

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 53 – 2010

EXPERIENCIAS DE LA INTERVENCION DEL MEM

BAJO EL EFECTO DEL NIÑO 2009-10

Preparado por:

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

Bogotá, Octubre 13 de 2010

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	EXPERIENCIAS DE LA INTERVENCIÓN DEL MEM BAJO EL EFECTO DEL NIÑO 2009-10.....	2
2.1	COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA	2
2.1.1	<i>Respecto al Nivel de los Embalses.....</i>	2
2.1.2	<i>Respecto a la ENFICC Declarada.....</i>	3
2.1.3	<i>Respecto a la Capacidad Disponible.....</i>	4
2.1.4	<i>Generación con Gas Natural.....</i>	4
2.1.5	<i>Generación con Combustibles Líquidos</i>	5
2.1.6	<i>Exportaciones de Energía y Gas.....</i>	6
2.2	COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS	6
2.2.1	<i>Respecto al Nivel del Embalse Agregado.....</i>	6
2.2.2	<i>Respecto al Precio de Escasez.....</i>	7
2.2.3	<i>Respecto al Precio del Gas Natural.....</i>	8
2.2.4	<i>Evolución del Precio Diario de Bolsa</i>	9
2.3	CARGO POR CONFIABILIDAD	10
2.3.1	<i>Vulnerabilidad del Cargo</i>	10
2.3.2	<i>Asignación de ENFICC de Plantas a Gas</i>	12
2.4	CONCENTRACIÓN Y PODER DE MERCADO	13
2.4.1	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	13
2.4.2	<i>Índice de Lerner.....</i>	14
2.4.3	<i>Índice Residual de Suministro</i>	16
2.4.4	<i>Incentivos para ejercer el Poder de Mercado</i>	17
2.4.5	<i>Medida de Incentivos para ejercer el Poder de Mercado durante el Niño 2009-10.....</i>	18
2.5	RIESGO CREDITICIO DE LOS COMERCIALIZADORES	19
2.6	CONSIDERACIONES REGULATORIAS	21
2.6.1	<i>Resolución CREG 051 de 2009.....</i>	21
2.6.2	<i>Resoluciones Minminas 18-1654, 18-1686, 18-1739 de 2009.....</i>	22
2.6.3	<i>Resolución CREG 137 de 2009.....</i>	22
2.6.4	<i>Resolución CREG 159 de 2009.....</i>	23
2.6.5	<i>Resolución CREG 008 de 2010.....</i>	23
2.6.6	<i>Resolución CREG 009 de 2010.....</i>	23
2.6.7	<i>Resolución CREG 010 de 2010.....</i>	24
2.7	EXPERIENCIAS.....	24
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	28
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	28
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	28
3.1.2	<i>Demanda del Sistema.....</i>	28
3.1.3	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	29
3.1.4	<i>Vertimientos.....</i>	30
3.1.5	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	31
3.1.6	<i>Nivel de los Embalses</i>	31
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	31
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	31
3.2.2	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	32
3.2.3	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	33
3.2.4	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	34
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	34
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	34

3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	35
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad</i>	35
3.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica</i>	36
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	37
3.3.6	<i>Índice de Lerner</i>	37
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	39
3.4.1	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas</i>	39
3.4.2	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	40
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	41
3.5.1	<i>Costo Total Mensual de Restricciones</i>	41

Resumen Ejecutivo

La más importante experiencia obtenida durante el fenómeno del Niño, es que Colombia pudo cubrir toda su demanda eléctrica satisfactoriamente y que aún con restricciones logró abastecer su demanda de gas natural, mientras que países vecinos enfrentaban serios racionamientos eléctricos. El CSMEM considera que las medidas adoptadas por el Ministerio y por la CREG, en las que se forzó el despacho térmico para optimizar las reservas de agua, si bien impusieron un sacrificio a la libertad del mercado transitoriamente, fueron perfectamente justificables desde el punto de vista social y económico y no suponen un retroceso en el funcionamiento del MEM.

La crítica situación de los embalses frente a los niveles históricos y que los agentes hidráulicos continuaban generando la energía del SIN con una baja participación térmica, llevó al gobierno nacional a ordenar la generación forzada de todas las plantas térmicas del MEM, con gas natural, carbón o combustibles líquidos, logrando frenar el deterioro que se venía presentando en el nivel del embalse agregado del SIN; además, también ordenó restringir las exportaciones de gas y electricidad, lo cual conllevó a proteger el nivel del embalse agregado y a reducir las limitaciones en el suministro de gas en el interior del país.

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, lo cual muestra de alguna manera la vulnerabilidad del esquema de confiabilidad.

El Cargo por Confiabilidad, cumplió un papel importante para incentivar compromisos de expansión de capacidad en el mediano y largo plazo. No obstante, el mecanismo no parece haber creado señales suficientemente fuertes que indujeran a los generadores hidráulicos a ahorrar agua durante el pasado Fenómeno del Niño. Uno de los objetivos del Cargo de Confiabilidad consistía, precisamente, en que el mercado auto regulara los recursos hídricos para reducir la probabilidad de racionamiento; se esperaba que con el objeto de no incumplir con sus OEF, los generadores hidráulicos elevaran sus ofertas y redujeran los ritmos de despacho. En la práctica, estos agentes sostuvieron los precios de sus ofertas relativamente bajos, para evitar tener que comprar energía en bolsa a precios superiores a los de venta pactados en sus contratos. Al parecer valoraron más las pérdidas financieras ciertas e inmediatas por no generar, que el evento incierto de tener que cubrir las garantías por eventuales incumplimientos de sus OEF, si el verano se prolongaba.

El CSMEM considera que la intervención del mercado no permitió probar en toda su extensión la operatividad del cargo por confiabilidad, otra opción podría haber sido dejar que las fuerzas del mercado probaran dicho cargo y en caso que no hubiera funcionado adecuadamente, correr el alto riesgo de un racionamiento eléctrico y hacer efectivo el sistema de garantías financieras, que si bien pueden compensar económicamente el incumplimiento incurrido, no resuelven para nada el tema primordial de asegurar el abastecimiento de electricidad al país.

Es inadmisibles que conociendo con suficiente anticipación que el sistema de transporte y suministro de gas natural estaba sobre-contratado y que no sería capaz de responder ante un escenario máximo de demanda, no se hubieran tomado las medidas para resolver tal situación. La coyuntura también demostró que las sanciones aplicadas al transportador y/o productor por incumplimientos de los contratos, son tan bajas que estos agentes no tienen incentivos para eliminar las restricciones y consecuentemente debe enfatizarse que los contratos deben estar orientados a cumplir con las obligaciones energéticas pactadas.

Los efectos del reciente Niño en la comercialización en general y en particular la quiebra de la empresa Comercializar, han dejado al descubierto los graves problemas financieros que se han venido presentando en relación a los comercializadores de alto riesgo del MEM, especialmente con respecto a requisitos laxos que debe cumplir un comercializador para ser agente del MEM y permanecer en él. En este sentido la CREG ha venido revisando el tema y posiblemente efectuará los cambios requeridos en la regulación existente.

La intervención del mercado forzando la generación térmica, produjo aumentos importantes en la magnitud de las reconciliaciones negativas que invitaron a los agentes hidráulicos a trazar estrategias de oferta que explotaran al máximo la remuneración de estas reconciliaciones, mediante la minimización de los precios de oferta. Los efectos de la distorsión en los precios de bolsa llevaron a la CREG a modificar el precio de las reconciliaciones negativas, eliminando de esta forma el pago por las generaciones desplazadas.

Es evidente que durante el fenómeno del Niño los indicadores de poder de mercado alcanzaron valores excesivos, que señalan la existencia del poder de mercado unilateral en algunos agentes y que en algunos casos fueron pivotaes. Por otra parte, la evaluación y análisis realizado por Wolak en cuanto a los indicadores de incentivo para ejercer el poder de mercado, muestran que durante el Niño pudo existir ejercicio

unilateral del poder de mercado por parte de algunos agentes, que indujeron en unos casos los precios de bolsa al alza y en otros casos a la baja.

En segundo lugar, este informe presenta un análisis de los indicadores del MEM. En septiembre se presentó una caída del 3% en la generación de energía en comparación con septiembre 2009, lo cual contrasta con la evolución positiva del resto de indicadores de la actividad económica del país; la explicación de este hecho se encuentra en la disminución del crecimiento que presentó el mercado de la demanda regulada, probablemente influenciado por la desaparición de las condiciones de Niño que inducen mayores consumos residenciales debido a las altas temperaturas.

Los aportes hídricos de septiembre comparados con los del mismo mes del año 2009 fueron superiores en un 71.3%, situación acorde con el actual desarrollo del fenómeno de La Niña en el Pacífico, mientras que en el 2009 se desarrollaba El Niño. En cuanto al nivel del embalse agregado del SIN, éste continuó en forma lenta su proceso de recuperación y aunque el nivel agregado actual es menor al de septiembre de 2009, las reservas hídricas son muy similares.

Los precios de bolsa y el nivel de embalse agregado crecieron ambos en el último mes; un caso similar se observó en junio y julio del año pasado, que se explicaba en la cuasi-certeza de los efectos que traería el “Niño” en las reservas hídricas futuras. Es importante profundizar en el análisis para determinar qué factores impulsan el precio al alza mientras el costo de oportunidad del agua y la demanda se reducen.

La función promedio de oferta explica claramente la elevación de precios en septiembre y la reducción de la varianza; en efecto, la curva se desplazó en paralelo hacia arriba. En otras palabras todos los recursos del sistema que venían siendo despachados ofertaron por encima de los niveles del mes anterior.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Experiencias de la Intervención del MEM Bajo el Efecto del Niño 2009-10 y b) Análisis de desempeño del MEM, durante el mes de septiembre del 2010.

a) Experiencias de la Intervención del MEM bajo el Efecto del Niño 2009-10

El informe analiza durante el fenómeno del Niño 2009-10, el comportamiento de: la generación eléctrica, los precios de la energía, el cargo por confiabilidad, la concentración y el poder de mercado, el riesgo crediticio de la comercialización de energía, así como los cambios regulatorios más importantes que ocurrieron durante ese periodo.

Finalmente teniendo en cuenta la intervención del mercado, el CSMEM identifica las experiencias más importantes que pueden extractarse para el manejo del sistema eléctrico colombiano, a partir de las recientes condiciones del Niño y con restricciones de suministro y transporte de gas.

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 septiembre de 2010, un comportamiento que merece destacarse.

2 Experiencias de la Intervención del MEM bajo el Efecto del Niño 2009-10

2.1 Comportamiento de la Generación de Energía

2.1.1 Respecto al Nivel de los Embalses

En agosto de 2009 a pesar de la crítica situación de los embalses frente a los niveles históricos y que en dichas condiciones, el parque térmico debería estar utilizando a su máxima capacidad, los agentes hidráulicos continuaban generando la energía del SIN con una baja participación térmica y consecuentemente el nivel del embalse agregado del sistema, como se muestra en el gráfico No 1, seguía deteriorándose comprometiendo seriamente el abastecimiento de electricidad para el primer semestre del año 2010.

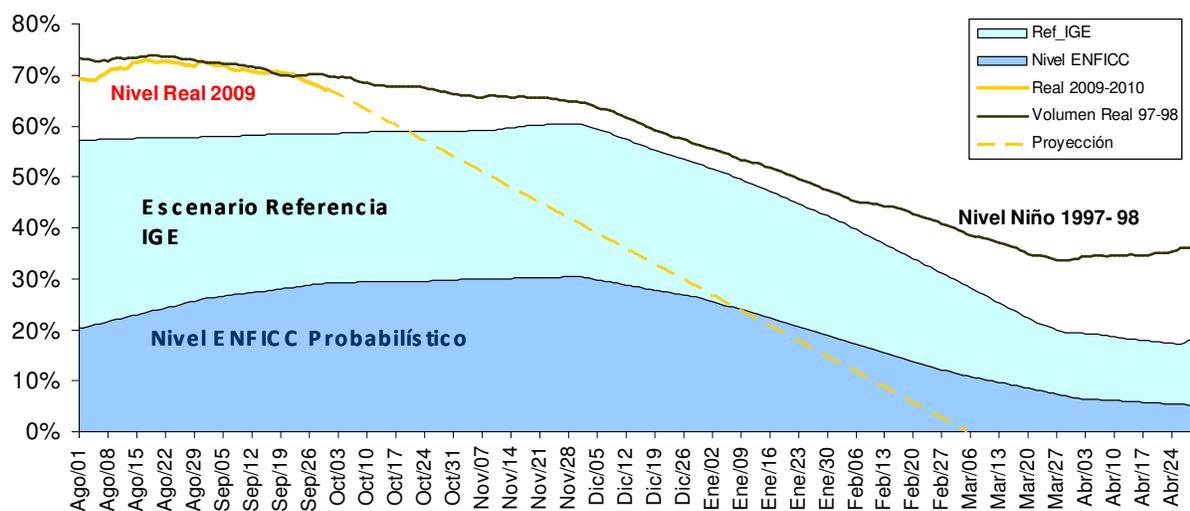


Gráfico No 1

Bajo estas condiciones el gobierno nacional, con el fin de mantener los embalses del SIN en niveles adecuados para enfrentar el ciclo de verano, decidió ordenar la generación forzada de todas las plantas térmicas del MEM¹, con gas natural, carbón o combustibles líquidos.

¹ Resoluciones 18-1654 de 2009 18-1686 de 2009, del Ministerio de Minas y Energía

En el gráfico No 2 se muestra como después de la intervención, se frenó el decrecimiento acelerado del embalse agregado, permitiendo así el suministro adecuado de la demanda del país y superando exitosamente el fenómeno del Niño.

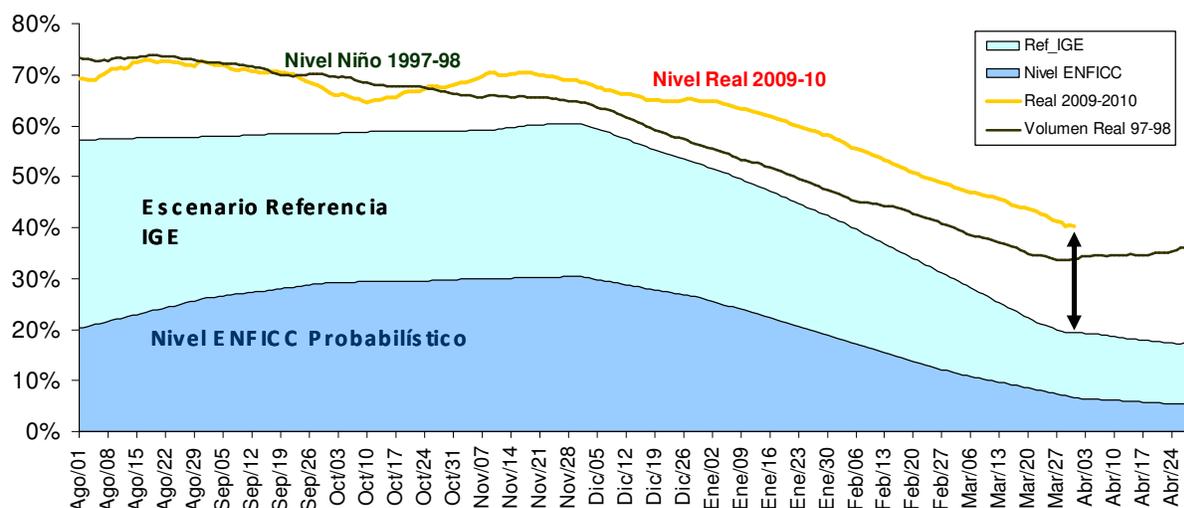


Gráfico No 2

2.1.2 Respecto a la ENFICC Declarada

Fue evidente que a partir de las condiciones operativas de algunas plantas hidroeléctricas y con la información histórica de los aportes de caudales de los embalses del SIN, el modelo para calcular la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, estimaba que el nivel mínimo del embalse era inferior al requerido para cumplir la ENFICC declarada, poniendo en riesgo de incumplir la Energía Firme respaldada por la respectiva planta de generación y afectando la confiabilidad del SIN. Ante esta situación, la CREG decidió fijar niveles de referencia de los embalses asociados a la ENFICC, por debajo de los cuales se intervenirían las ofertas de estos generadores hidráulicos².

Gracias a la recuperación del embalse agregado del SIN y de los embalses particulares, no fue necesario intervenir los embalses asociados a la ENFICC.

² Resolución CREG 137 de Octubre 30 de 2009.

2.1.3 Respecto a la Capacidad Disponible

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.

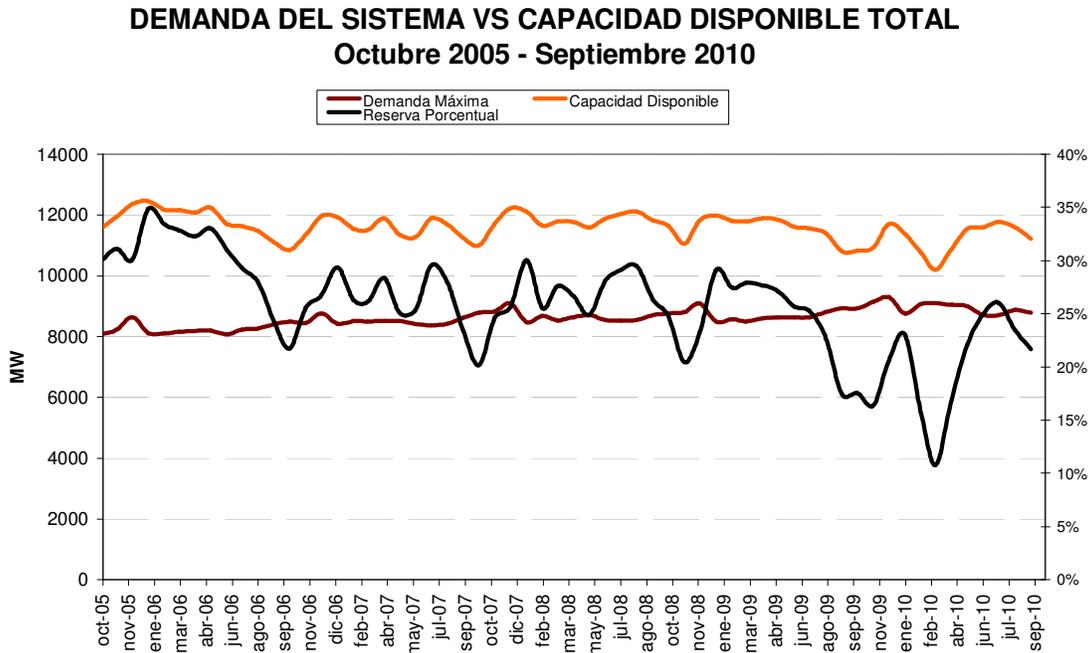


Gráfico No 3

En el periodo junio de 2009 – abril de 2010, el margen de reserva de capacidad presentó una caída abrupta en respuesta a la indisponibilidad temporal por mantenimientos de varios recursos de generación, problemas de suministro de gas hacia el interior del país y un repunte en la demanda de energía eléctrica. La estrechez en el margen entre oferta y demanda, sumado a la insuficiencia de energía (bajos aportes hídricos), sin duda contribuye a explicar los precios altos que se presentaron en el periodo de análisis.

2.1.4 Generación con Gas Natural

El fenómeno del Niño 2009-10 encontró al sector gas con serios problemas que habían sido detectados con mucha anticipación: problemas institucionales, de abastecimiento,

de limitaciones de transporte, confiabilidad, etc., tal como el CSMEM lo analizó en diferentes informes y en especial en el informe No 43³.

Dichos problemas llevaron a que durante el fenómeno del Niño y 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. Dichas restricciones 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.

2.1.5 Generación con Combustibles Líquidos

Los arreglos logísticos para garantizar un flujo estable y suficiente de combustibles líquidos no se habían puesto a prueba, a pesar de que una proporción importante de la ENFICC del parque térmico se soportó en líquidos. Cuando se exigió la generación de estas plantas, en muchos casos se detectaron problemas severos que les impidió generar en las magnitudes previstas, con efectos inmediatos en los niveles de ahorro de agua y agravando los racionamientos de gas para la industria y el parque automotor.

Sin embargo, dichos problemas fueron superados exitosamente y el soporte de la generación con combustibles líquidos fue confiable e importante para superar el fenómeno del Niño.

Por otra parte, en concepto del CSMEM, se debieron haber pactado cláusulas eficientes de cobertura de riesgos, que hubieran permitido el suministro de gas a los agentes involucrados, o que hubiesen previsto la sustitución de combustibles. No tiene justificación económica que los mayores costos de generación con líquidos, derivados de los incumplimientos contractuales de algunos agentes en el mercado de gas, se pretenda trasladarlos a la demanda⁴ y considera que estos sobre-costos deberían ser cubiertos por los agentes participantes en los contratos que causaron desabastecimientos del gas.

³ Informe No 43 del CSMEM, “15 años del Mercado de Energía Mayorista – Imperfecciones del Mercado”, Octubre de 2009,

⁴ Resoluciones CREG 136 de Octubre 30 de 2009 y 041 de Marzo 16 de 2010

2.1.6 Exportaciones de Energía y Gas

Debido a las condiciones críticas del nivel del embalse agregado y además por los racionamientos de gas causados por el incremento de la generación térmica a gas, el gobierno nacional también ordenó restringir las exportaciones de gas y electricidad, de tal forma que se pudiera asegurar el abastecimiento de la demanda interna de gas y que las exportaciones de electricidad no implicaran generación de plantas térmicas con líquidos, o generación hidráulica que significara una reducción del nivel de los embalses⁵.

Posteriormente, con el fin de apoyar al Ecuador en sus difíciles condiciones de racionamiento, la CREG permitió exportar energía eléctrica para suplir generación de seguridad en el país importador⁶, haciendo uso de generación de plantas térmicas no requeridas para cubrir la demanda total doméstica, ni de plantas que hubieran obtenido el combustible líquido por la sustitución de gas natural establecida la Resolución Minminas 18-1686 de octubre 2 de 2009. Estas exportaciones correspondieron a ofertas adicionales de energía independientes de las Transacciones Internacionales de Energía - TIEs.

2.2 Comportamiento de los Precios

2.2.1 Respecto al Nivel del Embalse Agregado

El gráfico No 4 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.

El máximo nivel del embalse agregado del SIN, normalmente se presenta en el mes de noviembre; para el año 2009 a raíz del fenómeno del Niño fue apenas del 70%, inferior en alrededor de 15 puntos porcentuales con respecto a los máximos alcanzados desde el 2005.

Se observa cómo el fenómeno del Niño del 2009-10 modificó el patrón de comportamiento del nivel agregado de los embalses y la dinámica del precio de bolsa con relación a los patrones históricos. La relación negativa entre el precio de bolsa y

⁵ Op cit 1.

⁶ Resolución CREG 148 de Noviembre 13 de 2009

nivel de embalse agregado, dejó de operar en el segundo semestre del 2009, debido principalmente a las expectativas generadas por la presencia del Niño.

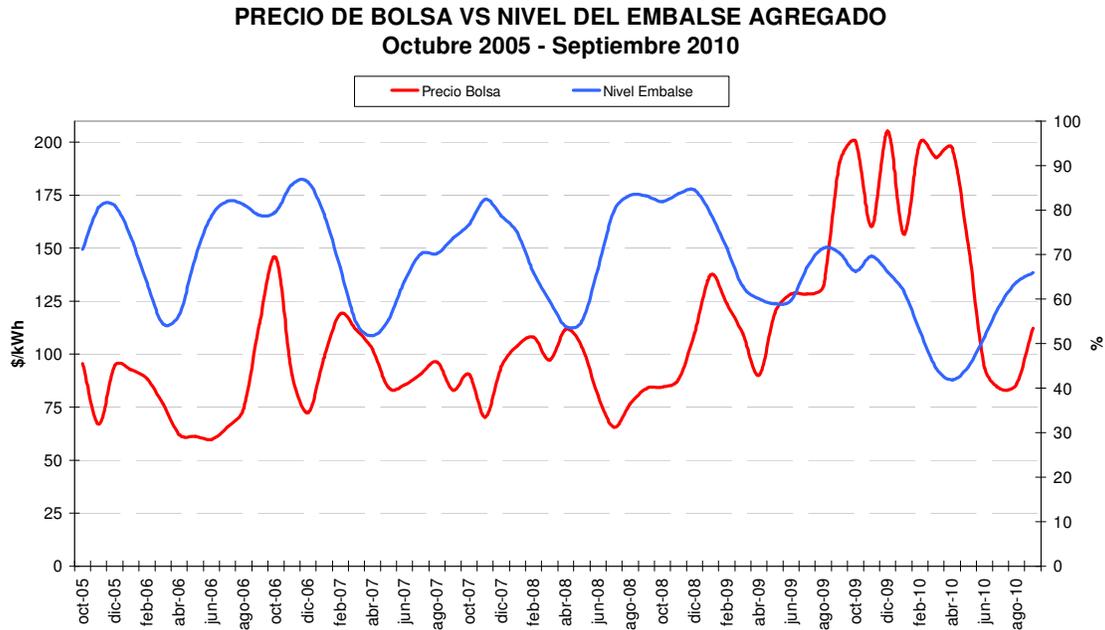


Gráfico No 4

2.2.2 Respecto al Precio de Escasez

El gráfico No 5 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para el periodo julio 2009 – junio 2010.

Durante el periodo julio 2009 – junio 2010, donde la hidrología de Niño redujo considerablemente el nivel de embalse agregado del SIN, los precios máximos de bolsa aunque fueron altos, solo sobrepasaron con un margen muy reducido y en contadas oportunidades el precio de escasez, corroborando la apreciación que el precio de escasez operó como techo para los precios de oferta.

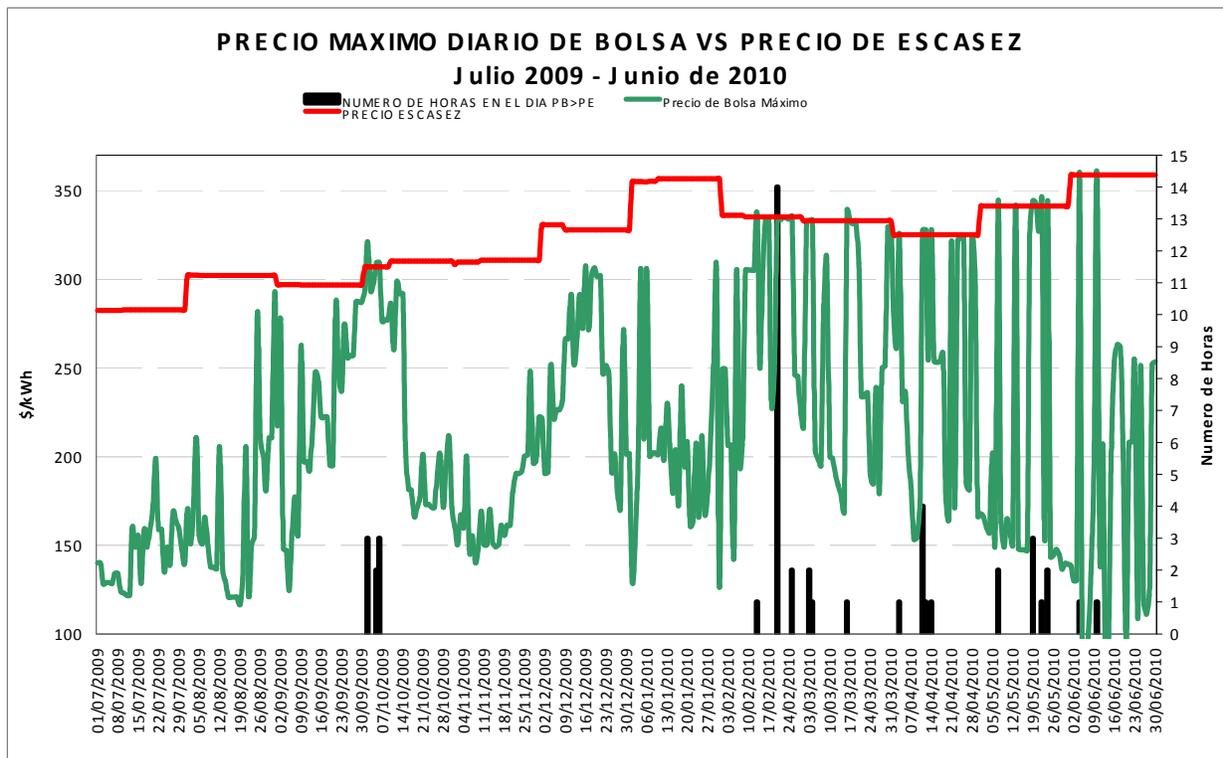


Gráfico No 5

2.2.3 Respecto al Precio del Gas Natural

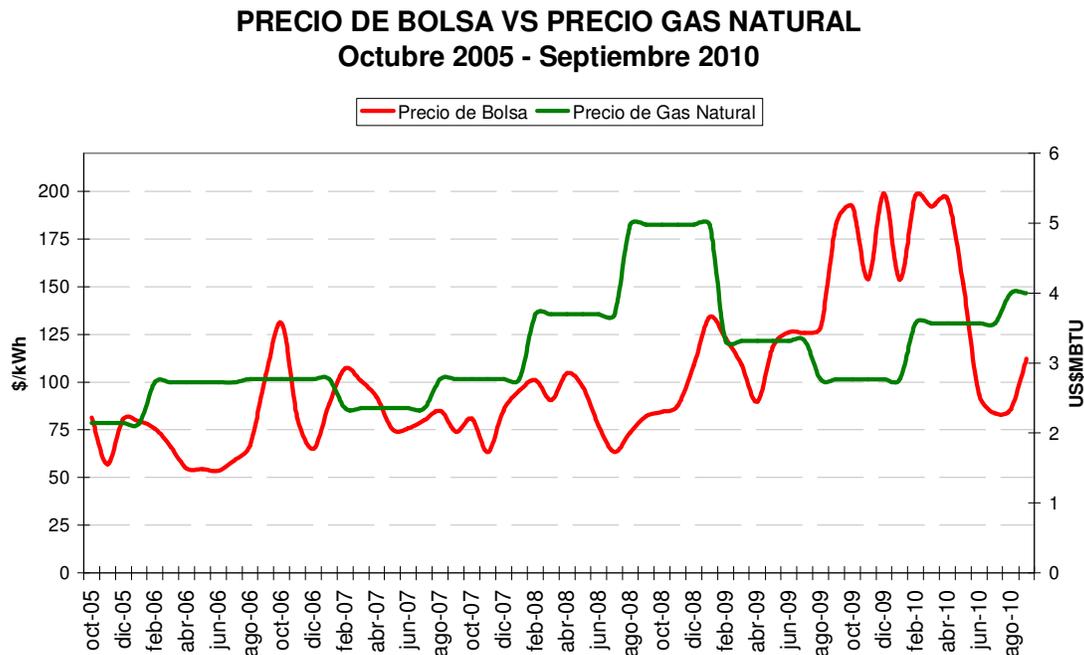


Gráfico No 6

El gráfico No 6 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU.

Desde el 2005 se observa una correlación débil entre el precio de bolsa y el costo del gas natural. Esta relación desapareció durante el evento del Niño 2009-10 e incluso se invirtió cuando una reducción en el precio de gas en boca de pozo coincidió con un fuerte incremento en el precio de bolsa. La razón detrás de esta dinámica se encuentra en las bajas hidrologías, en los cambios regulatorios introducidos para manejar la emergencia y en el papel de otros combustibles como los líquidos, en la formación del precio de bolsa.

2.2.4 Evolución del Precio Diario de Bolsa

El gráfico No 7 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario para el periodo julio 2009 – junio 2010.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Julio 2009 a Junio 2010

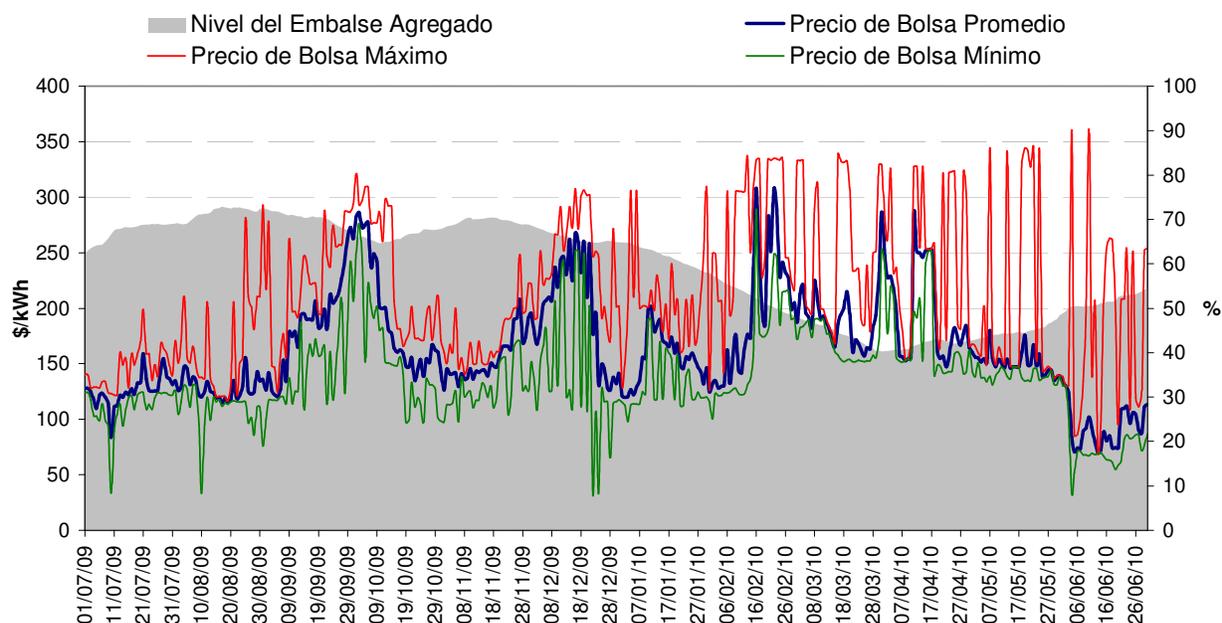


Gráfico No 7

El nivel bajo del precio de bolsa, como su variación en los periodos octubre – noviembre de 2009 y enero – febrero de 2010, dado el precio de escasez y los bajos aportes hidrológicos a los embalses del SIN, obedecen a las estrategias utilizadas por

los generadores para optimizar sus resultados frente a las modificaciones regulatorias del mercado, a saber:

- Con la intervención del mercado, el espacio de demanda residual para el parque hidráulico se redujo y estos agentes, para evitar cubrir sus ventas en contratos mediante compras en el spot a precios elevados, buscaron generar el máximo posible dentro de las restricciones impuestas transitoriamente al despacho. En estas circunstancias se generaron incentivos a reducir sus ofertas, lo que se tradujo en precios de bolsa bajos en las horas de menor demanda.
- El nuevo esquema de despacho⁷ en el que el costo de arranque y parada de las plantas térmicas se incluye directamente en el proceso de optimización y por lo tanto se elimina la incertidumbre de estos agentes a la hora de formular sus ofertas, llevó a que las ofertas de dichos agentes se redujeran.
- Las ofertas de las plantas despachadas por generación forzada a raíz de los decretos de racionamiento, no se consideran en el cierre de precio de bolsa y su despacho se liquida a costos regulados, lo cual conllevó una reducción del precio de bolsa.
- Los periodos de disminución sustancial del precio de bolsa corresponden con un aumento de la generación inflexible que no ocurría antes de la Resolución 051. Esta generación para efectos del despacho ideal se descuenta de la demanda del sistema y se paga a precio de bolsa, implicando también una reducción del precio de bolsa.
- En los periodos de disminuciones sustanciales del precio de bolsa, también se presentaron aumentos importantes de la magnitud de las reconciliaciones negativas. Por efecto del aumento de la generación térmica forzada y en ocasiones por despachos altos de plantas térmicas a gas con restricciones de suministro, se produjo aumento en la generación desplazada, la cual corresponde a reconciliaciones negativas que invitaron a los agentes a trazar estrategias de oferta que explotaran al máximo la remuneración en estos eventos, mediante la minimización de los precios de oferta.

2.3 Cargo por Confiabilidad

2.3.1 Vulnerabilidad del Cargo

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

⁷ Resolución CREG 51 de Mayo 7 de 2009

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 en firme, que enfrentar con certeza una pérdida actual por la compra de los faltantes entre despacho y sus contratos. Esto es grave, porque muestra de alguna manera la vulnerabilidad del esquema de confiabilidad⁸.

Esta coyuntura mostró que 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 verano⁹. 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.

El precio del cargo por confiabilidad y las obligaciones de energía en firme ya asignadas, dependen del nivel del precio de escasez y por lo tanto no es posible modificar este umbral, sin afectar el marco y los compromisos adquiridos por las partes en las subastas. En efecto, un precio de escasez menor, aumenta la probabilidad de activación del mecanismo y simultáneamente las pérdidas por generar, que deben enfrentar las plantas menos eficientes una vez se ven obligadas a despachar. Bajar este techo no es posible sin negociar con los agentes. Por otra parte, subirlo genera un desequilibrio, porque reduce la posibilidad de activar las obligaciones y el costo asociado cada vez que se active el mecanismo, sin reducir la remuneración que reciben las plantas por cargo por confiabilidad.

A juicio del CSMEM, si bien es cierto que la coyuntura analizada mostró algunas debilidades del mecanismo de confiabilidad, 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

⁸ 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.

⁹ “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.

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.

Construir un mercado eléctrico con tal nivel de perfección que arroje resultados de eficiencia económica en períodos “normales” y simultáneamente evite racionamientos, en un sistema dominado por energía hidráulica, expuesto a los ciclos irregulares del fenómeno del Niño, probablemente esté más allá de la frontera teórica y de la experiencia práctica en esta materia¹⁰.

2.3.2 Asignación de ENFICC de Plantas a Gas

La asignación de ENFICC y en consecuencia de OEF de las plantas a gas, se realizó con base en las capacidades de suministro y transporte contratadas por dichas plantas. Era de conocimiento del sector que la sobre-contratación del gasoducto Ballenas – Barranca, la tardanza en las inversiones de expansión de la capacidad de producción en el Pie de Monte Llanero y la declaración de cero oferta de gas firme por parte de los productores, a pesar de que se liberan contratos viejos, impedía contar con la totalidad del gas cuando el sector lo requiriese¹¹.

La regulación de confiabilidad estableció los parámetros IDT (transporte) e IMM (suministro) en las fórmulas de cálculo del ENFICC, para hacer explícitas estas restricciones, aunque los mantuvo en niveles que no alteraron el cálculo final. De esta forma, si bien los agentes asumieron el compromiso de generar energía en períodos críticos en las cantidades pactadas, se sabía que el sistema de transporte de gas no era capaz de responder ante un escenario máximo de demanda. Se sabía además, que las sanciones aplicadas al transportador y/o productor por incumplimientos de los contratos, son tan bajas que estos agentes no tienen los incentivos para eliminar las restricciones.

Cuando se impuso la generación térmica forzada, se hicieron evidentes todas las restricciones anteriormente mencionadas, lo que además de impedir que se generaran los niveles de energía térmica previstos, generaron desabastecimientos considerables en los sectores industrial y vehicular. Es preocupante que a los industriales, primero se les incentivó a cambiarse a gas con contratos firmes, sin embargo durante el Niño se les redujo el suministro para entregárselo a otros agentes que no tenían contratos firmes y finalmente sin haber tenido abastecimiento adecuado de gas, ahora se

¹⁰ Sistemas mucho más simples, como los de Ecuador y Venezuela, que no generan las eficiencias económicas del sector en Colombia, enfrentaron racionamientos aún sin haber alcanzado la etapa más crítica del fenómeno del Niño.

¹¹ Op cit 8.

pretende que los industriales entre otros, paguen el sobre-coste de haber utilizado los combustibles líquidos.

2.4 Concentración y Poder de Mercado

EMGESA, EPM, ISAGEN y Colinversiones, conjuntamente tienen una cuota del mercado de generación (GWh) superior al 65% y una capacidad instalada superior al 68%. Bajo ciertas condiciones del sistema, el comportamiento unilateral de dichos agentes puede impactar significativamente los resultados del mercado¹². Adicionalmente, estos proveedores con excepción de Isagen, están verticalmente integrados en ventas de electricidad al por menor y con grandes obligaciones en este mercado.

2.4.1 Agentes Marcadores del Precio

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

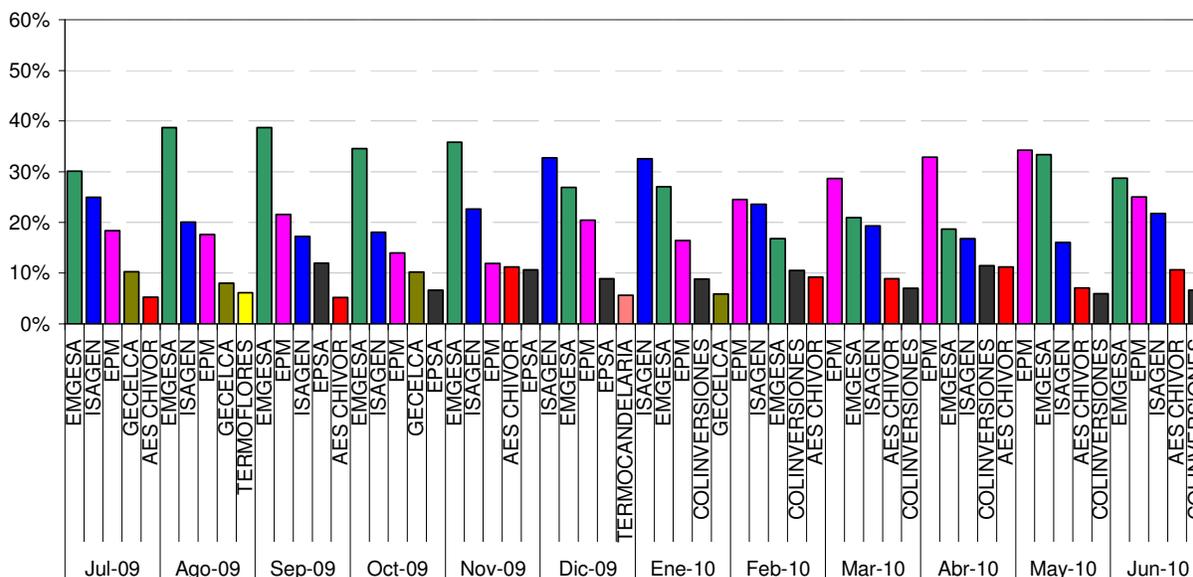


Gráfico No 8

¹² Informe CSMEM No 49, Compra de Isagen por parte de un Agente del MEM – Efecto en el Mercado Mayorista, Junio de 2010.

El gráfico No 8 presenta en cada mes del periodo julio 2009 – junio 2010, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio. Tal como lo muestra el gráfico y como el CSMEM lo ha venido presentando en sus informes mensuales, EMGESA, EPM e Isagen fijan el precio de bolsa entre el 65% y el 80% del tiempo.

2.4.2 Índice de Lerner

Los gráficos No 9-a, 9-b y 9-c presentan para los principales agentes del MEM en el periodo julio de 2009 – julio de 2010, 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, para el periodo de demanda alta. En este cálculo, la demanda residual excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

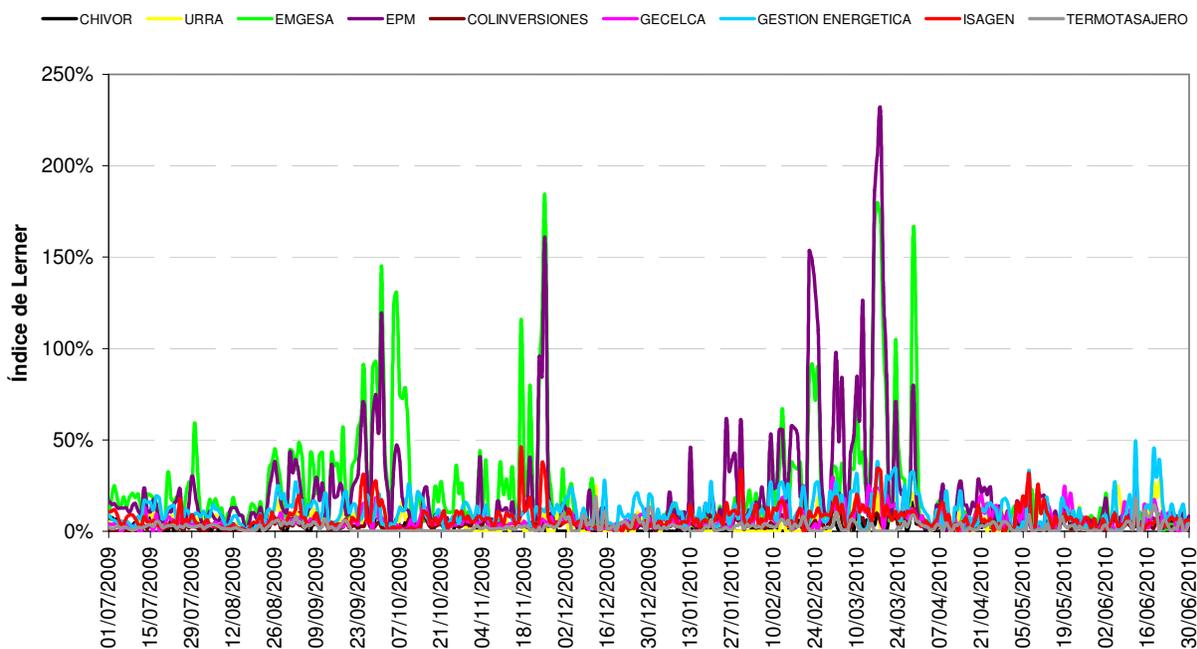


Gráfico No 9-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

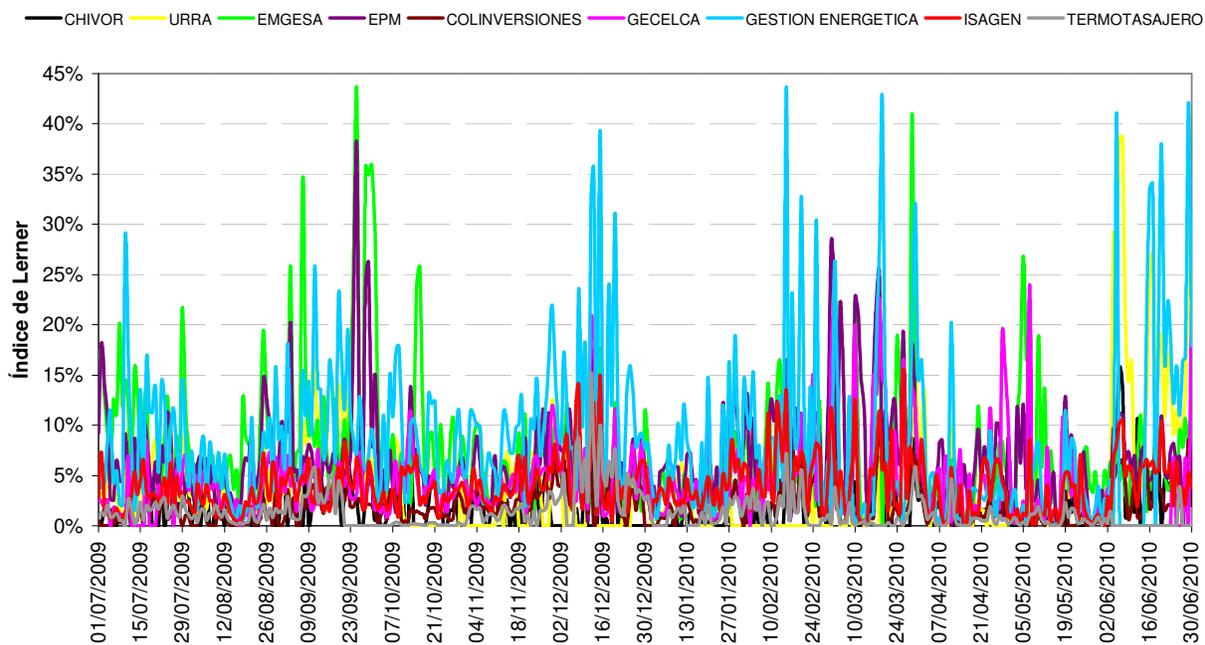


Gráfico No 9-b

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja

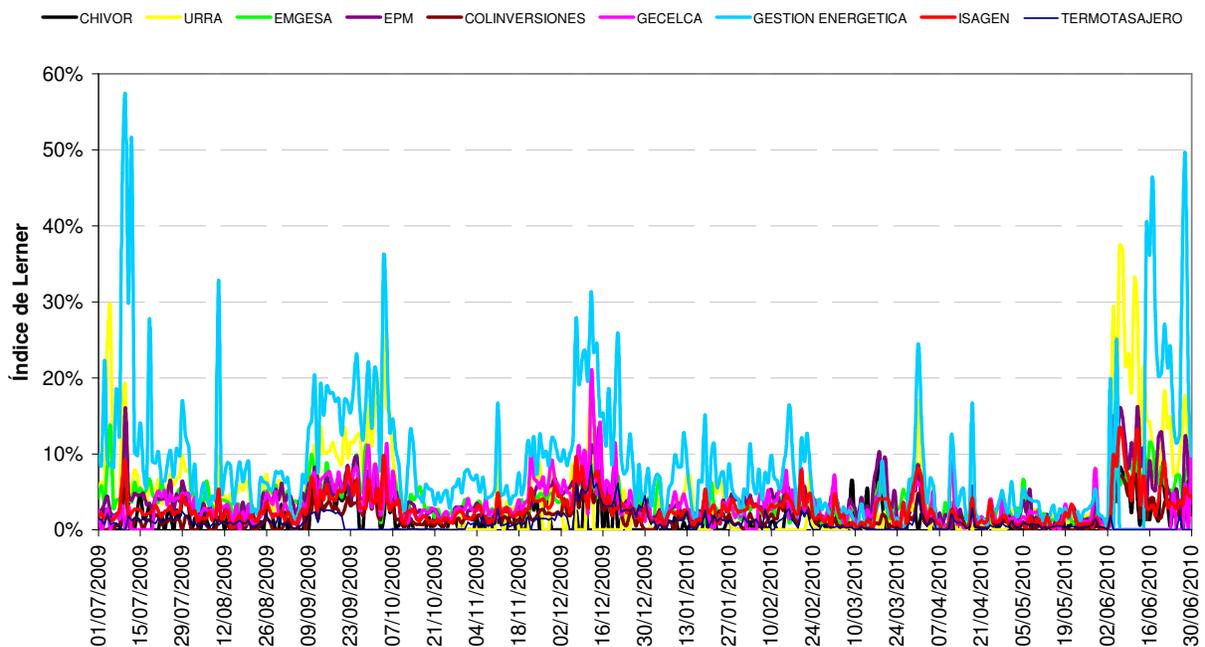


Gráfico No 9-c

Se observa como durante el evento del Niño, los índices Lerner de Epm y Emgesa en los periodos de demanda alta alcanzaron valores que reflejan un excesivo poder de mercado y en los periodos de demanda media los índices para Emgesa y Gestión Energética son muy elevados. Cabe mencionar que en general estos valores están influenciados por la ocurrencia del fenómeno del Niño, lo cual como es conocido, en situaciones críticas del sistema, el poder de mercado se incrementa.

2.4.3 Índice Residual de Suministro

Los gráficos No 10-a y 10-b presentan para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro diario, para los periodos de demanda alta y media, en el periodo julio de 2009 a junio de 2010.

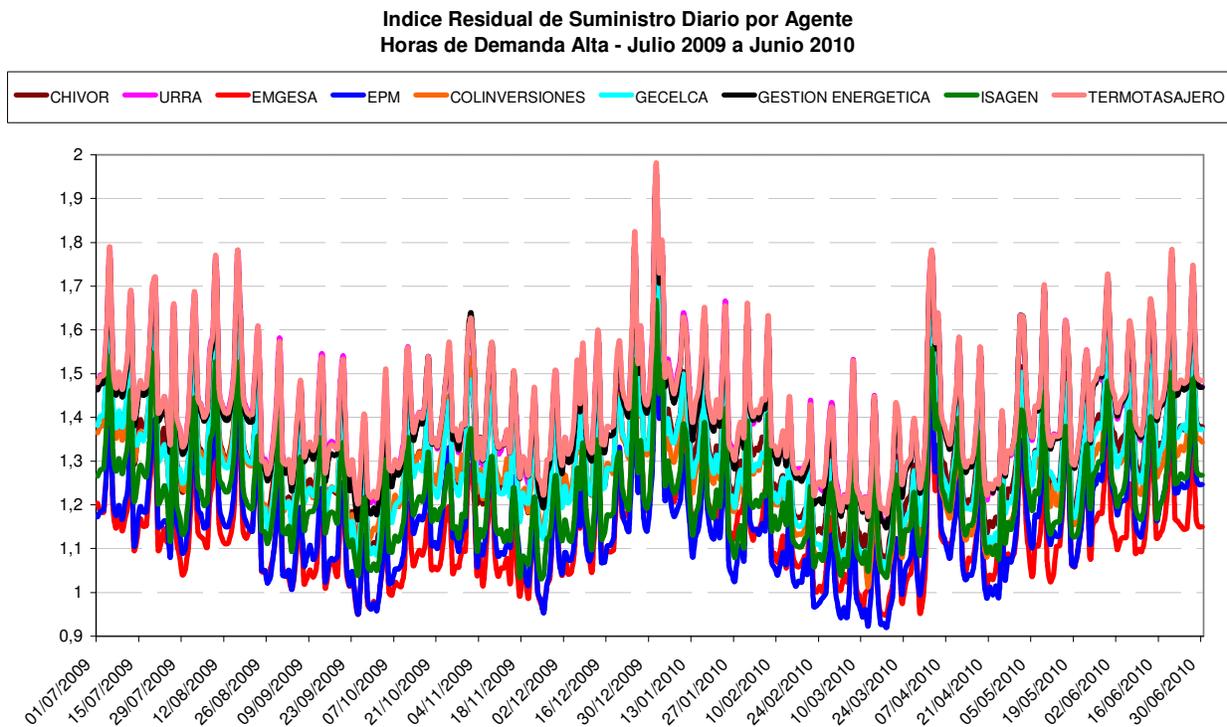


Gráfico No 10-a

En forma consistente con los índices de Lerner anteriores, el índice residual de suministro para demanda alta y media durante el fenómeno del Niño también presentó valores extremos para Epm y Emgesa, donde además en horas de demanda alta

dichos agentes fueron pivotaes y bajo tal condición parte de su energía debió ser adquirida sin atenuantes en forma independiente de su precio de oferta.

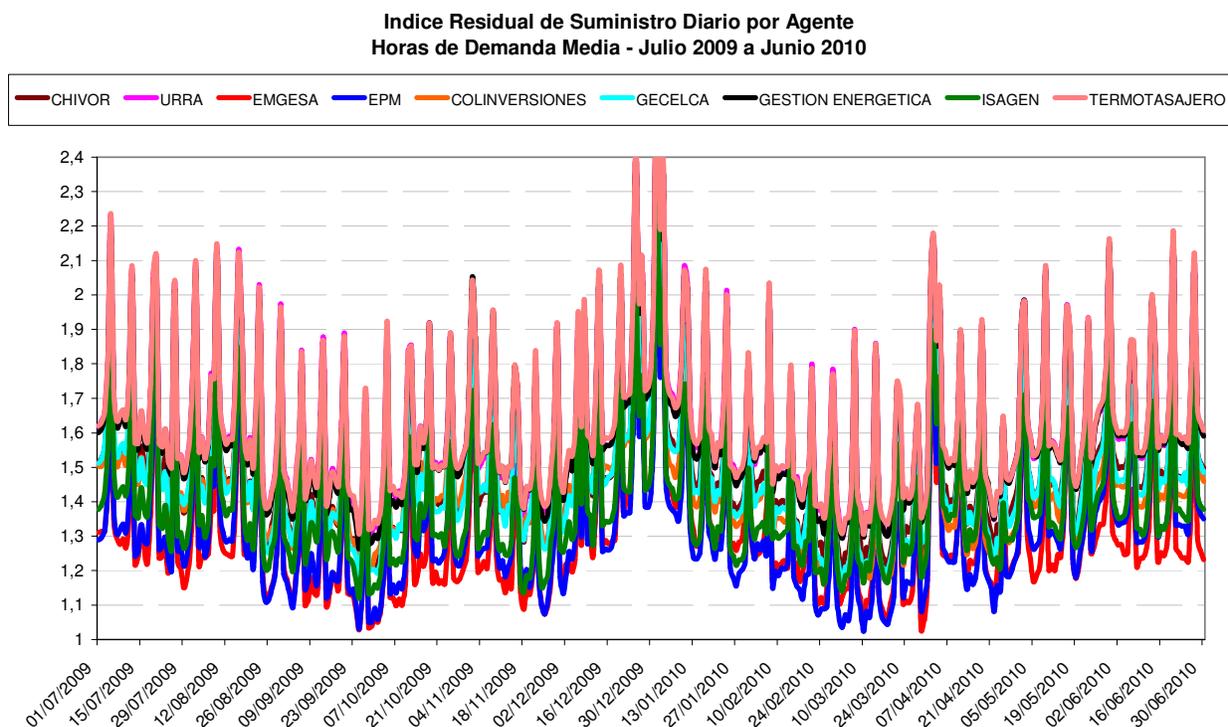


Gráfico No 10-a

2.4.4 Incentivos para ejercer el Poder de Mercado

Durante la reciente presentación que realizó Frank Wolak del estudio que está llevando a cabo para la SSPD¹³, introdujo el concepto del “incentivo para ejercer el poder unilateral de mercado” y su forma de medirlo, definido como la “semi-elasticidad inversa neta de la curva de demanda residual”, el cual puede ser positivo o negativo, dependiendo del signo de la diferencia entre las ventas del mercado a corto plazo y las obligaciones de contratos de precio fijo.

“La capacidad de ejercer el poder de mercado es necesaria, pero el incentivo es indispensable y suficiente para ejercer poder de mercado unilateral”. Cuando el índice es positivo y grande en valor absoluto, el agente tiene fuertes incentivos para usar su capacidad de ejercer el poder de mercado unilateral, reteniendo la generación para

¹³ Op cit 9.

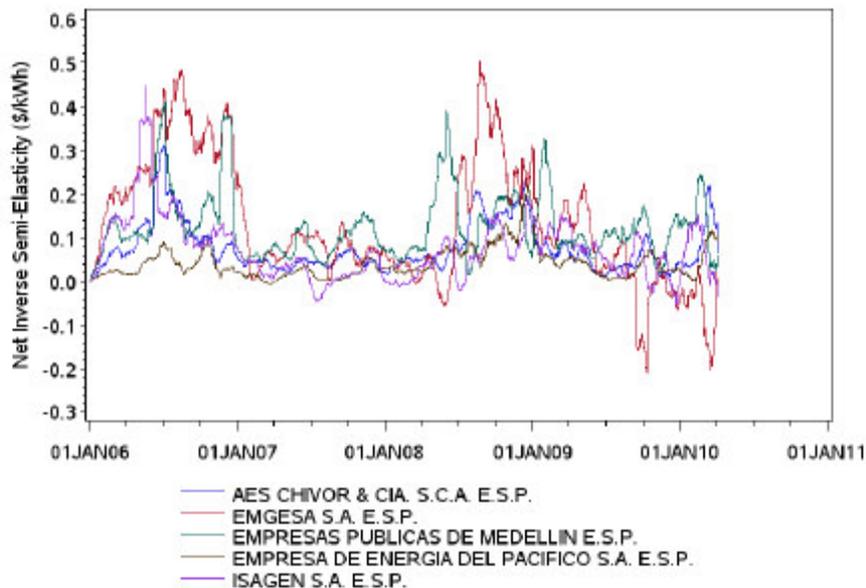
elevant los precios de mercado. Cuando es negativo y grande en valor absoluto, el agente tiene fuertes incentivos para usar la capacidad de ejercer poder de mercado unilateral, aumentando la generación para bajar el precio de mercado.

2.4.5 Medida de Incentivos para ejercer el Poder de Mercado durante el Niño 2009-10

El estudio presentado por Wolak sobre el comportamiento del MEM durante el Niño, cubrió la información del mercado durante los últimos cinco años y en lo que se refiere al indicador de incentivo para ejercer el poder de mercado, algunos de sus principales resultados son mostrados en los gráficos No 11 “Hourly net inverse semi-elasticities by firm, 30 day rolling average” y No 12 “Hourly mean net inverse semi-elasticities by firm, 2005 through 2010”.

El gráfico No 11 presenta los valores netos horarios promediados por mes, del incentivo de ejercer poder de mercado correspondiente a los 5 agentes más grandes del MEM.

Hourly net inverse semi-elasticities by firm, 30-day rolling average



42

Gráfico No 11

En este gráfico es claro que durante el periodo del Niño 2009-10 existió incentivo importante para aumentar el precio del mercado por parte algunos agentes, al igual que en los meses de septiembre y octubre de 2009 y febrero y marzo de 2010 para disminuirlo.

El gráfico No 12 presenta los promedios horarios del incentivo neto de ejercer poder de mercado correspondiente a los 5 agentes más grandes del MEM, para el periodo 2005 - 2010.

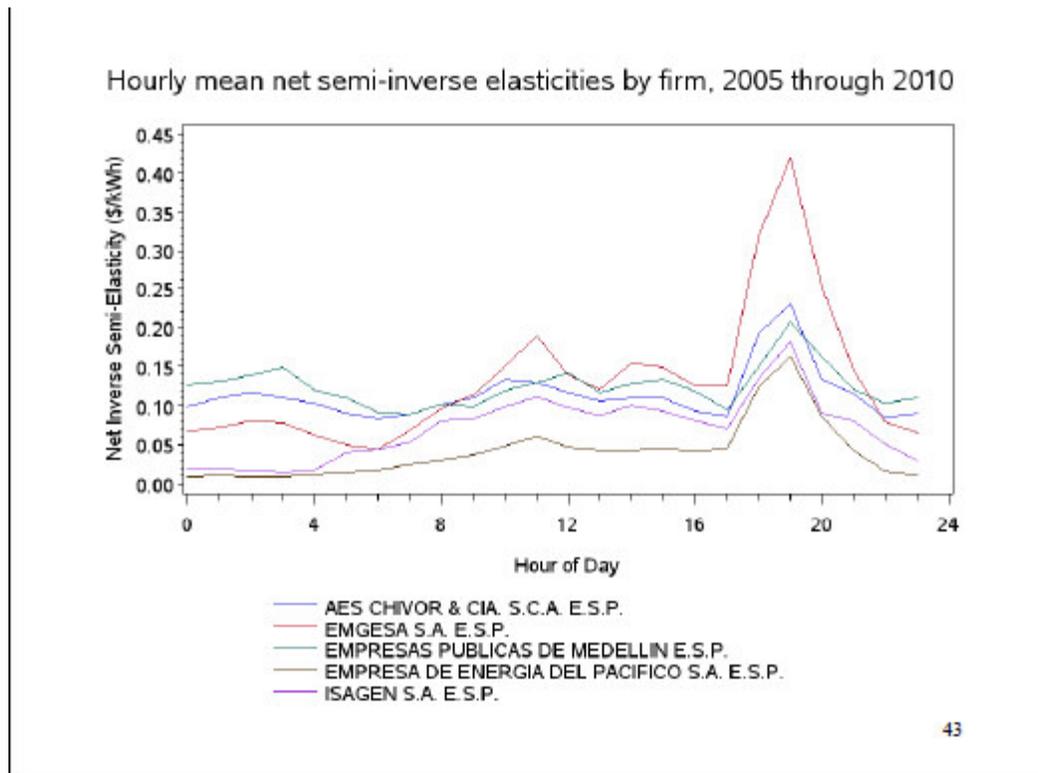


Gráfico No 12

Se observa como el mayor incentivo de ejercer el poder de mercado se encuentra en el periodo de carga máxima y que tal incentivo tiene valores diferentes para cada agente generador.

2.5 Riesgo Crediticio de los Comercializadores

En los últimos años los problemas de cartera que enfrentaba el MEM se han reducido considerablemente gracias al establecimiento de garantías y sanciones que conllevan

eventuales limitaciones del suministro. No obstante, el aumento de precios del spot asociado a las hidrologías críticas del Niño comprometió la sostenibilidad financiera de algunos comercializadores independientes. Algunos de estos agentes tienen ventas de contratos a precios fijos y por debajo de los valores que ha alcanzado el spot y sólo cubren una parte de sus ventas con contratos bilaterales. Para honrar el resto de la energía estos agentes están expuestos a la bolsa y cuando el precio ha estado por encima de su precio de venta, tienen que asumir grandes pérdidas y en periodos prolongados¹⁴.

Este riesgo es mucho menor para los generadores y para los comercializadores-distribuidores. Para los primeros porque de alguna manera 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.

Los efectos del Niño 2009-10 en la comercialización en general y en particular la reciente quiebra de la empresa Comercializar, han dejado al descubierto los problemas financieros que se han venido presentando en relación a los comercializadores de alto riesgo del MEM, los cuales en concepto del CSMEM están asociados a¹⁵:

- 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 si el comercializador incurre 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

¹⁴ Informe No 47 del CSMEM, “Aspectos conceptuales para analizar el mercado de la comercialización de energía eléctrica”, Marzo de 2010.

¹⁵ Informe No 51 del CSMEM, Aspectos Coyunturales del MEM, Agosto de 2010.

- cual van a contratar su energía. Es inadmisibile que los bancos cuenten con mejor información que el mercado y los agentes del MEM.
- Los nexos existentes en la estructura accionaria de diferentes comercializadores participantes del MEM, así como la permisividad para efectuar transacciones entre dichos comercializadores, las cuales podrían llegar a ser inclusive colusivas.
 - 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.

2.6 Consideraciones Regulatorias

2.6.1 Resolución CREG 051 de 2009.

Esta resolución inició su vigencia a partir de Agosto 1 del 2009, separó las ofertas de precio de los generadores térmicos en ofertas de suministro de energía y ofertas de precio para el arranque y parada de los generadores. Adicionalmente cambió la metodología de obtención del despacho ideal con base en una optimización del costo diario de la generación y consecuentemente definió las nuevas reglas para determinar el precio de bolsa en el MEM. También introdujo un cambio en la forma como se pagan las inflexibilidades.

En primer lugar, esto trajo como consecuencia que la generación inflexible se pudiera remunerar a precio de bolsa, que en demanda baja y media puede llegar a ser inferior a los costos variables del generador, conllevando un costo adicional para el generador¹⁶.

El segundo lugar un análisis llevado a cabo por el CSMEM¹⁷ considera que, 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. Es importante la reconsideración del algoritmo del despacho, para evitar que se generen rentas extraordinarias, manteniendo a la vez los beneficios de la reforma regulatoria. En particular, para el caso colombiano parece recomendable reconocer el costo de

¹⁶ Informe 46 del CSMEM, “Consideraciones regulatorias, precios de bolsa y subasta de gas, Febrero de 2010.

¹⁷ Informe No 50 del CSMEM “Análisis de la modificación de las reglas de despacho y la formación de precios en el MEM – Res CREG 051-2009”, Julio del 2010.

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.

2.6.2 Resoluciones Minminas 18-1654, 18-1686, 18-1739 de 2009

Estas resoluciones iniciaron su vigencia en el mes de octubre de 2009 y fundamentalmente definieron la iniciación del racionamiento programado de gas natural, fijaron el orden de atención entre agentes e incluyeron como generación de seguridad en el despacho eléctrico del CND, toda la generación de las plantas térmicas de la región Caribe y la toda generación de plantas a carbón del interior del país, despachando tales recursos a su máxima disponibilidad.

Las resoluciones mencionadas, surgieron como respuesta a la difícil coyuntura energética caracterizada por la presencia confirmada del fenómeno del Niño, la limitada contribución de la generación térmica que permitió la reducción de los embalses a un ritmo acelerado y los problemas estructurales del sector gas, tales como las limitaciones de suministro y transporte de gas que estaban ocasionando un proceso de alzas en el precio de bolsa y desabastecimiento de gas natural vehicular e industrial y del sector térmico. Paralelamente, el país mantenía las exportaciones de gas a Venezuela y de electricidad al Ecuador.

2.6.3 Resolución CREG 137 de 2009.

Esta resolución, con el fin de asegurar la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda, creó los Niveles de Referencia por tipo de tecnología, a partir de los cuales se intervienen las ofertas de los agentes generadores; adicionalmente impuso restricciones a las exportaciones de electricidad y modificó el reglamento de las garantías para el Cargo por Confiabilidad.

La CREG decidió fijar niveles de referencia asociados a la ENFICC de las plantas, por las difíciles circunstancias que presentó el MEM en sus embalses y en particular a que el nivel mínimo estimado de algunos embalses era inferior al requerido para cumplir la ENFICC declarada, poniendo en riesgo de incumplir la Energía Firme respaldada por la respectiva planta de generación y afectando la confiabilidad del SIN.

Además, para verificar que no se degradara la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda y activar mecanismos para mantener el nivel de confiabilidad del sistema, determinó efectuar el seguimiento del MEM, con base en la realización de análisis

energéticos, aplicables durante el racionamiento programado de gas natural y la presencia del fenómeno del Niño.

La aplicación de esta resolución no implicó la intervención de las ofertas de las plantas hidráulicas. Por otra parte, tuvo un efecto importante en las plantas térmicas que al ser despachadas por seguridad energética, con altos factores de carga, fueron remuneradas solamente al precio de la Resolución CREG 034, bajo circunstancias en las cuales dichas plantas tenían expectativas de precios y márgenes de utilidad superiores.

2.6.4 Resolución CREG 159 de 2009.

Esta resolución eliminó temporalmente, hasta que se suspendiera el racionamiento de gas, las restricciones relativas a la confidencialidad de las ofertas de los agentes del MEM. En concepto del CSMEM, la oportuna publicación de la información del mercado, especialmente bajo la presencia del Niño, es de importancia debido a que la menor cantidad de agua disponible para producir electricidad, implica precios de bolsa más altos y los generadores tienden a ejercitar su poder unilateral de mercado. Si la información del mercado se publica con retraso, se generan transferencias sustanciales de rentas de los consumidores a los productores, las cuales ocurren antes que los eventos del mercado se puedan analizar en forma rigurosa y se sujeten al escrutinio público.

2.6.5 Resolución CREG 008 de 2010

Esta resolución modificó la forma en que se establece la remuneración de la generación para las plantas térmicas en los periodos horarios en los que se encuentra inflexible y su inclusión en el Despacho Ideal, teniendo en cuenta el mayor valor entre el precio de bolsa y el precio de reconciliación positiva, sin incluir los costos de arranque y parada. Esta modificación corrige en parte los problemas surgidos en la generación inflexible con la resolución CREG 051 de 2009.

2.6.6 Resolución CREG 009 de 2010

Esta resolución definió criterios de confiabilidad para el seguimiento del análisis energético previsto en la Resolución CREG-137 de 2009 y derogó el ajuste de ofertas para plantas térmicas contenidas en la misma resolución.

2.6.7 Resolución CREG 010 de 2010

Esta resolución tenía por objeto comprar y embalsar por parte del mercado la energía hidráulica desplazada por la generación térmica forzada, al precio de oferta presentado por el agente. Con la medida, al embalsar la energía 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 generación real correspondiente, hasta cuando terminara de entregar la totalidad de la energía embalsada.

Dado que en general, el precio de bolsa cuando se vendió la energía embalsada fue inferior al precio de bolsa de los meses anteriores, las ventas de la energía embalsada representaron un sobre-costo neto importante con cargo a las restricciones¹⁸.

2.7 Experiencias

- La primera y más importante experiencia es que durante el fenómeno del Niño, Colombia pudo cubrir toda su demanda eléctrica satisfactoriamente y con restricciones logró abastecer su demanda de gas natural, mientras que países vecinos enfrentaban serios racionamientos eléctricos. El CSMEM considera que las medidas adoptadas por el Ministerio y por la CREG, en las que se forzó el despacho térmico para optimizar las reservas de agua, si bien impusieron un sacrificio a la libertad del mercado transitoriamente, fueron perfectamente justificables desde el punto de vista social y económico y no suponen un retroceso en el funcionamiento del MEM.
- Durante las difíciles condiciones generadas por el fenómeno del Niño, el afán de resolverlas por parte del regulador condujo a que se presentaran imperfecciones en el MEM, que fue necesario corregir paulatinamente y que implicaron la expedición

¹⁸ Op cit 15.

de un gran número de resoluciones, por lo tanto se requiere desarrollar con suficiente antelación, un esquema regulatorio que pueda asegurar la confiabilidad del SIN en la ocurrencia de eventos de fuerza mayor tales con el Niño.

- Antes de la intervención del mercado, aparentemente las plantas hidráulicas manejaron una estrategia de oferta que respondió a decisiones financieras y de percepción de riesgos y prefirieron asumir la eventualidad de incumplimiento futuro en las obligaciones de energía en firme, en vez de enfrentar con certeza una pérdida actual por la compra de los faltantes entre despacho y sus contratos. Durante la intervención del mercado, los agentes hidráulicos pudieron recuperar sus embalses, honrar sus contratos comprando energía a precios deprimidos y finalmente sin generar obtuvieron importantes utilidades provenientes de las reconciliaciones negativas.
- En cuanto a la comercialización de energía, conocedores de que la CREG está haciendo una revisión sobre el tema, el CSMEM considera conveniente que la CREG realice los cambios que considere necesarios a la regulación existente, con atención en particular sobre las exigencias que deben existir para un comercializador entrar a ser parte del MEM y para poder permanecer en él.
- Es entendible que se hayan tomado medidas precautelativas, con el fin de asegurar el adecuado suministro de energía eléctrica; otra opción podría haber sido dejar que las fuerzas del mercado probaran la efectividad del cargo por confiabilidad y en caso que éste no funcionara adecuadamente, correr el alto riesgo de un racionamiento eléctrico y hacer efectivo el sistema de garantías financieras, que si bien pueden compensar económicamente el incumplimiento incurrido, no resuelven para nada el tema primordial de asegurar el abastecimiento de electricidad al país.
- El precio de escasez operó como techo a los precios de oferta de los agentes hidráulicos, impidiendo que entraran en merito generadores térmicos con combustibles costosos, o plantas de baja eficiencia y de esta forma el precio de bolsa se elevó sin reducir la generación hidráulica. Consecuentemente, el CSMEM sugiere que se revalúe el cargo por confiabilidad, de tal manera que éste de las señales económicas necesarias para que en periodos de sequía los agentes “cortos” (hidráulicos) permitan la entrada de las plantas térmicas, conservando el agua al inicio del Niño.

- En el cálculo de la ENFICC, los parámetros que determinan la confiabilidad de transporte y suministro de gas a las plantas térmicas, no reflejaron las restricciones inherentes al transporte y suministro de gas que eran conocidas con anterioridad, lo cual ocasionó un sobrepago a los generadores a gas por concepto de la ENFICC.
- Es inadmisibles que conociendo con suficiente anticipación que el sistema de transporte y suministro de gas estaba sobre-contratado y que no sería capaz de responder ante un escenario máximo de demanda, no se hubieran tomado las medidas para resolver tal situación. La coyuntura también demostró que las sanciones aplicadas al transportador y/o productor por incumplimientos de los contratos, son tan bajas que estos agentes no tienen incentivos para eliminar las restricciones y consecuentemente debe enfatizarse que los contratos deben estar orientados a cumplir con las obligaciones energéticas pactadas.
- Cuando se impuso la generación térmica forzada, se hicieron evidentes todas las restricciones del transporte y suministro de gas, lo que además de impedir que se generaran los niveles de energía térmica previstos, generaron desabastecimientos considerables en los sectores industrial y vehicular. Es preocupante que a los industriales, primero se les incentivó a cambiarse a gas con contratos firmes, sin embargo durante el Niño se les redujo el suministro para entregárselo a otros agentes que no tenían contratos firmes y finalmente sin haber tenido abastecimiento adecuado de gas, ahora se pretende que los industriales entre otros, paguen el sobre-costos de haber utilizado los combustibles líquidos.
- Aunque con anterioridad se venía trabajando en el análisis integral del sector gas, la presencia del Niño sirvió para que el gobierno nacional expidiera los decretos 2730 de julio 29 y 2807 de agosto 4 de 2010, que buscan resolver los problemas estructurales del sector, entre otros los referidos al abastecimiento, transporte, importaciones/plantas regasificadoras, almacenamiento, mercado ocasional y de diferencias, precios, operador y administrador del mercado (gestor), 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.
- En relación a las exportaciones de electricidad, a pesar de las restricciones existentes en el MEM, se pudo respaldar parcialmente el sistema eléctrico de Ecuador que vivía una situación de agudo racionamiento.

- La intervención del mercado forzando la generación térmica, produjo aumentos importantes en la magnitud de las reconciliaciones negativas que invitaron a los agentes hidráulicos a trazar estrategias de oferta que explotaran al máximo la remuneración de estas reconciliaciones, mediante la minimización de los precios de oferta. Los efectos en la distorsión de los precios de bolsa, sumados a las consecuencias que produjo la compra y embalsamiento posterior de la energía hidráulica desplazada, llevaron a la expedición de la resolución CREG 121 de 2010, la cual modificó el precio de las reconciliaciones negativas, tal que elimina de esta forma el pago por las generaciones desplazadas.
- Respecto a los indicadores de Lerner y residual de suministro¹⁹, es evidente que durante el fenómeno del Niño dichos indicadores alcanzaron valores excesivos, que demuestran la presencia del poder de mercado unilateral de algunos agentes y que además en algunos casos fueron agentes pivotaes. Por otra parte, la evaluación y análisis realizado por Wolak en cuanto a los indicadores de incentivo para ejercer el poder de mercado, muestran que durante el Niño pudo existir ejercicio unilateral del poder de mercado por parte de algunos agentes, que indujeron en unos casos los precios de bolsa al alza y en otros casos a la baja.

¹⁹ El valor del indicador de suministro residual es más crítico que el presentado en este informe, ya que su cálculo debe utilizar las demandas residuales netas, es decir descontando la energía vendida en contratos.

3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de septiembre 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. La caída de un 3% en la generación de energía entre septiembre 2009 y septiembre 2010 contrasta con la evolución positiva del resto de indicadores de la actividad económica del país. Por otra parte, en el mismo periodo la generación hidráulica aumentó el 13% y la de plantas menores 46%, para compensar la disminución del 46% que ocurrió en la generación térmica.

Tabla No 1

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	septiembre-09	agosto-10	septiembre-10	Variacion Agosto 10- Septiembre 10	Variacion Septiembre 09- Septiembre 10	Variacion Ultimo Año- Septiembre 10
Hidrica	2,868.96	3,264.36	3,839.08	3,702.60	-3.55%	13.42%	29.06%
Térmica	1,593.17	1,448.30	703.20	778.97	10.77%	-46.22%	-51.11%
Gas	1,229.67	1,082.31	468.64	569.83	21.59%	-47.35%	-53.66%
Carbón	330.46	366.00	234.56	209.14	-10.84%	-42.86%	-36.71%
Menores	229.43	155.12	255.01	226.51	-11.18%	46.02%	-1.27%
Cogeneradores	16.24	12.32	23.45	25.03	6.77%	103.12%	54.14%
Total	4,708.65	4,880.11	4,820.74	4,733.10	-1.82%	-3.01%	0.52%

3.1.2 Demanda del Sistema

El grafico No 13 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años. En los dos años anteriores la demanda de energía eléctrica en septiembre fue superior a la de agosto, sin embargo en el 2010 no se conservó este patrón y el consumo decreció 0.3% en el último mes.

Como se mencionó anteriormente, el comportamiento de la demanda (generación) en septiembre de 2010 contrasta con la evolución positiva del resto de indicadores de la actividad económica del país. De otra parte, en septiembre la demanda de energía del

mercado no regulado que representa la tercera parte del consumo nacional y supe las principales actividades económicas presentó un crecimiento del 0.8%. En consecuencia, la disminución del crecimiento se presentó en el mercado de la demanda regulada, probablemente influenciado por la desaparición de las condiciones de Niño que inducen mayores consumos residenciales debido a las altas temperaturas.

**DEMANDA MENSUAL DEL SIN
Octubre 2007- Septiembre 2010**

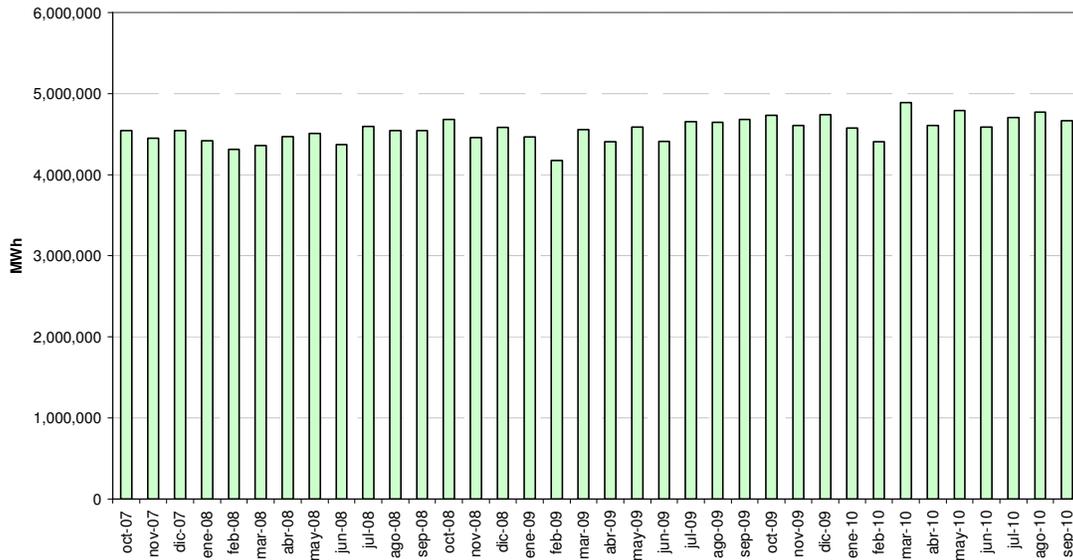


Gráfico No 13

3.1.3 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 14 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

Al comparar los aportes hídricos de septiembre (4,935.8GWh) con los del mismo mes del año pasado (2,881.6 GWh), estos fueron superiores en un 71.3%, situación acorde con el actual desarrollo del fenómeno de La Niña en el Pacífico, mientras que en el 2009 se desarrollaba El Niño.

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

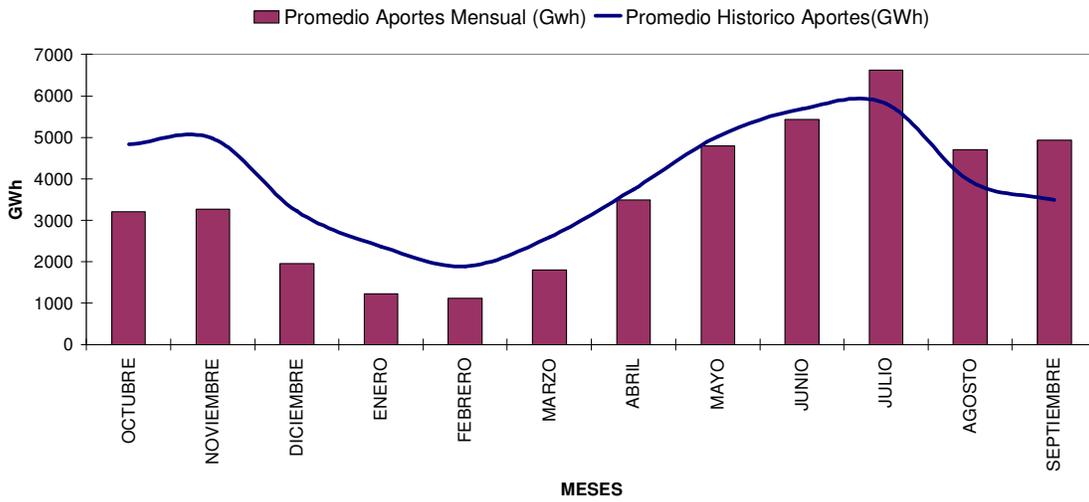


Gráfico No 13

3.1.4 Vertimientos

El gráfico No 14 presenta para los últimos siete meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.

Vertimientos Mensuales Marzo a Septiembre de 2010

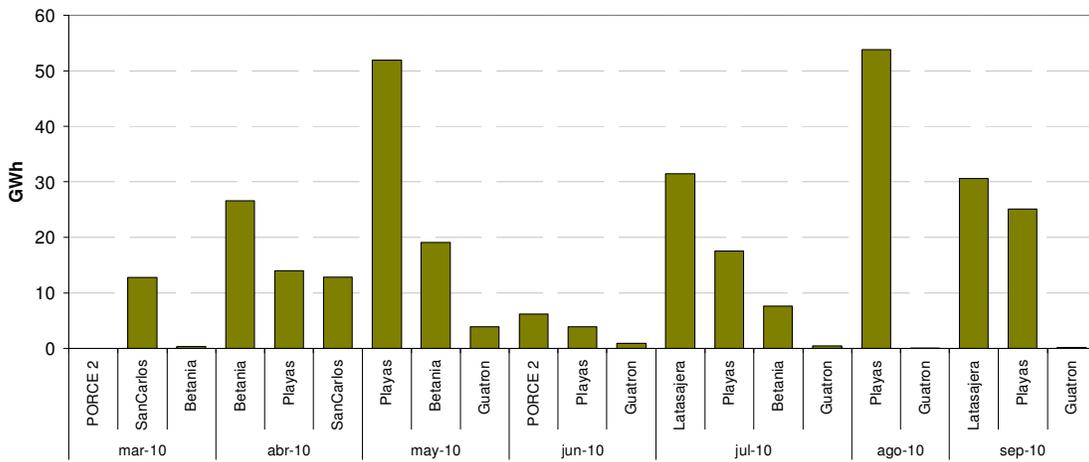


Gráfico No 14

Los volúmenes de agua vertida en Playas y La Tasajera constituyen una alerta en el sistema de monitoreo del mercado. En condiciones normales, el manejo de precios de oferta permite a los agentes despachar constantemente para reducir la probabilidad de derrochar el recurso en vertimientos.

3.1.5 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

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. Se observa nuevamente en septiembre una reducción de la disponibilidad comercial y del margen de reserva. Como se ha discutido en otras oportunidades, este estrechamiento de la holgura entre oferta y demanda suele presionar al alza los precios de bolsa.

3.1.6 Nivel de los Embalses

El gráfico No 15 muestra que en septiembre, el nivel del embalse agregado del SIN continuó en forma lenta su proceso de recuperación, alcanzando a fin de mes el 67% de la capacidad útil. Comparado con el mes de septiembre del año 2009, aunque el nivel del embalse agregado actual es menor, las reservas hídricas son muy similares.

En relación a los principales embalses del sistema, en septiembre Chivor terminó el mes en el 90%, Guatapé, Betania, San Carlos y Urrá alcanzaron niveles del 80%, mientras que Guavio, Porce, Calima, Jaguas y Urrá se ubicaron alrededor del 70%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 15 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.

En primer término el gráfico permite visualizar con mayor precisión la extraña relación positiva de precios de bolsa y agua acumulada en los embalses, en efecto los precios y el nivel de embalse agregado crecieron en el último mes. Un caso similar se observó en junio y julio del año pasado, sin embargo se explicaba en la cuasi-certeza de los

efectos que traería el “Niño” en las reservas hídricas futuras. Es importante profundizar en el análisis para determinar qué factores impulsan el precio al alza mientras el costo de oportunidad del agua y la demanda se reducen.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Abril a Septiembre 2010

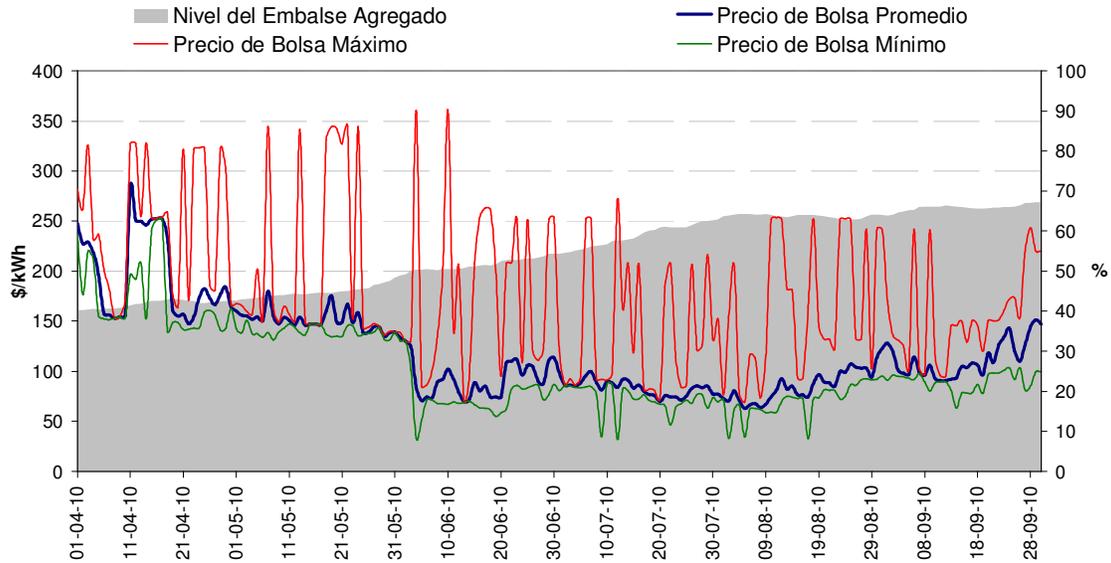


Gráfico No 15

En septiembre el precio de bolsa presentó una tendencia al alza, finalizando el mes en \$150/kWh, mientras que el precio promedio del mes fue de \$112/kWh. El precio máximo fue \$157/kWh y el mínimo \$92/kWh y se reporta una reducción de la volatilidad del precio con relación a los registros de los últimos meses; volatilidad que para los últimos días del mes volvió a distanciar considerablemente los precios máximos de los mínimos al interior del día.

3.2.2 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 16 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.

Como se observa, los precios de bolsa en septiembre se encuentran a niveles muy inferiores a los de 2009 (Niño), pero por encima de los promedios históricos para esta época, a pesar de las lluvias abundantes que han caracterizado los últimos meses.

Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

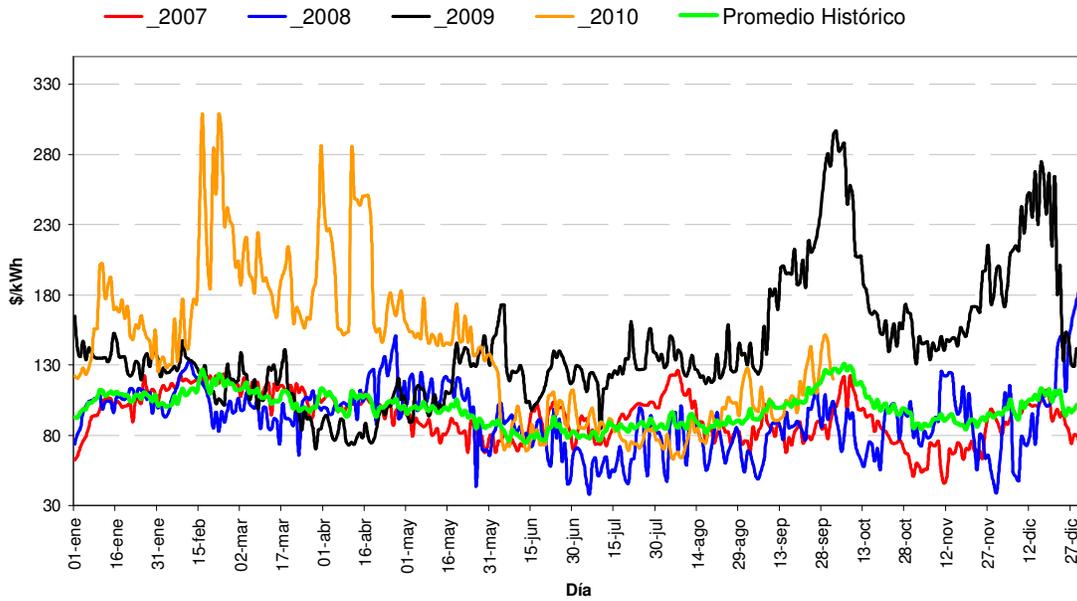


Gráfico No 16

3.2.3 Distribución del Precio de Bolsa

Distribución del Precio de Bolsa

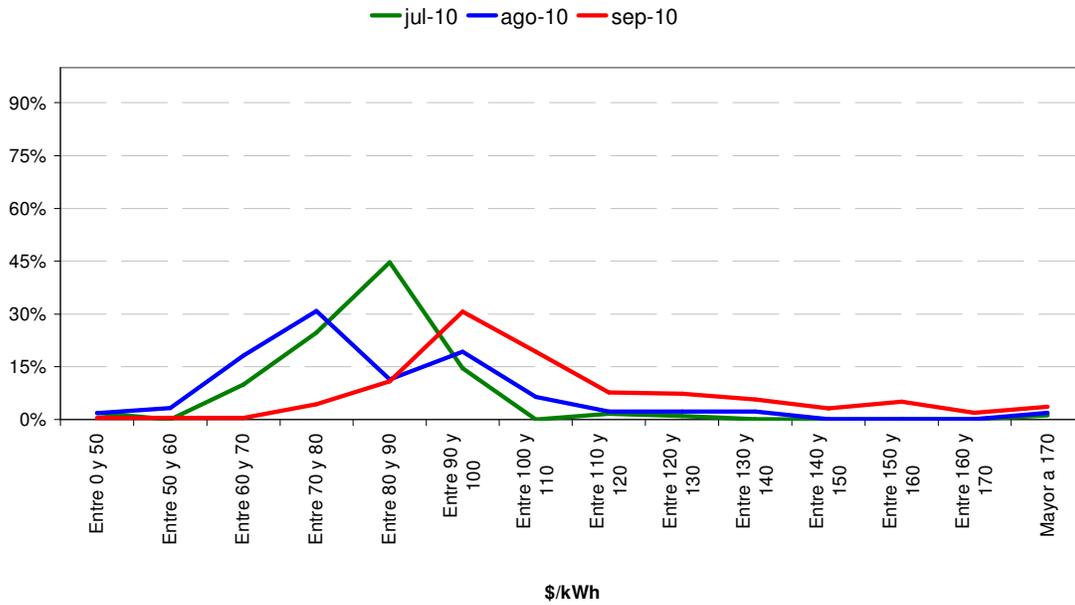


Gráfico No 17

En el último mes las coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa estuvieron menos concentradas que en meses anteriores; se destaca además, que Colinversiones tras la compra de EPSA, superó a ISAGEN en el número de veces que sus ofertas despejaron el mercado.

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 19 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta. Las coincidencias en el rango 0 - \$150/kWh han estado dominadas por plantas hidráulicas, particularmente Guavio, Guatapé, Chivor y Miel. En septiembre adquiere importancia Paipa 4 en el indicador de coincidencias en horas de baja demanda y Termovalle en horas de alta demanda.

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio
Abril - Septiembre 2010**

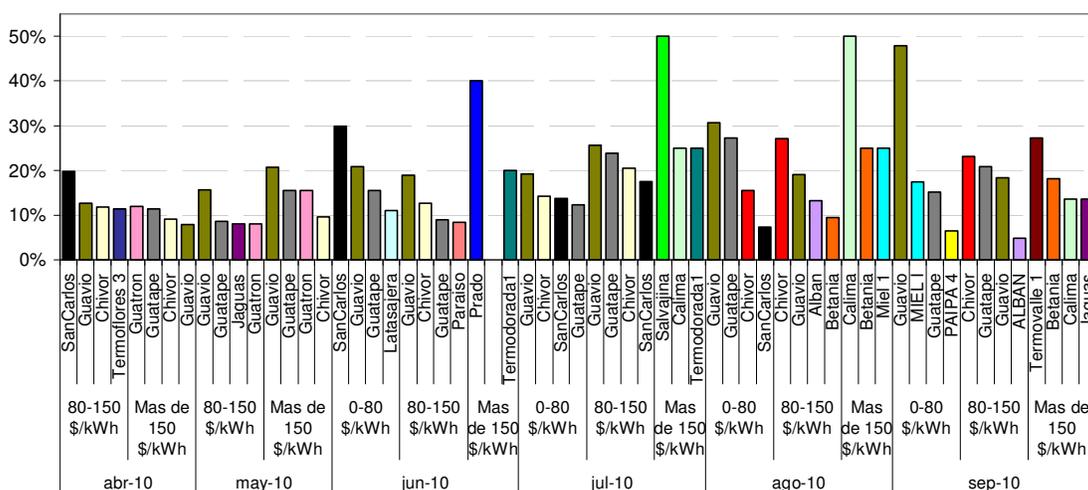


Gráfico No 19

3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

El análisis llevado a cabo por el CSMEM en esta sección, está basado en la información recopilada para el mes de septiembre, sobre 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.

Se observa un comportamiento de ofertas relativamente bajas con respecto al precio de bolsa, de las plantas hidroeléctricas Porce, San Carlos, Paraíso-La Guaca y Urrá consistente con los mayores aportes del sistema y en las últimas dos semanas, Guavio y Guatapé. En contraste, Betania, Chivor y Calima se sostuvieron con ofertas muy elevadas.

En general las plantas térmicas cotizaron muy por encima del mercado en las primeras semanas de septiembre; no obstante TEBSA, Flores y Zipa se ajustaron al mercado hacia el final del período de análisis. Termo Sierra mantuvo ofertas que duplicaron el precio de referencia

En septiembre Calima y Guavio presentaron disponibilidad permanente del 75% de su capacidad y San Carlos y Termo Candelaria del 80% en las últimas dos semanas.

3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 20 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.

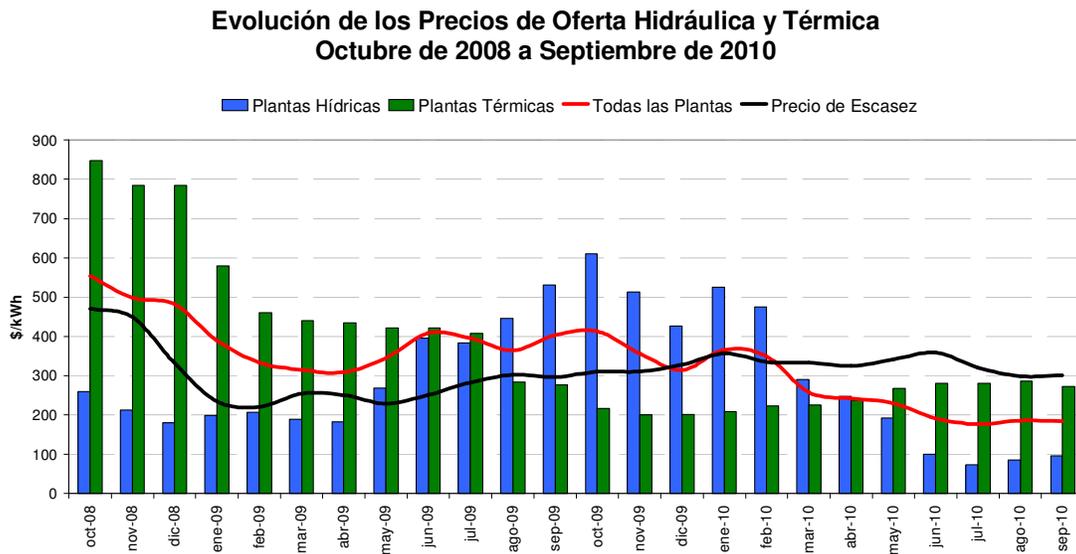


Gráfico No 20

El aumento en el precio del gas desde agosto, no parece haber incidido en el precio promedio de oferta del parque térmico. Las ofertas de las plantas hidráulicas, en un

mes con aportes bien por encima de la media, tuvieron un alza que presumiblemente, incidió en el aumento del precio de bolsa.

3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 21 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.

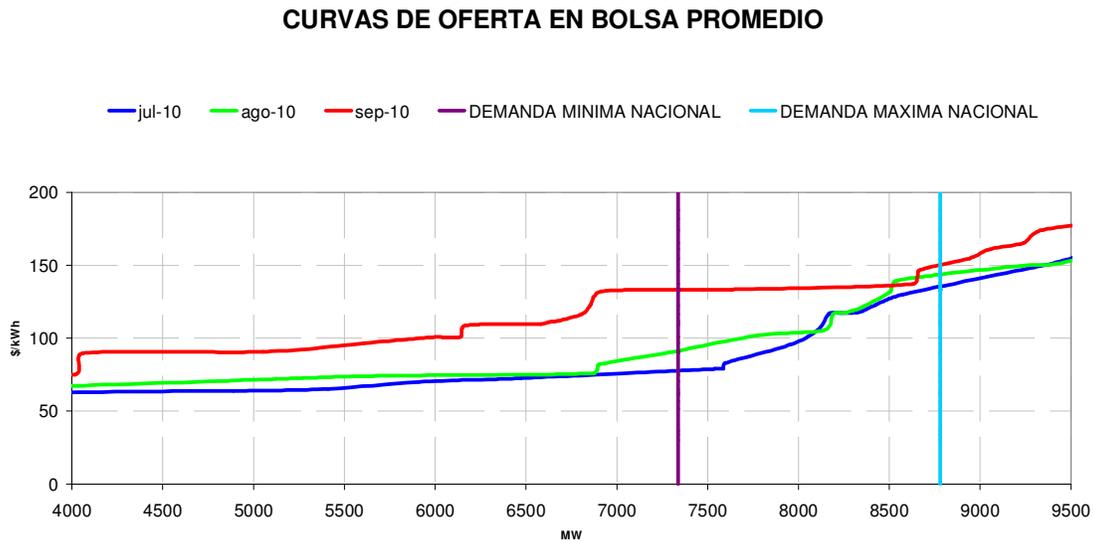


Gráfico No 21

La función promedio de oferta explica claramente la elevación de precios en septiembre y la reducción de la varianza; en efecto, la curva se desplazó en paralelo hacia arriba. En otras palabras todos los recursos del sistema que venían siendo despachados ofertaron por encima de los niveles del mes anterior. Este comportamiento es consistente casi hasta agotar la capacidad para atender las horas pico de demanda.

3.3.6 Índice de Lerner

Los gráficos No 22-a, 22-b y 22-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.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

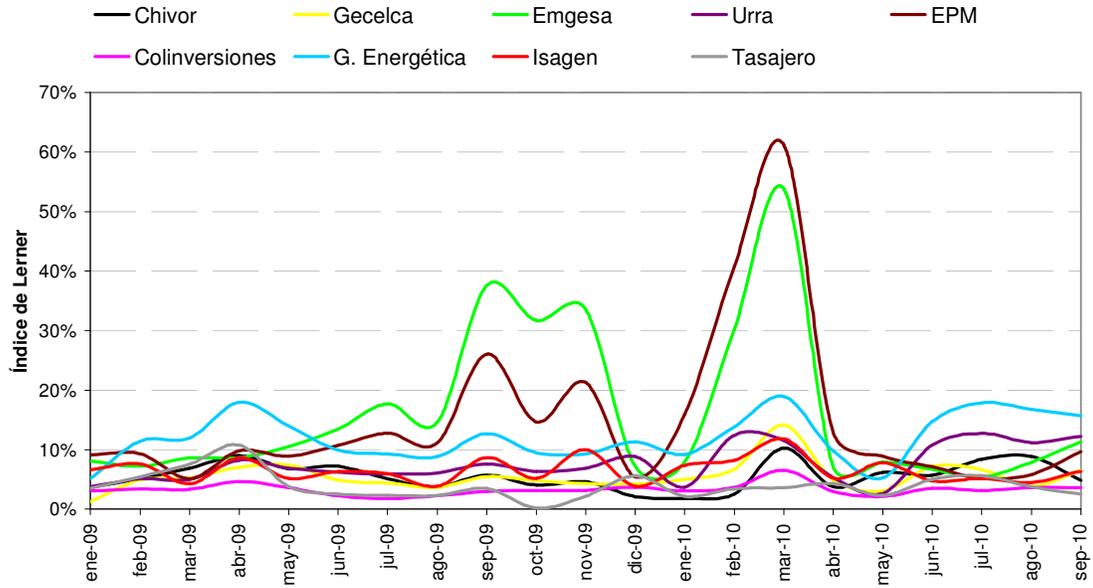


Gráfico No 22-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

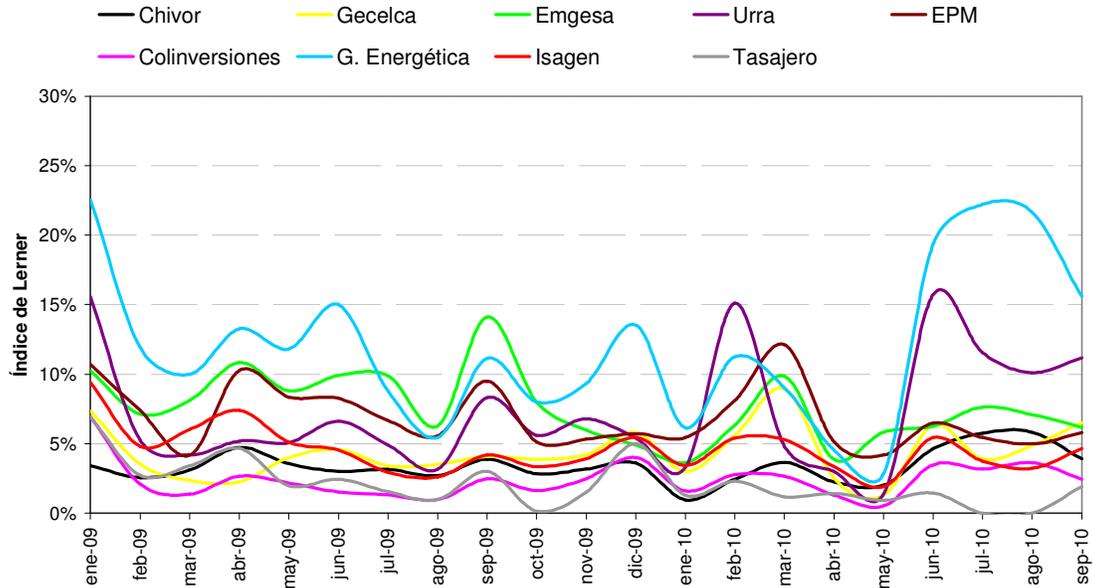


Gráfico No 22-b

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja

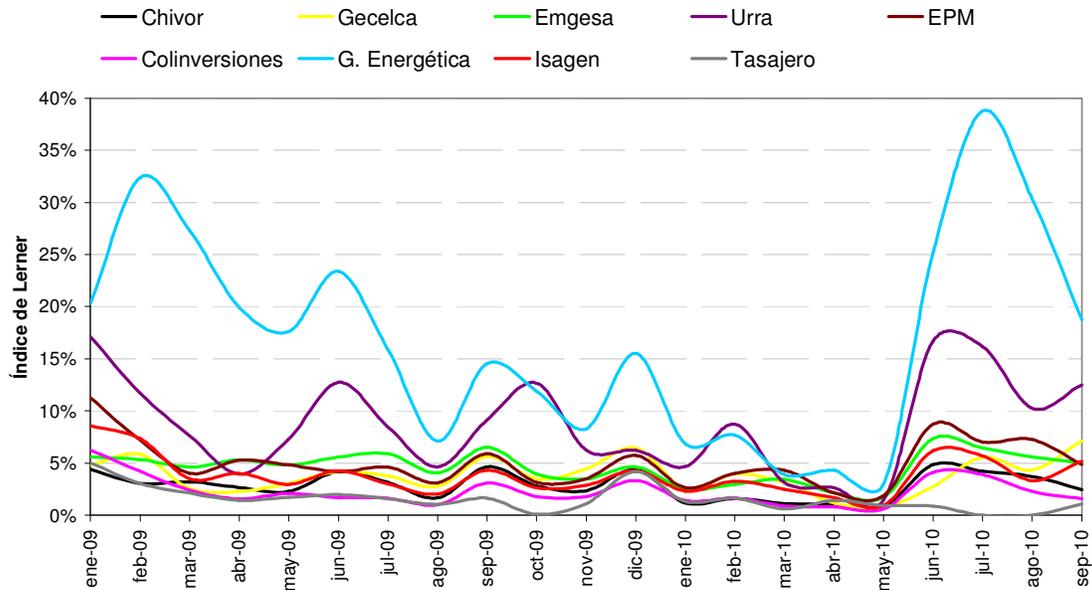


Gráfico No 22-c

El desplazamiento paralelo de la función de oferta no aumenta la percepción de poder de mercado, porque la curva conserva su elasticidad, pero se traduce en mayores precios. De esta forma es consistente una reducción del índice de Lerner con mayores precios del mercado.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 23 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 Abril - Septiembre 2010

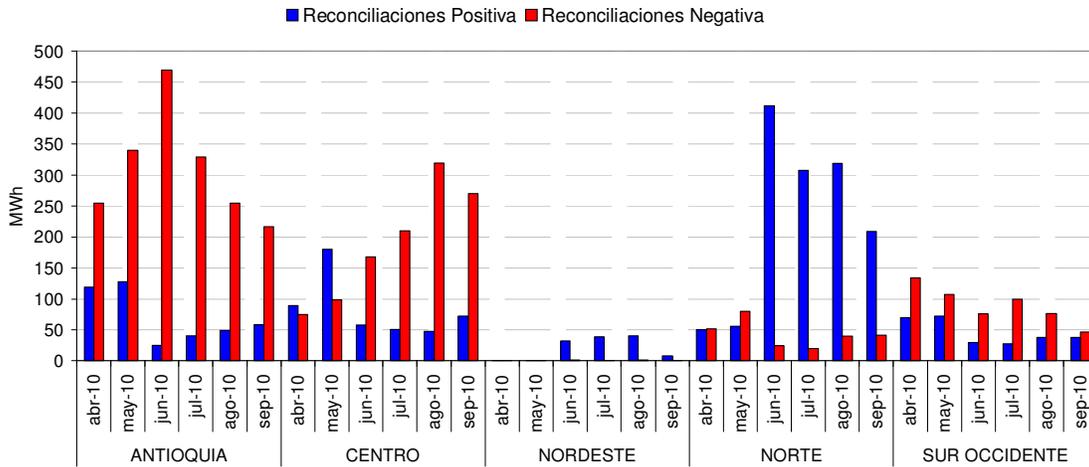


Gráfico No 23

3.4.2 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 24-a y 24-b presentan las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

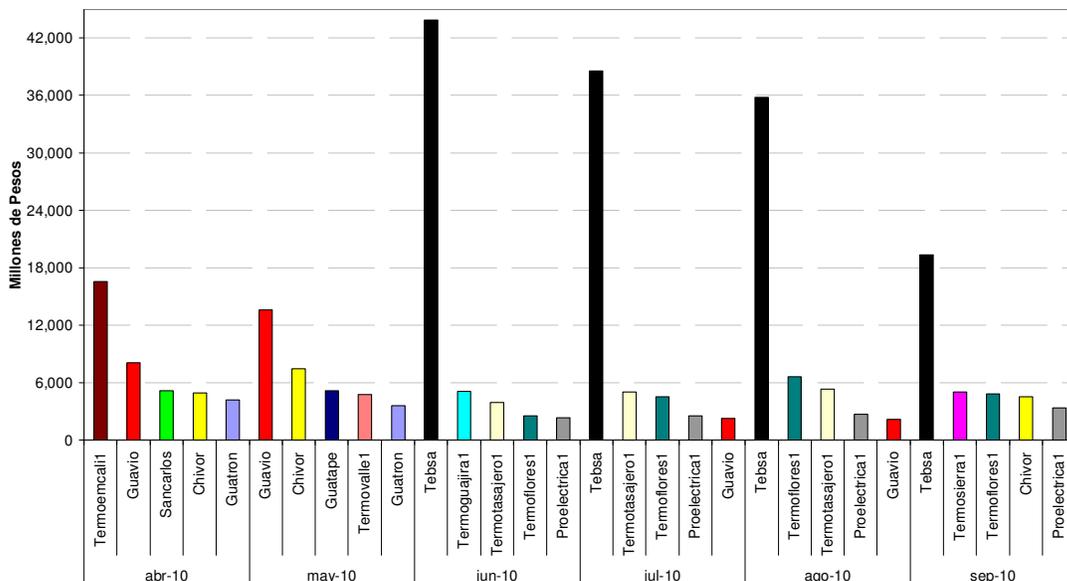


Gráfico No 24-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

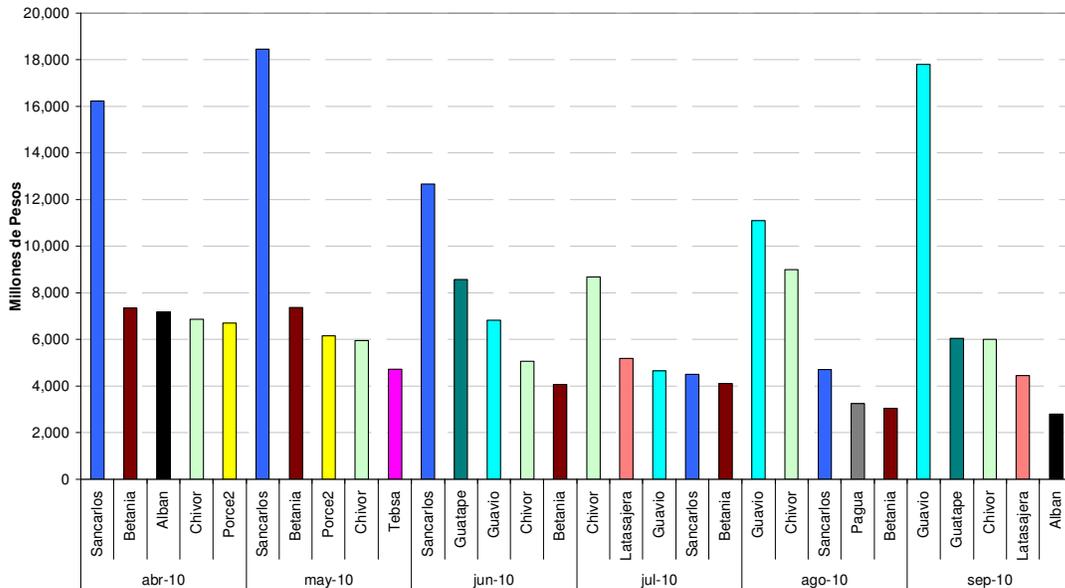


Gráfico No 24-b

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

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

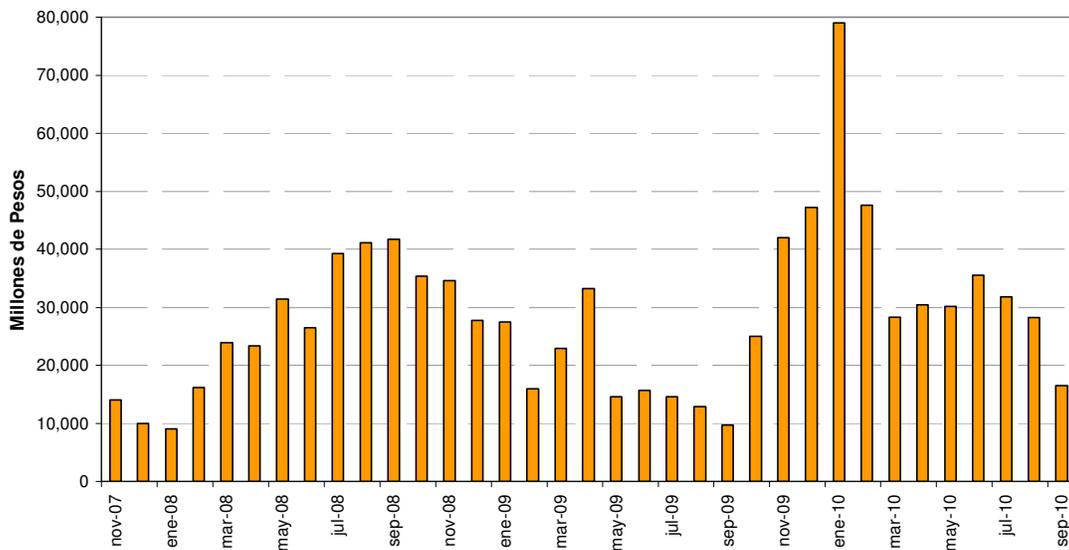


Gráfico No 25

El gráfico No 25 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años. Se observa como desde el mes de junio el costo mensual de las restricciones se ha venido reduciendo.