

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 56 – 2011

REVISION CRÍTICA DE LOS INDICADORES DE SEGUIMIENTO DEL MEM

Preparado por:

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

Bogotá, Febrero 14 de 2011

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	REVISIÓN CRÍTICA DE LOS INDICADORES DE SEGUIMIENTO DEL MEM	2
2.1	ANTECEDENTES	2
2.2	DESCRIPCIÓN DE LOS INDICADORES UTILIZADOS.....	3
2.2.1	<i>Indicadores del Sistema</i>	<i>3</i>
2.2.2	<i>Evolución de los Precios de Bolsa.....</i>	<i>4</i>
2.2.3	<i>Comportamiento de las Ofertas</i>	<i>4</i>
2.2.4	<i>Indicadores de Poder de Mercado.....</i>	<i>4</i>
2.2.5	<i>Comportamiento de Reconciliaciones y Restricciones</i>	<i>5</i>
2.2.6	<i>Indicadores del Mercado de Contratos</i>	<i>6</i>
2.2.7	<i>Comportamiento del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.....</i>	<i>6</i>
2.2.1	<i>Comportamiento del Mercado de Gas Natural.....</i>	<i>7</i>
2.3	REVISIÓN CRÍTICA DE LOS INDICADORES UTILIZADOS.....	7
2.3.1	<i>Evolución de las Variables del Sistema</i>	<i>7</i>
2.3.2	<i>Evolución de los Precios de Bolsa.....</i>	<i>8</i>
2.3.3	<i>Comportamiento de las Ofertas</i>	<i>9</i>
2.3.4	<i>Indicadores de Poder de Mercado.....</i>	<i>9</i>
2.3.5	<i>Comportamiento de Reconciliaciones y Restricciones</i>	<i>10</i>
2.3.6	<i>Indicadores del Mercado de Contratos</i>	<i>12</i>
2.3.7	<i>Comportamiento del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.....</i>	<i>12</i>
2.3.8	<i>Indicadores para Generación Térmica.....</i>	<i>12</i>
2.3.9	<i>Indicadores de coyuntura para el mercado en el largo plazo</i>	<i>13</i>
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	15
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	15
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	<i>15</i>
3.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	<i>15</i>
3.1.3	<i>Vertimientos.....</i>	<i>16</i>
3.1.1	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	<i>17</i>
3.1.2	<i>Nivel de los Embalses</i>	<i>18</i>
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	18
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>18</i>
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	<i>19</i>
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	<i>19</i>
3.2.1	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación.....</i>	<i>20</i>
3.2.2	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	<i>21</i>
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	22
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	<i>22</i>
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	<i>23</i>
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	<i>24</i>
3.3.4	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	<i>25</i>
3.3.1	<i>Índice de Lerner.....</i>	<i>25</i>
3.3.1	<i>Índice Residual de Suministro</i>	<i>27</i>
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	28
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	<i>28</i>
3.4.2	<i>Costo de Reconciliaciones por Zonas.....</i>	<i>28</i>
3.4.3	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	<i>29</i>
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	30
3.5.1	<i>Costo Total Mensual de Restricciones.....</i>	<i>30</i>

3.5.1	<i>Costo de Restricciones por Causa</i>	31
3.6	MERCADO DE CONTRATOS	31
3.6.1	<i>Magnitud de Cubrimiento de Contratos</i>	31
3.6.2	<i>Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa</i>	32
3.6.3	<i>Distribución del Precio de Contratos</i>	33
3.6.4	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida</i>	33
3.6.1	<i>Número de Contratos Vigentes</i>	34
3.6.1	<i>Duración de Contratos Vigentes</i>	35
3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	35
3.7.1	<i>Precio del AGC vs Precio de Bolsa</i>	35
3.7.2	<i>Distribución del Servicio de AGC</i>	36
3.7.3	<i>Costo mensual del servicio de RSF</i>	37

Resumen Ejecutivo

La SSPD desde el año 2006 viene ejecutando el seguimiento al Mercado de Energía Mayorista a través del CSMEM, con el fin de detectar aquellos aspectos que puedan ser nocivos para los sectores de energía y gas natural, brindando las señales oportunas a los entes de control y de regulación. Para ello el CSMEM ha desarrollado una serie de indicadores, que permiten el análisis del desempeño del mercado y el comportamiento de los agentes y que incluyen: las principales variables del SIN, los precios del mercado spot, las ofertas de los agentes generadores, el poder de mercado, las reconciliaciones y restricciones del mercado, el mercado de contratos, el servicio de regulación secundaria de frecuencia y el mercado del gas natural para la generación de electricidad.

El CSMEM desde sus inicios ha contado con el apoyo y la experiencia internacional a través de consultores especializados en el tema, además de la participación en las reuniones anuales del Energy Intermarket Surveillance Group (EISG).

La revisión crítica llevada a cabo se concentra en temas fundamentales que afectan la formación de precios, el poder de mercado, el mercado de contratos bilaterales, así como la influencia de los eventos operativos que ocurren en el sistema de potencia.

Entre los nuevos indicadores propuestos para el seguimiento de la evolución de las variables del sistema, se incluyen las exportaciones e importaciones mensuales de energía, así como la desviación del despacho ejecutado respecto al programado. Para el análisis de los precios del mercado, se contempla una predicción de los precios mensuales de bolsa mediante la utilización de un Vector Autorregresivo – VAR estimado. Para el monitoreo del poder de mercado, se propone estimar el índice de incentivo para ejercer poder de mercado, definido como la semi-elasticidad inversa neta de la curva de demanda residual.

Para analizar el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones del sistema se considerarán los eventos en la red que puedan inducir comportamientos estratégicos de los agentes, la magnitud de la generación fuera de mérito, las reconciliaciones positivas sin AGC por planta y la correlación entre el precio de bolsa diario y la magnitud de las reconciliaciones positivas.

En el mercado de contratos, para el cálculo del precio promedio de los mismos por tipo de demanda servida, se descontarán las transacciones de respaldo entre generadores, para eliminar su influencia en los indicadores de la demanda no regulada; se medirá

además la exposición de riesgo financiero de los comercializadores al mercado spot, el porcentaje de demanda futura contratada y las tendencias de contratación.

Una vez la SSPD finalice el desarrollo de la expansión del Modelo de Optimización del Despacho de Sistemas Eléctricos Interconectados - MODSEI, se plantea su uso permanente en aspectos tales como: la estimación de precios de mercado “perfectamente competitivos”, la revisión de los efectos en la confiabilidad del sistema por demoras en la expansión de la generación, la comparación de los ingresos y utilidades del mercado, la determinación del flujo de fondos de los comercializadores de acuerdo a sus contratos firmados, el análisis de diferentes escenarios de capacidad de producción, demanda y transporte de gas natural y su impacto en el mercado eléctrico, así como la simulación del equilibrio de mercados y del comportamiento de los agentes.

En segundo lugar, este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en el mes de enero. La generación del sistema eléctrico estuvo 2.1% por encima de los registros del 2010 y la generación térmica descendió considerablemente con respecto al año anterior, en el cual los altos despachos estuvieron influenciados por el Niño.

Debido a la permanencia del fenómeno de la Niña, en enero continuó el registro de aportes hídricos por encima de la media histórica; no obstante los vertimientos se normalizaron, aunque persistieron en Playas con cantidades importantes. El nivel del embalse agregado del SIN al fin del mes descendió a 67% de la capacidad útil, Guatapé y Playas superaron el nivel del 90%, Miel, Esmeralda y Urrá superaron el 70% y Guavio terminó en el 54%.

Desde mediados de enero se observa un crecimiento del precio promedio del spot que nuevamente alcanzó los \$125/kWh, siendo moderada su volatilidad entre horas de baja y alta demanda. La curva de precio promedio horario fue más plana que las observadas en meses anteriores y los precios para horas de baja demanda fueron muy superiores.

En los últimos meses se observó un patrón atípico en los registros de coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa, frente al comportamiento histórico. En diciembre EPM marcó el precio en la bolsa el 72% de las horas y en enero no participó en la marcación del precio; por otra parte en enero Emgesa fue líder e incrementó su participación al 44% del tiempo, seguido por Colinversiones con 36%.

En enero las plantas hidráulicas presentaron ofertas por debajo del precio de cierre de mercado, con el fin de asegurar su despacho, excepto en Guavio, Chivor, Betania y Salvajina que fueron marcadoras de precio. La generación térmica se caracterizó por tener ofertas altas, pero sorprende la volatilidad de las cotizaciones de un gran número de estas plantas, a pesar que la nueva regulación les reconoce los costos de arranque y parada por fuera del precio, ya que es difícil asociar estas variaciones, con cambios en el costo marginal atribuibles a variaciones en el precio de los combustibles.

El índice de Lerner se ha mantenido en niveles razonables que no denotan un poder de mercado excesivo, excepto en el caso de Gestión Energética que aunque disminuyó su poder de mercado con respecto a los meses anteriores, aún presenta índices del 20% para demanda media y baja.

A partir del mes de noviembre del 2010, los niveles de transacciones con contratos se han disminuido un 20%, lo cual es coherente con una disminución importante en el número de contratos vigentes, cuya duración promedio aumentó a 32 meses. En enero el 68% de la energía transada en contratos ocurrió en el rango \$120/kWh - \$135/kWh y la brecha existente entre los precios para la demanda regulada y la no regulada alcanzó los \$30/kWh.

Al comienzo del mes, el precio máximo del servicio de regulación secundaria de frecuencia presentó un sobresalto que alcanzó los \$350/kWh y nuevamente se presentaron importantes desbalances en los ingresos de algunas plantas, quienes a pesar de haber suministrado una holgura programada menor, recibieron una remuneración muy superior.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Revisión Crítica de los Indicadores de Seguimiento del MEM y b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de enero del 2011.

a) Revisión Crítica de los Indicadores de Seguimiento del MEM

La revisión crítica de los indicadores de seguimiento del MEM incluye: a) Los antecedentes del CSMEM relativos a la definición y utilización de los indicadores para el seguimiento del MEM, b) Una descripción breve de los indicadores que ha venido utilizando el CSMEM y c) La descripción y definición de los nuevos indicadores propuestos para ser utilizados.

b) Análisis de Desempeño del MEM

Los indicadores que el CSMEM utiliza para analizar el desempeño del MEM están relacionados 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 enero de 2011, un comportamiento que merece destacarse.

2 Revisión Crítica de los Indicadores de Seguimiento del MEM

2.1 Antecedentes

La SSPD desde el año 2006 viene ejecutando el seguimiento al MEM, para lo cual conformó el Comité de Seguimiento al MEM (CSMEM), comité independiente constituido por tres expertos, el cual tiene por objeto realizar un seguimiento y monitoreo exclusivo al MEM y al suministro y transporte de gas natural con destino a los agentes generadores termoeléctricos en Colombia, con el fin de detectar aquellos aspectos que puedan ser nocivos para los sectores de energía y gas natural, brindando las señales oportunas a los entes de control y de regulación.

Para efectuar el seguimiento del MEM, el CSMEM ha venido utilizando y desarrollando una serie de indicadores para determinar posibles anomalías en el comportamiento de los precios del mercado y la existencia de poder de mercado que pudiese generar prácticas anticompetitivas^{1,2}. Con tal propósito el CSMEM ha venido recolectando la información necesaria del mercado y de los agentes, sistematizándola y efectuando una serie de análisis relacionados con el desempeño del mercado y el comportamiento de los agentes, los cuales han sido publicados en informes mensuales en la página web de SSPD.

Los análisis que lleva a cabo el CSMEM se basan en diferentes tipos de indicadores que describen el comportamiento de las principales variables del SIN, la evolución de los precios del mercado spot, el comportamiento de las ofertas de los agentes generadores, la existencia de poder de mercado, el comportamiento de las reconciliaciones y restricciones del mercado, la evolución del mercado de contratos, el servicio de regulación secundaria de frecuencia y el comportamiento del mercado del gas natural para la generación de electricidad.

Para llevar a cabo su trabajo el CSMEM ha tenido en cuenta la experiencia internacional relativa al tema, la cual se remonta desde sus inicios a la asesoría recibida de Parviz M. Adib, del Wholesale Market Oversight, Public Utility Commission of Texas (PUC) y de Eric Hildebrandt del California Independent System Operator

¹ CSMEM. “Noveno Informe de Avance”. Noviembre de 2006.

² CSMEM. “Sistematización y Análisis de Información”. Abril 3 de 2007.

(CAISO). Por otra parte, el CSMEM ha contado con la asesoría de Frank Wolak, profesor de la Universidad de Stanford y Chairman del Market Surveillance Committee del CAISO; además se ha enriquecido con la participación en las reuniones anuales del Energy Intermarket Surveillance Group (EISG), que es un grupo integrado por más de 20 comités de seguimiento y vigilancia de mercados de USA, Canadá, Australia, Europa y Asia.

2.2 Descripción de los Indicadores Utilizados

El Sistema Interconectado Nacional – SIN se caracteriza fundamentalmente por ser un sistema hidrotérmico con un alto componente hidráulico (67%), siendo la generación térmica con base a gas natural y carbón. De otra parte, el MEM colombiano está estructurado con base en ofertas de precio de los agentes generadores para cada día y su declaración de disponibilidad de generación para cada hora, sin considerar el estado de la red de transmisión. A partir de las ofertas se seleccionan los recursos que serán despachados para abastecer la demanda hora a hora y el precio del último recurso utilizado para atender la demanda total de energía en cada hora es el que fija el precio al que serán remunerados todos los recursos inframarginales a esa misma hora y que se denomina Precio de Bolsa.

El mercado de contratos bilaterales es fundamentalmente un mercado financiero, con compromisos adquiridos por generadores y comercializadores para vender y comprar energía a precios, cantidades y condiciones contractuales negociadas libremente entre las partes.

A continuación se hace una descripción de los indicadores usados en la actualidad por el CSMEM, los cuales han venido evolucionando a través del tiempo. Estos indicadores se calculan mensualmente, sin embargo, no necesariamente se incluyen en todos los informes mensuales de desempeño del MEM ya que en dichos informes solo se analizan aquellos que hayan tenido un comportamiento que merezca destacarse.

2.2.1 Indicadores del Sistema

Los indicadores del sistema están asociados a la evolución de las variables fundamentales del mismo, tales como la generación hidráulica y térmica, la demanda del sistema, los aportes hídricos agregados, los vertimientos efectuados en los embalses de las plantas generadoras, el nivel de los embalses y la capacidad de

reserva del sistema determinada por la relación entre la capacidad disponible y la demanda máxima de potencia.

2.2.2 Evolución de los Precios de Bolsa

El seguimiento a la evolución de los precios de bolsa se realiza mediante las relaciones entre el precio de bolsa y el nivel del embalse agregado con resolución diaria y mensual, el precio de bolsa máximo diario y el precio de escasez, el precio de bolsa mensual y el precio del gas natural, el precio de bolsa diario y la generación por tipo de tecnología. Además, se analiza la evolución de los precios diarios de bolsa comparándolos con los precios históricos deflactados y también se analiza la distribución del precio de bolsa en diferentes rangos de precios.

2.2.3 Comportamiento de las Ofertas

Con relación al comportamiento de las ofertas de precios presentadas por los agentes, el CSMEM calcula la frecuencia con que los agentes y las plantas del SIN son determinadores del precio de bolsa. También analiza la curva promedio mensual de oferta en bolsa y la evolución de los precios de la oferta hidráulica y térmica; determina la relación existente entre precios de oferta, precio de bolsa, nivel del embalse y disponibilidad de las plantas generadoras.

2.2.4 Indicadores de Poder de Mercado

Para medir el poder de mercado se determina el índice de Lerner por agente, con resolución diaria y mensual, para las condiciones de demanda alta, media y baja; este índice se estima como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual efectiva (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis).

La determinación del poder de mercado se complementa con el cálculo del índice residual de suministro por agente, con resolución diaria y mensual y para las condiciones de demanda alta, media y baja; este indicador además presenta la ventaja de identificar agentes pivotaes.

Por otra parte se evalúa el porcentaje de desplazamiento del precio (%DP) de oferta para los generadores, correspondiente a la franja marginal de la función de demanda

residual del generador³, que representa en que porcentaje un generador podría impactar el precio de bolsa.

2.2.5 Comportamiento de Reconciliaciones y Restricciones

Las ofertas efectuadas por los generadores son “uninodales” es decir, se hace abstracción de las restricciones existentes en las redes de transporte de electricidad en el momento de hacer la oferta. Este esquema implica la existencia de un “despacho ideal” diferente al “despacho real” del sistema. Mientras en el “despacho ideal” las plantas y/o unidades de generación necesarias para cubrir la demanda nacional, se seleccionan por mérito de precios de oferta, en el “despacho real” aparece la generación forzada que requiere el SIN, debido a la presencia de restricciones: límites de transporte y transformación, necesidades de soporte de tensión, generaciones mínimas por estabilidad, etc. Así mismo, es necesario forzar generaciones para cubrir los requerimientos de Regulación Secundaria de Frecuencia.

El costo de las restricciones se obtiene como la diferencia existente entre la generación del despacho real y la del despacho ideal, liquidada al precio de reconciliación del generador, aplicando el siguiente esquema:

- Las reconciliaciones positivas corresponden a las generaciones forzadas fuera de mérito (su producción real excede la generación del despacho ideal) y su energía se paga a un precio igual al valor mínimo entre su precio de oferta y un precio límite establecido por la CREG.
- Las reconciliaciones negativas corresponden a las generaciones desplazadas del despacho ideal (su producción real es inferior a la generación del despacho ideal) y se reconcilia su energía al precio de oferta máximo para la demanda total⁴ para ser retornada al sistema; en consecuencia después de la valoración de las transacciones del generador (pago por el despacho ideal), resulta en un pago neto final cero.
- La reconciliación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, se separa de las cuentas de reconciliación.
- Los costos de restricciones se reducen por la cuenta de desviaciones y la cuenta de rentas de congestión originadas en las TIE.

³ J.A Hernández, R.D Cruz, G. Carrillo. “Demanda Residual en la Monitorización del Comportamiento de los Precios de Oferta de los Generadores”. Decimo Segundo Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRE. Foz de Iguazu, Brasil, Mayo 20 a 24 de 2007.

⁴ Resolución CREG 121 del 2010.

La generación inflexible es una generación fuera de mérito que requiere ser despachada por restricciones técnicas (generación mínima, tiempos mínimos de operación, etc.), la cual para efectos del despacho ideal se descuenta de la demanda del sistema y se paga a precio de bolsa.

El comportamiento de las reconciliaciones (positivas y negativas) se evalúa por medio de su costo y cantidad de energía, expresadas como totales del sistema, por zonas operativas y como porcentajes de la generación total; también se compara el precio por kWh de las reconciliaciones con el precio de bolsa; además se analiza el precio de las generaciones fuera de mérito y se determina la participación de los generadores en las reconciliaciones positivas y negativas.

Para las restricciones del sistema se evalúan su costo total diario, mensual y por tipo de causa y además se analiza la cantidad de generación inflexible como porcentaje de la generación total del sistema frente al precio de bolsa.

2.2.6 Indicadores del Mercado de Contratos

Para efectuar el seguimiento del mercado de contratos se determina el porcentaje de cubrimiento de la demanda del sistema a través de contratos y de transacciones en bolsa, se compara el precio promedio de contratos despachados con el precio de bolsa, se obtiene la distribución del precio de los contratos en diferentes rangos de precio, el precio de la energía de los contratos para los tipos de demanda servida (regulada y no regulada), el número de contratos vigentes por agente y la duración promedio mensual de los mismos.

2.2.7 Comportamiento del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

Aunque el servicio complementario de Regulación Secundaria de Frecuencia – RSF no corresponde a un mercado independiente, el precio de remuneración de este servicio es diferente al del suministro de energía, no obstante que los generadores ofertan el mismo precio para los dos productos, resultando en algunas ocasiones en comportamientos estratégicos y distorsiones que el CSMEM monitorea.

Para llevar a cabo el seguimiento del servicio de la RSF el CSMEM evalúa su costo diario y la holgura programada, compara el precio del servicio con el precio de bolsa, determina los ingresos provenientes del servicio por planta y por empresa, además del

porcentaje de remuneración del servicio con respecto al porcentaje de holgura programada en cada planta y el costo mensual total del servicio.

2.2.1 Comportamiento del Mercado de Gas Natural

El CSMEM monitorea el comportamiento del mercado de gas natural requerido para la generación de electricidad. Este monitoreo no se realiza en forma mensual como ocurre con el mercado eléctrico, sin embargo se efectúa al menos dos veces por año, o bajo circunstancias especiales del mercado.

Los indicadores del comportamiento del mercado de gas natural que utiliza el CSMEM son: reservas probadas y producción, exportaciones de gas natural, precios del gas natural, precios promedio y por agente del gas en el mercado secundario, subastas de gas: precios, cantidades y otras variables (precio base, tipo de subasta y de suministro, etc.), consumos y ventas de gas en las plantas térmicas, volúmenes y destino del gas transado en el mercado secundario, contratos existentes de suministro y transporte a los agentes térmicos.

2.3 Revisión Crítica de los Indicadores Utilizados

De acuerdo con la experiencia acumulada por el CSMEM, la revisión crítica llevada a cabo se concentra en temas fundamentales que afectan la formación de precios, el poder de mercado y el mercado de contratos bilaterales. En este sentido se ambiciona poder contar con nuevos indicadores de utilización mensual que permitan mejorar el entendimiento de la problemática actual del mercado.

Por otra parte, también se identifican otros indicadores que son deseables de conocer y que el CSMEM los podría incluir en forma paulatina de acuerdo a los resultados de prueba que se vayan obteniendo.

Igualmente se incluyen indicadores de coyuntura que principalmente permiten analizar el desempeño del mercado en el largo plazo y que se utilizarían con periodicidad semestral o anual.

2.3.1 Evolución de las Variables del Sistema

- **Exportaciones e importaciones de energía:** Presenta la evolución de la cantidad mensual (MWh) de importaciones y exportaciones totales y por país ocurrida en los últimos tres años.
- **Desviación del despacho ejecutado respecto al programado:** Este indicador presenta a nivel horario y para el mes, las diferencias en MWh correspondientes a la desviación que ocurra en la ejecución del despacho. Permitirá evaluar el cumplimiento del despacho por parte de los agentes y en caso contrario generar una señal de alerta sobre posibles comportamientos estratégicos por parte de los agentes; también permitirá establecer un indicador del control ejercido por el operador de la red para la coordinación operativa.

Se pretende someter a prueba este indicador y una vez evaluada su efectividad para el seguimiento del mercado, sería implementado o no en forma permanente.

2.3.2 Evolución de los Precios de Bolsa

- **Precio de bolsa horario vs generación:** Presenta el promedio mensual de los precios de bolsa para cada una de las 24 horas del día, contra la generación promedio (MWh) ocurrida en cada una de las horas.

En la actualidad se tiene un indicador con los precios máximos, mínimos y promedio del mercado por día; este nuevo indicador permitirá un mejor conocimiento del comportamiento de los precios de bolsa a través del día, asociados a la característica de la curva de carga.

- **Predicción de precios mensuales – Modelo VAR:** Presenta una predicción de los precios mensuales de bolsa, mediante la utilización del Vector Autorregresivo – VAR estimado, el cual incluye como variable endógena el índice de Lerner.

El CSMEM emprendió el ejercicio de calibrar un Vector Autorregresivo (VAR)⁵, que permita mejorar la explicación de los precios de bolsa. Para el seguimiento del MEM es esencial contar con un modelo de predicción, para establecer si el precio observado en el mercado en un mes determinado, se puede considerar

⁵ Informe No 54 del CSMEM, “Modelación de los Precios de la Electricidad – Una Aproximación Mediante Modelos VAR – Segunda Parte”, Noviembre 13 de 2010.

excesivamente alto o bajo (fuera del intervalo de confianza), en cuyo caso se profundizaría el análisis de los determinantes de esta situación anómala.

2.3.3 Comportamiento de las Ofertas

- **Oferta vs nivel de embalse y disponibilidad:** En la actualidad se calcula este indicador a nivel diario para cada una de plantas del sistema, utilizando el precio de oferta como porcentaje del precio de bolsa diario y además en el caso de las plantas térmicas el nivel del embalse corresponde al agregado nacional. Se propone para una mejor utilización, expresar las ofertas de precio del recurso en \$/kWh; este cambio implica la separación en dos indicadores que muestren el precio de oferta y el precio de bolsa, vs el nivel de embalse y vs la disponibilidad comercial y en el caso de las plantas térmicas a gas, se sustituye el nivel del embalse agregado por el precio del gas Guajira.
- **Ofertas diarias por tipo de tecnología:** Corresponde a los precios promedios de oferta diaria para cada uno de los tipos de tecnología de generación (hidro, gas, carbón), comparados con los precios diarios de bolsa.

En el seguimiento actual del mercado se emplea un indicador similar correspondiente a los precios promedios mensuales para ofertas hidráulicas y térmicas. Este nuevo indicador permitirá conocer un mayor detalle de las ofertas de generación.

2.3.4 Indicadores de Poder de Mercado

- **Índice de incentivo para ejercer poder de mercado:** Frank Wolak en el estudio llevado a cabo para la SSPD⁶, introdujo el concepto del “incentivo para ejercer 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 semi-elasticidad inversa (η) de la curva de demanda residual mide el incremento de precios (\$/MWh) que resulta de una reducción del uno por ciento (1%) en la cantidad vendida por el agente. Cuando η es positiva y grande en valor absoluto, el agente tiene fuertes incentivos para usar la capacidad de

⁶ Frank WolaK, Market Performance in the Colombian Electricity Market and the Recent El Niño Event, Septiembre 14 de 2010.

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

El cálculo de este indicador, al igual que el del índice de Lerner, requiere el uso de la curva de **demanda residual efectiva**, es decir descontando las ventas del agente en el mercado de largo plazo, ya que cuando el agente compromete una porción de su producción futura a un precio independiente del resultante en el mercado spot, por medio de la celebración de contratos, el beneficio que puede obtener aumentando el precio por medio de una conducta estratégica, disminuye claramente y sólo una fracción de dicha producción se beneficiará con los mayores precios.

“La capacidad de ejercer el poder de mercado es necesaria, pero el incentivo es indispensable y suficiente para ejercer poder de mercado unilateral”.

2.3.5 Comportamiento de Reconciliaciones y Restricciones

Las reconciliaciones y las restricciones del sistema necesariamente son un reflejo de la fortaleza o la debilidad del sistema de transmisión: a manera de ejemplo, la salida de una línea de transmisión o un transformador puede incidir en el aislamiento de una zona eléctrica o inducir sobrecargas en otras partes de la red; las necesidades de soporte de voltaje y los requisitos mínimos de estabilidad, conllevan a la utilización de generaciones mínimas y/o generaciones fuera de mérito. En consecuencia los eventos en la red pueden inducir un aumento de las reconciliaciones, lo cual a su vez implica un aumento en las restricciones (que corresponden a la cantidad neta de costos adicionales generados) y por tanto dichos eventos deben ser monitoreados sistemáticamente, ya que ellos pueden inducir comportamientos estratégicos de los agentes.

- **Eventos de la red:** salidas programadas y no programadas de generación y transmisión, con tiempos de duración, en el mes.
- **Frecuencia de ocurrencia de salidas no programadas:** Para analizar la información de indisponibilidades o interrupciones de servicio.

- **Restricciones vs eventos de la red:** En forma gráfica permite ver la relación existente entre el comportamiento diario de las restricciones y los principales eventos de la red.
- **Magnitud de generación fuera de mérito:** Gráfico que presenta la cantidad de energía promedio del mes (GWh/día) generada fuera de mérito en los últimos 24 meses.
- **Reconciliaciones positivas sin AGC por planta:** Gráfico que muestra el costo (Millones de \$) de las reconciliaciones, sin incluir AGC, para cada planta en el mes.

Debido a que el costo del servicio de AGC se encuentra incluido en el de las reconciliaciones positivas, es necesario separarlos con el fin de poder identificar los costos netos resultantes de las restricciones y limitaciones del sistema.

- **Correlación entre el precio de bolsa diario y la magnitud de las reconciliaciones positivas:** Corresponde a la estimación de la correlación existente entre el precio de bolsa diario con respecto a la magnitud de las reconciliaciones positivas.

La correlación propuesta podría mostrar indicios de comportamientos estratégicos de los agentes, por ejemplo retención de capacidad o aumento de sus ofertas de precio, cuando existen unidades de generación o equipos de transmisión fuera de servicio.

La elevación de los precios puede resultar por el mayor precio que oferta el dueño de la última planta de generación despachada (quien realiza la “oferta marginal”), también es posible que el mismo resulte de una reducción de la capacidad de generación declarada en una tercera planta (de manera explícita o por medio de una oferta elevada en alguna o varias de sus centrales fuera de mérito).

Se pretende someter a prueba este indicador y una vez evaluada su efectividad para el seguimiento del mercado, sería implementado o no, en forma permanente.

2.3.6 Indicadores del Mercado de Contratos

- **Precio promedio de contratos por tipo de demanda servida:** Este indicador ha venido siendo utilizado por el CSMEM, para identificar los precios de los contratos para el mercado de la demanda regulada y no regulada. Se modifica con el fin de considerar en forma separada el precio correspondiente a los contratos de respaldo entre generadores y eliminar su influencia en los indicadores de la demanda no regulada.

Actualmente, los contratos de respaldo entre generadores quedan involucrados en la demanda no regulada, ocasionando una distorsión en el promedio de precios para la demanda no regulada, ya que normalmente los precios a los cuales se negocian estos contratos son diferentes a los demás.

- **Exposición de comercializadores al mercado spot:** Este indicador refleja la exposición de riesgo a la bolsa, mostrando el porcentaje mensual de la demanda comercial comprada en bolsa por los agentes comercializadores.
- **Porcentaje de demanda futura contratada por mes:** Presenta el porcentaje de la demanda contratada para los próximos 2 años.
- **Tendencias de contratación:** Con el fin de llevar a cabo un análisis de las tendencias de contratación a nivel mensual, se recolectarán estadísticas de los contratos del mes para los tipos de demanda servida, para ser comparadas con la contratación del mes anterior, de tal forma que se puedan extraer las tendencias incluyendo los vencimientos ocurridos.

2.3.7 Comportamiento del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

- **Costo diario del AGC vs disponibilidad declarada:** Este indicador muestra el costo diario del servicio de AGC en el sistema vs la disponibilidad total declarada para AGC en MW.

2.3.8 Indicadores para Generación Térmica

Referente a los indicadores para el seguimiento de la generación térmica, en cuanto al suministro y transporte del combustible requerido para las plantas del sector termoeléctrico del MEM, el CSMEM analizará en detalle este tema en un informe posterior.

2.3.9 Indicadores de coyuntura para el mercado en el largo plazo

Con el objeto de establecer los precios de mercado “perfectamente competitivos” para periodos apropiados, los despachos de energía térmica e hidráulica, los combustibles requeridos, etc., empleados para efectuar parte de los análisis del mercado, se requiere contar con una herramienta que permita efectuar simulaciones de la operación del mercado.

La SSPD desarrolló el Modelo de Optimización del Despacho de Sistemas Eléctricos Interconectados (MODSEI), el cual tiene por función simular un despacho óptimo de mínimo costo, incluyendo la interconexión con los países vecinos y permite estudiar la trayectoria de las variables físicas y de las variables económicas relacionadas con la operación del sistema.

El MODSEI soporta la generación de hidrologías sintéticas y permite:

- Simular la operación, de mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Colombiano utilizando técnicas de optimización estocástica no-anticipativa.
- Simular interconexiones entre múltiples sistemas/mercados eléctricos.
- Modelar no linealidades relacionadas con embalses de mediana y baja caída, mediante modelos de programación binaria-lineal.
- Resolver los problemas matemáticos mediante el uso de librerías de optimización con licencia GPL/GNU y con librerías comerciales.
- Resolver los problemas matemáticos a través de la web.

Actualmente se encuentra en fase de pruebas una expansión del MODSEI que permite:

- Expansión de las variables de incertidumbre para incluir simulación estocástica de demanda, precios de combustible y de la disponibilidad del sistema.
- Modelar contratos de electricidad y de gas, incluyendo contratos take or pay y el cargo por confiabilidad.
- Modelo del mercado de gas: para simular las diferentes variables físicas y comerciales del mercado de gas, analizar diferentes escenarios de capacidad de producción, demanda y transporte, así como características de los contratos de gas firme firmados con los agentes termoeléctricos. El modelo contempla la demanda de gas desagregada por sector de consumo y permite observar el impacto directo sobre el sector eléctrico, cuando existen cambios en las variables del sector gas. De la misma forma se puede observar el impacto sobre el sector de gas dadas variaciones en el sector eléctrico.
- Módulo de simulación de máxima ganancia: modelo de equilibrio de mercados en competencia perfecta, para obtener costos marginales y analizar el

comportamiento de los agentes del mercado mediante variables e indicadores adecuados.

El MODSEI ha sido utilizado en ocasiones anteriores por el CSMEM⁷ y una vez se termine su desarrollo, se planea su uso pleno y permanente en aspectos tales como:

- Estimar precios de mercado “perfectamente competitivos”: precios de un mercado basado en costos, para comparar las ofertas de precios con estos costos de generación estimados, calcular mark-ups y márgenes de las ofertas.
- Comparar precios históricos de referencia del mercado, con los precios “perfectamente-competitivos” estimados.
- Revisar los efectos en la confiabilidad del sistema por demoras en la expansión de la capacidad de generación.
- Comparar los ingresos y utilidades del mercado con los costos de la capacidad de expansión.
- Comparar las utilidades del mercado para las unidades existentes, con las necesidades de cubrir costos fijos.
- Determinar el flujo de fondos de un comercializador, de acuerdo a sus contratos firmados.
- Analizar diferentes escenarios de capacidad de producción, demanda y transporte de gas natural y su impacto en el mercado eléctrico.
- Simular equilibrio de mercados y del comportamiento de los agentes: Cournot (estrategia en la cantidad ofertada) y Bertrand (estrategia en el precio).

⁷ Informe No 41 del CSMEM, “Análisis de Costos Marginales de Energía Utilizando el Modelo de Optimización de Despacho – MODSEI”. Agosto 31 de 2009.

3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de enero de 2011, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

Tabla No 1

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	enero-10	diciembre-10	enero-11	Variacion Diciembre 10- Enero 11	Variacion Enero 10-Enero 11	Variacion Ultimo Año- Enero 11
Hídrica	3,311.89	1,981.56	3,699.71	3,635.72	-1.73%	83.48%	9.78%
Térmica	1,158.41	2,462.07	866.06	763.58	-11.83%	-68.99%	-34.08%
Gas	853.17	2,008.22	666.09	615.42	-7.61%	-69.35%	-27.87%
Carbón	269.78	453.85	194.96	148.15	-24.01%	-67.36%	-45.09%
Menores	259.55	160.60	308.68	290.07	-6.03%	80.62%	11.76%
Cogeneradores	19.55	13.36	20.70	25.21	21.80%	88.71%	28.99%
Total	4,759.93	4,617.74	4,895.19	4,714.58	-3.69%	2.10%	-0.95%

La tabla No 1 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema. La generación eléctrica en enero de 2011 estuvo 2.1% por encima de los registros del 2010; por otra parte, la generación térmica descendió considerablemente con respecto al año anterior, en el cual los altos despachos estuvieron influenciados por el Niño. En contraste aún persisten los efectos de la Niña.

3.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 1 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

Debido a la permanencia del fenómeno de la Niña, en enero por séptimo mes consecutivo continuó el registro de aportes hídricos por encima de la media histórica (3.222,5 GWh), los cuales además se incrementaron con la entrada en enero del nuevo embalse Porce III.

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

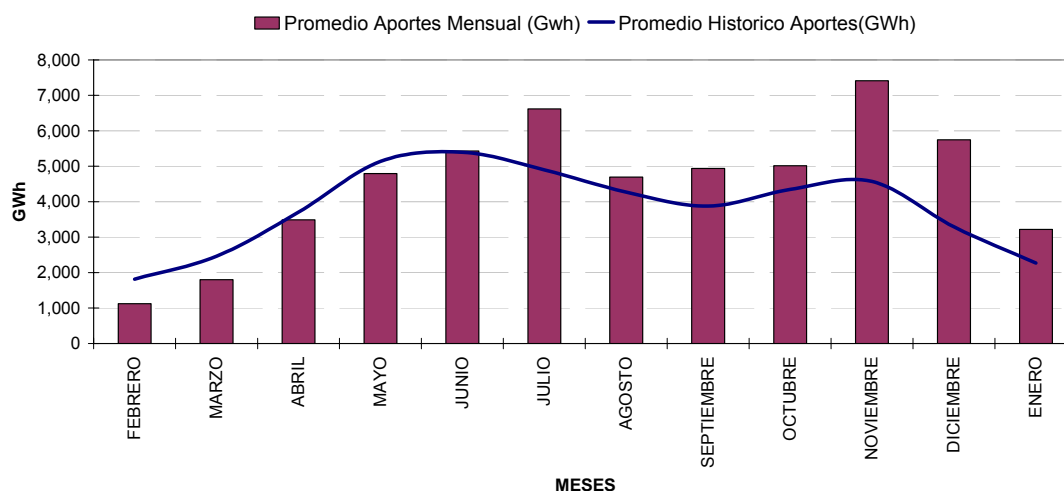


Gráfico No 1

3.1.3 Vertimientos

El grafico No 2 presenta para los últimos nueve meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.

Vertimientos Mensuales
Marzo 2010 a Enero de 2011

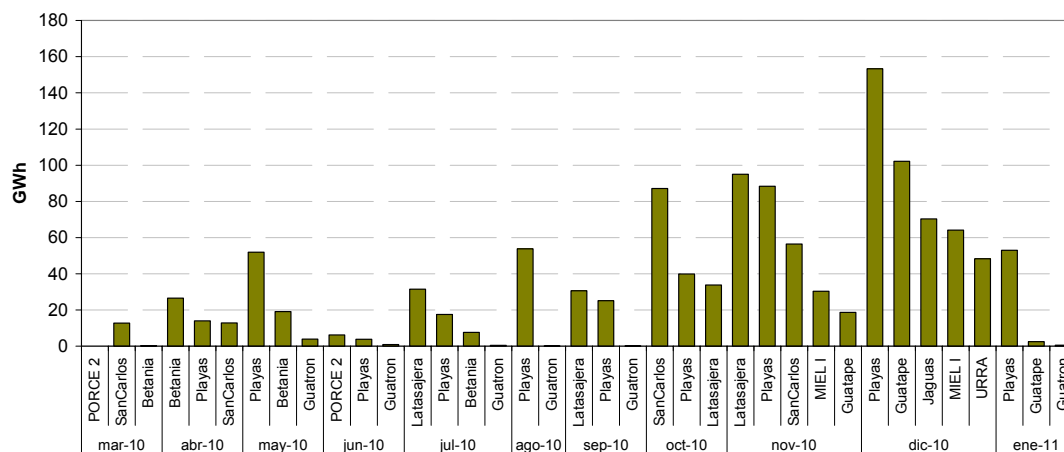


Gráfico No 2

Los vertimientos en diciembre adquirieron niveles importantes, sobre todo en los embalses de Antioquia. Se observa que aún Guatapé, que cuenta con la mayor capacidad de embalse del país, se vio abocado a verter recursos hídricos. En enero

con la disminución relativa de los aportes hídricos correspondientes a la condición de verano, los vertimientos se normalizaron, aunque persistieron en Playas con cantidades importantes.

3.1.1 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.

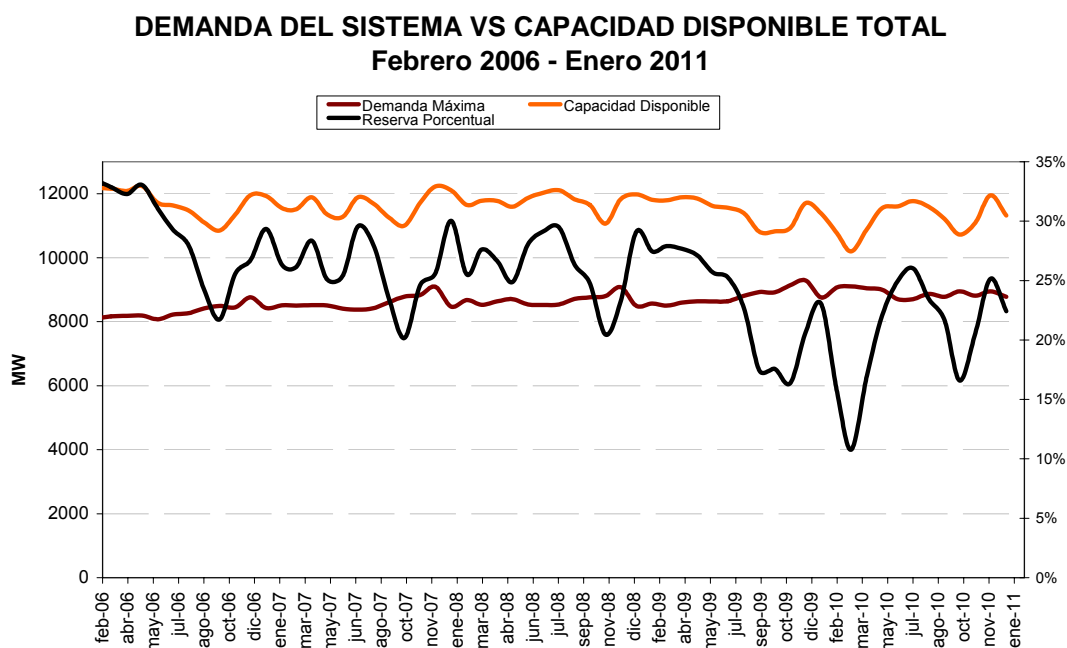


Gráfico No 3

En enero se registró nuevamente una caída en la disponibilidad del sistema que redujo en margen de reserva, pero no en niveles tan críticos como los observados en marzo y octubre de 2010. Si bien, aún es prematuro hacer inferencias definitivas, el margen de reserva parece estabilizarse en 5 puntos porcentuales por debajo de los promedios registrados hasta julio de 2009. Si esta situación es estructural, es importante analizar e identificar posibles acciones para mitigar su incidencia en el poder de mercado y los precios del MEM, mientras entran a fin de año las plantas programadas de la expansión del sistema.

3.1.2 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 4 se muestra el nivel del embalse agregado del SIN al final de enero, el cual incluye la entrada del nuevo embalse Porce III (108.1 GWh de capacidad útil). El nivel agregado descendió a 67% de la capacidad útil al fin del mes, equivalente a 10.536,5 GWh, como consecuencia del ciclo de reducción normal debido a la estación de verano.

En relación a los principales embalses del sistema, Guatapé y Playas al terminar enero superaron el nivel del 90%, Miel, Esmeralda y Urrá superaron el 70% y Guavio terminó en el 54%. El nuevo embalse de Porce III terminó el mes con un nivel del 64% equivalente a 69,2 GWh.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 4 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.

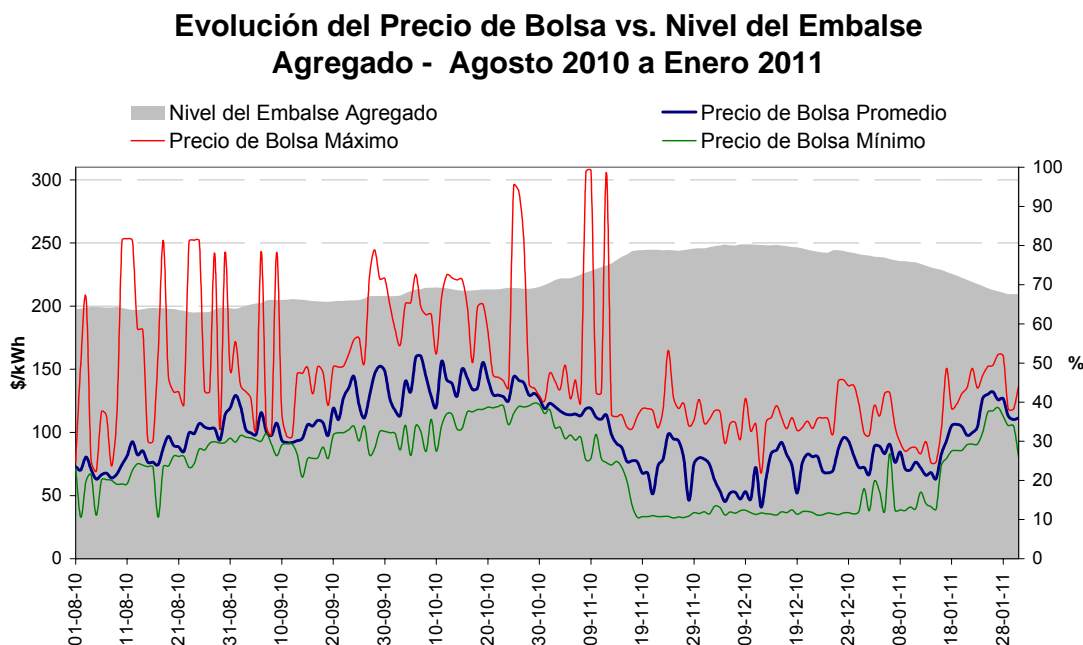


Gráfico No 4

Los mayores aportes hidrológicos mantuvieron el precio de bolsa por debajo de \$100/kWh durante los dos últimos meses del año pasado. Desde principios de diciembre el embalse empezó a caer y desde mediados de enero se observa un crecimiento del precio del spot que nuevamente superó dicho umbral alcanzando los \$125/kWh. La volatilidad del precio entre horas de baja y alta demanda fue mucho menor que la registrada hasta noviembre 2010.

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

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

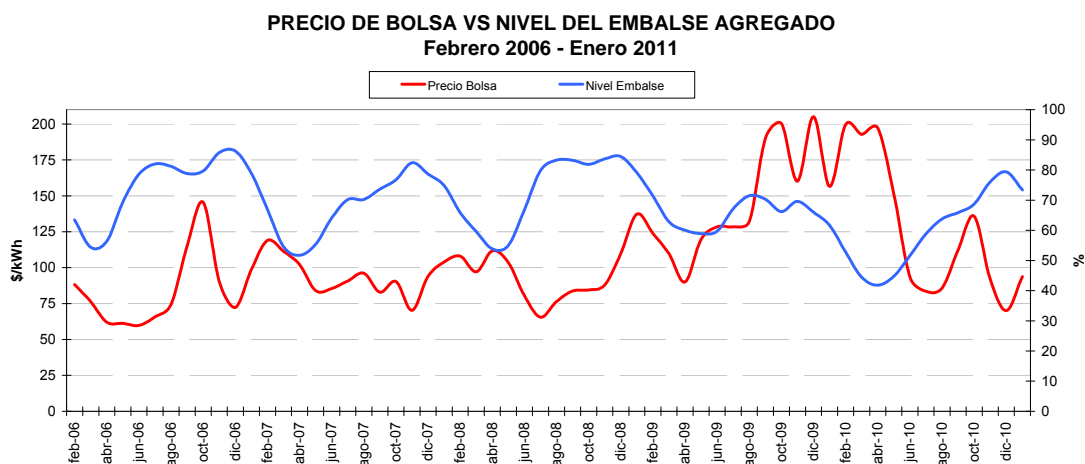


Gráfico No 5

El comportamiento del nivel del embalse agregado y del precio de bolsa, desde el mes de noviembre de 2010 nuevamente volvió a responder a la relación inversa que históricamente ha caracterizado la dinámica de estas variables.

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 6 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.

A raíz del fenómeno de la Niña, el precio de bolsa desde noviembre de 2010 se mantuvo por debajo de los promedios históricos. A partir de la segunda quincena de enero, el precio se elevó por encima de la tendencia de largo plazo.

Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

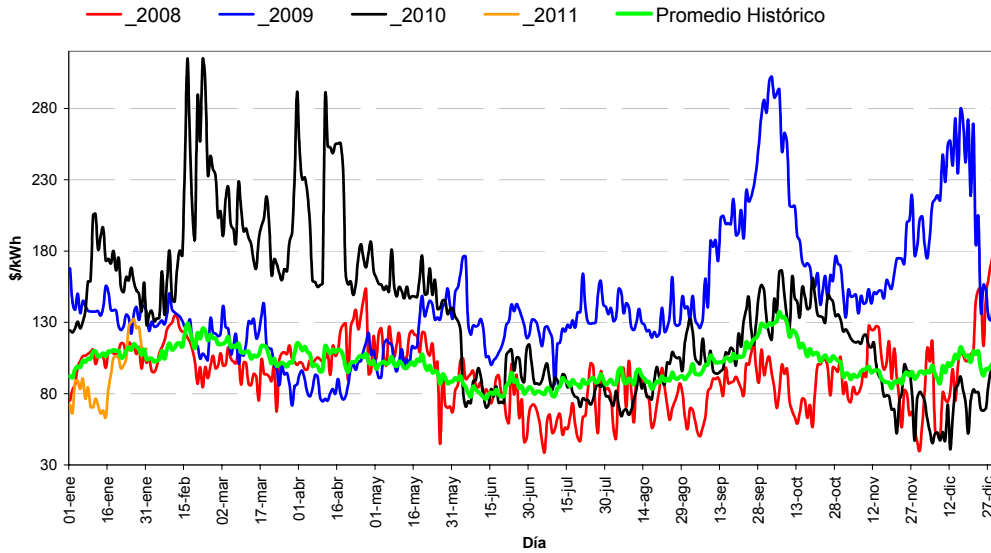


Gráfico No 6

3.2.1 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

Precio de Bolsa Horario vs Generación

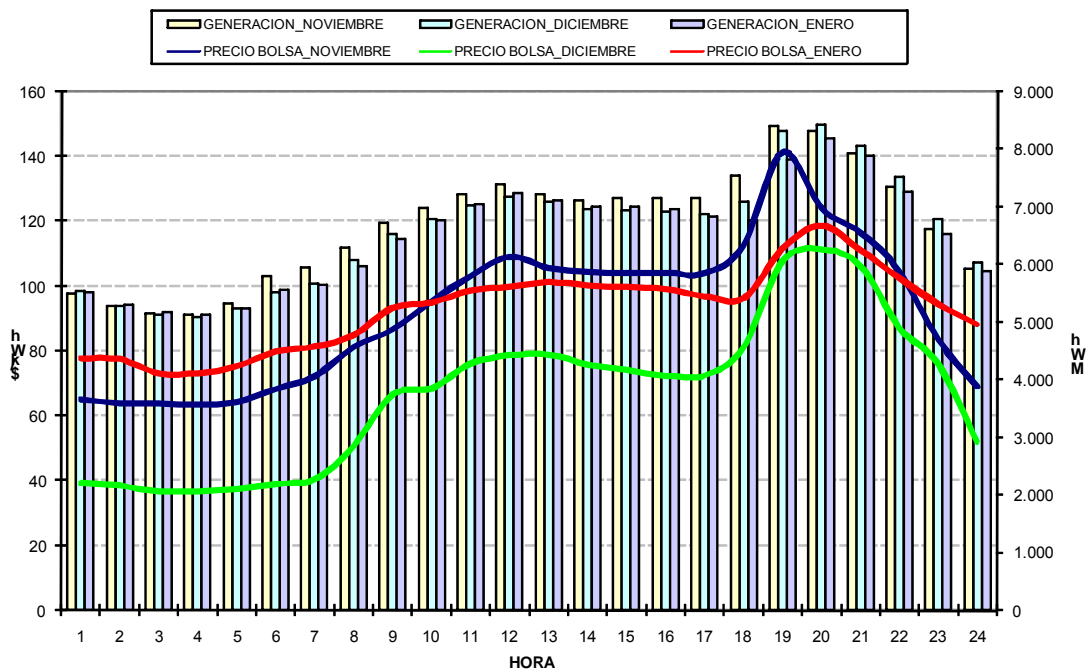


Gráfico No 7

El gráfico No 7 presenta el promedio mensual de los precios de bolsa para cada una de las 24 horas del día, contra la generación promedio horaria en MWh, ocurrida en los últimos tres meses.

Se observa que la curva de precios promedios horarios en enero fue más plana que las observadas en meses anteriores; en particular, en este último mes los precios para horas de baja demanda fueron muy superiores a los de los dos meses anteriores; en horas de demanda pico, los precios de enero se situaron por encima de los de diciembre pero por debajo de los de noviembre. De otra parte, la curva de carga diaria para el mes de enero de 2011 presentó una disminución importante en todas las horas del día con respecto a noviembre de 2010 y de menor magnitud para el periodo de las 17 a las 24 horas con respecto a diciembre de 2010.

3.2.2 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 8 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

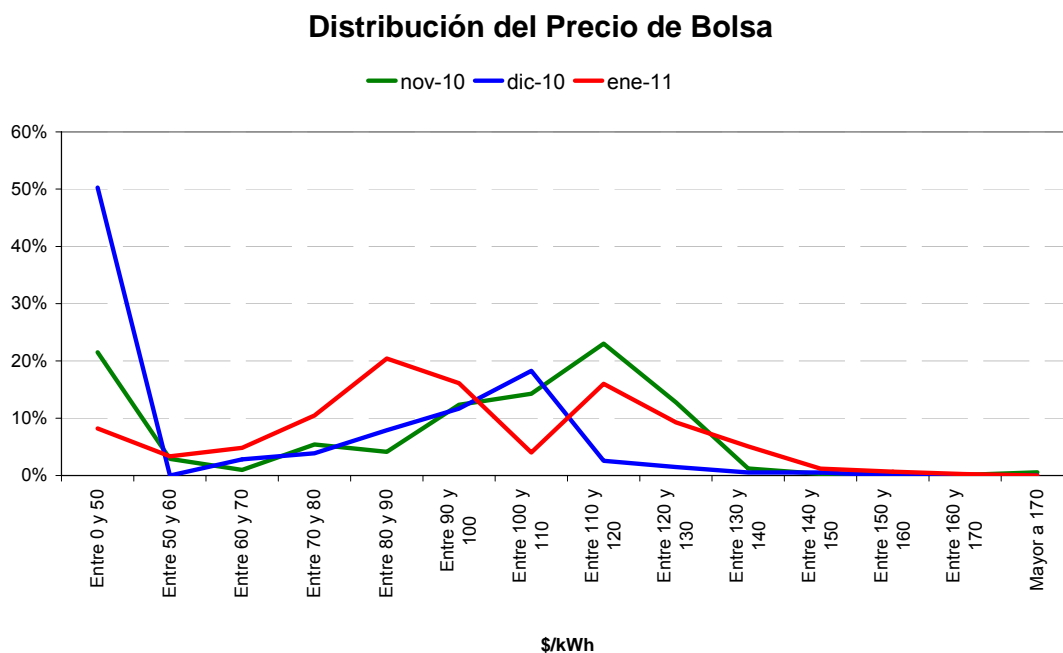


Gráfico No 8

La distribución de precios en enero confirma el comentario anterior; se observa una distribución bimodal con concentraciones importantes de precios entre \$80/kWh y

\$90/kWh y entre \$110/kWh y \$120/kWh, mientras que en diciembre una proporción importante de las horas registraron precios de bolsa entre \$50/kWh y \$60/kWh.

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

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

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa
Febrero 2010 a Enero de 2011**

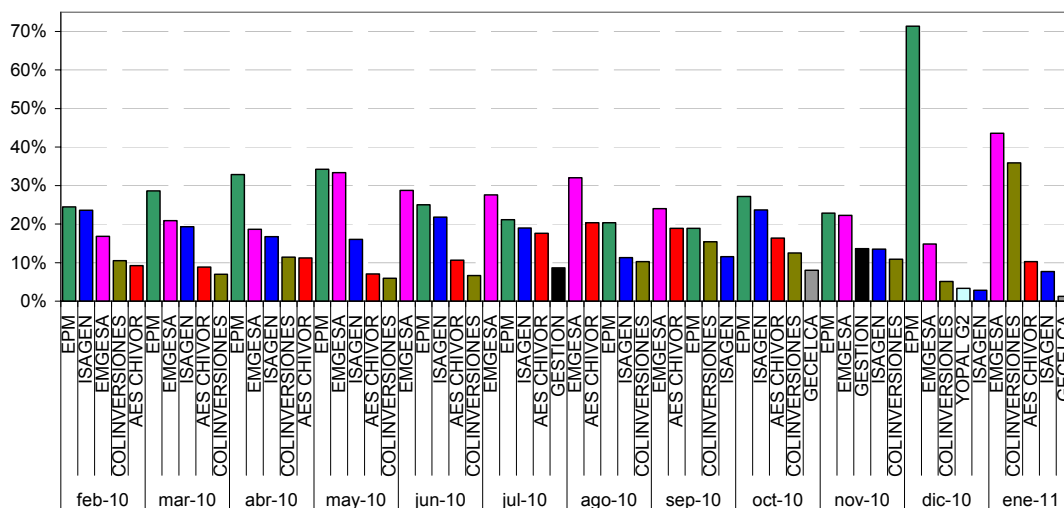


Gráfico No 9

En los últimos meses se observa un patrón atípico en los registros de coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa, frente al comportamiento histórico. En diciembre, EPM marcó el precio en la bolsa un 72% de las horas. En enero EPM no participó en la marcación del precio, Emgesa fue líder e incrementó sustancialmente su participación al 44% del tiempo, seguido por una alta participación de Colinversiones con 36%, Chivor 10%, e Isagen 8%. En los dos casos las altas coincidencias se explican por el comportamiento del mercado en horas de baja demanda.

Se destaca que en enero Emgesa y Colinversiones marcaron el precio el 80% del tiempo y que sumadas a Chivor e Isagen marcan el precio el 98% del tiempo. El comportamiento de EPM sustancialmente diferente al histórico, posiblemente está fundamentado en el alto nivel de sus embalses, que lo llevaron a presentar ofertas bajas para asegurar su despacho y evitar vertimientos. De otra parte, Colinversiones empieza a mostrarse como un agente importante en la definición de los precios del MEM.

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 10 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de dos rangos de precios de oferta.

Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio Agosto 2010 - Enero 2011

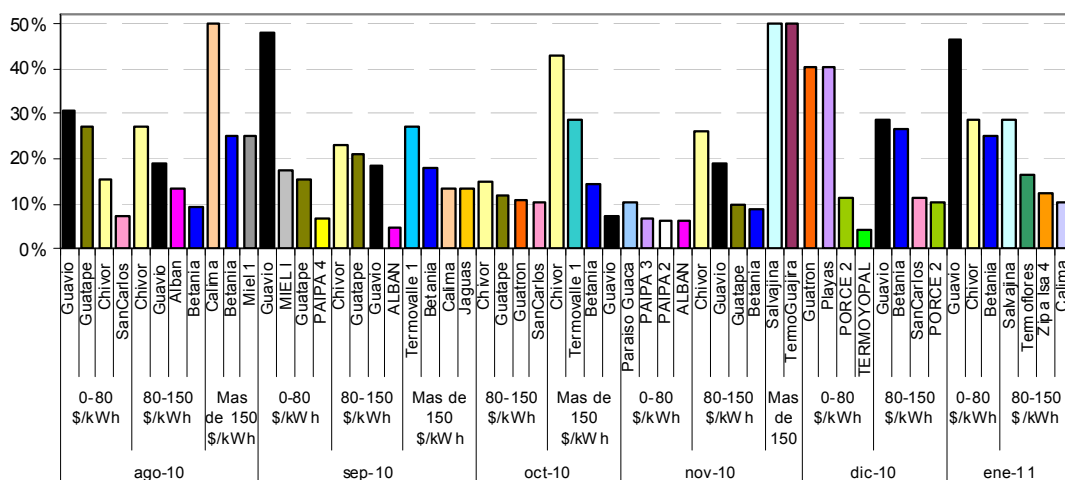


Gráfico No 10

Coherentemente con el análisis realizado para los agentes, las plantas que fijaron el precio con mayor frecuencia en el mes de enero, fueron Guavio Chivor y Betania (Emgesa, Chivor) en el rango de precios hasta \$80/kWh (demanda mínima y media), mientras que Salvajina, Betania y Termoflores (Colinversiones, Emgesa) lo fijaron para valores superiores a \$80/kWh.

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 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.

El análisis de las estrategias de oferta permite extraer algunas conclusiones, en primer lugar, con los elevados vertimientos de diciembre se presentaron ofertas hidráulicas durante todo el mes a precios bajos y constantes, especialmente en los embalses de Antioquia. En segundo lugar, en enero las plantas hidráulicas presentaron ofertas por debajo del precio de cierre de mercado, con el fin de asegurar su despacho, excepto en Guavio, Chivor, Betania y Salvajina que fueron marcadoras de precio; esta situación también refleja los altos niveles que presentaron la mayoría de los embalses en enero, con excepción de Guavio y Porce cuyos embalses terminaron el mes por debajo del 60% y mantuvieron sus ofertas muy cercanas a los precios de bolsa sin desviarse de forma importante.

La generación térmica se caracterizó por tener ofertas altas para evitar su despacho; sin embargo, Paipa con sus ofertas bajas estuvo despachada continuamente, TermoCentro participó en el despacho las dos últimas semanas del mes y Zipa IV durante las horas de máxima demanda.

Sorprende la volatilidad de las cotizaciones de un gran número de plantas térmicas, a pesar que la nueva regulación les reconoce los costos de arranque y parada por fuera del precio. Tebsa ofertó a \$160/kWh y después redujo a \$100/kWh, Termoguajira ofertó entre \$240/kWh y \$100/kWh, Termocentro en el rango \$550/kWh y \$70/kWh y Termosierra entre \$200/kWh y \$1.300/kWh. Es difícil asociar estas variaciones en los precios de oferta, con cambios en el costo marginal atribuibles a variaciones en el precio de los combustibles. Las ofertas de las térmicas a carbón muestran un patrón mucho más estable.

Referente a la disponibilidad de las plantas, el 100% de Pagua, el 50% de Urrá y una máquina de Chivor (12.5%), estuvieron indisponibles todo el mes de enero; además durante las últimas dos semanas del mes, Urrá aumentó su indisponibilidad al 75% y Porce II al 33%.

3.3.4 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 11 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO

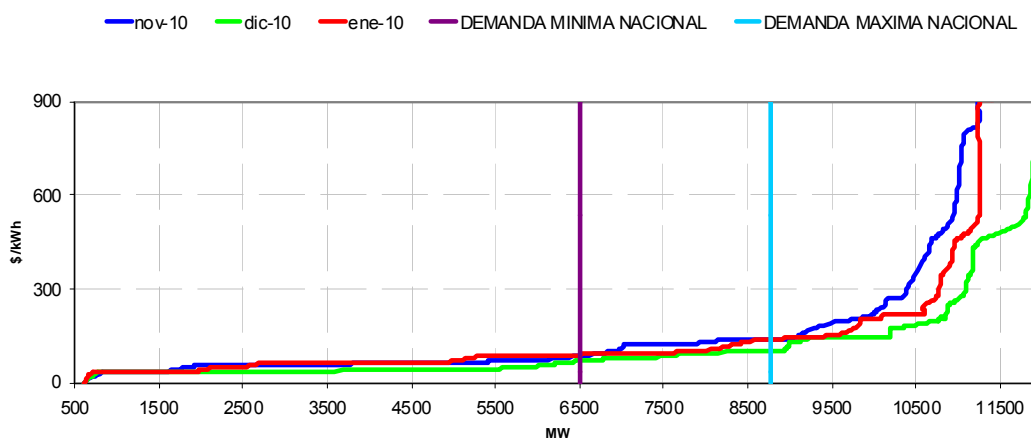


Gráfico No 11

Durante los últimos meses la función de oferta de la industria eléctrica ha sido estable y elástica en los rangos relevantes de consumo. A partir de los 9.5 GW se observan variaciones importantes y un grado extremo de inelasticidad.

3.3.1 Índice de Lerner

Los gráficos No 12-a, 12-b y 12-c presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner promedio mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual neta (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 diez y ocho meses.

El índice de Lerner se ha mantenido en niveles razonables que no denotan un poder de mercado excesivo, excepto en el caso de Gestión Energética que aunque disminuyó su poder de mercado con respecto a los meses anteriores, tanto en demanda media como en demanda baja, en enero todavía presenta índices del 20% que se deben analizar con mayor cuidado.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

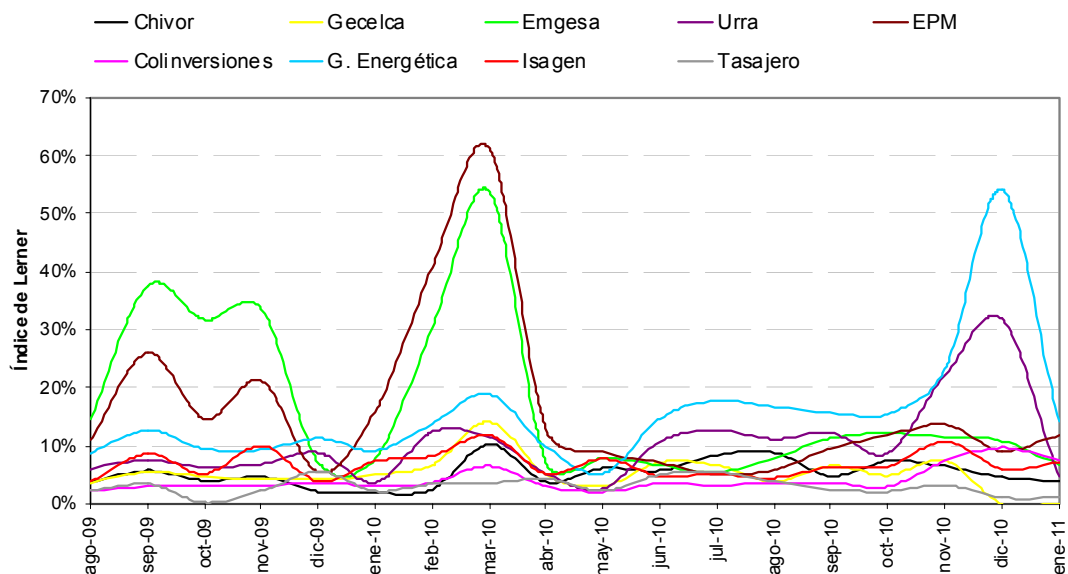


Gráfico No 12-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

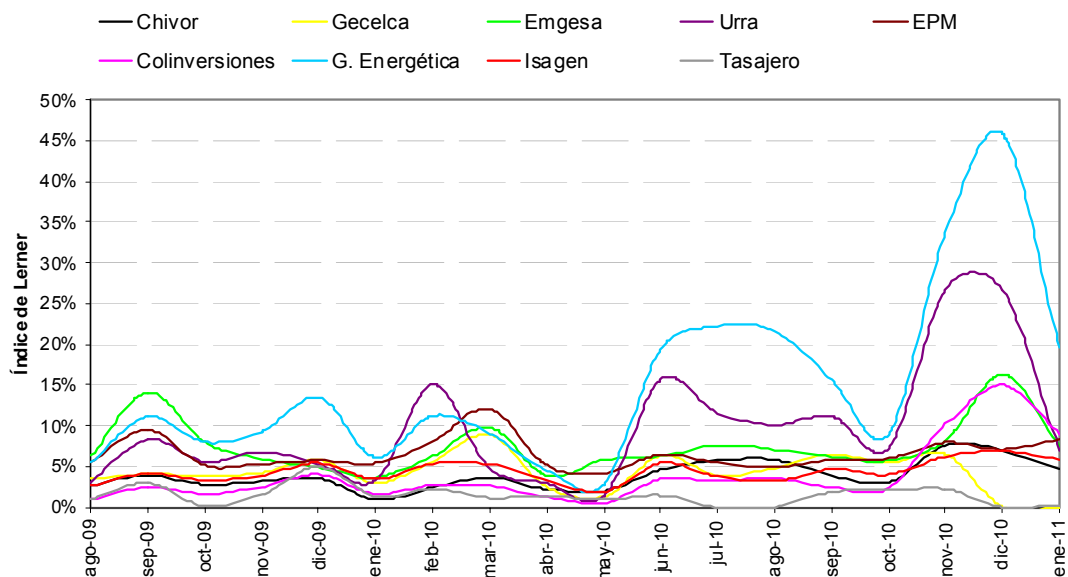


Gráfico No 12-b

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja

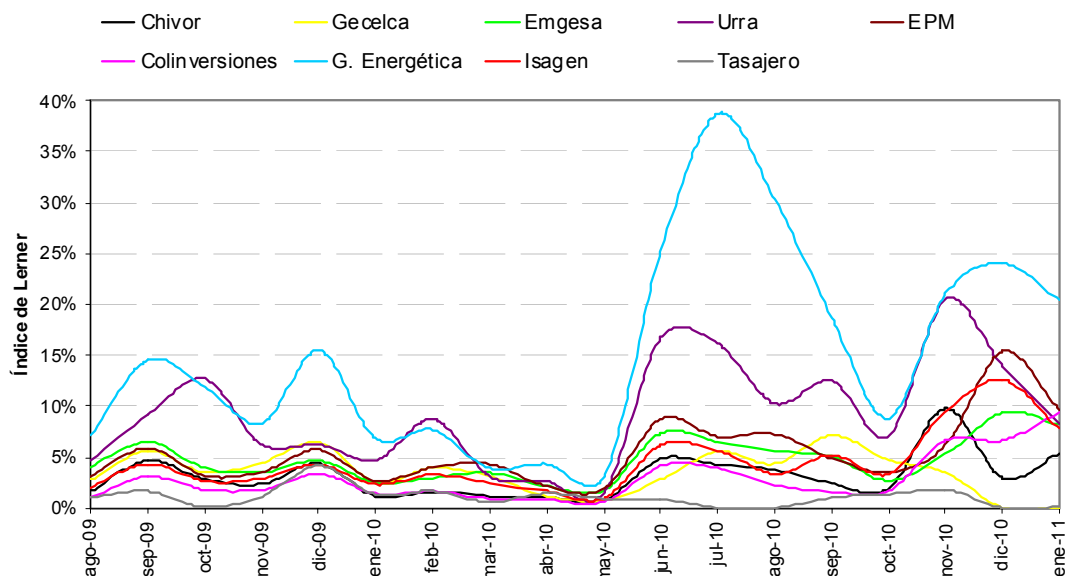


Gráfico No 12-c

3.3.1 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 13 presenta para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual para el periodo de demanda alta, en los últimos diez y ocho meses. En enero y para demanda alta, EPM presentó un índice residual del 1.15%.

Índice Residual de Suministro Mensual por Agente Horas de Demanda Alta

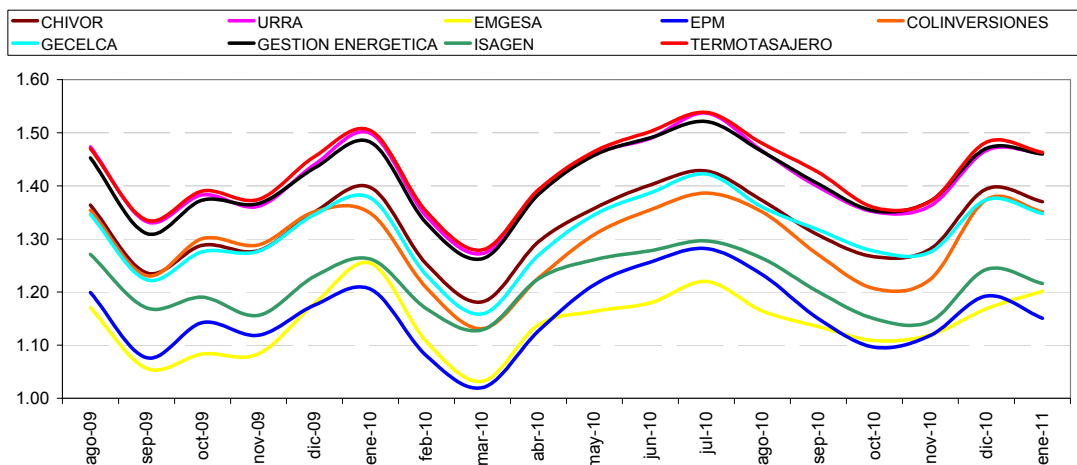


Gráfico No 13

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 14 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas y negativas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses.

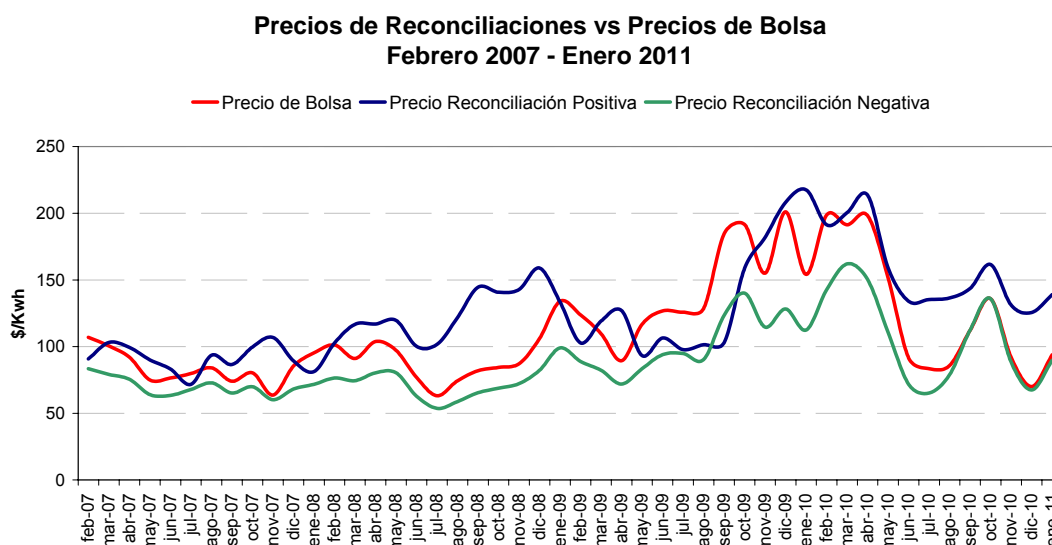


Gráfico No 14

Desde la finalización de la intervención del mercado en el mes de junio, el precio de las reconciliaciones positivas se mantiene por encima del precio de bolsa.

3.4.2 Costo de Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 15 muestra el costo de las reconciliaciones positivas y negativas por zonas, en los últimos seis meses.

En la zona Norte el costo de las reconciliaciones positivas de enero disminuyó levemente, no obstante que la magnitud en MWh disminuyó en forma importante. De otra parte el costo de las reconciliaciones negativas se incrementó en las zonas Antioquia y Centro.

Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Agosto 2010 - Enero 2011

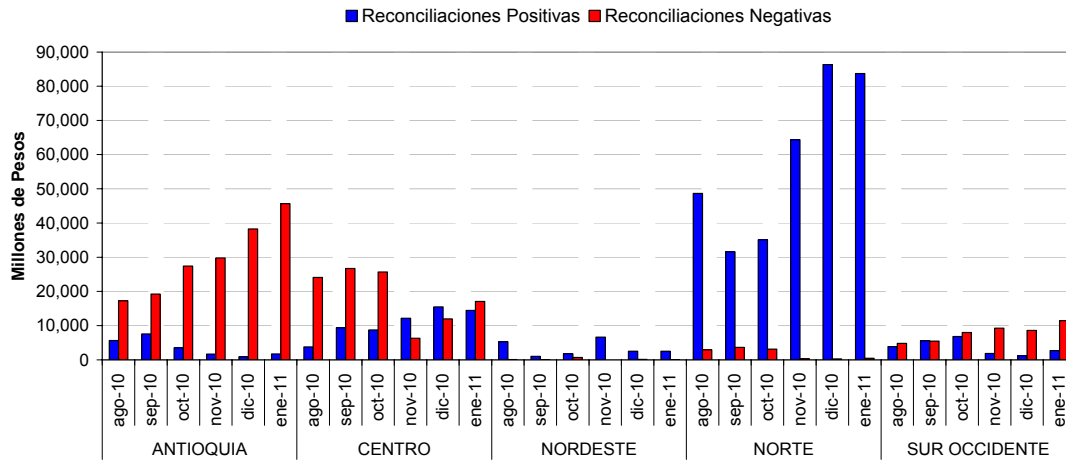


Gráfico No 15

3.4.3 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 16-a y 16-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 seis meses.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

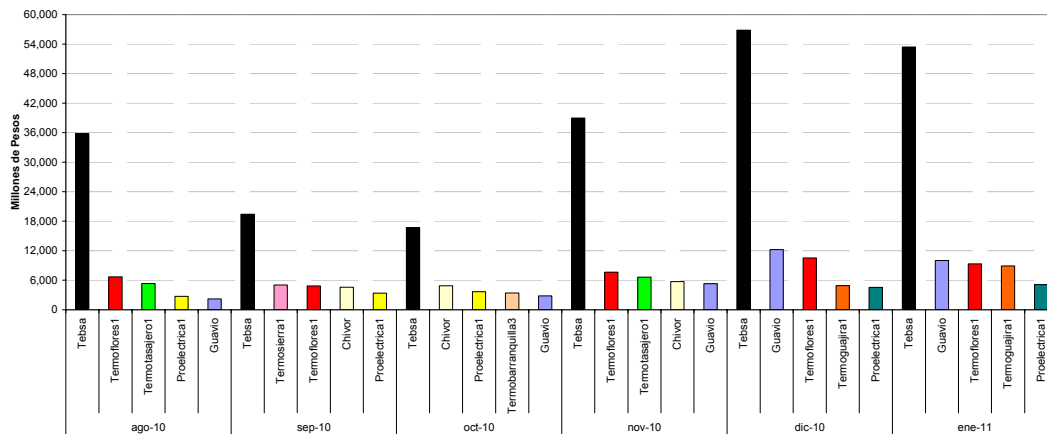


Gráfico No 16-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

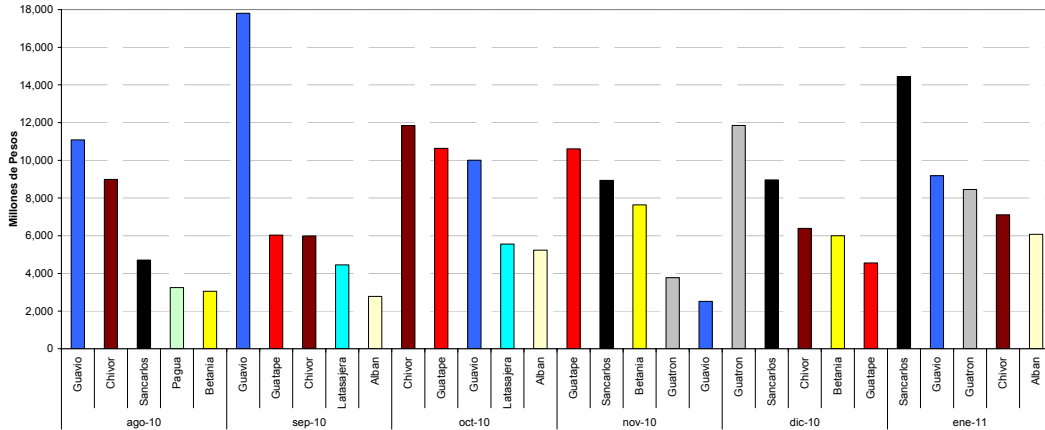


Gráfico No 16-b

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 17 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
Febrero 2008 - Enero 2011

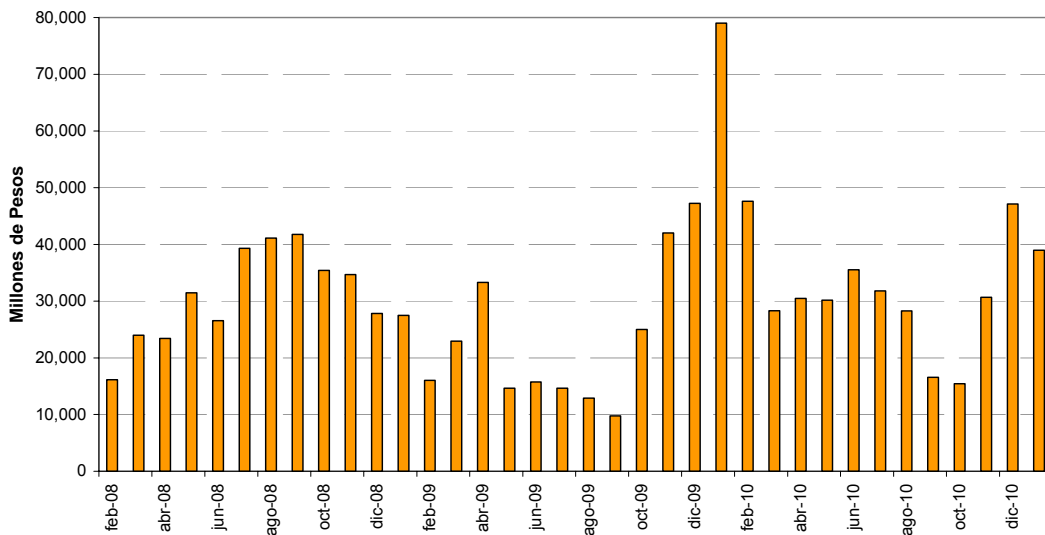


Gráfico No 17

3.5.1 Costo de Restricciones por Causa

El gráfico No 18 presenta el costo mensual de restricciones de seguridad a nivel del sistema, identificadas por tipo de causa.

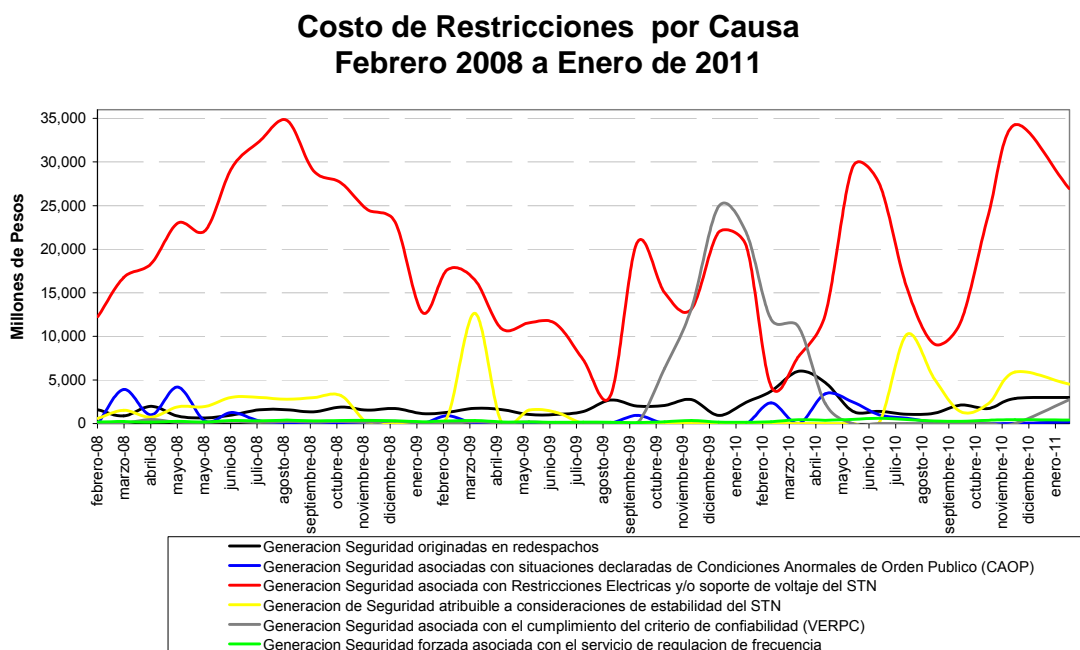


Gráfico No 18

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Magnitud de Cubrimiento de Contratos

El gráfico No 19 presenta a nivel mensual la evolución de la composición de bolsa vs contratos y el total (bolsa más contratos), como porcentaje de la demanda para el sistema total, para un periodo de tres años.

Es evidente que a partir del mes de noviembre del 2010, los niveles de transacciones con contratos se han disminuido ostensiblemente (del orden del 20%).

**Cubrimiento de Contratos
Febrero 2009 a Enero de 2011**

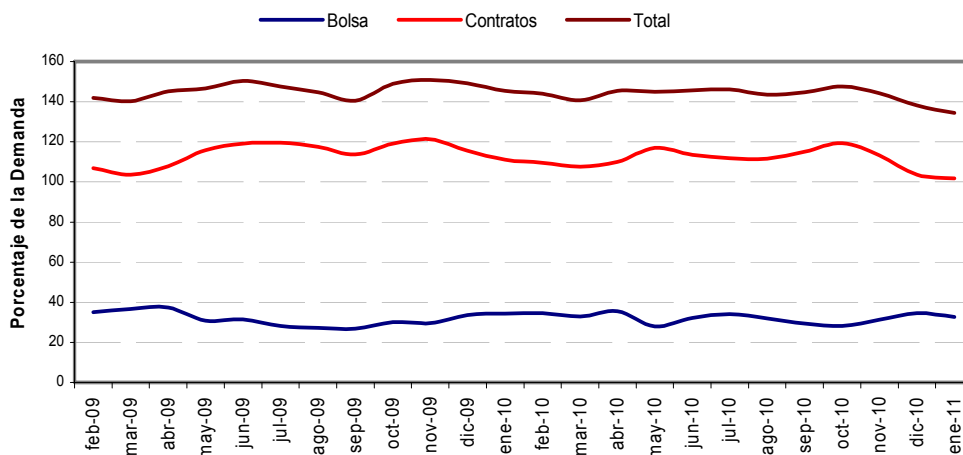


Gráfico No 19

3.6.2 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

**Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa
Febrero 2008 a Enero de 2011**

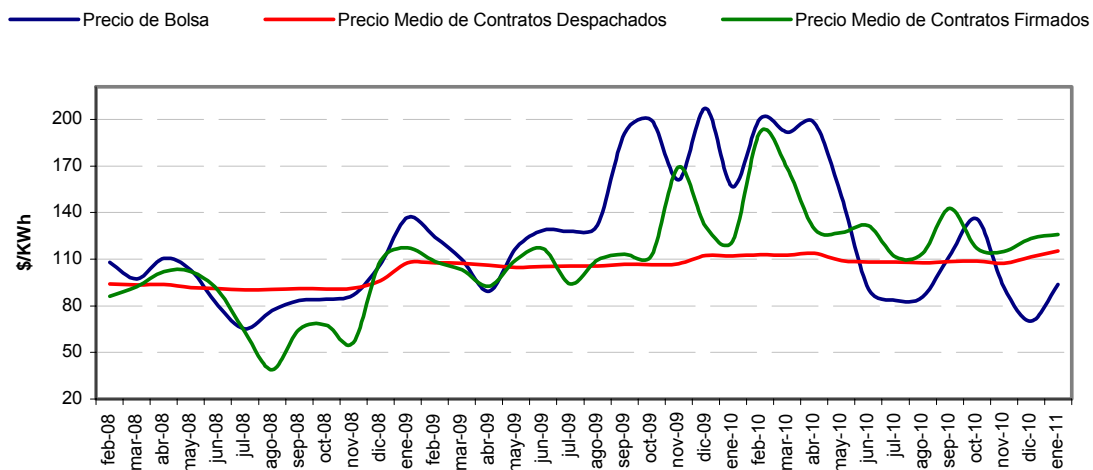


Gráfico No 20

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

A partir del mes de noviembre de 2010 se observa una tendencia al alza, tanto en el precio de energía para los contratos despachados, como para los contratos firmados a partir de esa fecha.

3.6.3 Distribución del Precio de Contratos

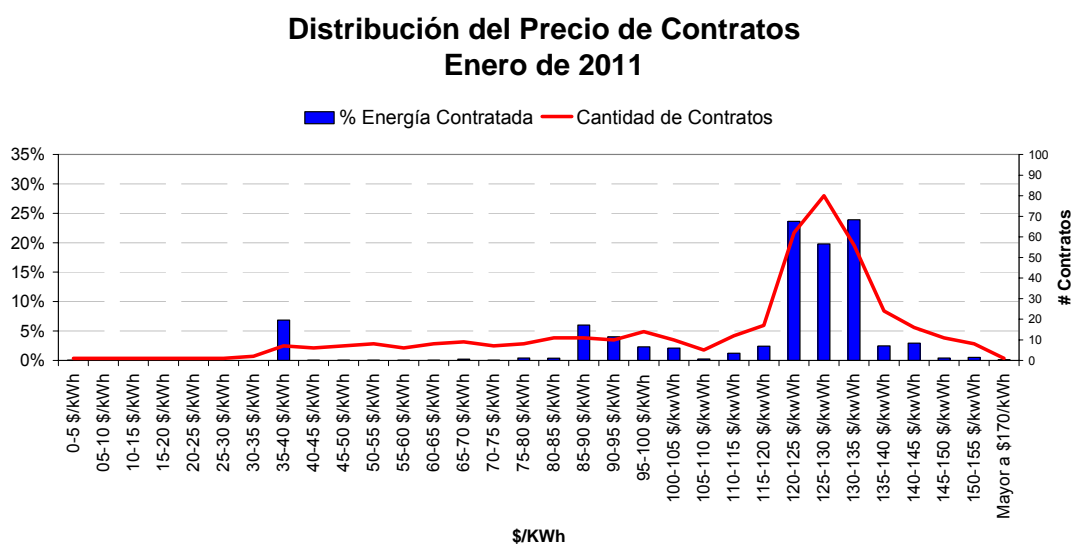


Gráfico No 21

El gráfico No 21 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.

El enero el 68% de la energía transada en contratos estuvo concentrada en el rango \$120/kWh - \$135/kWh, un 15% se vendió en el rango \$85/kWh - \$105/kWh y un 7% se transó entre \$35/kWh y \$40/kWh.

3.6.4 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 22 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.

**Precio de Contratos por Tipo de Demanda Servida
Febrero 2008 a Enero de 2011**

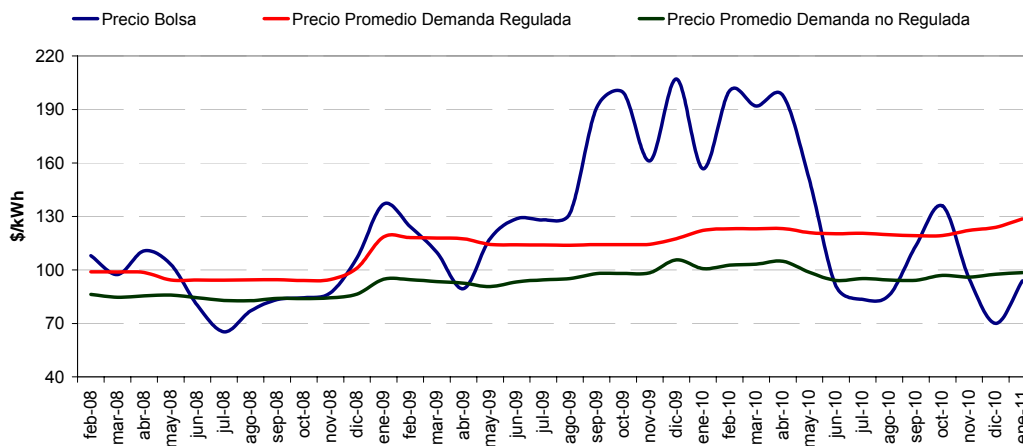


Gráfico No 22

En enero la brecha existente entre los precios de los contratos de la demanda regulada y la no regulada se amplió y alcanzó los \$30/kWh. Esta diferencia debería disminuir al eliminar de la demanda no regulada, las transacciones de respaldo efectuadas entre generadores.

3.6.1 Número de Contratos Vigentes

El gráfico No 23 muestra para los principales agentes del sistema, el número de contratos vigentes mensuales, para los últimos 12 meses.

**Número de Contratos Vigentes por Agente
Febrero 2010 a Enero de 2011**

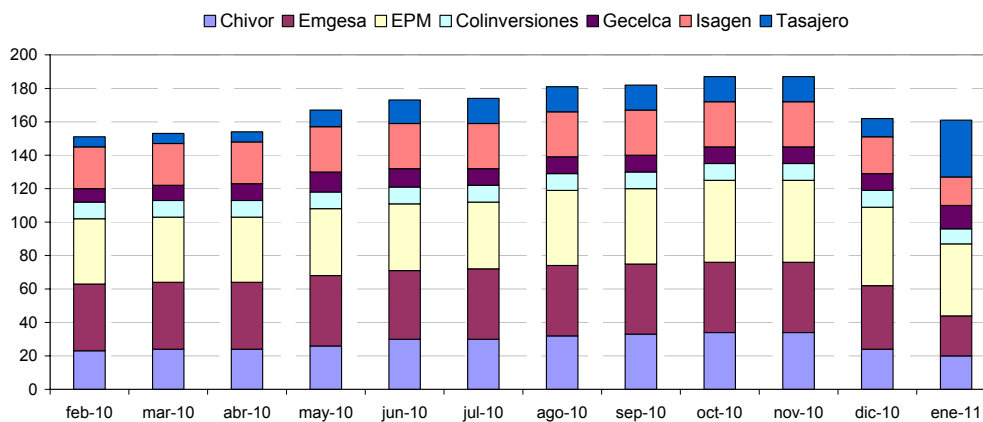


Gráfico No 23

Los agentes líderes en la contratación vigente, en cuanto al número de contratos son EPM y Tasajero; se destaca este último agente por su aumento en el nivel de contratación. Se observa también como desde el mes de diciembre de 2010, el número de contratos vigentes presentó una disminución importante, la cual está correlacionada con la disminución del cubrimiento de la demanda del SIN mediante contratos, que se anotó anteriormente.

3.6.1 Duración de Contratos Vigentes

El gráfico No 24 presenta a nivel mensual, el valor promedio de la duración de todos los contratos vigentes para los últimos doce meses, así como la desviación estándar que ilustra la dispersión de esta variable.



Gráfico No 24

La duración promedio de los contratos a enero aumentó y se sitúa en 32 meses, disminuyendo levemente también la dispersión de este parámetro.

3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.7.1 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

El gráfico No 25 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 Febrero de 2009 a Enero de 2011

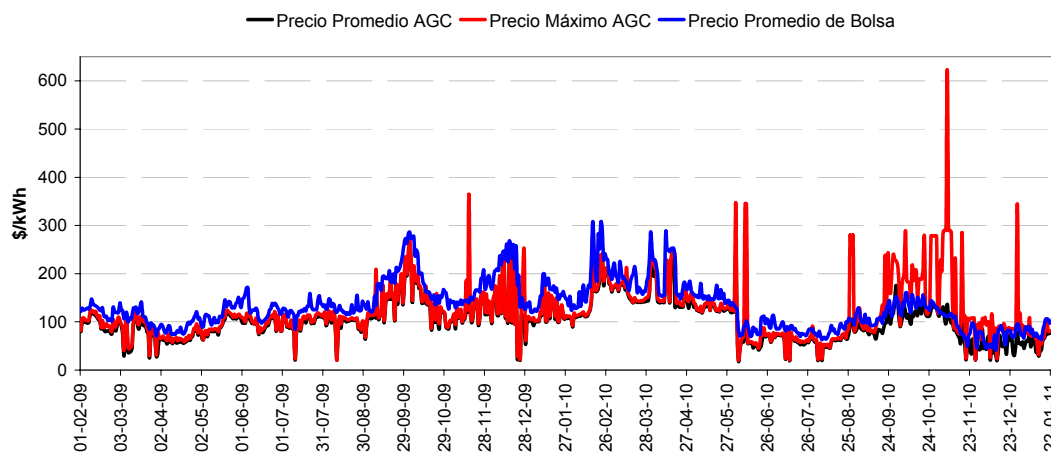


Gráfico No 25

En enero los precios promedio diarios y los horarios máximos del SRSF, oscilaron alrededor del precio de bolsa, no obstante al comienzo del mes, el precio máximo presentó un sobresalto que alcanzó los \$350/kWh.

3.7.2 Distribución del Servicio de AGC

Distribución del Servicio de AGC Enero de 2011

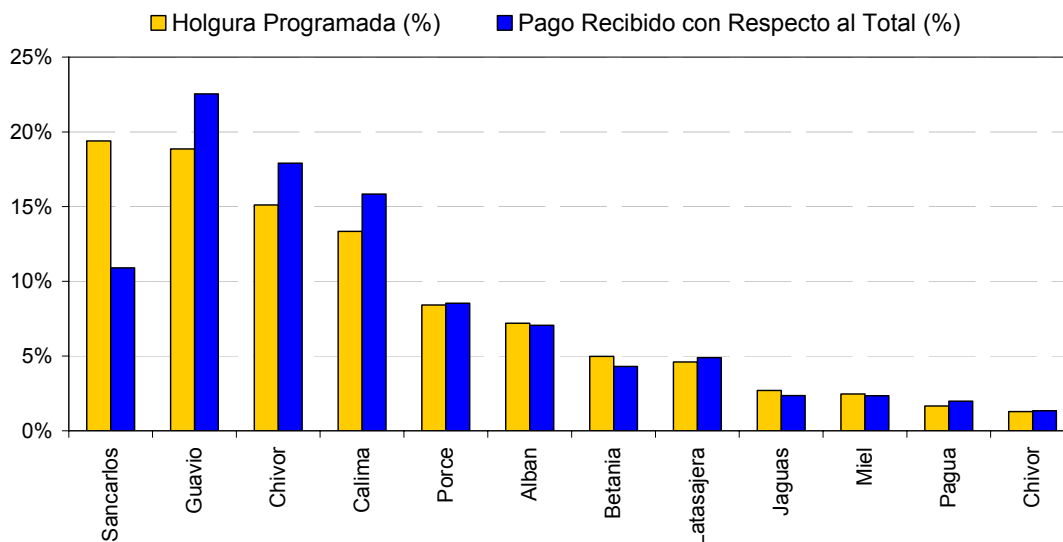


Gráfico No 26

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.

Enero presentó importantes desbalances en los ingresos de las plantas Guavio, Chivor y Calima, quienes a pesar de haber suministrado una holgura programada menor a la de San Carlos, recibieron una remuneración muy superior por la prestación del servicio.

3.7.3 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
Febrero de 2008 a Enero de 2011**

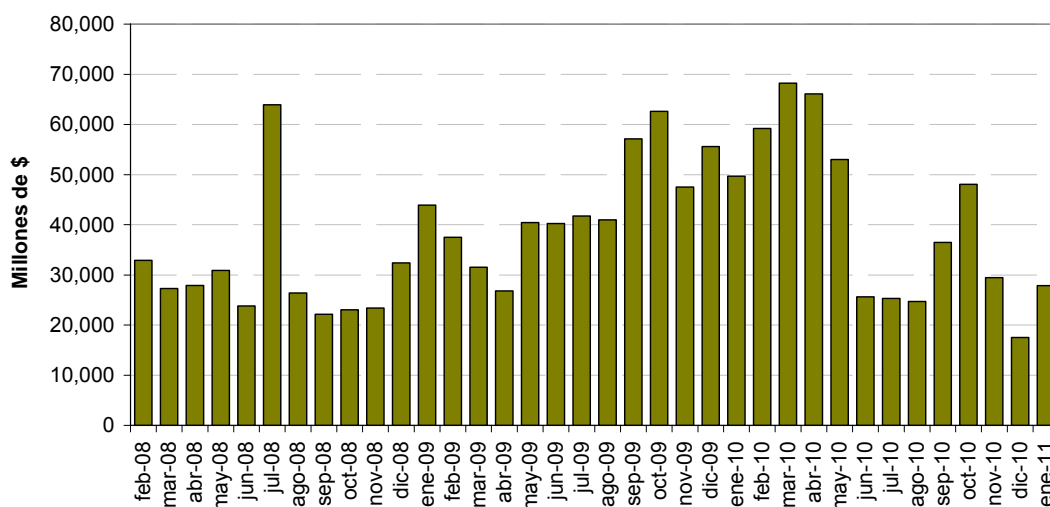


Gráfico No 27