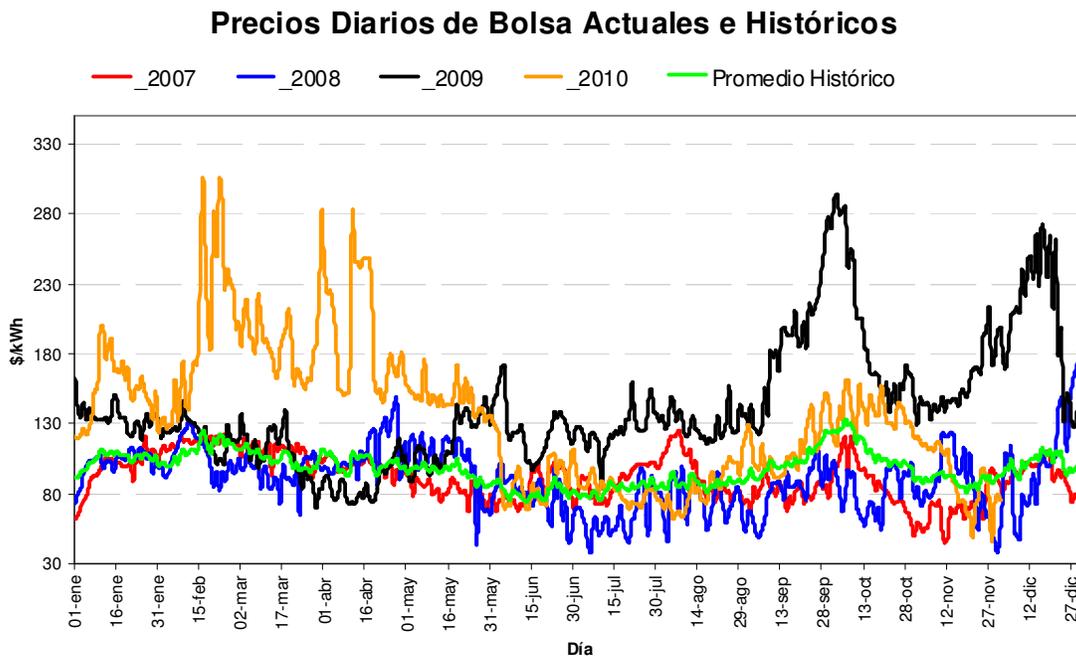


Gráfico No 8

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. En la segunda mitad de noviembre, consecuente con las condiciones hidrológicas, el precio se ha sostenido por debajo de los parámetros históricos.

3.2.2 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 últimos tres meses.

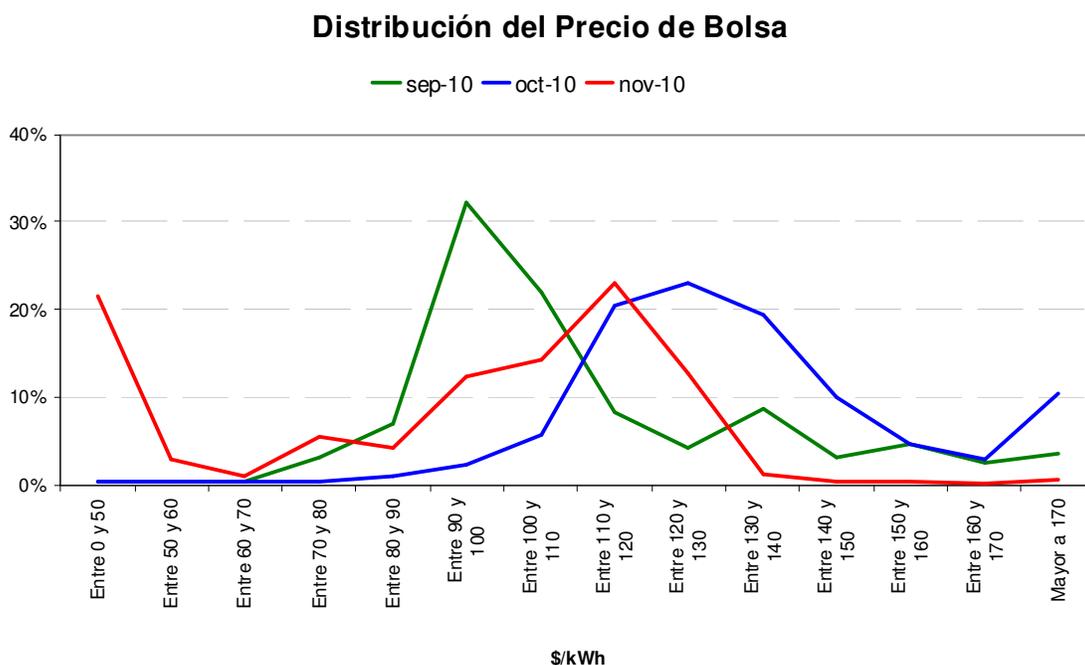


Gráfico No 9

El mes de noviembre presenta una distribución de precios bimodal, con un momento en precios muy bajos (menor de \$50/kWh) asociados a horas de bajo consumo y otro en precios por encima de \$110/kWh correspondientes a la demanda pico.

3.2.3 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 10 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.

A pesar de la reducción de los precios, se observan algunos días en noviembre en que el precio máximo se dispara casi hasta alcanzar el precio de escasez. Parece

importante analizar con mayor profundidad las circunstancias que exacerbaron el despacho para alcanzar estos registros atípicos.

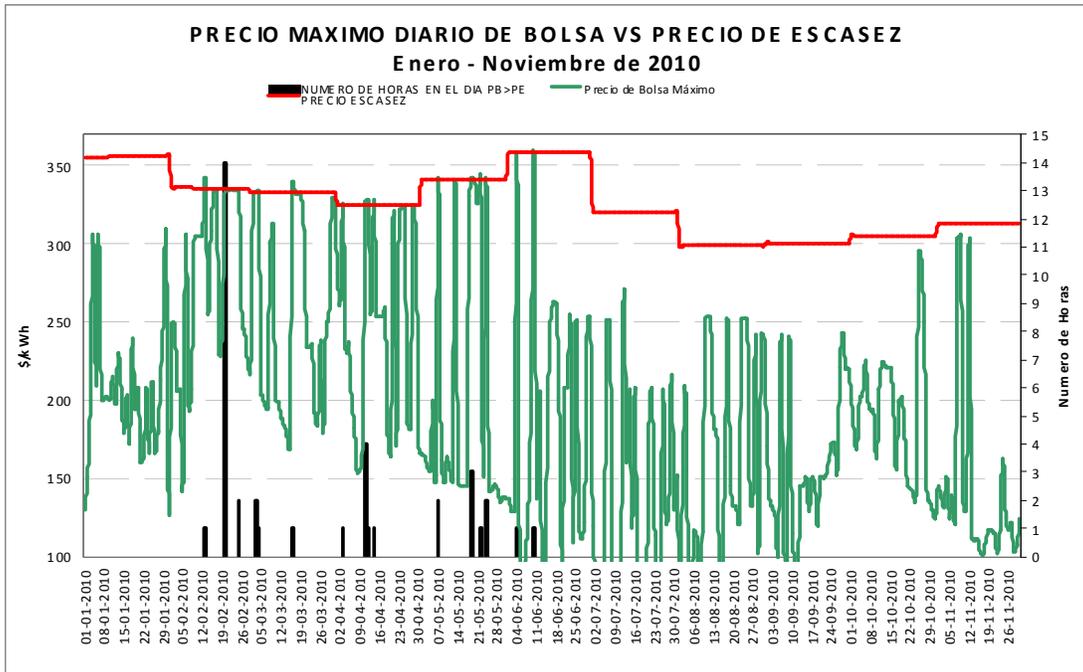


Gráfico No 10

3.2.4 Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo

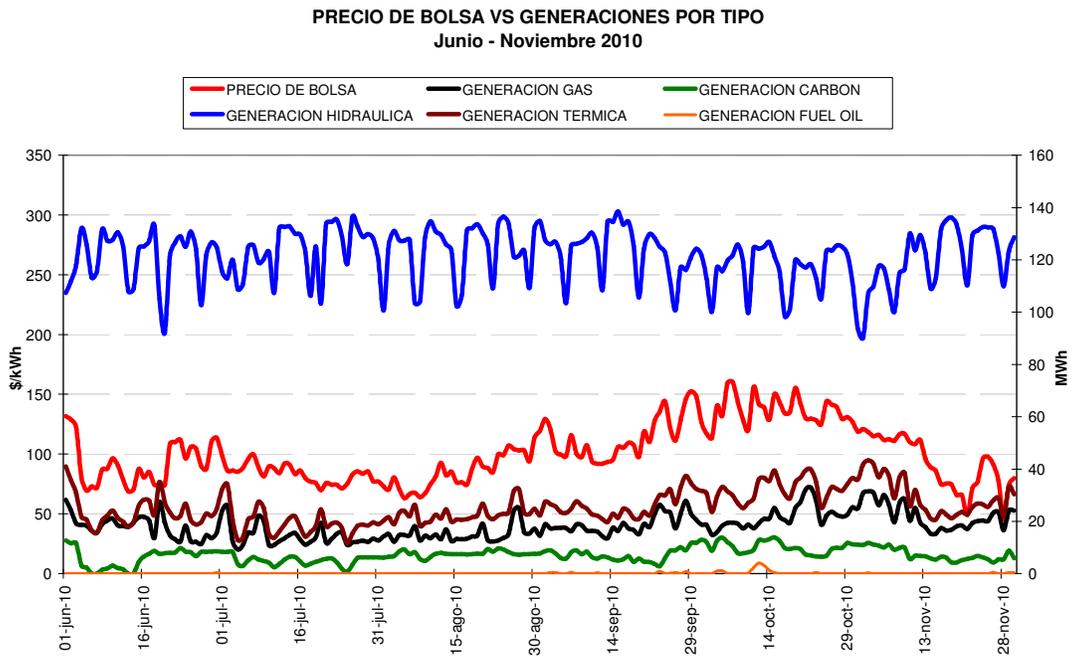


Gráfico No 11

El gráfico No 11 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación diaria en GWh por tipo de tecnología, para los últimos 6 meses.

A pesar de los mayores aportes hidráulicos, la generación térmica sigue cumpliendo un papel importante en el mercado. Se observa una reducción tanto en gas como en carbón, pero los registros no son despreciables.

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 12 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
Diciembre 2009 a Noviembre de 2010**

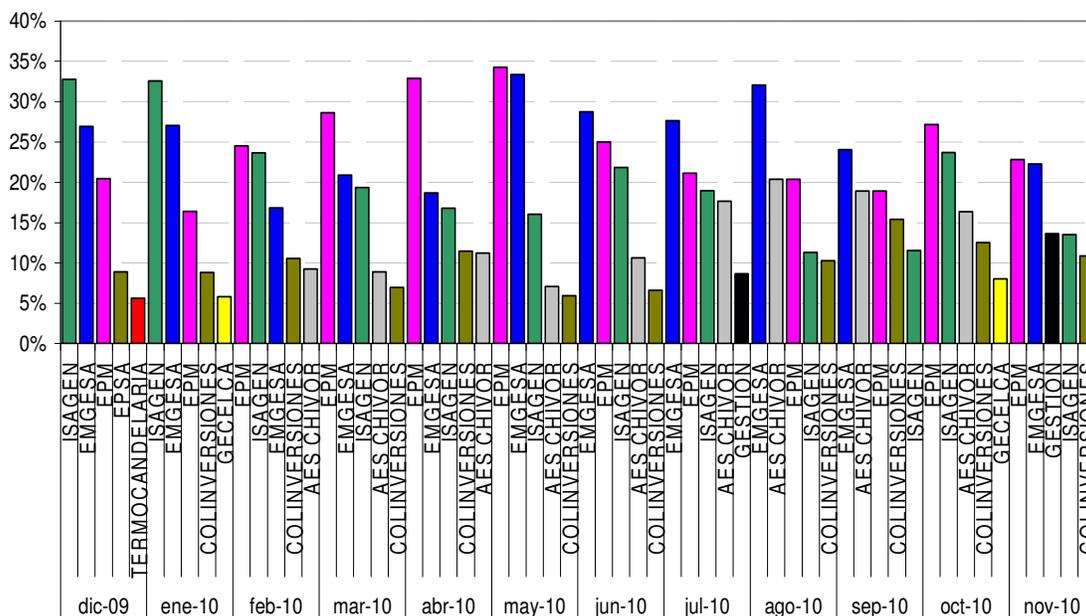


Gráfico No 12

La abundancia de agua también modificó el papel que juegan normalmente los distintos agentes en la formación de precios. La concentración de coincidencias se redujo y

respecto al precio de bolsa, la disponibilidad de las plantas y el nivel específico del embalse de cada planta hidráulica.

En noviembre varios de los agentes hidráulicos sostuvieron durante semanas los precios elevados. Los dos embalses de la cordillera oriental (Chivor y Guavio) también ofertaron a precios relativamente altos, a pesar que Chivor terminó con nivel en el 100% sin tener que verter el recurso. En varios de los embalses de Antioquia se observa que los vertimientos no están relacionados con sus estrategias comerciales, en efecto, estas plantas ofertaron precios bajos, presumiblemente despacharon continuamente y sin embargo, los niveles no esperados de embalse superaron la capacidad de regulación.

Durante todo el mes de noviembre Chivor presentó disponibilidad del 87.5% y Guavio estuvo indisponible totalmente durante la primera semana del mes. Termosierra estuvo disponible solo el 50% la mayor parte del mes.

3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 14 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.

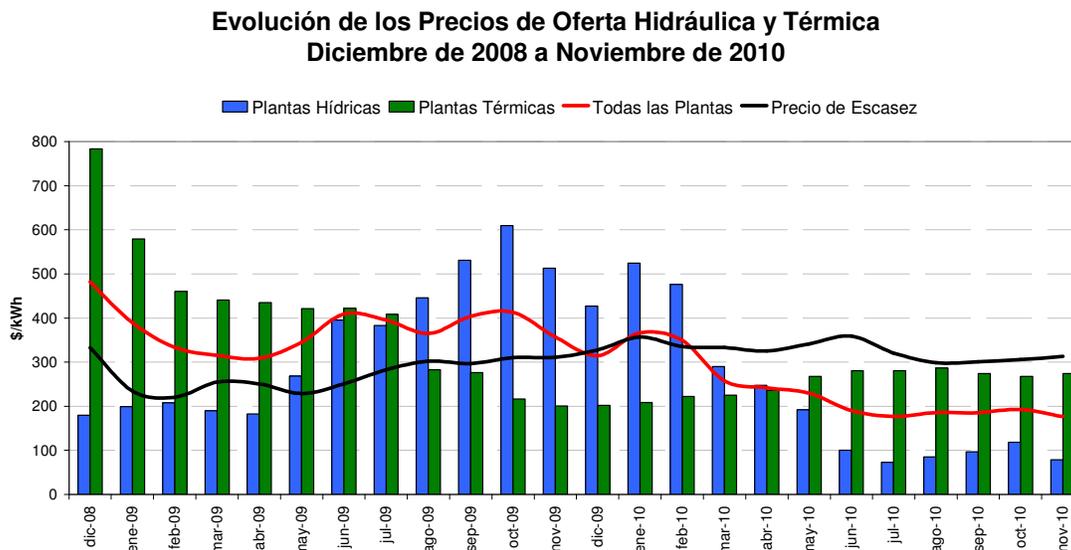


Gráfico No 14

En noviembre las ofertas térmicas promedio mantuvieron el nivel de precio de los meses anteriores, mientras que las ofertas hidráulicas disminuyeron a valores similares a los observados en julio y agosto.

3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 15 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.

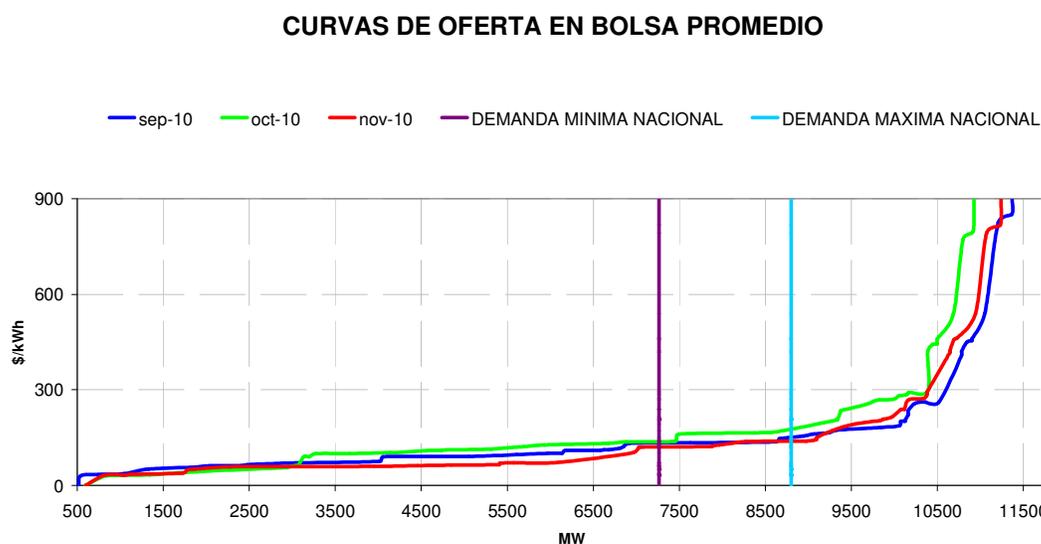


Gráfico No 15

La curva de oferta en noviembre se desplazó levemente hacia abajo y se redujo la pendiente hasta la cota de la demanda máxima horaria. Este comportamiento es consistente con las mayores reservas de agua y reduce el poder de mercado de los agentes.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 16 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
Junio - Noviembre 2010

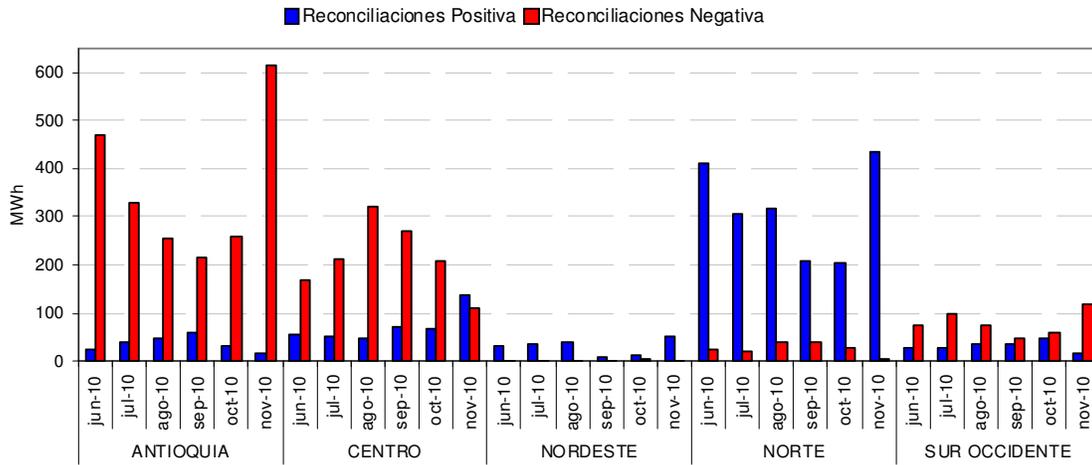


Gráfico No 16

La magnitud de las reconciliaciones positivas creció en forma importante en la zona Norte, presumiblemente debido a los atentados contra los circuitos de la costa a 500 kV, también se incrementaron en menor proporción en la zona Centro. Mientras las reconciliaciones negativas disminuyeron en la zona Centro, en Antioquia crecieron en forma importante para compensar la disminución de la zona Centro, más la energía desplazada por el aumento de las reconciliaciones positivas en la zona Norte.

3.4.2 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.

El aumento de las reconciliaciones positivas de la zona Norte se produjo fundamentalmente en Tebsa y en menor escala en Termoflores. Así mismo, el aumento de la zona Centro se concentró en Termotasajero y Guavio.

El aumento de las reconciliaciones negativas se concentró en San Carlos, Betania y Gualaupe-Troneras, mientras en Guavio se redujeron en forma importante.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

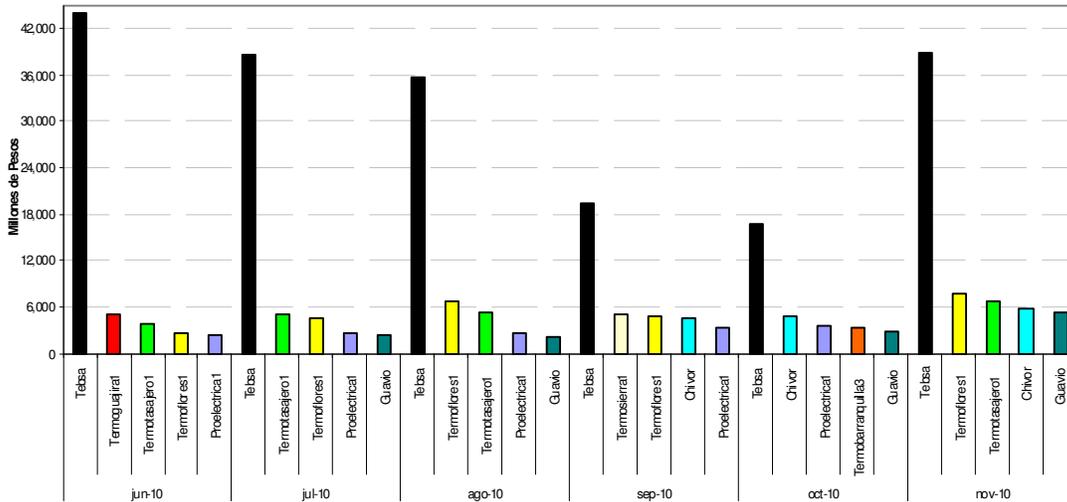


Gráfico No 17-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

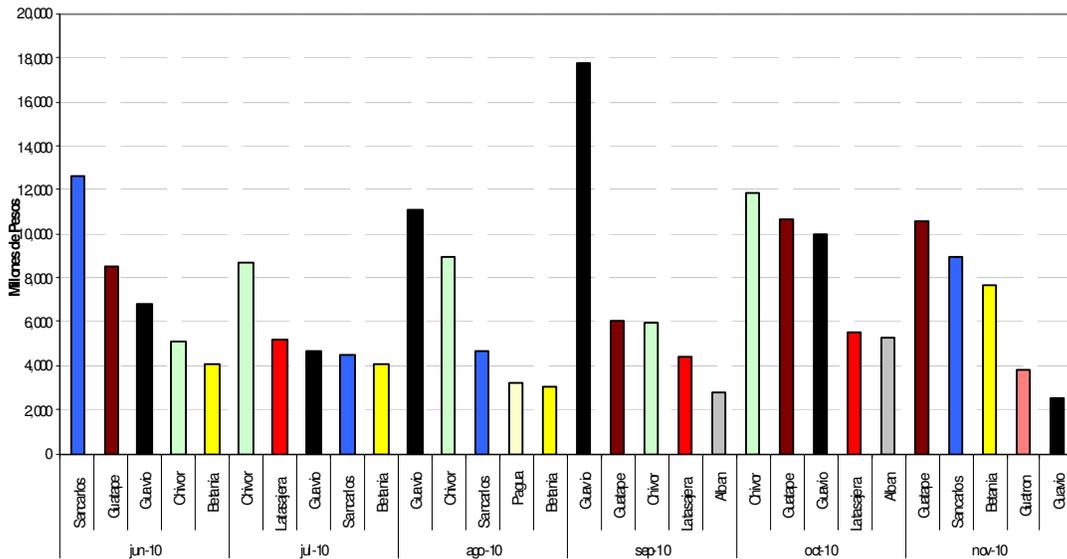


Gráfico No 17-b

3.4.3 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

El gráfico No 18 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses. Estos se presentaron en el rango de \$350/kWh y \$250/kWh.

**Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito
Junio- Noviembre 2010**

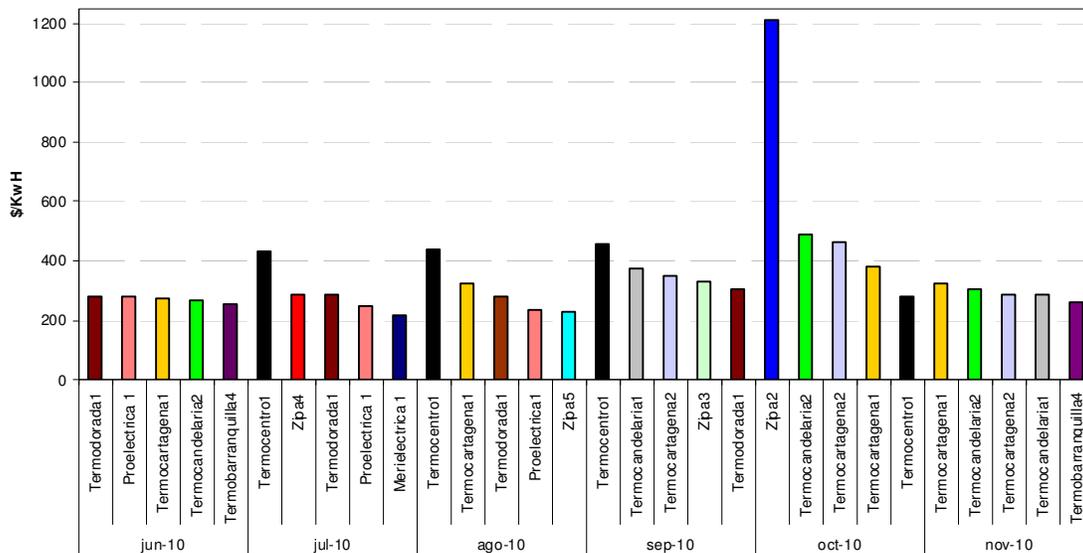


Gráfico No 18

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Costo Total Diario de Restricciones

**Costo Total Diario de Restricciones
Diciembre 2009 - Noviembre 2010**

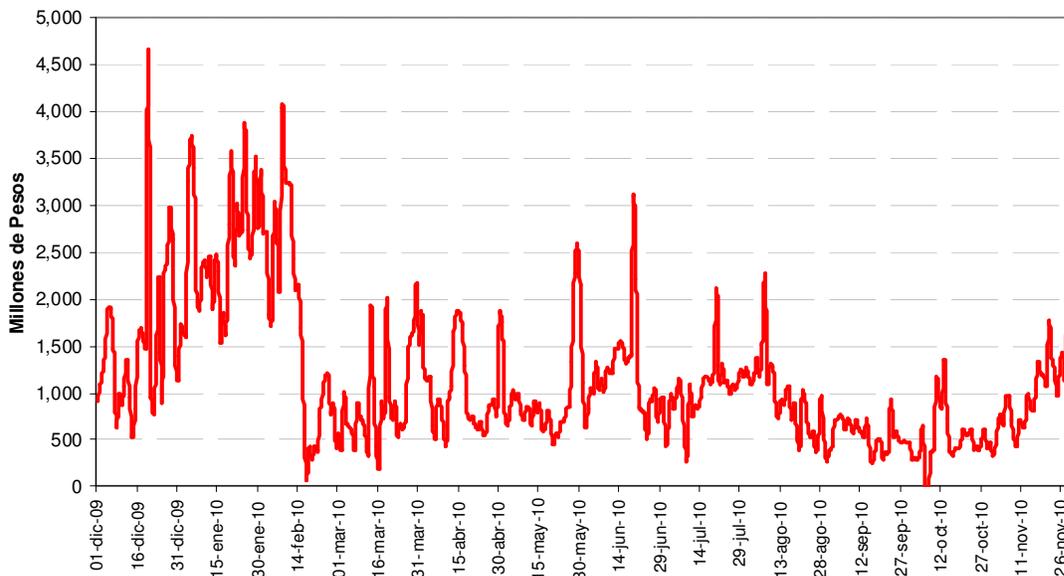


Gráfico No 19

El gráfico No 19 presenta el costo total diario en millones de pesos para las restricciones del sistema, en lo corrido del año 2010. Se observa como en noviembre el costo de las restricciones presenta una pendiente de crecimiento sostenida hasta alcanzar la cifra de \$1.800 millones.

3.5.2 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 20 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

Costo Total de restricciones Para el Sistema
Diciembre 2007 - Noviembre 2010

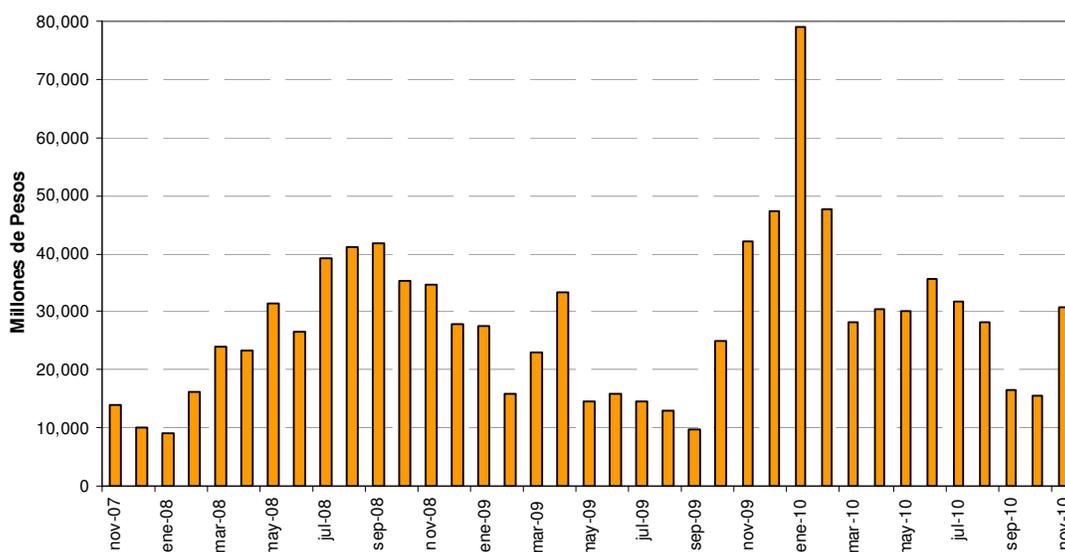


Gráfico No 20

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

El gráfico No 21 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.

El precio medio de los contratos firmados en noviembre se ubicó levemente por encima del precio promedio de los contratos despachados en el mes.

**Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa
Diciembre 2007 a Noviembre de 2010**

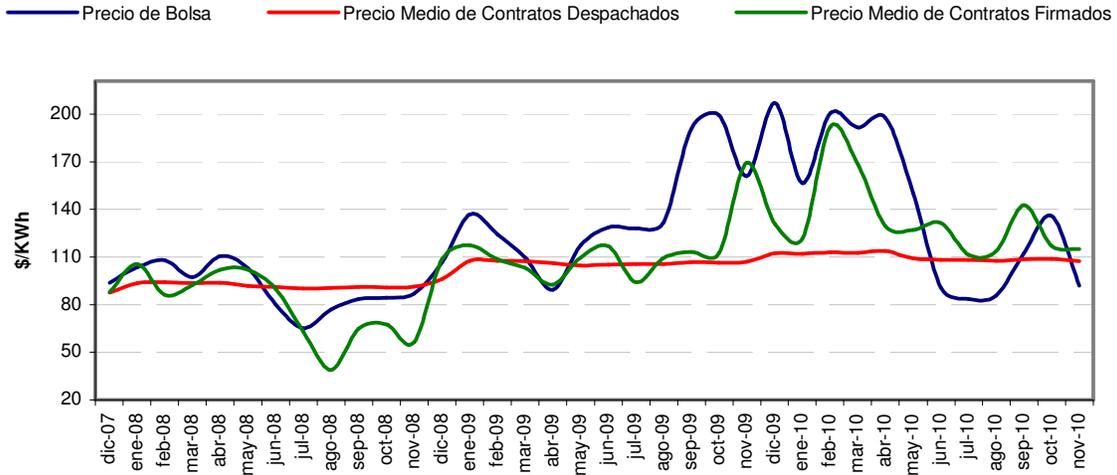


Gráfico No 21

3.6.2 Distribución del Precio de Contratos

El gráfico No 22 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de noviembre en intervalos de \$5/kWh.

**Distribución del Precio de Contratos
Noviembre de 2010**

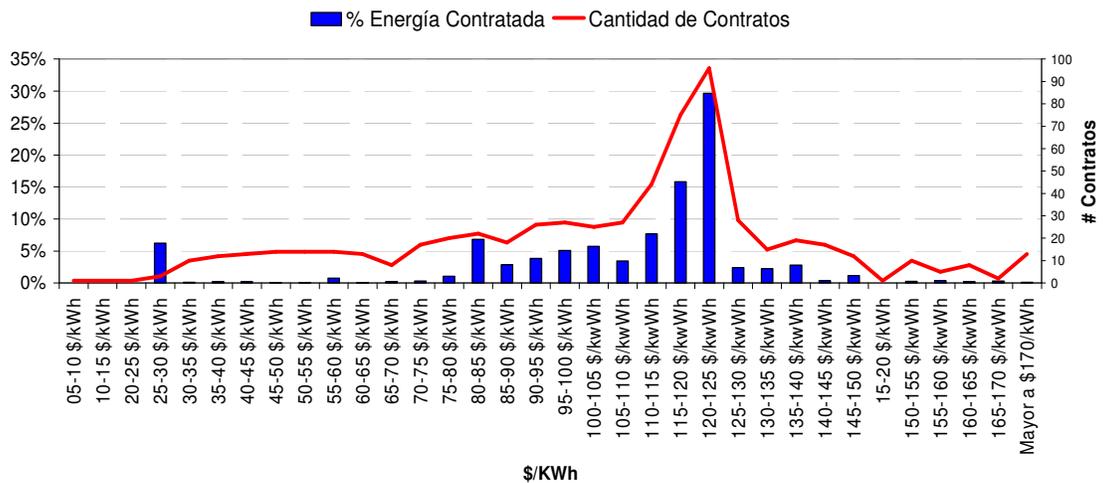


Gráfico No 22

El noviembre el precio del 30% de la energía suministrada con contratos se ubicó en el rango \$120/kWh - \$125/kWh, mientras el 16% se vendió en el rango \$115/kWh - \$120/kWh; un 10% tuvo precios mayores a éstos y en general resto se vendió en el rango \$75/kWh - \$115/kWh.

3.6.3 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 23 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada y para la demanda no regulada, vs el precio de Bolsa, en los últimos cuatro años.

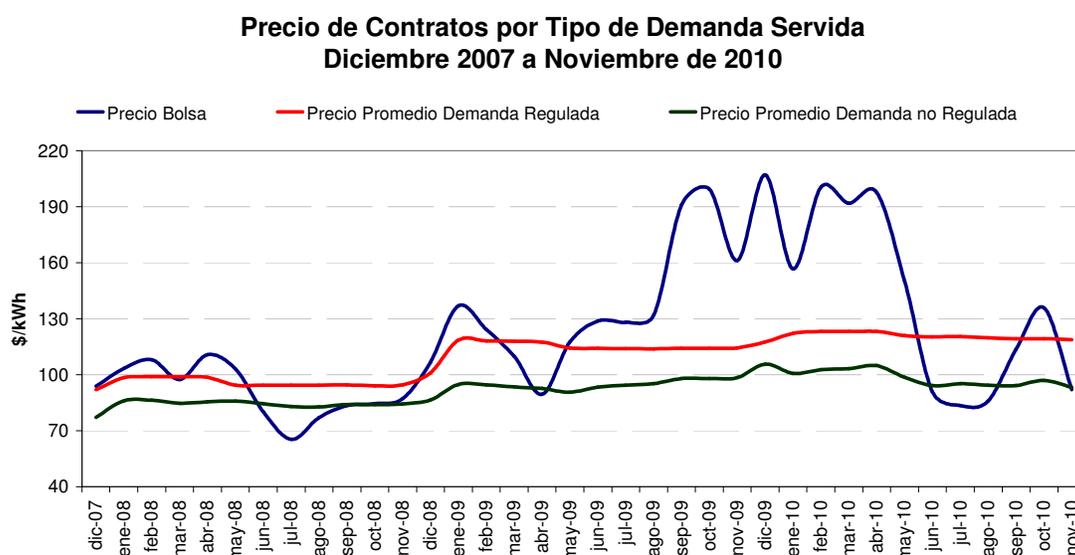


Gráfico No 23

La brecha existente entre los precios de los contratos de la demanda regulada y la no regulada, se amplió a partir de abril del 2010 y se ha mantenido en \$30/kWh durante los últimos 6 meses, no obstante que el precio de los contratos de la demanda regulada muestra una leve pendiente descendente.

3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.7.1 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

El gráfico No 24 presenta a nivel diario, el valor promedio y el valor máximo horario del precio del AGC (PRAGC), y el precio promedio diario de Bolsa en \$/kWh, para los últimos 2 años.

PRECIO DEL AGC VS PRECIO DE BOLSA Enero de 2009 a Noviembre de 2010

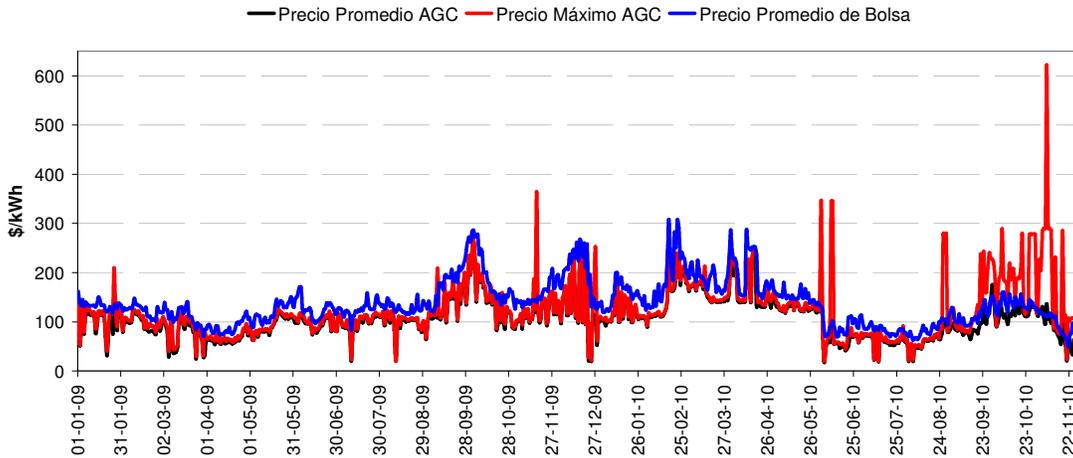


Gráfico No 24

Desde finales de septiembre los precios horarios del SRSF volvieron a presentar una volatilidad importante y en noviembre los precios máximos estuvieron cerca de \$300/kWh, habiendo superado en dos oportunidades el valor de \$570/kWh. Este comportamiento probablemente en parte tiene relación con los importantes aportes hídricos recibidos en los embalses, que han aumentado sus niveles y a su vez han disminuido la holgura para efectuar regulación secundaria de frecuencia.

3.7.2 Servicio de AGC por Planta

Plantas con el Mayor Ingreso Mensual por AGC Diciembre de 2009 a Noviembre de 2010

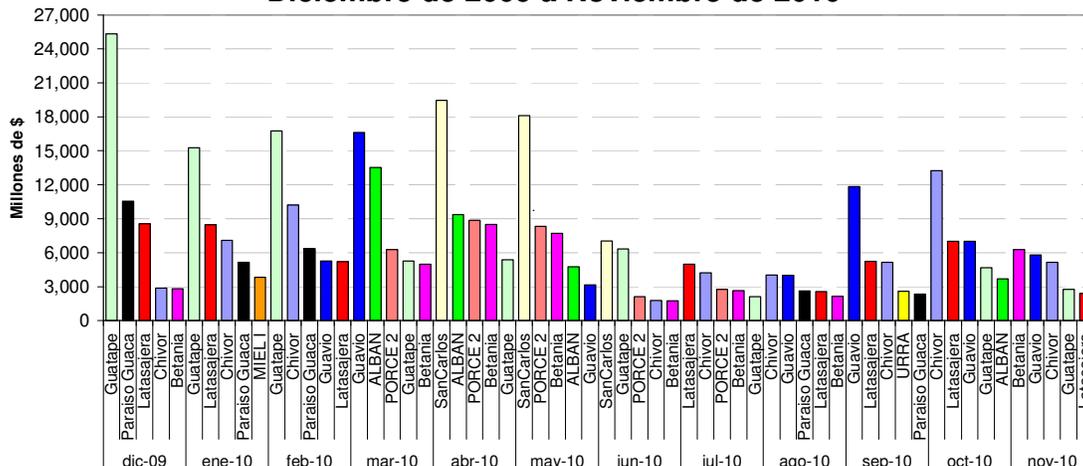


Gráfico No 25

El gráfico No 25 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

En noviembre el liderazgo de las plantas prestadoras del servicio de AGC con respecto a los ingresos recibidos, presentó cambios importantes y recayó en Betania, Guavio y Chivor.

3.7.3 Distribución del Servicio de AGC

El gráfico No 26 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.

Distribución del Servicio de AGC Noviembre de 2010

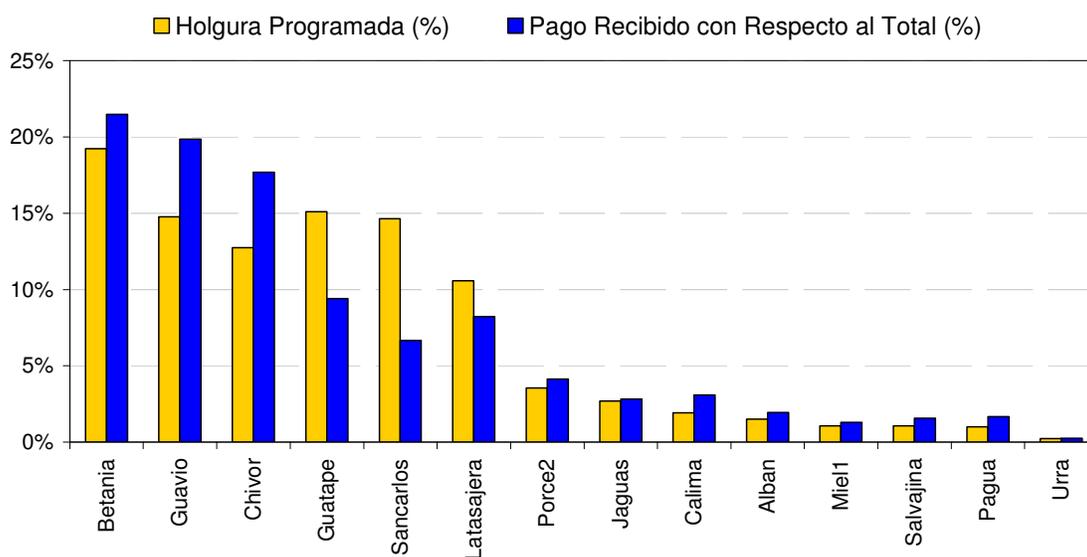


Gráfico No 26

Es claro que las plantas de Guatapé y San Carlos, no obstante haber suministrado una holgura programada igual o superior a la de Guavio y Chivor, recibieron una remuneración menor por el servicio. En general el excedente de la remuneración con respecto a la magnitud del servicio suministrado por Betania, Guavio y Chivor, fue compensado en forma negativa por Guatapé, San Carlos y la Tasajera.

3.7.4 Costo mensual del servicio de RSF

El gráfico No 27 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.

**Valor del AGC Mensual
Diciembre de 2007 a Noviembre de 2010**

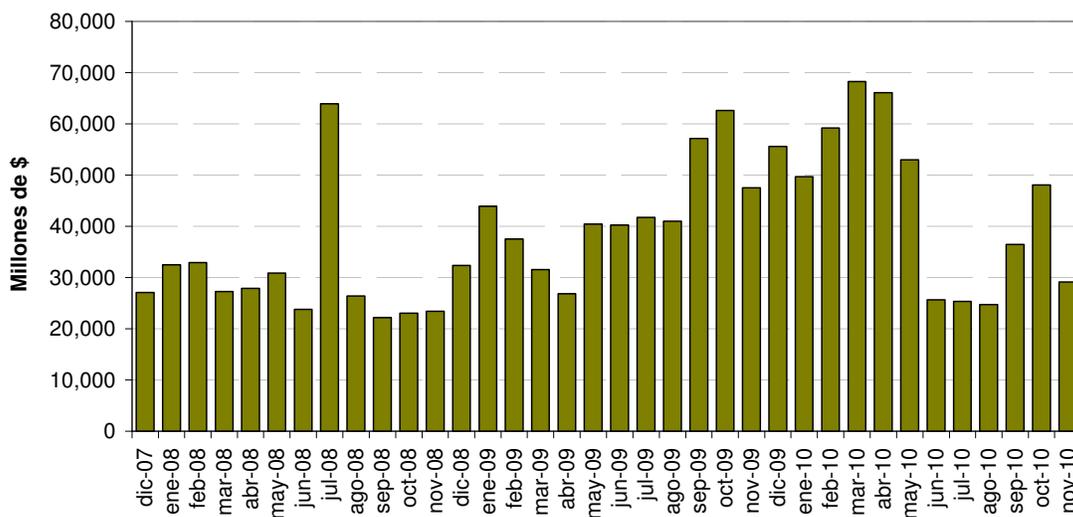


Gráfico No 27