

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 27 – 2008

COORDINACION DEL DESPACHO GAS – ELECTRICIDAD

ANALISIS DEL DESMPENÑO DEL MEM

Preparado por:

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

Bogotá, Mayo 19 de 2008

CONTENIDO

1 INTRODUCCIÓN.....	4
2 COORDINACIÓN DEL DESPACHO GAS – ELECTRICIDAD.....	6
2.1 ASPECTOS RELEVANTES.....	6
2.1.1 Aspectos Institucionales.....	6
2.1.2 Producción.....	6
2.1.3 Transporte.....	7
2.1.4 Comercialización.....	7
2.1.5 Gas Natural Vehicular - GNV.....	8
2.2 DESPACHO GAS - ELECTRICIDAD.....	8
2.3 REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN DEL SECTOR GAS.....	10
2.4 PROYECTO DE DECRETO PARA ABASTECIMIENTO DE GAS.....	11
2.5 REFLEXIONES	11
2.6 BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN.....	13
3 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	15
3.1 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	15
3.2 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA.....	15
3.2.1 Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....	15
3.2.2 Distribución del Precio de Bolsa.....	16
3.3 COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	17
3.3.1 Agentes Marcadores del Precio.....	17
3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio.....	18
3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....	19
3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica.....	20
3.3.5 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio.....	21
3.3.6 Índice de Lerner.....	22
3.3.7 Franja Marginal de la Función de Demanda Residual.....	23
3.4 COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES.....	24
3.4.1 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas.....	24
3.4.2 Participación de las Plantas en Reconciliaciones.....	25
3.5 COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	27
3.5.1 Costo Total Diario de las Restricciones.....	27
3.6 MERCADO DE CONTRATOS.....	27
3.6.1 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa.....	27
3.6.2 Distribución del Precio de Contratos.....	28

Resumen Ejecutivo

La primera parte de este documento analiza la problemática de la coordinación del despacho gas – electricidad que se ha venido discutiendo por varios años. Si bien el tema está sobre-diagnosticado, por la complejidad misma y sus efectos en el sector energético, el CSMEM considera indispensable que se tomen decisiones inmediatas al respecto.

El sector del gas natural en Colombia es fundamentalmente manejado a través de contratos bilaterales que no necesariamente involucran condicionamientos de confiabilidad del servicio, optimización de recursos y del bienestar nacional. A este respecto el papel del estado es fundamental, tal como lo ha sido en la mayoría de los países del mundo durante el proceso de desarrollo de la infraestructura básica del sector. El CSMEM considera que el papel que debe jugar el estado es el de promotor de desarrollo del sector, más no el de empresario del mismo.

Tradicionalmente los sectores del gas y la electricidad se han visto como sectores en competencia, lo cual es cierto a nivel micro, es decir en la competencia por el cliente final; sin embargo a nivel macro, la perspectiva es y debe ser de complementariedad teniendo en cuenta que operan integrados verticalmente. De esta forma, para optimizar la política energética nacional es necesario tratar de manera coordinada los temas gas - electricidad.

La problemática de la coordinación de los sectores gas – electricidad ha llegado a un punto en el cual para poderle asegurar al país confiabilidad del suministro de gas y electricidad y un uso óptimo y eficiente de los recursos, es necesario que esta coordinación se realice dentro de un esquema de complementariedad y no de competencia, que específicamente requiere definir e implementar una adecuada coordinación de tipo institucional en cuanto a la información, la planeación y al despacho de estos recursos.

La segunda parte del documento presenta el análisis del desempeño del MEM durante los meses de enero, febrero y marzo de 2008, con base en indicadores calculados para tal fin.

Comparando los meses de marzo-07 y marzo-08, se observa una caída de 4.95% en la generación a nivel agregado. Esta caída está asociada con las menores exportaciones a Ecuador por la entrada en operación de una planta hidráulica, además del incremento de la generación térmica en dicho país.

A comienzos del mes de marzo de 2008, el precio promedio de bolsa se ubicó alrededor de \$90/kWh, descendiendo a valores hasta de \$65/kWh para terminar al final del mes con valor próximo a \$100/kWh. Durante los primeros 20 días del mes el precio de bolsa fue similar al referente histórico aunque muy por debajo del referente del año anterior. Hacia el final del mes, no obstante se observa un repunte importante que, durante algunos días, lo llevaron por encima de los precios observados en el 2007.

Preocupa en marzo, la elevada elasticidad precio de la oferta eléctrica en el rango de competencia y en consecuencia en el poder de mercado que detentan algunos de los agentes generadores. Para los periodos de demanda alta, el índice de Lerner alcanzó valores de 0,27 para Emgesa, 0,23 para EPM y 0,20 para Isagen. Aumentos en la demanda o la salida de algún gran generador, se podrían traducir en crecimientos acentuados del precio.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Coordinación del despacho gas - electricidad y, b) Análisis de desempeño del MEM.

a) Coordinación del Despacho Gas - Electricidad

El análisis que se ha llevado a cabo involucra a todos los agentes principales del sector gas – electricidad en Colombia. Los temas analizados en este informe, corresponden a la interacción gas – electricidad, en cuanto a la planeación, el despacho, la información disponible y la operación. Ahora bien, la urgencia de tomar decisiones inmediatas al respecto, está relacionada con el riesgo existente de deterioro de la confiabilidad del suministro del gas y la electricidad, así como con las proyecciones del análisis energético que muestran a mediano plazo, la necesidad de despachar en forma sostenida las plantas térmicas a gas, con el consecuente impacto en el costo marginal de los precios de la electricidad.

Desde el año 2006 cuando se realizó la ampliación de la producción de gas en los pozos de Chuchupa y surgieron restricciones de suministro, se requirió efectuar una coordinación del despacho gas – electricidad, para lo cual la coordinación y la información se integraron a través del Comité Asesor del Seguimiento a la Situación Energética CACSSE. Sin embargo, dicha coordinación se ha caracterizado por realizarse en forma ad-hoc, que si bien ha funcionado en casos coyunturales, la

complejidad e importancia del tema muestra que ha llegado el momento de institucionalizar dicha coordinación y no como afirman algunos agentes, que se debe mantener el esquema informal de coordinación existente, planteamiento no compartido por el CSMEM.

Específicamente el CSMEM ha entrado en contacto con las siguientes entidades: ECOPETROL, Gas Natural, Promigas, Chevrom, BP, XM, SSPD, Ministerio de Minas y Energía (no fue posible concertar una conferencia con TGI).

b) Análisis de Desempeño del MEM

El CSMEM cuenta con alrededor de 60 indicadores diferentes 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 y el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Ahora bien, en este informe solamente se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merezca destacarse.

2 Coordinación del Despacho Gas – Electricidad

Como se mencionó anteriormente, la coordinación gas-electricidad está sobre diagnosticada, a continuación se presentan los aspectos más relevantes que influyen en dicha coordinación.

2.1 Aspectos Relevantes

2.1.1 Aspectos Institucionales

- El estado tiene una participación marginal en el sector gas, ya que el mercado del gas es fundamentalmente manejado a través de contratos bilaterales que no necesariamente involucran condicionamientos de confiabilidad del servicio, optimización del recurso y del bienestar nacional. Es así como la expansión del transporte depende únicamente de las relaciones contractuales entre los agentes involucrados.
- XM que es una empresa fundamentalmente del sector eléctrico, gracias a su conformación y funciones definidas para el mercado de energía mayorista, que incluyen aspectos tales como la recopilación y manejo de la información operativa, el planeamiento operativo y el despacho y en el cual participan tanto agentes públicos como privados, ofrece una adecuada confiabilidad del servicio eléctrico a nivel nacional. En el sector gas no existe un responsable similar.

2.1.2 Producción

- En Colombia existen importantes productores de gas como es el caso de la asociaciones de Chuchupa y Cusiana, como también importantes transportadores como Promigas y TGI. Por otra parte, no existe un ente responsable a nivel nacional que pueda asegurar un suministro y un transporte confiable de gas, quedando esta responsabilidad simplemente en manos de la buena voluntad de agentes privados.
- Indiscutiblemente una capacidad de producción adecuada es indispensable para poder asegurar el suministro confiable para los diferentes sectores del consumo de gas en el país, tales como domiciliario, generación térmica, industrial y gas vehicular. Alrededor de estos temas se encuentran aspectos que merecen especial atención tales como:

- Existe gas físico suficiente para abastecer el consumo de corto plazo, pero debido a los contratos take or pay existentes, firmados hace varios años con precios regulados no está disponible para el mercado primario. Esta situación se debe a que los contratos firmados por las plantas térmicas cubren el 100% de su capacidad con el fin de garantizar su operación y la remuneración del cargo por confiabilidad; sin embargo, dichas plantas normalmente son despachadas solamente alrededor del 7% en el interior del país y del 50% en la costa Atlántica.
- A pesar de la importante inversión realizada en exploración en los últimos años, hasta el momento no se han obtenido resultados importantes al respecto, lo cual significa que seguimos dependiendo en forma considerable de solamente dos grandes campos de producción Chuchupa y Cusiana, a más del hecho que Chuchupa está muy próximo a iniciar su ciclo de declinación. Por otra parte, el incremento en la producción actual también es dependiente de los contratos bilaterales que se realicen entre agentes.

2.1.3 Transporte

- En primer lugar la capacidad contratada está totalmente copada y su expansión de corto plazo también depende de la realización de contratos bilaterales entre agentes, quedando además la expansión de largo plazo en una situación de indefinición preocupante.
- En la coyuntura actual, es fundamental resolver los problemas existentes tales como los gasoductos Ballenas – Barranca y Gibraltar – Bucaramanga. A este respecto es conveniente mencionar la reciente resolución CREG No 28 de marzo de 2008, la cual busca promover el desarrollo del transporte de gas basados en convocatorias realizadas por los consumidores.

2.1.4 Comercialización

Del lado de los comercializadores también existen serias preocupaciones como lo es la dificultad de conseguir ofertas firmes de gas debido a los problemas de producción y limitación de transporte, especialmente en el interior del país.

- Estos comercializadores, para obtener el gas requerido deben acudir al mercado secundario y a subastas basadas únicamente en el precio, sin consideraciones de otro tipo como son la seguridad y la confiabilidad

requerida. De otra parte, por razones regulatorias están obligados a suplir el gas a los consumidores regulados a precios regulados, sin poder transferir los mayores costos de compra del gas a sus clientes.

- Además, los grandes distribuidores de gas, eventualmente tienen que comprar gas interrumpible, pero regulatoria y contractualmente responder por las interrupciones del servicio.

2.1.5 Gas Natural Vehicular - GNV

Si bien es cierto que este tema no está directamente relacionado con la coordinación del despacho gas – electricidad, por ser una prioridad de política energética nacional que el sector transporte utilice GNV, se considera importante mencionar que debido a los recientes desabastecimientos de GNV presentados, el ritmo del incremento en la reconversión de gas natural vehicular se podría reducir. Por otra parte, otra debilidad de este mercado es que buena parte de él se abastece con contratos de gas interrumpible.

2.2 Despacho Gas - Electricidad

La coordinación actual del despacho de gas y electricidad se realiza en forma ad-hoc, a través del Comité Asesor del Seguimiento a la Situación Energética CACSSE, creado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 80658 de 2001. Esta coordinación ha sido exitosa en el pasado y se inició cuando surgieron condiciones de restricciones de suministro de gas, tales como:

- Los trabajos de ampliación de los campos de producción de Chuchupa en la Guajira durante el periodo enero-junio de 2006, los cuales redujeron la oferta de este gas en un 80%.
- Durante los trabajos de la expansión de Cusiana donde se redujo la oferta de este gas en 20%.
- En los meses de mayo y junio de 2007, durante los trabajos de mantenimiento de la central eléctrica del Guavio de 1250 MW, que en conjunto con la indisponibilidad de otras plantas redujeron las cifras de disponibilidad total de la generación a valores cercanos al 80%.

La coordinación del despacho gas-electricidad, no solamente surge por restricciones en la producción de gas o por indisponibilidad de la red de transporte de gas;

también ocurre durante los eventos que transcurren en la operación eléctrica del sistema a saber:

- Existe una alta dependencia entre el comportamiento del clima y el consumo eléctrico. Para mencionar un caso, el Niño de los años 1997 y 1998 triplicó el consumo promedio de gas para generación eléctrica.
- Existe una alta dependencia entre la disponibilidad de la red eléctrica y el consumo de gas. En condiciones normales un porcentaje importante de la demanda eléctrica de la Costa Atlántica se atiende con generación de las térmicas a gas, porcentaje que se incrementa cuando en dicha zona se presenta indisponibilidad de circuitos eléctricos por razones de mantenimientos, descargas atmosféricas, etc.

Otro aspecto que complica la coordinación del despacho eléctrico con el suministro de gas natural para las plantas térmicas, tiene que ver directamente con la característica física del desplazamiento del gas que conlleva tiempos muy superiores a los del transporte de la electricidad, lo cual implica la necesidad de conocer con suficiente antelación los volúmenes de gas disponibles para el despacho eléctrico. En situaciones extremas, como el caso de un redespacho que requiera la entrada de plantas térmicas a gas puede fácilmente llevar a condiciones de racionamiento eléctrico.

En un sistema hidrotérmico como el colombiano, en diferentes condiciones de operación se requiere el despacho de plantas térmicas. Ahora bien, las restricciones existentes en cuanto a la disponibilidad de gas para las plantas térmicas limita su confiabilidad, para lo cual la regulación existente presenta la alternativa de la generación con combustibles líquidos; sin embargo, existe reticencia por parte de los generadores a gas para generar con combustibles líquidos, debido a que los tiempos limitados de utilización de las plantas no justifican las inversiones necesarias en la infraestructura de almacenamiento y transporte.

Las condiciones de los aportes hidrológicos en el sistema han sido muy favorables durante los últimos tres años, lo cual ha liberado cantidades importantes del gas que han quedado disponibles para ser exportadas a Venezuela a partir del año 2007.

El análisis energético de mediano plazo muestra la necesidad de despachar en forma sostenida las plantas térmicas a gas, con el consecuente impacto en el costo marginal de los precios de la electricidad. Resulta preocupante que en estas condiciones a partir del 2009, las plantas de la Costa Atlántica que cuentan con la

mayor eficiencia y factores de planta y para las cuales sus contratos de suministro de gas terminan en el año 2008, pudiesen no ser despachadas por falta de disponibilidad de gas, cuando al mismo tiempo las plantas térmicas del interior del país estarían vendiendo sus excedentes en el mercado secundario.

Si las plantas de la Costa Atlántica compran ese gas en el mercado secundario, obviamente a precios superiores, esta intermediación del gas necesariamente estaría elevando el precio marginal de la electricidad.

2.3 Requerimientos de Información del Sector Gas

Si bien es cierto que en el sector gas existe una gran cantidad de información, dicha información se encuentra en manos de agentes dispersos y requiere de un ente que se encargue de recopilarla, procesarla, consolidarla y ponerla a disposición del sector con el fin de ser utilizada en aspectos de comercialización, propósitos de planeación, desarrollo de mercados de gas de corto, mediano y largo plazo, coordinación del sector gas y con otros sectores y específicamente para la coordinación de los despachos de gas y electricidad.

En este momento, a través del Comité Asesor del Seguimiento a la Situación Energética - CACSSE, se recoge información del sector gas para uso en la coordinación del despacho gas-electricidad; sin embargo, tal información no tiene carácter oficial y acusa problemas de confiabilidad principalmente en cuanto a los aspectos relacionados con las reservas disponibles de gas y la capacidad real de transporte de los gasoductos.

Ahora bien, en lo que se relaciona con el sector eléctrico, gracias a su desarrollo histórico de muchos años, actualmente se cuenta con toda la información que requiere el despacho a través de XM.

Para la adecuada coordinación del despacho gas-electricidad se requiere que el sector gas disponga de la siguiente información:

- Capacidad de producción
- Cantidades entregadas por gasoducto
- Cantidades contratadas
- Cantidades entregadas diariamente
- Planes de mantenimientos de producción y transporte

- Capacidad de sustitución en refinerías
- Información de la topología de los gasoductos
- Planes de expansión de producción y transporte
- Demanda diaria de gas para todos los sectores
- Firmeza Oferta/Demanda

2.4 Proyecto de Decreto para Abastecimiento de Gas

El Ministerio de Minas y Energía con el fin de asegurar el abastecimiento del gas natural, ha elaborado un proyecto de Decreto; de acuerdo con la información a la cual ha tenido acceso el CSMEM, dicho proyecto contempla:

- a) Para la nueva oferta de gas:
 - i. La prioridad de contratación de gas por sectores de consumo: compresoras, residencial, térmico, GNV, industria petroquímica, resto industria, refinerías ECP, industria petrolera, resto de demanda nacional, exportación.
 - ii. Precios eficientes para los usuarios finales
- b) Para el manejo de restricciones diarias de la oferta:
 - i. La definición del orden de asignación de gas para eventos de mantenimiento.
 - ii. Menor prioridad de asignación de gas para contratos firmes de exportación frente a contratos interrumpibles nacionales.
- c) Para el manejo de información del sector:
 - i. Obligación de informar la capacidad de producción disponible para ofertar en firme.
 - ii. Con la información anterior, la UPME elaborará un plan de expansión indicativo de la infraestructura de transporte.

Los diferentes agentes del sector gas consultados consideran que este proyecto de decreto es intervencionista, cambia las reglas del juego existentes y consecuentemente desestimula la inversión en el sector.

2.5 Reflexiones

- El sector del gas natural en Colombia es fundamentalmente manejado a través de contratos bilaterales que no necesariamente involucran condicionamientos de confiabilidad del servicio, optimización de recursos y del bienestar nacional.

Básicamente dichos contratos tienen un enfoque de optimización económica y financiera para los agentes. Este esquema funciona adecuadamente en condiciones en que la oferta abastece sin restricciones la demanda, pero comienza a tener problemas en condiciones de equilibrio de la producción-demanda como los que se presentan en la actualidad y se agudizan en condiciones deficitarias de suministro que tienen una posibilidad grande de presentarse en el corto y mediano plazo (ver informe No 26 del CSMEM).

- Es fundamental que a nivel del estado se defina una política integral relativa al gas natural, que considere la necesidad de la expansión confiable del suministro del mismo en cuanto a producción y transporte para los sectores en los cuales el estado promovió exitosamente la utilización del gas natural, es decir a nivel residencial, industrial, térmico y gas natural vehicular. Esto conlleva la necesidad de un planeamiento a largo y mediano plazo del recurso, donde el estado debe participar activamente como promotor de desarrollo de la infraestructura, más no como empresario.
- El desarrollo del sector gas en Colombia ha sido acelerado y exitoso, con una penetración muy alta en los sectores residencial, industrial, vehicular y de generación termoeléctrica en los últimos 10 años. En particular, en relación con la generación eléctrica, el gas es fundamental para el despacho eficiente del sistema eléctrico colombiano y debido a las complejidades inherentes a la coordinación del despacho gas – electricidad, ha llegado el momento en que tal coordinación que hasta ahora se ha realizado en forma ad-hoc, se institucionalice formalmente y no como afirman algunos agentes que se debe mantener el esquema informal de coordinación existente.
- Para resolver los problemas existentes en cuanto al manejo de la información del sector, se requiere de un ente que se encargue de recopilarla, procesarla, consolidarla y ponerla a disposición de todos los agentes del sector y específicamente para que pueda ser utilizada en la coordinación de los despachos de gas y electricidad. Esta característica de la información no solamente permitirá efectuar la coordinación adecuada de los despachos, sino que redundará en beneficio de la mayor transparencia y dinámica del mercado y del sector en su conjunto.
- La solución de problemas coyunturales del sector gas, tales como el cuello de botella existente en el gasoducto Ballenas – Barranca, en concepto del CSMEM

se sale del esquema de relaciones bilaterales existentes, donde difícilmente se encontrará un productor-cliente interesados en resolver temas tales como asegurar la capacidad de transporte necesaria en el inmediato futuro para traer al interior del país gas proveniente de Venezuela, de nuevos campos o de un terminal de gas licuado ubicado en la costa Atlántica. Este es un problema que requiere la participación activa del estado, lo cual ha sido tradicional en el desarrollo de las etapas iniciales de la infraestructura del gas, inclusive en países como Estados Unidos y España. Específicamente el estado debería promover esquemas que incentiven la inversión en gasoductos por parte de la empresa privada y compartiendo el riesgo de mercado inherente en los mismos.

- Resolver el problema existente del gas atrapado en los contratos take or pay de los generadores térmicos, requiere la renegociación de dichos contratos en condiciones benéficas tanto para el comprador como para el vendedor. De hecho, existe un margen de negociación en el sentido que los compradores valoran más el gas que los vendedores, porque están sujetos a mayores frecuencias de despacho. Este margen, sin embargo, disminuye ante la presencia de un mercado secundario con precios por encima de los regulados, porque el vendedor percibe su costo de oportunidad del gas, no en la generación eléctrica sino en el secundario y la presencia de distintos regímenes de regulación.
- Para incentivar la transferencia de capacidad en firme desde los agentes con menor intensidad de uso hacia los que más frecuentemente son despachados, es imprescindible revisar la regulación de precios y aumentar la capacidad de producción de gas en el país. (ver informe No 26 del CSMEM).

2.6 Bibliografía y Fuentes de Información

- Armando Burgos Barreto. Convergencia Gas – Electricidad en Colombia. Revista Mundo Eléctrico, Vol 21, No 69, Octubre – Diciembre de 2007, Bogotá, Colombia.
- Roberto Kozulj. El abastecimiento de gas natural en Colombia: confiabilidad, alternativas de suministro y posibles impactos sobre la política energética. Observatorio Colombiano de Energía. Boletín No 28, Octubre – Diciembre de 2007, Bogotá, Colombia.

- Armando Burgos Barreto. Evolución de los sectores electricidad y gas: retos y necesidades de coordinación. III Congreso CIER de la Energía, CONCIER 2007, Noviembre 27 a 30 de 2007, Medellín, Colombia.
- Resolución CREG 28 de Marzo 12 de 2008.
- Proyecto de Decreto del Ministerio de Minas y Energía, sobre el abastecimiento nacional de gas natural. Año 2007, Bogotá, Colombia.
- PROMIGAS. Retos para el abastecimiento de gas natural: Visión de los transportadores afiliados a Naturgas. Congreso Anual de Naturgas, Marzo 13 y 14 de 2008, Cartagena, Colombia.
- Reuniones y teleconferencias con funcionarios de las siguientes entidades: ECOPETROL, Gas Natural, Promigas, Chevrom, BP, XM, SSPD, Ministerio de Minas y Energía.

3 Análisis de Desempeño del MEM

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

3.1 Comportamiento del sistema

Comparando los meses de marzo-07 y marzo-08, se observa una caída de 4.95% en la generación a nivel agregado. Esta caída está asociada con las menores exportaciones a Ecuador por la entrada en operación de una planta hidráulica, que se puede considerar permanente, además del incremento de la generación térmica en dicho país.

Se observa que pese a la caída en la generación total, las plantas hidráulicas en Colombia han aumentado sus despachos con relación al 2007 en 6.38%, lo cual correspondió al comportamiento de los aportes hídricos agregados del sistema que en los meses de enero, febrero y marzo del 2008, se ubicaron ligeramente por encima de los referentes históricos. A pesar de haber tenido hidrologías por encima del valor esperado, no se han presentado vertimientos de importancia debido al bajo nivel de los embalses.

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	marzo-07	febrero-08	marzo-08	Variación Mar 08-Feb 08	Variación Mar 08-Mar 07	Variación Mar 08-Promedio Ultimo Año
Hidráulica	3547.09	3154.6	3395.1	3356	-1.15%	6.38%	-5.39%
Térmica	683.03	1229.5	726.8	765.7	5.35%	-37.72%	12.10%
Gas	447.04	848.4	368.8	478.8	29.83%	-43.56%	7.10%
Carbón	235.99	381.1	358	290.9	-18.74%	-23.67%	23.27%
Menores	232.69	201	198.4	237.6	19.76%	18.21%	2.11%
Cogeneradores	5.74	6	4.4	4.9	11.36%	-18.33%	-14.69%
Total	4468.55	4591.2	4324.8	4364.1	0.91%	-4.95%	-2.34%

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

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

El gráfico No 1 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 - Octubre de 2007 a Marzo 2008

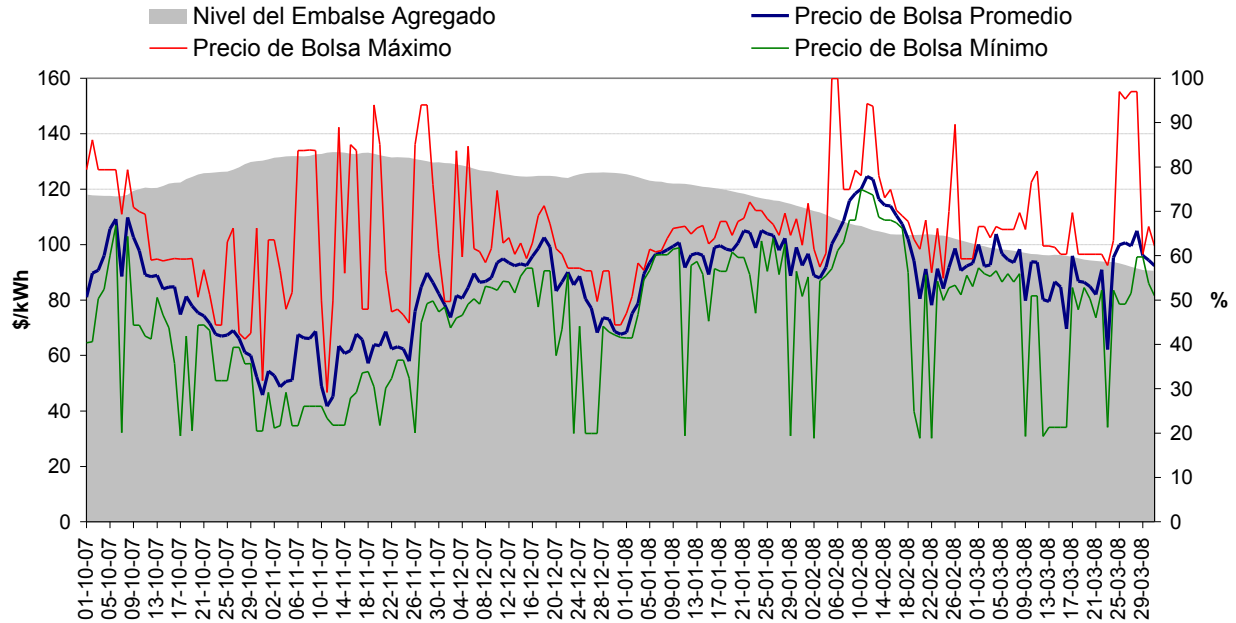


Gráfico No 1

A comienzos del mes de marzo de 2008, el precio promedio de bolsa se ubicó alrededor de \$90/kWh, descendiendo a valores hasta de \$65/kWh para terminar al final del mes con valor próximo a \$100/kWh. Durante los primeros 20 días del mes el precio de bolsa fue similar al referente histórico aunque muy por debajo del referente del año anterior. Hacia el final del mes, no obstante se observa un repunte importante que, durante algunos días, lo llevaron por encima de los precios observados en el 2007. La volatilidad del precio ha sido alta en marzo, con variaciones de más de \$40 por Kw/h, entre los promedios mínimos y los máximos.

El comportamiento del embalse agregado del SIN continuó su proceso de reducción correspondiente al ciclo de verano, para situarse a finales de marzo en un nivel próximo al 55%.

3.2.2 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 2 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de 5 \$/kwh, para los últimos tres meses.

Distribución del Precio de Bolsa

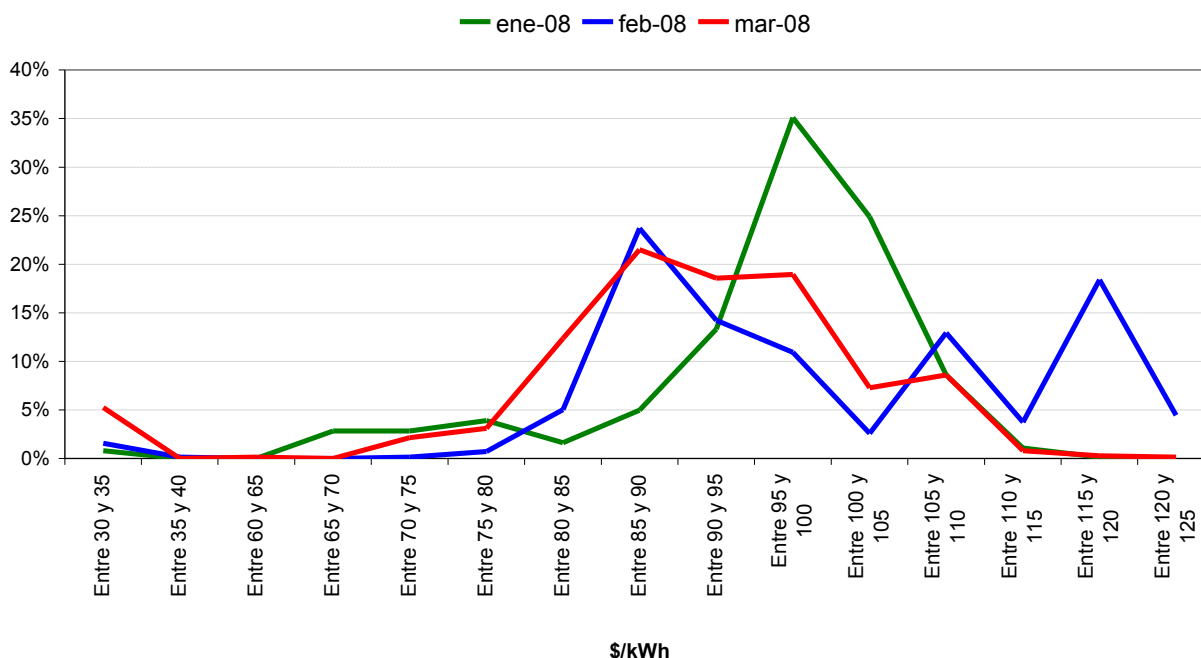


Gráfico No 2

En marzo la distribución de precios vuela a ser unimodal (a diferencia de febrero), pero con un desplazamiento de la media hacia la derecha que indica una elevación del precio promedio que se concentró en el rango entre \$80/kWh y \$110/kWh.

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 3 presenta en cada mes del último año, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo que fueron marcadores del precio.

En el mes de marzo a diferencia de los meses de enero y febrero anteriores, EPM fue el agente que marcó un mayor número de coincidencias entre sus ofertas y los precios de mercado (27%), seguido por Emgesa (26%) e Isagen (23%). Consecuentemente EPM desplazó a Emgesa como primer fijador de precios; Emgesa venía cumpliendo este papel desde agosto del 2007.

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del
Precio de Bolsa
Abril de 2007 a Marzo de 2008**

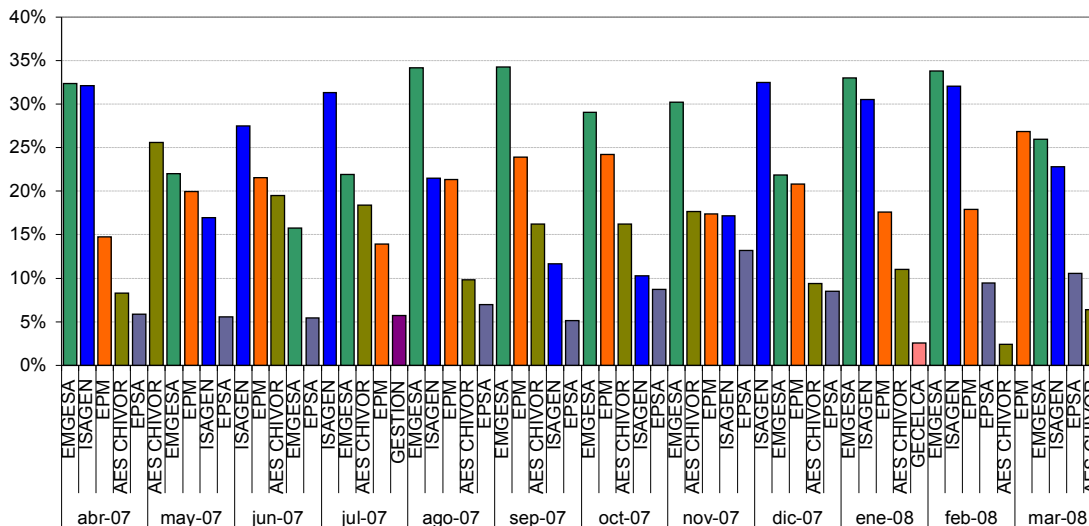


Gráfico No 3

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 4 presenta para los últimos tres meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta.

A nivel de plantas, Guavio y San Carlos lideraron en marzo la fijación de precios en horas de alta demanda; en horas de demanda media el liderazgo lo ejercieron Guatron y San Carlos. En horas de baja demanda, contrario a lo que comúnmente ocurre en el mercado de tener un índice de coincidencias relativamente uniforme, en este mes San Carlos ejerció el liderazgo en una forma acentuada, llegando a un índice del 42%.

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio
Enero 2008- Marzo 2008**

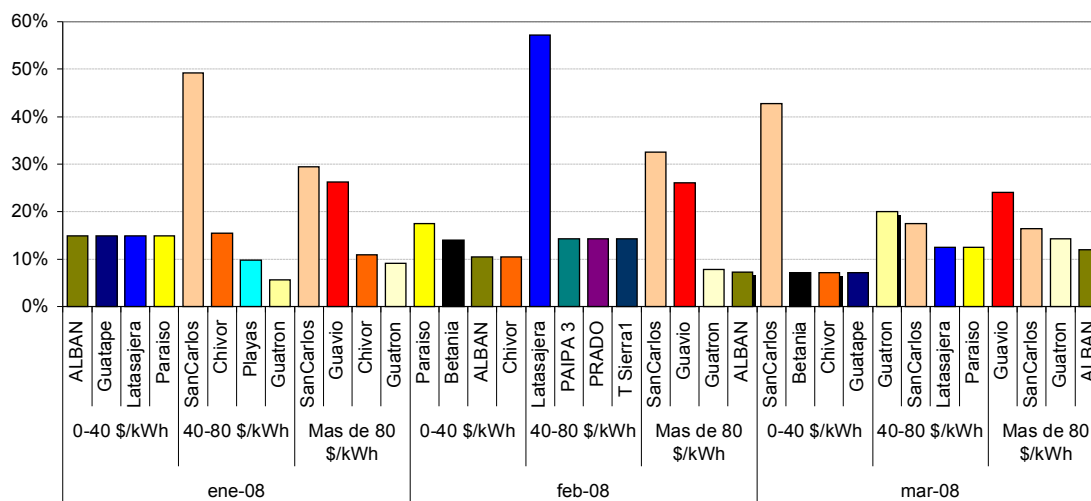


Gráfico No 4

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 y procesada para relación de los precios de oferta de los agentes con respecto al precio de bolsa, la disponibilidad de las plantas, el nivel de embalse agregado del sistema y el nivel específico de cada planta hidráulica:

- Betania en marzo, recibió aportes hidrológicos importantes. Dada su baja capacidad de almacenamiento, la planta fue ofertada durante casi todo el mes a precios bajos para asegurar su despacho y evitar vertimientos.
- El embalse que alimenta Chivor a fines de marzo alcanzó niveles extremadamente bajos. La planta ha venido generando sus reservas a ritmos acelerados, con ofertas en la base de precios durante varios días del mes. No obstante, estas ofertas se alternan con ofertas en el rango de competencia, en una estrategia que permite o bien sostener elevados los precios del spot o ahorrar sus reservas.
- La reducción del embalse de Guavio es tan crítica como la de Chivor. En este caso, sin embargo, la estrategia de oferta ha sido sostener siempre el precio en el rango

de competencia, con lo cual el agente contribuye a sostener elevado el precio del mercado.

- El comportamiento de Paraiso - Guaca se asemeja al de Betania, en el sentido en que parece haber contado con los aportes suficientes para mantener relativamente estable el nivel del embalse, con ofertas bajas y un ritmo elevado de despachos.
- En Jaguas también predominaron durante marzo precios bajos con reducción del embalse. Las ofertas de precios elevados se sitúan un poco por encima de los rangos de competencia.
- En Porce el nivel del embalse parece ser la variable endógena. La planta asumió una estrategia en que sostiene sus ofertas en el nivel de competencia y el mercado es quien determina si despacha o no.
- San Carlos redujo drásticamente el precio de sus ofertas cuando el embalse alcanzó su nivel máximo. Posteriormente se situó en el rango de competencia con fuertes oscilaciones. En meses anteriores, en contraste, había mantenido su precio en la banda de fijación, y dejó que el embalse se acomodara endógenamente.
- Urra utilizó como estrategia ofertar precios bajos durante todo el mes de marzo, con el fin de asegurar su despacho, a pesar que el nivel de su embalse presentó niveles relativamente bajos.
- TEBSA solo ofertó precios competitivos en la primera semana de marzo. A partir de este punto, subió las ofertas alejando a la planta del despacho. Este comportamiento, presumiblemente, está relacionado con la baja cobertura contractual de la planta y los precios elevados en el mercado secundario de gas.
- Termocentro, Termosierra y Termoflores utilizaron una estrategia de precios que minimiza la probabilidad de ser despachadas. Nuevamente este comportamiento no debe ser ajeno a la estrechez en el mercado de gas, posiblemente estas plantas estaban orientadas también a liberar gas para el mercado secundario.

3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 5 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total, y el precio de escasez, para los últimos 2 años.

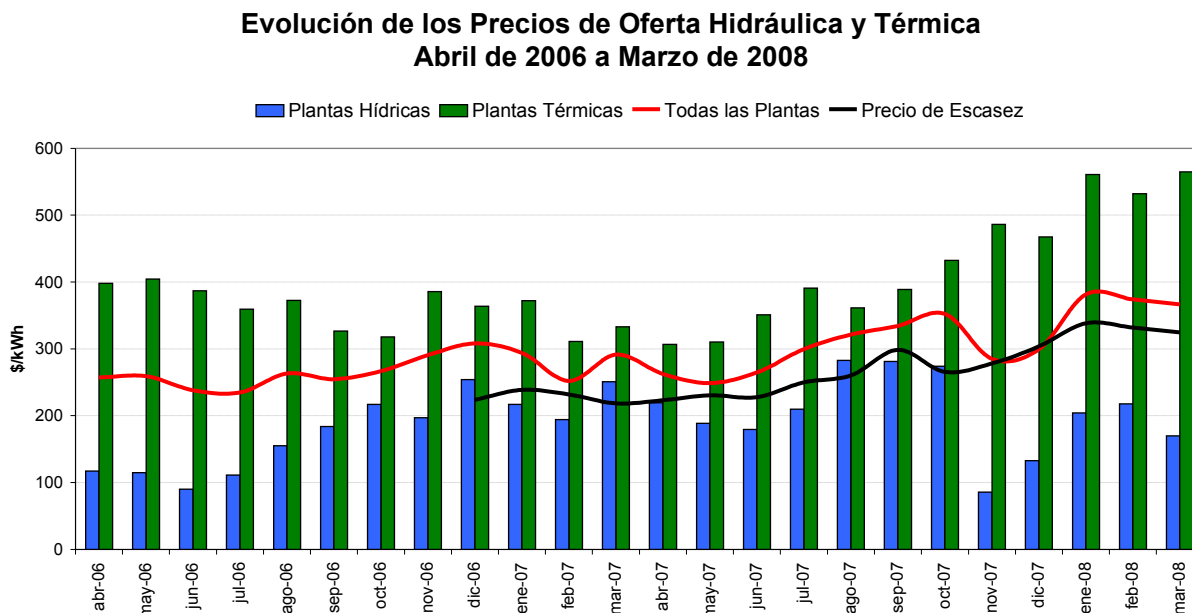


Gráfico No 5

A partir de noviembre de 2007 ocurre un incremento de los precios de oferta de los recursos hidráulicos y térmicos, coincidente con la evolución de la estación de verano; sin embargo, en marzo la oferta hidráulica presentó una disminución. Para este periodo, el precio de oferta promedio de todas plantas superó el precio de escasez.

3.3.5 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 6 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el mes de marzo, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

Preocupa en marzo, la elevada elasticidad precio de la oferta eléctrica en el rango de competencia. En el rango de demanda baja y media, las diferencias siguen siendo muy reducidas. Aumentos en la demanda o la salida de algún gran generador, se pueden traducir en crecimientos acentuados del precio.

CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO

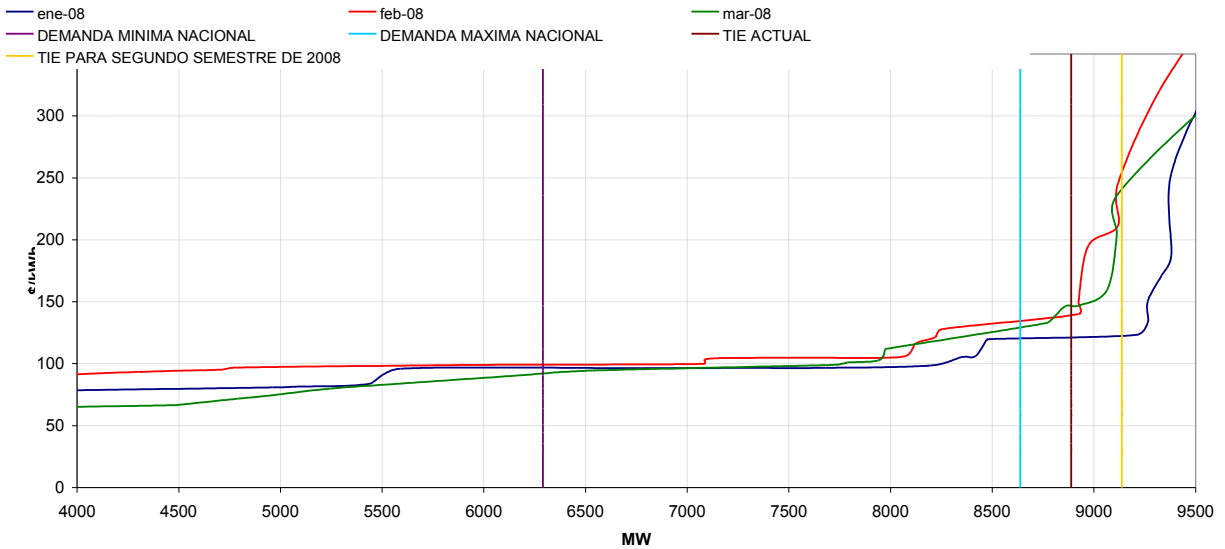


Gráfico No 6

3.3.6 Índice de Lerner

El gráfico No 7 presenta, para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, calculado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, para los periodos de demanda alta, en los últimos doce meses.

El aumento en la elasticidad de la curva de costo marginal del sector en marzo, como se registra en el gráfico, incidió en un aumento en el índice de Lerner particularmente para los periodos de la demanda alta y en consecuencia en el poder de mercado que detentan los agentes generadores, llegando a valores de 0,27 para Emgesa, 0,23 para EPM y 0,20 para Isagen.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

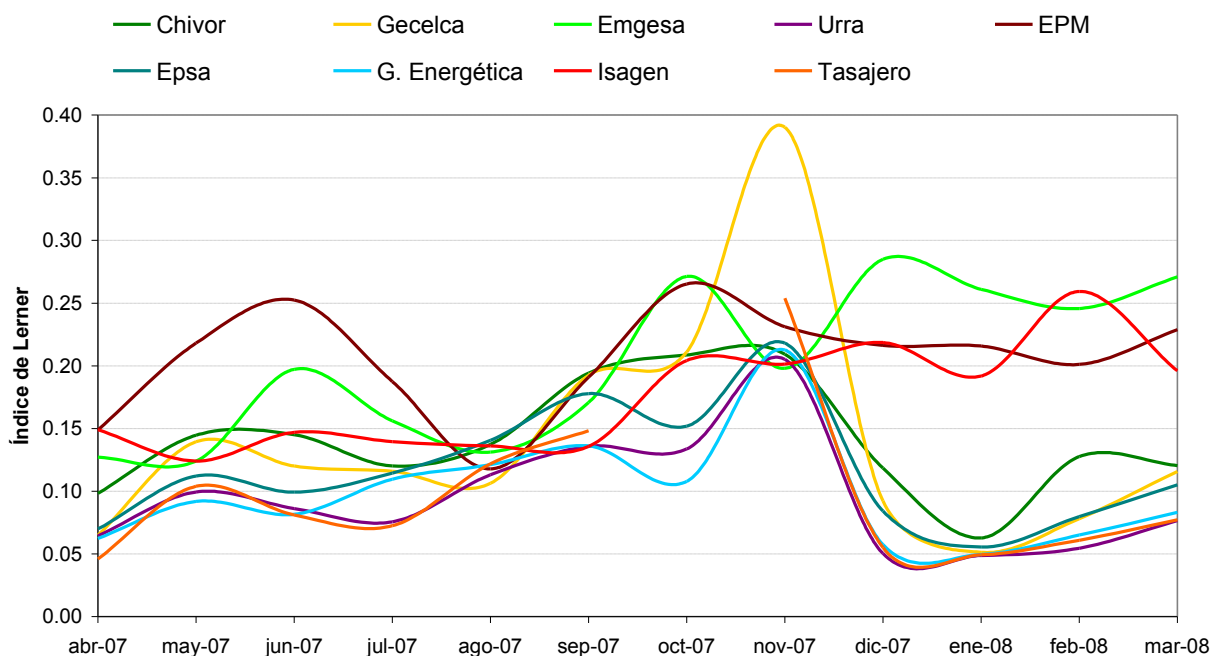


Gráfico No 7

3.3.7 Franja Marginal de la Función de Demanda Residual

La franja marginal representa el rango de precios que puede seleccionar un generador para que su oferta sea igual al precio de bolsa en una hora dada. Se determina ubicando en la función de demanda residual, el precio correspondiente a la disponibilidad ofertada por el generador. El rango de precios comprendido entre este precio (precio mínimo) y el precio de bolsa (precio máximo) corresponde a la franja marginal.

Ahora bien, si esta franja se calcula para la hora de mínima demanda y se expresa en porcentaje (como relación precio mínimo a precio máximo de la franja), éste indica la cantidad porcentual en que podría aumentar el generador su precio de oferta (si es que sus costos operacionales se lo permiten) y aún ser seleccionado para atender la demanda mínima y por consiguiente la de las 24 horas del día.

El gráfico No 8 muestra mensualmente para cada uno de los principales generadores hidráulicos, la franja marginal en porcentaje, de la función de demanda residual, para la hora de demanda mínima en los últimos doce meses.

Evolución Franja Marginal de la Función de Demanda Residual Abril de 2007 a Marzo de 2008

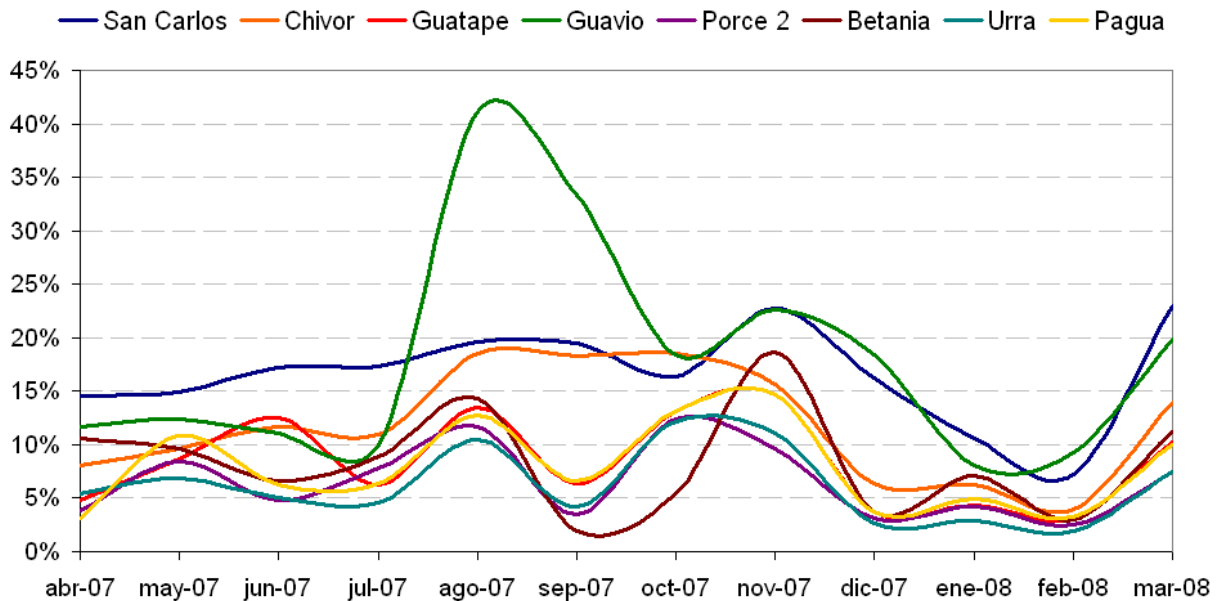


Gráfico No 8

El mes de marzo presenta dos plantas hidráulicas con valores de franja marginal que merecen atención particular: San Carlos con 23% y Guavio con 20%; esto indica que ellas podrían aumentar su precio de oferta en esos porcentajes y aún ser seleccionadas para atender la demanda mínima y por consiguiente la de las 24 horas del día.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 9 presenta el costo en pesos (\$) de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 48 meses, para el sistema total.

Durante el mes de marzo, el costo total de las reconciliaciones tanto positivas como negativas continuaron incrementándose hasta alcanzar valores de 62.000 y 53.000 millones de pesos respectivamente.

Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas Abril 2004 - Marzo 2008

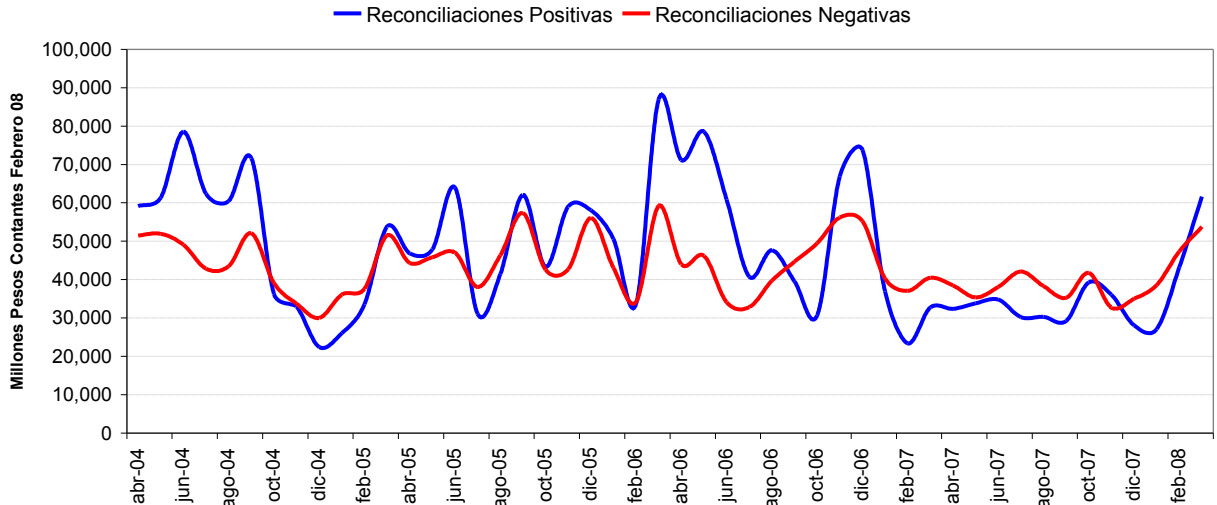


Gráfico No 9

Nota. El costo de la reconciliación negativa es calculado por el CSMEM como el valor de la energía no despachada por las diferentes plantas del sistema en el mes.

3.4.2 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 10-a y 10-b presentan las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo (\$) de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

En reconciliaciones positivas durante marzo, merece destacarse la participación de Tebsa y Guavio que alcanzaron valores superiores a los 18.000 y 13.500 millones de pesos.

En cuanto a las reconciliaciones negativas del mes de marzo, éstas se concentraron en Guatapé y Chivor, con valores superiores a 11.000 y 10.000 millones de pesos respectivamente.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

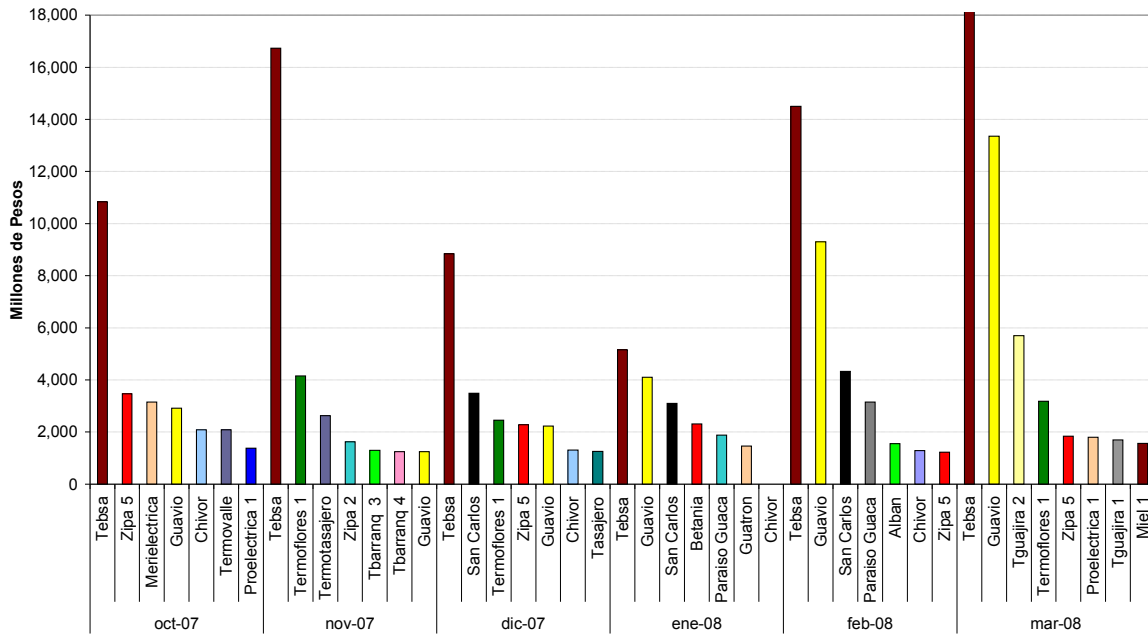


Gráfico No 10-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

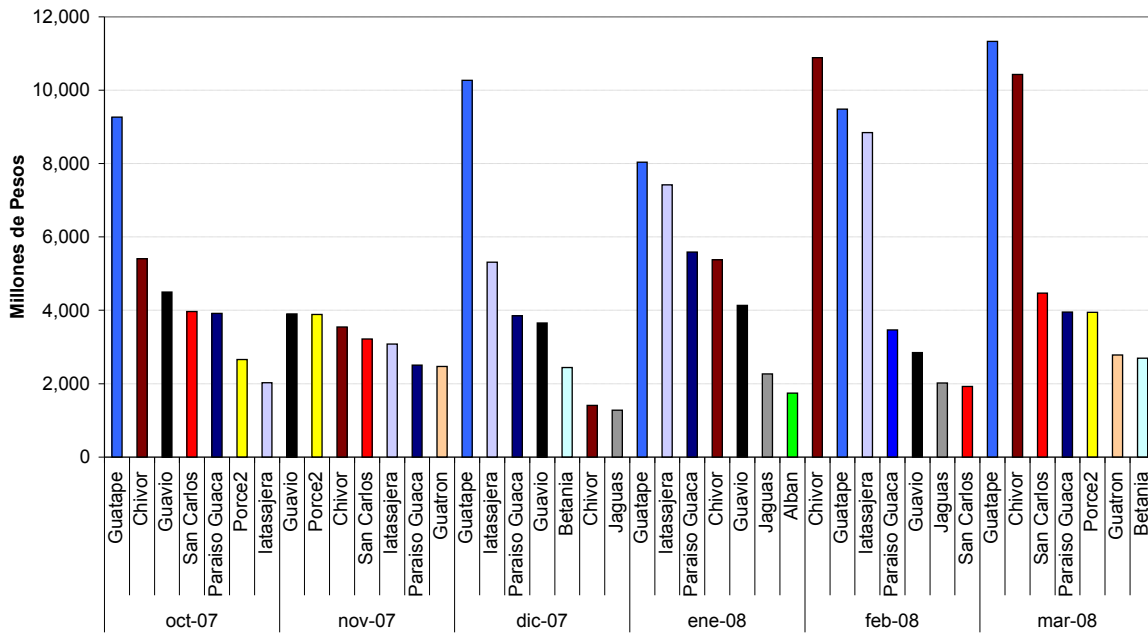


Gráfico No 10-b

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Costo Total Diario de las Restricciones

El gráfico No 11 presenta el costo total diario en millones de pesos para las restricciones del sistema en los últimos 12 meses.

Se observa que a partir de febrero de 2008 se presenta una tendencia creciente para el costo de las restricciones, alcanzando valores de 1.200 millones de pesos al día.

**Costo Total Diario de Restricciones
Abril 2007 - Marzo 2008**

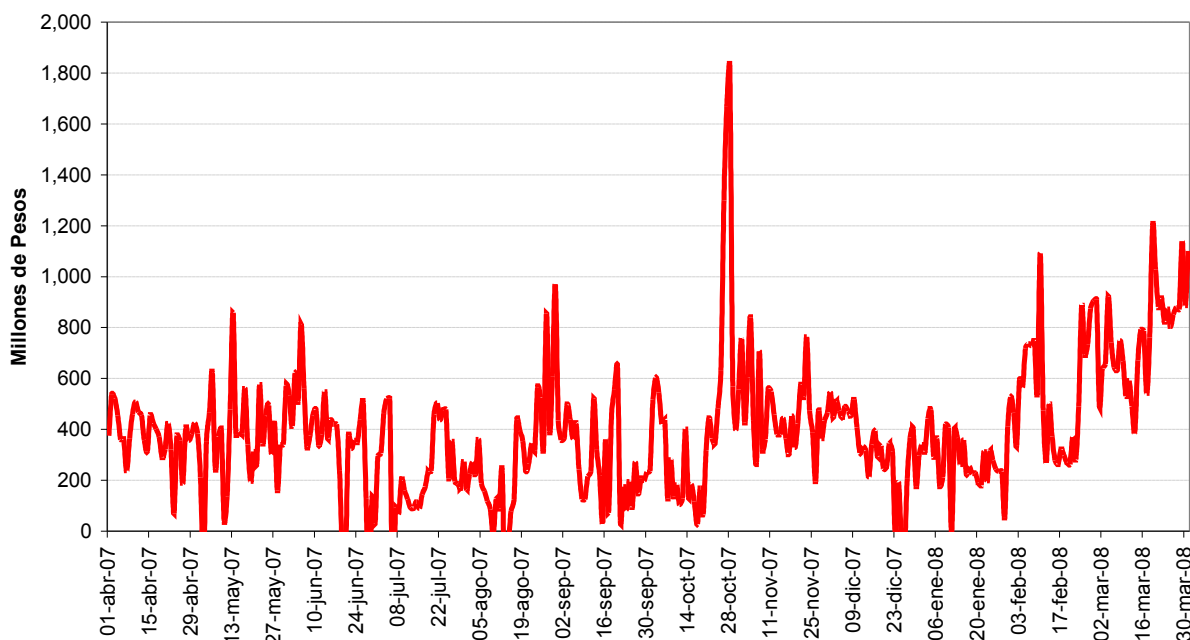


Gráfico No 11

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

El gráfico No 12 presenta a nivel mensual la evolución del precio promedio de los contratos despachados y de los contratos firmados en el mes vs el precio de bolsa, para un periodo de tres años.

**Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa
Abril 2005 a Marzo de 2008**

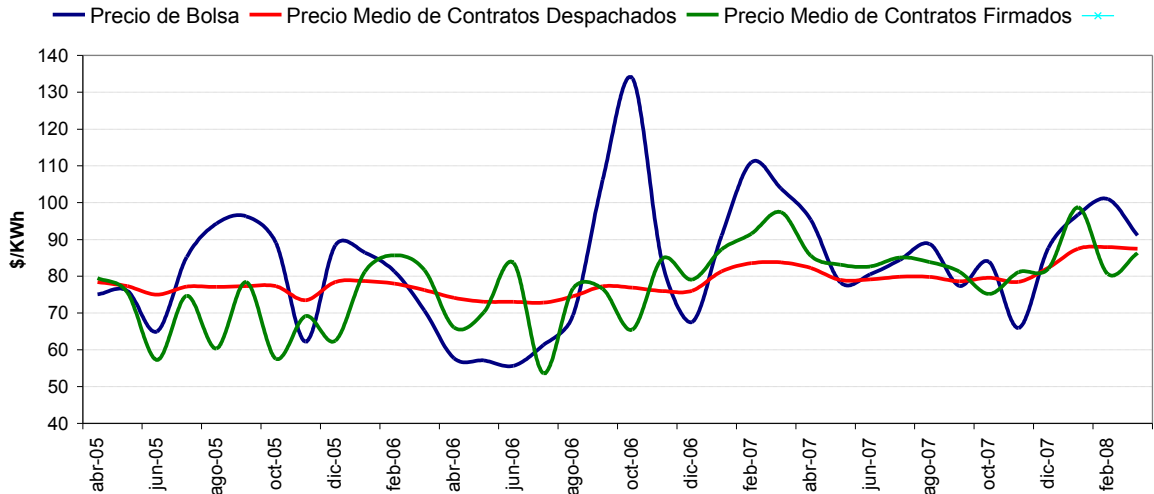


Gráfico No 12

Se observa que entre diciembre de 2007 y enero de 2008, el precio promedio de los contratos despachados aumentó de \$80/kWh a cerca de \$90/kWh, sosteniéndose en ese precio durante los últimos dos meses.

3.6.2 Distribución del Precio de Contratos

**Distribución del Precio de Contratos
Marzo de 2008**

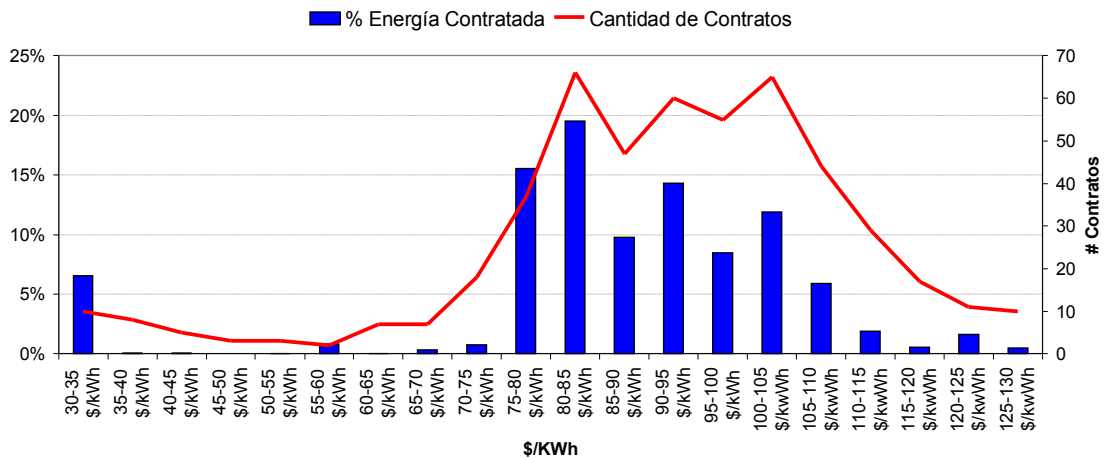


Gráfico No 13

El gráfico No 13 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de marzo, en intervalos de 5 \$/kWh.

En el mes de marzo, la energía transada en contratos bilaterales se vendió principalmente entre 75 y 110 \$/kWh, correspondiendo el 20% entre 80 y 85 \$/kWh, el 15% entre 75 y 80 \$/kWh, el 15% entre 90 y 95 \$/kWh y el 12% entre 95 y 100 \$/kWh.

El número de contratos correspondiente a estas transacciones bilaterales, en cada uno de los rangos estuvo alrededor de 60 contratos.