

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 47 – 2010

ASPECTOS CONCEPTUALES PARA ANALIZAR EL MERCADO DE COMERCIALIZACION DE ENERGIA ELECTRICA

Preparado por:

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

Bogotá, Marzo 12 de 2010

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ASPECTOS CONCEPTUALES PARA ANALIZAR EL MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	2
2.1	EL RETO DE PREDECIR EL PRECIO FUTURO DE LA BOLSA	2
2.2	PAPEL Y RIESGOS DE LA COMERCIALIZACIÓN INDEPENDIENTE.....	5
2.3	COMENTARIOS FINALES	9
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	11
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	11
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	<i>11</i>
3.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	<i>12</i>
3.1.3	<i>Nivel de los Embalses</i>	<i>13</i>
3.1.4	<i>Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>13</i>
3.1.5	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	<i>14</i>
3.2	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	15
3.2.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	<i>15</i>
3.2.2	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	<i>15</i>
3.3	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	16
3.3.1	<i>Costo Total Mensual de Restricciones.....</i>	<i>16</i>
3.4	MERCADO DE CONTRATOS	17
3.4.1	<i>Magnitud de Cubrimiento de Contratos</i>	<i>17</i>

Resumen Ejecutivo

Para el CSMEM la profundización en el tema de la comercialización ha adquirido especial importancia por los eventos surgidos en los últimos meses. A raíz del Fenómeno del Niño, las medidas para forzar al máximo la generación térmica y los cambios regulatorios, el precio de bolsa se ha desviado de los patrones que presentaba en los últimos años tanto en su nivel, como en la volatilidad. Como resultado, los agentes expuestos al spot han enfrentado dificultades. Los principales comercializadores independientes reportaron pérdidas para honrar sus contratos de ventas; algunos distribuidores-comercializadores han tenido que elevar el costo de la energía a sus usuarios en el mercado regulado y los generadores con ventas en contratos por encima de los niveles de generación, han adoptado estrategias de oferta que tienden a deprimir el precio del mercado.

El alza en el precio de la bolsa no es una sorpresa para el mercado porque las hidrologías críticas recurren en ciclos irregulares. Los agentes pueden anticipar que se presentarán periodos con precios altos en la bolsa, pero existen limitaciones para que todos cubran el riesgo de exposición creando problemas financieros, tarifarios y eventualmente, limitaciones de suministro a determinados grupos de usuarios, cada vez que se presenta el Niño. En teoría un mercado líquido, amplio y concurrido de futuros de energía podría atenuar estos riesgos y permitir que los agentes arbitraran en forma inter-temporal el costo de la energía, en contratos con un horizonte suficientemente largo de tal forma que se cubra con alta probabilidad la presencia de un Niño. En la práctica, no obstante, como se ha diagnosticado, los contratos se pactan en un horizonte corto (entre 1 y 2 años), no todos los compradores encuentran una oferta de contratos suficiente para cubrir su demanda y existe una probable discriminación de precios entre los distintos tipos de compradores.

En esta materia se ha avanzado por parte de la CREG, en el diseño de una propuesta para desarrollar un Mercado Organizado Regulado (MOR) y por parte de XM y la Bolsa de Valores, en el lanzamiento de DERIVEX. No obstante, la primera iniciativa parece estar congelada tras las objeciones de carácter estructural presentadas por distintos agentes de la industria. Por otra parte, DERIVEX planea iniciar operaciones con productos de muy corto plazo, que no permiten en principio, cubrir un escenario de altos precios asociado al Niño.

Finalmente, este informe presenta un análisis de los indicadores del MEM. La generación térmica a partir de octubre de 2010 como consecuencia de la intensidad del Niño y la intervención del MEM, ha cumplido satisfactoriamente las metas establecidas

y merece destacarse que a partir de diciembre de 2009 ha superado en cantidad a la generación hidroeléctrica. En enero de 2010 la generación del SIN creció 0.6% con respecto a enero de 2009, cuando el crecimiento de la demanda para el mismo periodo fue de 2.5%, siendo ésta diferencia compensada con la disminución en la exportaciones internacionales. La generación hidráulica cayó 47% en el mismo periodo y la generación térmica se incrementó en 315%.

En enero se intensificó el fenómeno del Niño, registrándose los menores aportes hidrológicos, muy por debajo de la media histórica, sosteniéndose así el comportamiento observado desde mayo de 2009. A pesar de esto, el nivel del embalse agregado del SIN entre noviembre y mediados de febrero de 2010, solamente disminuyó menos del 20%, gracias al aporte en generación del parque térmico. De mantenerse el control adecuado del nivel del embalse agregado, el CSMEM reitera su apreciación que se podrá terminar la estación de verano sin desabastecimientos de la demanda nacional.

Entre enero y mediados de febrero, el precio promedio de bolsa fluctuó entre \$200/kWh y \$130/kWh y además presentó gran volatilidad para las horas de alta y baja demanda. A partir del mes de febrero cuando la CREG expidió el nuevo conjunto de resoluciones, el nivel del precio promedio de bolsa ha mostrado una recuperación, que en concepto del CSMEM es más acorde con la presencia del Niño.

Coherentemente con el comportamiento de los precios y del costo total de las reconciliaciones positivas y negativas, el costo total de las restricciones en el SIN a partir de la intervención del mercado ha venido creciendo sistemáticamente, alcanzando en enero de 2010 el valor máximo de los últimos tres años y correspondiente a \$58.000 millones.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Aspectos conceptuales para analizar el mercado de comercialización de energía eléctrica, y b) Análisis de desempeño del MEM, durante el mes de enero y mediados de febrero de 2010.

a) Aspectos Conceptuales para Analizar el Mercado de Comercialización de Energía Eléctrica

En este análisis se busca reabrir el debate de la comercialización de energía con énfasis en tres puntos. Primero, las especificidades de la energía eléctrica y su incidencia en la determinación del precio spot y los derivados. En segundo lugar, se presentan algunas reflexiones sobre el papel que cumple la comercialización independiente. Finalmente, se extraen algunos comentarios para la definición hacia el futuro del mercado de energía eléctrica.

b) Análisis de Desempeño del MEM

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

El análisis de desempeño no contiene todos los indicadores que normalmente se incluyen en este informe, debido a problemas en el acceso a la base de datos de XM. Se aclara que los indicadores que se analizan en este informe corresponden a la información del MEM del mes de enero de 2010; sin embargo, algunos han podido ser recopilados hasta mediados del mes de febrero y así se muestran.

2 Aspectos Conceptuales para Analizar el Mercado de Comercialización de Energía Eléctrica

2.1 El Reto de Predecir el Precio Futuro de la Bolsa

La energía eléctrica no se puede almacenar a costos razonables. Continuamente el Centro Nacional de Despacho CND tiene que asegurar que la oferta iguale la demanda, que a su vez sigue un comportamiento aleatorio. Esta característica de la energía eléctrica tiene un impacto severo en la formación de precios y hace difícil extrapolar los métodos para valorar derivados que se han desarrollado para mercados con posibilidad de almacenamiento. Siguiendo a Kellerhals (2001), la modelación de precios de la energía eléctrica enfrenta las siguientes limitaciones.

- Puesto que la energía se produce y consume en el mismo instante de tiempo, es necesario constantemente determinar cuál es la oferta necesaria para balancear el sistema y contar con un margen de reserva para cubrir aumentos inesperados de la demanda o salidas de operación por indisponibilidad de los generadores.
- La red de transmisión presenta limitaciones estructurales y coyunturales que impiden que la energía en regiones con exceso de oferta, fluya para cubrir los faltantes de zonas deficitarias. Estas limitaciones afectan considerablemente el precio porque se debe acudir a recursos más costosos para atender la demanda.
- El precio de los futuros en cualquier mercado cuenta con un referente. En particular, siempre existe la alternativa física al derivado financiero, que consiste en adquirir el producto, incurrir en los costos de almacenamiento y financieros y venderlo en una fecha determinada. De esta forma, el futuro financiero no puede separarse del físico porque permitiría arbitraje. En energía eléctrica, puesto que no hay la posibilidad de almacenamiento, la valoración financiera del futuro no cuenta con una alternativa física.
- La necesidad de ajustar constantemente la oferta y la demanda, unido a la relativa inelasticidad del costo marginal de la industria, se traducen en un patrón de precios muy volátiles, con variaciones estacionales, diarias e incluso horarias. La cobertura y el manejo de riesgos no pueden desconocer la alta volatilidad contenida en los precios, incluso al interior de un día, entre otras razones porque no hay forma de arbitrar.

- La imposibilidad de almacenar, finalmente hace que las decisiones de inversión y de operación del sistema tengan un impacto muy fuerte sobre el consumidor final. En una industria con posibilidad de almacenamiento, los inventarios permiten amortiguar las diferencias entre oferta y demanda con lo cual, a pesar de la volatilidad del consumo, la producción puede seguir una senda establecida de antemano que optimice el uso de los recursos en el tiempo.

Para ilustrar la dificultad de predecir el precio de la energía eléctrica a continuación el gráfico No 1 presenta un modelo econométrico que ajusta con bastante precisión el comportamiento del precio de bolsa en el periodo enero 1999 - abril 2009. El modelo se calibró a partir de observaciones mensuales en este periodo. No obstante, como se observa, si el modelo se extrapola fuera de la muestra, para el periodo comprendido entre mayo 2009 y febrero 2010, cuando se presentó con mayor intensidad el Fenómeno del Niño y los cambios normativos del MEM, su capacidad de predicción se reduce completamente.

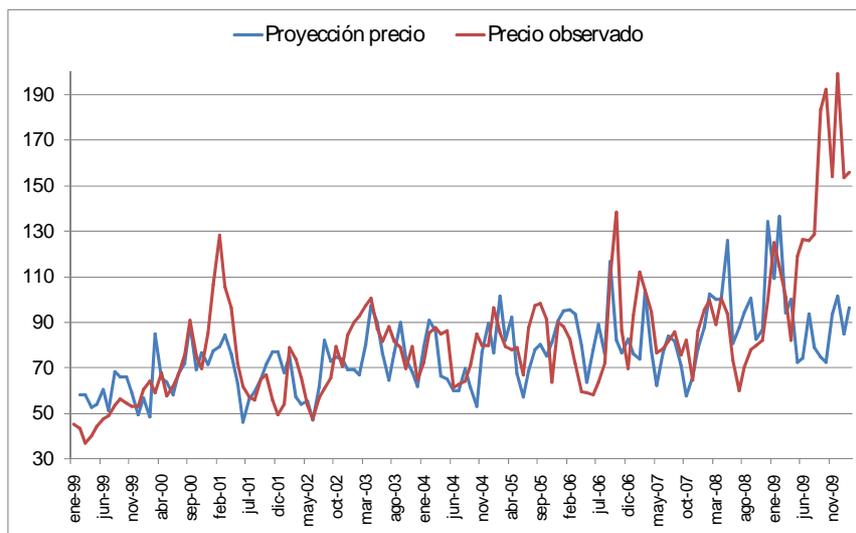


Gráfico No 1

El modelo presentado tiene un componente autoregresivo, un *drift* en el tiempo y una combinación de funciones de seno y coseno que buscan capturar econométricamente la estacionalidad y ciclos que caracterizan el precio del mercado. Estos ciclos, en parte, están explicados por el comportamiento del embalse e indirectamente por el nivel de lluvias¹. La conclusión entonces, es que aún a pocos meses que se hiciera efectivo el Fenómeno del Niño, la capacidad predictiva del precio de bolsa con base en

¹ En este informe no se incluye la ecuación del modelo porque este ejercicio solo persigue fines ilustrativos. Desde este punto de vista, el modelo no sigue todo el rigor econométrico.

información de 124 meses es insuficiente para usar como referencia en transacciones comerciales de corto plazo y con mayor razón, para estimar el valor de los futuros.

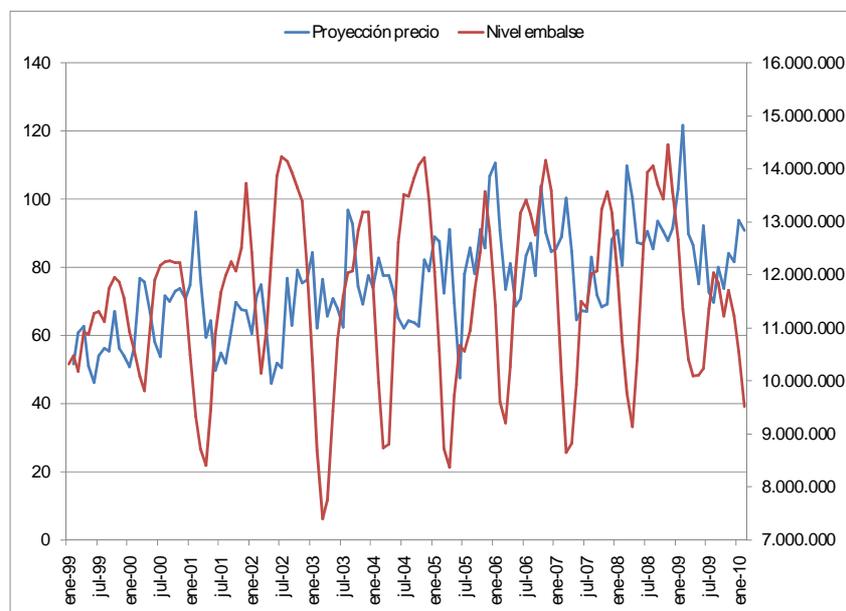


Gráfico No 2

En efecto, la literatura sobre el tema ha mostrado que los precios de la energía eléctrica no se distribuyen bajo una función lognormal y por tanto, la derivación de Black and Scholes que permite valorar los futuros para commodities en general, no se puede aplicar en este mercado. Se han desarrollado modelos específicamente para valorar los futuros del precio de bolsa eléctrico como el de Schwartz-Smith (2000), que parte de un comportamiento de los precios con un componente de reversión a la media y un movimiento Browniano.

Este modelo no considera componentes cíclicos y probablemente su aplicación al caso colombiano, donde el precio está determinado estrechamente por los ciclos hidrológicos, arroja resultados poco satisfactorios. Por otra parte, el CSMEM contó con información de precios en contratos de compra de energía firmados en distintas fechas y con fecha de entrega de distintos horizontes.

Un análisis de esta información no permite caracterizar el comportamiento del precio de los futuros. No es claro si en este mercado el precio esperado del spot en el futuro se comporta como un *backwardation* o como un *contango*. Esto no es claro si el precio esperado del futuro está por encima del valor esperado del precio spot. En otros mercados, los futuros tienden a comportarse *contango* porque los compradores son

más aversos al riesgo que los vendedores y están dispuestos a pagar una prima por firmar los contratos (es decir el precio del contrato está por encima del precio esperado en la bolsa).

Es prioritario que el MEM consolide un mercado líquido de futuros que permita a los distintos agentes cubrir los riesgos de compra y venta en el futuro particularmente aquel asociado a la realización de un Niño. Previo a la definición de cómo debe estructurarse este mercado de contratos convendría, para las condiciones específicas del mercado colombiano, estimar un modelo financiero que determine un precio para los futuros libre de oportunidades de arbitraje. Con base en el modelo es importante determinar el efecto que tienen medidas no anticipadas para reducir la probabilidad de racionamiento sobre el comportamiento de los futuros. Es decir, cuando el mercado se interviene para mitigar los efectos hidrológicos en el suministro, el proceso de formación de precios en el spot cambia y esta información se debe incorporar en la modelación de derivados.

2.2 Papel y Riesgos de la Comercialización Independiente

En la estructuración del MEM con las Leyes 142 y 143 de 1994 se contempló que la generación y la comercialización operen en competencia y en un esquema de-regulado y el transporte y la distribución como monopolios regulados. En la práctica, la competencia en el mercado de comercialización no está exenta de problemas. Por un lado, la entrada de competidores a un mercado donde el establecido tiene obligaciones de servicio universal genera problemas de descreme. Por otro, los comercializadores independientes enfrentan un riesgo mayor que los generadores cuando venden contratos y están expuestos a la bolsa para la compra de energía.

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

En el caso de la comercialización de energía existe un cargo variable regulado por kWh que el establecido les puede cobrar a sus clientes regulados. En ausencia de competencia, la aplicación de este cargo a toda la energía vendida en el mercado le permite recuperar los costos de comercialización (medida, facturación, recaudo, costo

financiero y riesgo del negocio de compra venta de energía entre otros). Puesto que los consumos de un gran consumidor pueden ser mil veces superiores a una residencia promedio, el establecido genera unas transferencias internas (o subsidios cruzados), mediante las cuales los excedentes sobre costos que recupera de los grandes consumidores, le permiten balancear los déficits que generan usuarios con consumos insuficientes para cubrir los costos de comercialización con base en la tarifa regulada. En este escenario entra un competidor y oferta a un gran consumidor una tarifa muy inferior a la regulada y puede obtener beneficios porque los ingresos estarán en función de la demanda de su cliente y sus costos son reducidos en la medida en que están asociados más al número de clientes que al consumo.

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

- Erosiona la base de “subsidios cruzados” para asegurar el servicio universal. El establecido ya no cuenta con un mercado que genere excedentes para atender los pequeños clientes cuya facturación por comercialización es inferior a los costos. Se compromete así, la viabilidad de sostener un esquema de servicio universal.
- Puede llevar a la quiebra del establecido. En caso en que el regulador sostenga este esquema tarifario y de competencia y no libere al establecido de las obligaciones de servicio universal, esta firma puede quebrar.
- Permite la entrada de firmas menos eficientes que el establecido. La competencia es conveniente cuando la única forma de ingresar a un mercado es a través de eficiencia. En este caso, la entrada al mercado está estimulada por una asimetría en la asignación de responsabilidades lo que permite que operadores menos eficientes que el establecido tengan éxito en el mercado. El equilibrio significa una pérdida de bienestar por el sacrificio de eficiencia productiva.

El problema del descrime en comercialización de energía es particularmente grave porque la energía es un commodity y en este tipo de mercados el valor agregado que puede incluir un nuevo operador es prácticamente nulo. El usuario no distingue la diferencia en la calidad de la energía que suministra el establecido o administrador de la red, de la del comercializador independiente porque se trata exactamente del mismo

servicio. En este sentido, el incentivo a crear un mercado de competencia en comercialización tiene más costos que beneficios.

Otro componente que añade problemas al esquema es la distribución de pérdidas. El operador incumbente tiene que asumir la totalidad de las pérdidas hasta el usuario final; el comercializador independiente simplemente traslada las pérdidas de los niveles más altos de tensión con lo cual se crea una asimetría adicional en el plano de la competencia.

Finalmente, algunas de las actividades de comercialización tienen claras economías de escala. Por ejemplo, leer los medidores tiene un costo unitario menor si el recorrido cubre a todos los predios porque se maximiza el número de lecturas para cada ruta. En contraste, si existe más de un agente sobre la misma ruta se duplican los recursos para completar la misma tarea. No explotar economías es una fuente adicional de sacrificio de eficiencia.

Buscando corregir este problema, el Gobierno expidió el decreto 387 de 2007 que solicita a la CREG establecer un cargo fijo (por usuario) que recupere los costos fijos de la actividad de comercialización y un cargo variable (por kWh) para recuperar los costos asociados a los márgenes de intermediación. De igual forma, establece un esquema de distribución de pérdidas a partir de una senda trazada por un programa de reducción que iguale la carga entre los establecidos y los independientes. Este decreto, no obstante, no ha sido completamente reglamentado por parte de la CREG y por lo tanto, aún persisten las asimetrías en el mercado de la comercialización de energía.

El segundo problema con la comercialización independiente está asociado al riesgo de contraparte. 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 ha comprometido 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. Cuando el precio ha estado por encima de su precio de venta tienen que asumir grandes pérdidas y en periodos prolongados.

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 comercializadores independientes gestionan un 7% de la demanda no regulada y un 1% de la regulada. Se observa que en la primera parte del año pasado obtuvieron ganancias en el negocio de intermediación de energía. No obstante, coincidió el aumento de precios asociado al Fenómeno del Niño con un aumento drástico en la exposición a bolsa. Como resultado las comercializadoras independientes más grandes han venido acumulando pérdidas a un ritmo insostenible. En la tabla No 1 se observa que algunos de los comercializadores están expuestos a bolsa hasta un 100% de sus ventas contratadas.

Tabla No 1

Comercializador	Porcentaje de exposición a bolsa
1	100%
2	100%
3	93%
4	84%
5	50%
6	45%
7	36%
8	22%
9	14%
10	12%
11	7%
12	7%
13	5%
14	1%

En el 2009 se presentaron 311 incumplimientos de pago con un promedio de 26 por agente. De estos incumplimientos, el 54% se presentó en el periodo octubre – diciembre cuando los precios de bolsa alcanzaron su máximo y 25 de ellos derivaron en procesos activos para sanciones. Entre enero y febrero de este año se presentaron a este grupo de comercializadores solicitudes de prepagos y garantías por \$55.565 millones. De estas, \$49.328 millones aún estaban pendientes al 22 de febrero. Adicionalmente, el 92% de estas obligaciones recaían en un solo agente. También en este periodo se han hecho efectivas garantías bancarias por más de 17.000 millones de pesos y se iniciaron 48 procesos de limitación de suministro bajo la resolución CREG 001 de 2003 y 181 bajo la resolución CREG 116 de 1998.

Un eventual corte de energía perjudicaría a usuarios regulados de empresas como CENS, Ruitoque, CETSA, EPM y EDEQ, si estas no logran cubrir con nuevos contratos la energía suministrada por los comercializadores sancionados. Alternativamente, pueden buscar la energía en la bolsa pero tendrán que trasladar un mayor costo a los

usuarios finales. De igual forma, algunos usuarios no regulados tendrán que salir a buscar energía más costosa si no quieren atenerse a un corte en el suministro.

Esta situación evidencia que la comercialización independiente, además de los problemas de descreme mencionados anteriormente, está creando riesgos de contraparte que pueden afectar a los usuarios finales y eventualmente al MEM. Por lo anterior, parece recomendable establecer mediante regulación prudencial, parámetros que establezcan niveles mínimos de cobertura de venta de estos agentes para evitar excesos de exposición a bolsa y desenlaces como los que se están viviendo.

Esta crisis parece indicar que el control que ejerce el sistema financiero mediante el otorgamiento de garantías no basta para prevenir situaciones de insolvencia que afectan drásticamente a terceros. Es posible que los comercializadores tengan una aversión al riesgo menor que sus contrapartes, lo que los lleva a asumir niveles de exposición a la bolsa muy elevados y socialmente inadecuados. La regulación puede corregir esta tendencia imponiendo restricciones para la comercialización de energía eléctrica.

2.3 Comentarios Finales

Los niveles y volatilidad que ha alcanzado el precio de bolsa en los últimos meses, han repercutido en las finanzas de algunos comercializadores, en las tarifas que soportan algunos segmentos del mercado y en estrategias atípicas por parte de los generadores. Estos costos se habrían podido mitigar considerablemente con un mercado líquido, concurrido y amplio de futuros de energía eléctrica de largo plazo.

El CSMEM considera indispensable que se retome la agenda de reforma en este tema incorporando las modificaciones al MOR que han propuesto algunos agentes (ej. Obligar la concurrencia de generadores, ampliar los horizontes contractuales, vincular el *pass trough* con la estructura de precio de los futuros entre otros) o ampliando el alcance de DERIVEX de tal forma que se constituya en un mercado de acceso generalizado para cualquier agente del MEM. Esta última alternativa permitiría, mediante la cámara de compensación, eliminar el riesgo de contraparte y evitar situaciones como las que se documentaron en este informe. Se propone que previo a la definición del esquema final, se trabaje en la modelación financiera del comportamiento del spot en Colombia y de los futuros de este commodity.

Por otra parte, es prioritario repensar el esquema de comercialización independiente. En esa dirección se debe reglamentar el decreto 387 de 2007 para establecer cargos fijos como base de remuneración de esta actividad, para desincentivar el problema del descreme y equilibrar las cargas en la competencia. Por otra parte, conviene imponer parámetros regulatorios al comportamiento comercial y de exposición al riesgo de los comercializadores independientes, para evitar la socialización de pérdidas financieras y afectar el riesgo de contraparte del MEM que, como se mencionó, se había venido fortaleciendo.

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 2010, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

El gráfico No 3 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para los dos últimos años. En este gráfico y en tabla No 2, la generación térmica a gas incluye también la generación con combustibles líquidos, debido a que la información oficial de estas generaciones en forma separada aún no es pública.

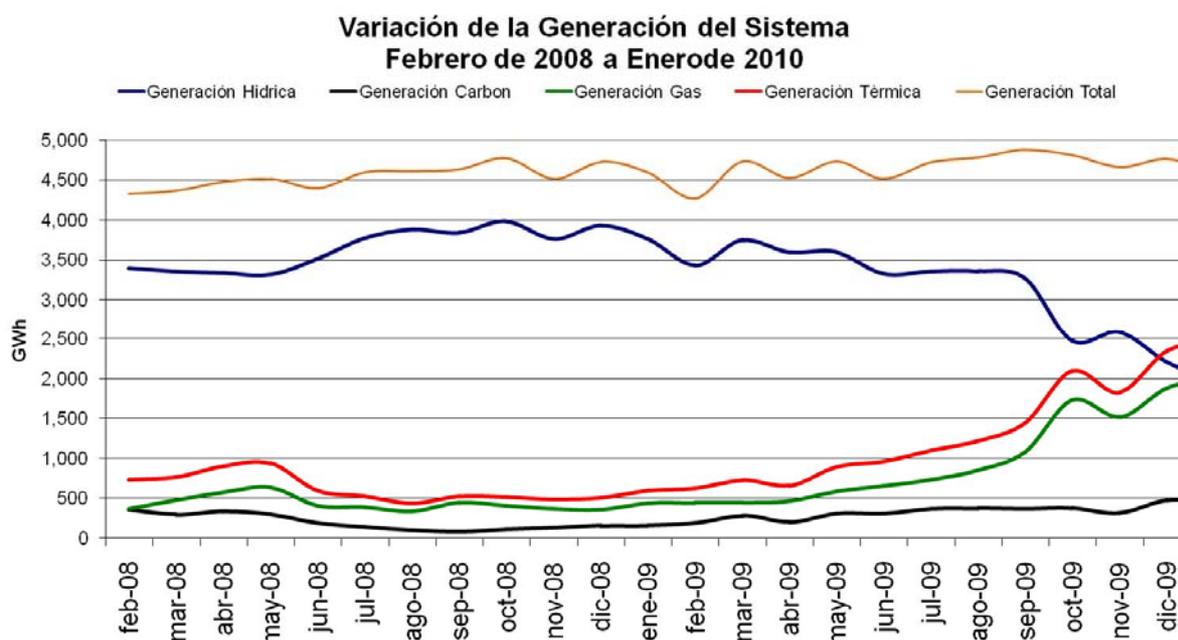


Gráfico No 3

En septiembre de 2009 la generación total del SIN presentó un incremento con respecto a los meses anteriores, nivel que en forma aproximada se ha mantenido en los meses posteriores. Se observa adicionalmente el incremento de la generación térmica a partir de octubre de 2010 como consecuencia de la intensidad del Niño y la intervención del MEM por parte del gobierno; dicha generación a base de carbón, gas y

combustibles líquidos ha cumplido satisfactoriamente las metas establecidas y merece destacarse que a partir de diciembre de 2009 ha superado a la generación hidroeléctrica.

En enero de 2010 la generación del SIN cayó 3% con respecto a diciembre de 2009, pero registró un ligero incremento de 0.6% con relación a enero de 2009, mientras el crecimiento de la demanda para el mismo periodo fue de 2.5%, siendo ésta diferencia compensada con la disminución en la exportaciones internacionales. Puntualmente, la generación hidráulica cayó 47% en el mismo periodo y la generación térmica se incrementó en 315%.

Tabla No 2

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	Ene-09	Dic-09	Ene-10	Variación Diciembre 09- Enero 10	Variación Enero 09- Enero 10	Variación Ultimo Año
Hidráulica	3.077,8	3.761,8	2.206,4	1.981,6	-10,2%	-47,3%	-35,6%
Térmica	1.363,1	592,4	2.349,7	2.462,1	4,8%	315,6%	80,6%
Gas	1.027,9	434,3	1.879,8	1.984,6	5,6%	357,0%	93,1%
Carbón	332,3	155,7	470,0	453,9	-3,4%	191,5%	36,6%
Menores	215,7	230,6	194,6	160,6	-17,5%	-30,4%	-25,5%
Cogeneradores	9,5	5,5	12,8	13,4	4,7%	143,4%	40,6%
Total	4.667,8	4.590,3	4.764,0	4.617,7	-3,1%	0,6%	-1,1%

3.1.2 Aportes Hídricos Agregados

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

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

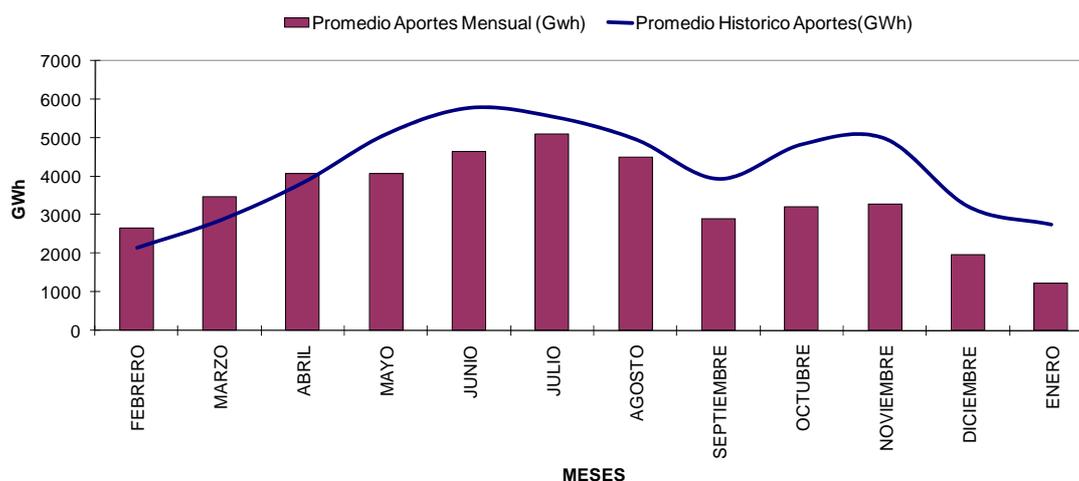


Gráfico No 4

En enero se intensificó el fenómeno del Niño, registrándose los menores aportes hidrológicos muy por debajo de la media histórica, sosteniendo así el comportamiento observado desde mayo de 2009.

3.1.3 Nivel de los Embalses

Se observa en el gráfico No 5 que a pesar de las bajas hidrologías ocurridas con el fenómeno del Niño, el nivel del embalse agregado del SIN entre noviembre y mediados de febrero de 2010, solamente disminuyó menos del 20%, gracias al aporte en generación del parque térmico. De mantenerse un control adecuado del nivel del embalse agregado, el CSMEM reitera su apreciación que se podrá terminar la estación de verano sin desabastecimientos de la demanda nacional.

3.1.4 Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

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

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Agosto a 15 Febrero de 2010

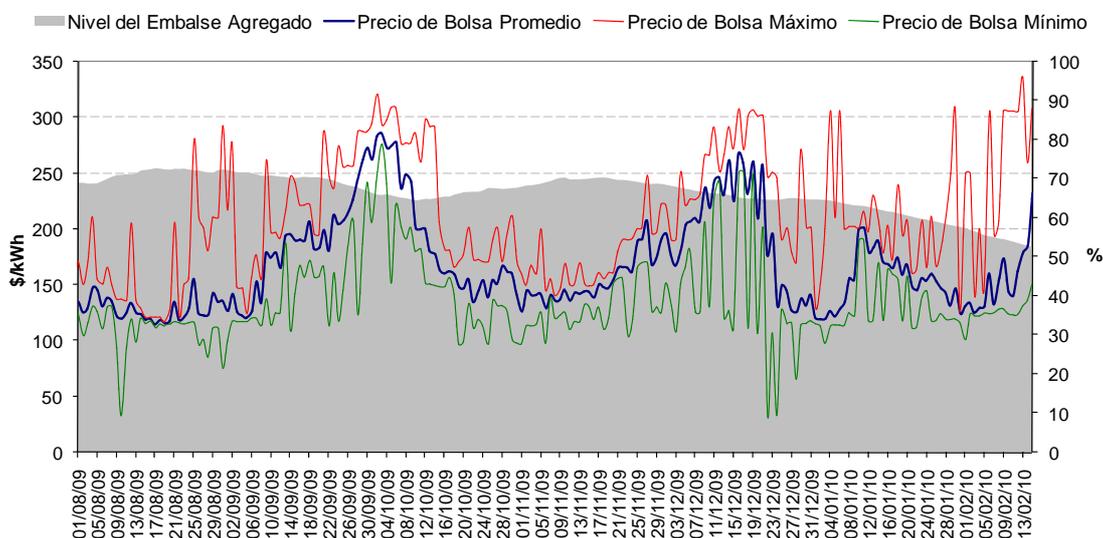


Gráfico No 5

Desde octubre de 2009 cuando se inició la intervención del mercado, el precio de bolsa ha tenido fuertes oscilaciones y ha mostrado una gran volatilidad en las horas del día, con diferencias entre baja y alta demanda que llegan a alcanzar valores cercanos a los

\$200 \$/kWh. Entre enero y mediados de febrero, el precio promedio de bolsa fluctuó entre \$200/kWh y \$130/kWh.

Por otra parte, la inestabilidad del precio asociada a las drásticas modificaciones regulatorias relacionadas con las ofertas del costo de arranque y parada de las plantas térmicas, los cambios en la consideración de las inflexibilidades, los efectos de la generación térmica forzada que redujo el espacio de demanda residual para el parque hidráulico y los niveles de referencia a partir de los cuales se intervienen las ofertas, modificaciones éstas que aunadas a la estrategia de los agentes para el manejo de las reconciliaciones negativas, indujeron en diciembre y enero un nivel bajo del precio de bolsa en condiciones de Niño.

A partir del mes de febrero cuando la CREG expidió el nuevo conjunto de resoluciones, el nivel del precio promedio de bolsa ha mostrado una recuperación, que en concepto del CSMEM es más acorde con la presencia del Niño.

3.1.5 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.

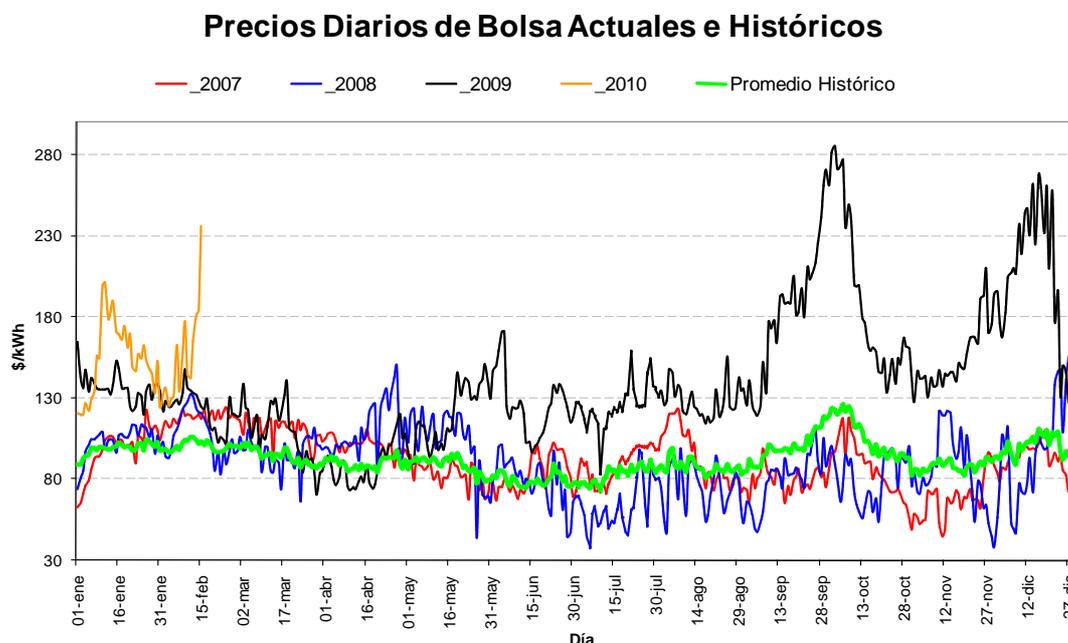


Gráfico No 6

En diciembre el precio de bolsa se desplomó a niveles por debajo del año 2008 y volvió a caer en el mes de enero; no obstante lo anterior, coincidente con el fenómeno del Niño, los precios desde mayo de 2009 presentan valores máximos históricos.

3.2 Comportamiento de Reconciliaciones

3.2.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 7 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses.

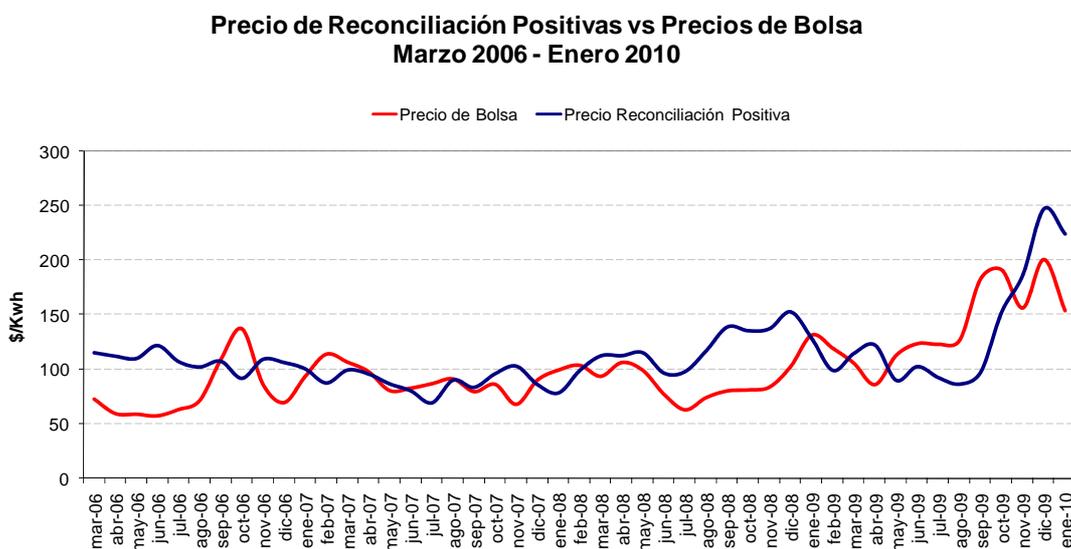


Gráfico No 7

A partir de la intervención del mercado, el precio promedio de las reconciliaciones positivas ha tenido un fuerte incremento, que en el mes de enero las lleva a superar el precio de bolsa en \$75/kWh.

3.2.2 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 8 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos cuatro años.

Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas Febrero 2006 - Enero 2010

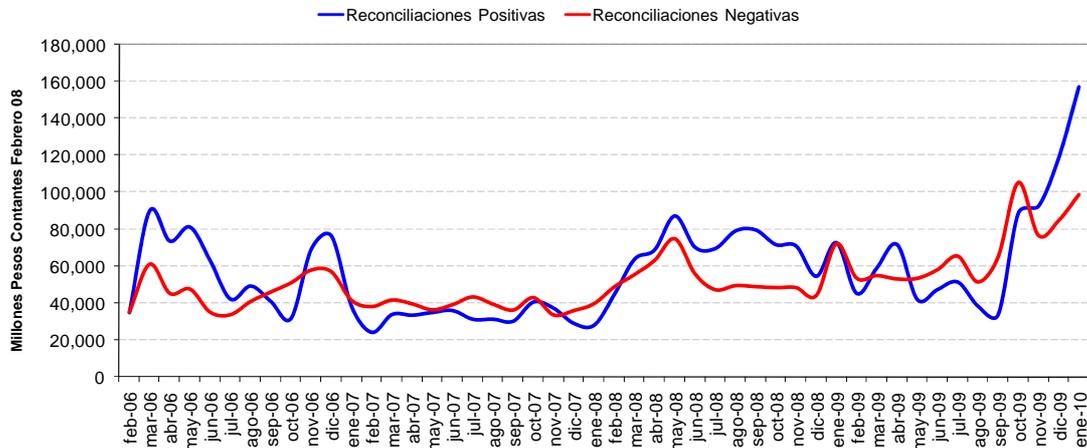


Gráfico No 8

El costo de las reconciliaciones positivas se ha incrementado considerablemente a partir de la intervención del mercado, pasando de \$35.000 millones en septiembre de 2009 a \$160.000 millones en enero de 2010, lo cual refleja la generación térmica forzada como generación de seguridad.

Por otra parte el costo de las reconciliaciones negativas también se incrementó a partir de la intervención del mercado, presentando una disminución en noviembre de 2009 y volviendo a incrementarse en enero de 2010.

3.3 Comportamiento de Restricciones

3.3.1 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 9 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

Coherentemente con el comportamiento de los precios y el costo total de las reconciliaciones positivas y negativas, el costo total de las restricciones en el SIN a partir de la intervención del mercado ha venido creciendo sistemáticamente, alcanzando en enero de 2010 el valor máximo de los últimos tres años y correspondiente a \$58.000 millones.

Costo Total de restricciones Para el Sistema
 Mayo 2007 - Enero 2010

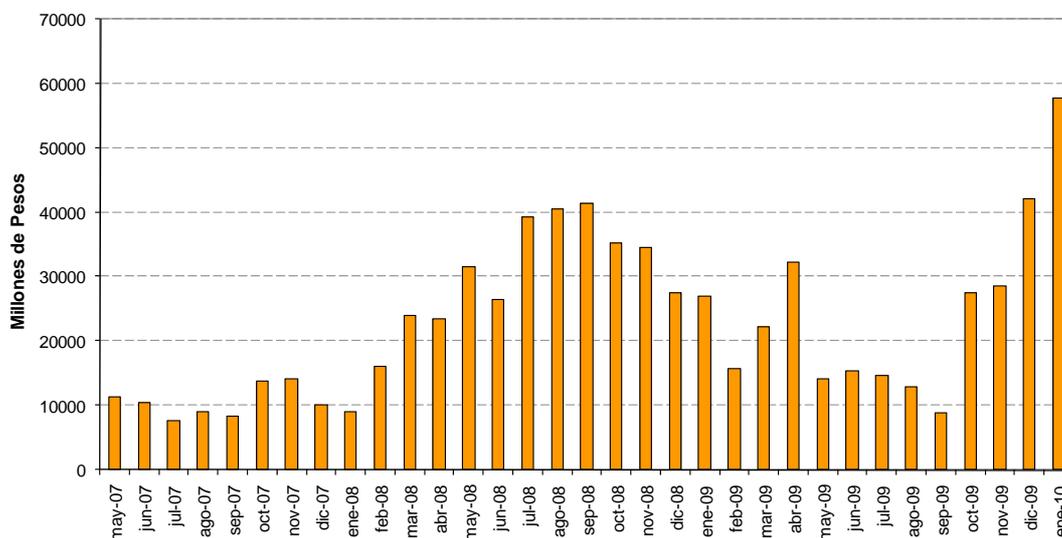


Gráfico No 9

3.4 Mercado de Contratos

3.4.1 Magnitud de Cubrimiento de Contratos

El gráfico No 10 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.

Tal como fue analizado en la primera parte de este informe, se corrobora como a partir de la intervención del mercado, el porcentaje de transacciones de energía en bolsa ha venido incrementándose, aumentando la exposición al riesgo de los agentes comercializadores, mientras que el nivel de energía transada en contratos ha venido disminuyendo.

Cubrimiento de Contratos Febrero 2008 a Enero de 2010

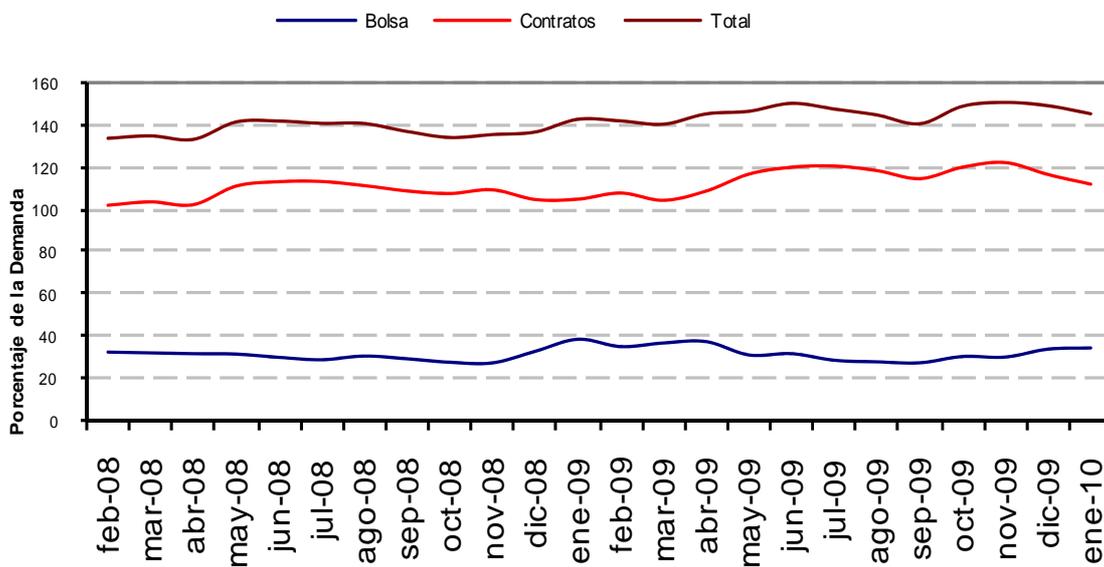


Gráfico No 10