

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 26 – 2008

IMPACTO DEL MERCADO DE GAS EN EL PRECIO DE LA ENERGIA ELECTRICA

Preparado por:

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

Bogotá, Abril 21 de 2008

CONTENIDO

1 INTRODUCCIÓN.....	2
2 IMPACTO DEL MERCADO DE GAS EN EL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	3
2.1 BALANCES DE GAS.....	5
2.2 COBERTURA DE LOS CONTRATOS.....	10
2.3 FORMACIÓN DE LOS PRECIOS DE OFERTA DE LAS TÉRMICAS A GAS.....	11
2.4 PROPUESTA REGULATORIA.....	14
2.5 EL DEBATE MICROECONÓMICO.....	15
2.6 SIMULACIÓN DE IMPACTO DE PRECIOS	17
2.7 RECOMENDACIONES.....	19
3 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	20
3.1 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	20
3.2 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA.....	20
3.2.1 Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....	20
3.2.2 Distribución del Precio de Bolsa.....	21
3.3 COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	22
3.3.1 Agentes Marcadores del Precio.....	22
3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio.....	23
3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....	24
3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica.....	25
3.3.5 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio.....	26
3.3.6 Índice de Lerner.....	26
3.3.7 Índice Residual de Suministro.....	28
3.4 COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES.....	29
3.4.1 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas.....	29
3.4.2 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas.....	29
3.4.3 Participación de las Plantas en Reconciliaciones.....	30
3.4.4 Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito.....	32
3.5 MERCADO DE CONTRATOS.....	32
3.5.1 Distribución del Precio de Contratos.....	32
3.6 SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	33
3.6.1 Precio del AGC vs Precio de Bolsa.....	33
3.6.2 Servicio de AGC por Planta.....	34
3.6.3 Valor mensual del Servicio de AGC.....	35

Resumen Ejecutivo

La primer parte de este documento alerta sobre los efectos que puede ocasionar un eventual desabastecimiento de gas en el mercado eléctrico. Los balances entre oferta y demanda de gas muestran que, si no se invierte en el aumento en la capacidad de producción en Guajira y Cusiana de acuerdo con el programa presentado por Ecopetrol, es muy probable un desabastecimiento de carácter estructural en los próximos años. Por otra parte se señala como los precios del gas regulado, pero sobre todo el no regulado, han venido creciendo en magnitudes considerables en los últimos años.

A partir de un análisis que correlaciona los precios del gas con las estrategias de oferta de las termoeléctricas en el MEM, se presenta un ejemplo en el que se muestra que, para un día de abril del 2008, el impacto en el precio de gas se traduciría en un aumento porcentual de la misma proporción en los precios mayoristas de la energía eléctrica para horas de alta y baja demanda. El efecto sería mucho menor para demanda media. Los resultados de este ejemplo no se pueden extrapolar, dadas las complejidades en la formación de precios, pero si permiten inferir que hacia el futuro los problemas del mercado de gas se pueden reflejar en aumentos importantes en los precios de la electricidad. Lo anterior se refuerza por el hecho de que las dos plantas térmicas a gas con mayores registros de despachos son precisamente las que tienen menor cobertura de suministro en contratos bilaterales, con lo cual están expuestas a eventuales desabastecimientos y, probablemente, a adquirir el nuevo gas más costoso proveniente de campos no sujetos a la regulación de precios.

En el documento se recomienda monitorear el avance en las inversiones para aumentar la capacidad de producción de gas, evaluar la conveniencia de regular el precio del gas de boca de pozo de forma homogénea para todos los campos actuales y futuros con base en una fórmula que involucre el costo de oportunidad del recurso, e introducir contratos para adquirir los excedentes de disponibilidad cuando el precio de bolsa supere el de escasez, de acuerdo con la propuesta de resolución CREG 104 del 2007.

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

A partir del mes de enero de 2008 el precio de bolsa presentó una tendencia marcada y sostenida al alza y a mediados de febrero descendió hasta estabilizarse en valores semejantes a los precios referentes históricos para este periodo. Los aportes hídricos agregados del periodo se ubicaron ligeramente por encima de los referentes históricos

y el comportamiento del embalse agregado del SIN correspondiente al ciclo de verano, continuó su proceso de reducción.

Respecto a las ofertas de las plantas térmicas a gas en el periodo de análisis, Tebsa buscó ser incluida en el despacho mientras los precios de bolsa estuvieron altos. En cuanto a TermoCentro y TermoSierra, la estrategia consistió en buscar no ser despachadas ofertando precios muy altos.

En febrero el poder de mercado medido se elevó alcanzando valores altos del índice de Lerner en Emgesa e Isagen.

En el mes de febrero el 25% de la energía transada en contratos bilaterales se vendió entre 100 y 120 \$/kWh, 35% entre 85 y 100 \$/kWh, y el 22% entre 80 y 85 \$/kWh, lo cual refleja la tendencia creciente en el precio de los contratos que viene ocurriendo desde noviembre del 2007.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) El impacto del mercado de gas en el precio de la energía eléctrica, documento para ser publicado en la revista de la SSPD y, b) El análisis de los indicadores de seguimiento al 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 Impacto del Mercado de Gas en el Precio de la Energía Eléctrica

A pesar de hidrologías relativamente favorables y del alivio en la presión de la demanda que significó la entrada de nueva capacidad de generación en el Ecuador¹, el precio de la energía eléctrica aumentó significativamente en pesos constantes en el último año². Detrás de este fenómeno está, sin duda, la evolución del precio del gas, jalonado por los precios internacionales del petróleo. Entre febrero del 2007 y febrero del 2008 el precio en boca de pozo del gas de la Guajira creció un 56.6%³.

El efecto del precio del gas en la formación de precios del MEM es directo: las plantas térmicas trasladan a sus ofertas el aumento del costo marginal asociado al crecimiento en el precio del gas, que constituye el insumo con mayor peso en la estructura variable de generación eléctrica.

El gas también ejerce un impacto indirecto en el mercado de electricidad vía expectativas. Si los generadores hidráulicos perciben un cambio en los fundamentales del mercado del gas que inducirá un alza sostenida de precios del combustible, aumentan la valoración actual y futura de sus reservas de agua y, en consecuencia, elevan los precios con que ofertan la energía tanto en la bolsa como en las negociaciones bilaterales.

Las condiciones que está atravesando el mercado de gas, por su parte, son extremadamente sensibles y permiten prever mayores alzas de precios hacia el futuro. Por un lado, el crecimiento de la demanda⁴ no ha estado acompañado de un aumento en la capacidad de producción y transporte de gas natural. Literalmente, en el país no queda espacio para nuevas contrataciones y muchos agentes consumidores y comercializadores de gas no han podido cubrir sus obligaciones futuras con contratos bilaterales⁵, con lo cual su abastecimiento depende totalmente de la disponibilidad en el mercado secundario. El ambiente de escasez, se agudiza por la indecisión de los

¹ En el 2007 la generación de energía eléctrica en Colombia solo creció al 2.5%, muy por debajo del 7% de la actividad económica. Este fenómeno se atribuye a las menores ventas al Ecuador.

² El crecimiento en términos nominales fue del 13%, cerca de 7 puntos por encima de la inflación.

³ El precio del gas de la Guajira se indexa con una fórmula que incorpora el precio de combustibles en el mercado internacional.

⁴ Como impulsores recientes de la demanda de gas se destacan las ventas a Venezuela de 150 MPCD (50 MPCD en firme) y la expansión del negocio de gas vehicular.

⁵ Deben acudir al mercado secundario para conseguir el combustible.

productores que han dilatado la ejecución de sus planes de expansión de capacidad por varios años.

Por otra parte el sector atraviesa un periodo de relativa incertidumbre regulatoria. En efecto, desde mediados de los 90s se anunció la futura desregulación de los precios en boca de pozo cuando el mercado fuese competido. Si bien el grado de competencia en el mercado de productores no ha variado sustancialmente⁶, el regulador ha tomado algunas decisiones en la senda hacia la libertad. En la práctica, el precio que rige los contratos del gas de Cusiana se pactó sin ninguna restricción entre compradores y productores. Además, el precio del gas producido en los nuevos campos se está determinando libremente bajo un mecanismo de subasta.

En la última subasta, por ejemplo, el gas alcanzó un precio de 6.02 US\$/MBTU, un 65% por encima del referente de la Guajira en febrero 2008⁷. Este entorno, es particularmente crítico si se considera que la capacidad de producción de la Guajira, cuyo precio constituye el único mecanismo regulatorio para controlar la evolución del mercado, no tiene espacio para nuevas contrataciones y en pocos años inicia un proceso de declinación. Cada vez el precio del gas dependerá menos del gas de la Guajira y más de las fuentes desreguladas. Alrededor de esta situación se ha creado un gran debate entre defensores y opositores de la libertad del precio del gas en boca de pozo. La CREG, por su parte ha puesto a consideración de los agentes un proyecto regulatorio.

El objeto de este artículo es tratar de ilustrar con algunas cifras, la sensibilidad de los precios de la energía eléctrica al precio del gas y ofrecer recomendaciones orientadas a evitar que en futuro próximo, un mal funcionamiento en el mercado de gas, contagie el desempeño y la eficiencia del mercado eléctrico.

El documento recoge algunas hipótesis y análisis adelantados por el Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía (CSMEM)⁸ y desarrolla nuevos aspectos de la problemática. Además de esta introducción, el informe contiene 7 secciones: balances de gas; cobertura de los contratos; formación de los precios de oferta de las térmicas a gas; propuesta regulatoria; debate microeconómico; simulación de impacto en precios y, recomendaciones.

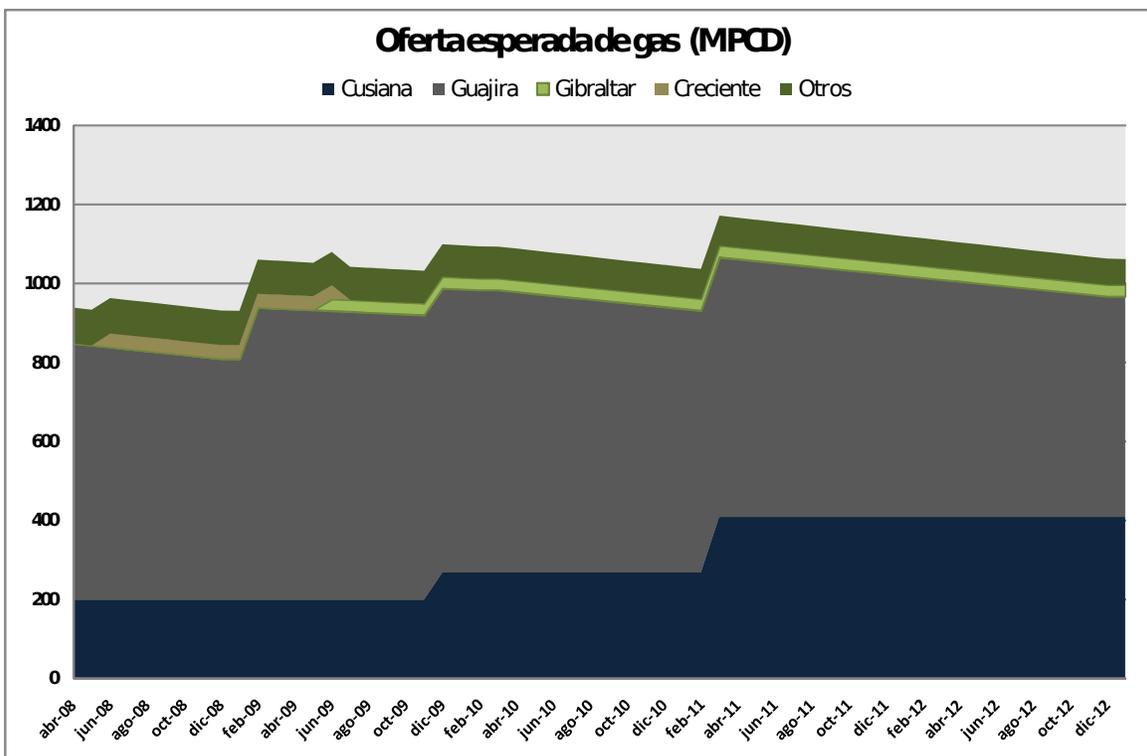
⁶ Este mercado se puede caracterizar como el de dos monopolios regionales, uno en el norte del país y otro en el interior, donde el poder de mercado se arbitra por las tarifas de transporte entre estas dos grandes áreas.

⁷ Preocupa, además, que la puja la haya ganado un productor.

⁸ Informes de seguimiento 22 y 24 preparados en el 2007.

2.1 Balances de gas

Con los siguientes gráficos se busca ilustrar la vulnerabilidad del abastecimiento de gas en los próximos 5 años (abril 2008 – enero 2013). La información de oferta (gráfico No 1) se extrajo de un gráfico presentado por Ecopetrol en el reciente foro de Naturgas⁹ y por lo tanto los valores son aproximaciones. Se asume que el campo de Guajira aumenta su capacidad de producción de 650 MPCD en abril del 2008 a 741 MPCD en febrero del 2009, gracias a las inversiones para aumentar la presión en los pozos. Se incluyen dos expansiones de la capacidad en los campos del pie de Monte Llanero. Con la primera, la capacidad de tratamiento eleva la producción de 200 MPCD en abril del 2008 a 270 MPCD en diciembre del 2009; con la segunda el campo alcanza una capacidad de producción de 410 MPCD en Marzo del 2011. Se incluyen 30 MPCD en Gibraltar que entrarían al mercado en junio del 2009 y 35 MPCD de la creciente que solo se extienden por un año de acuerdo con los horizontes contractuales. Finalmente, para otros pozos se asume una capacidad conjunta de 91 MPCD que declina suavemente en el horizonte¹⁰.



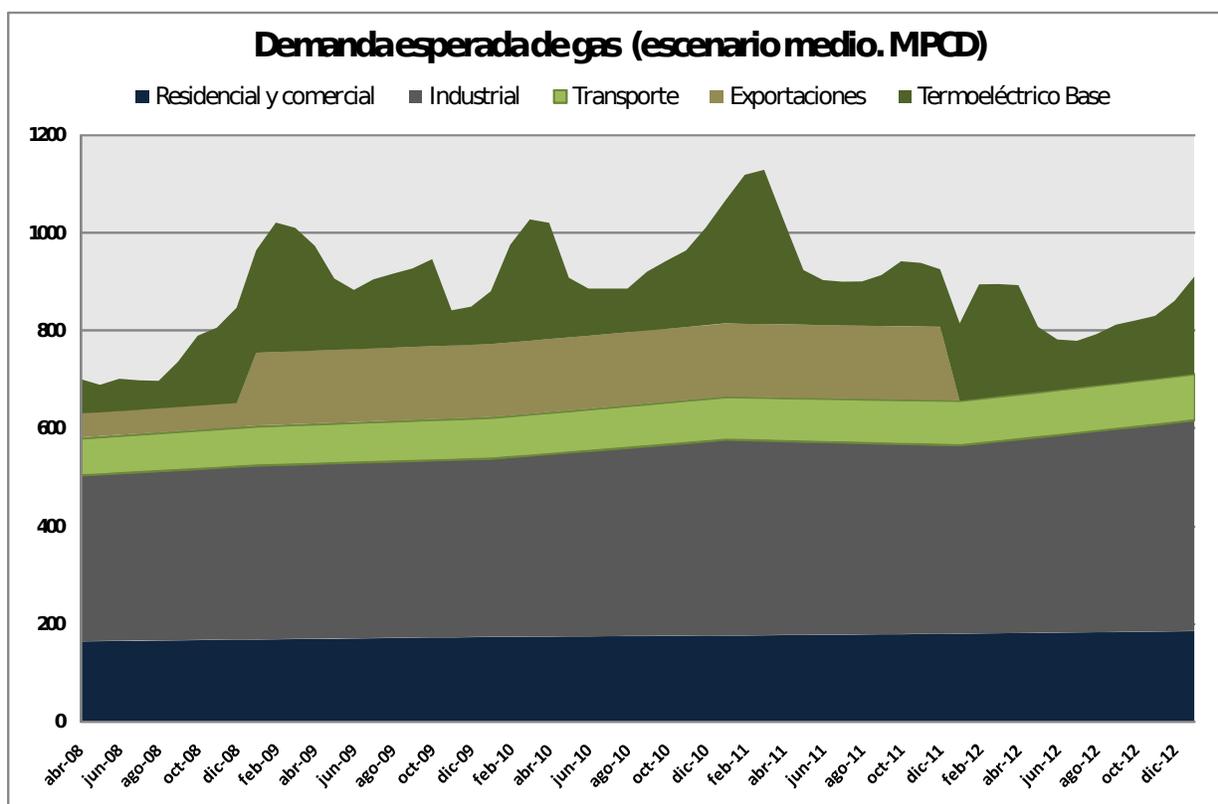
Fuente: Presentación Ecopetrol - Naturgas 2008

Gráfico No 1

⁹ No se obtuvo una serie que contenga el escenario “oficial” actualizado de la capacidad de producción esperada de gas en el mediano plazo.

¹⁰ No se incluyeron las importaciones que solo entrarían en vigencia al final del horizonte analizado.

La proyección de demanda incluye la base de consumos residenciales, comerciales, transporte e industriales¹¹ reportada por la UPME para diciembre del 2007. Estos valores se proyectaron mes a mes, con base en los crecimientos implícitos en el escenario UPME de mediano plazo (2006 – 2015). Los crecimientos se pueden considerar conservadores con un 2.6% promedio anual para los sectores comercial y residencial, 5.2% para la industria y 4.9% para el gas vehicular. La demanda de las termoeléctricas se obtuvo de las simulaciones de XM con el MPODE realizadas en abril 2008. El escenario base considera la proyección media de demanda de gas (gráfico No 2); el alto (gráfico No 3), la proyección de demanda termoeléctrica con un 5% de probabilidad de ser superada. Finalmente, se incluyeron exportaciones a Venezuela por 50 MPCD durante lo que resta del 2008 y 150 MPCD, hasta diciembre del 2011.

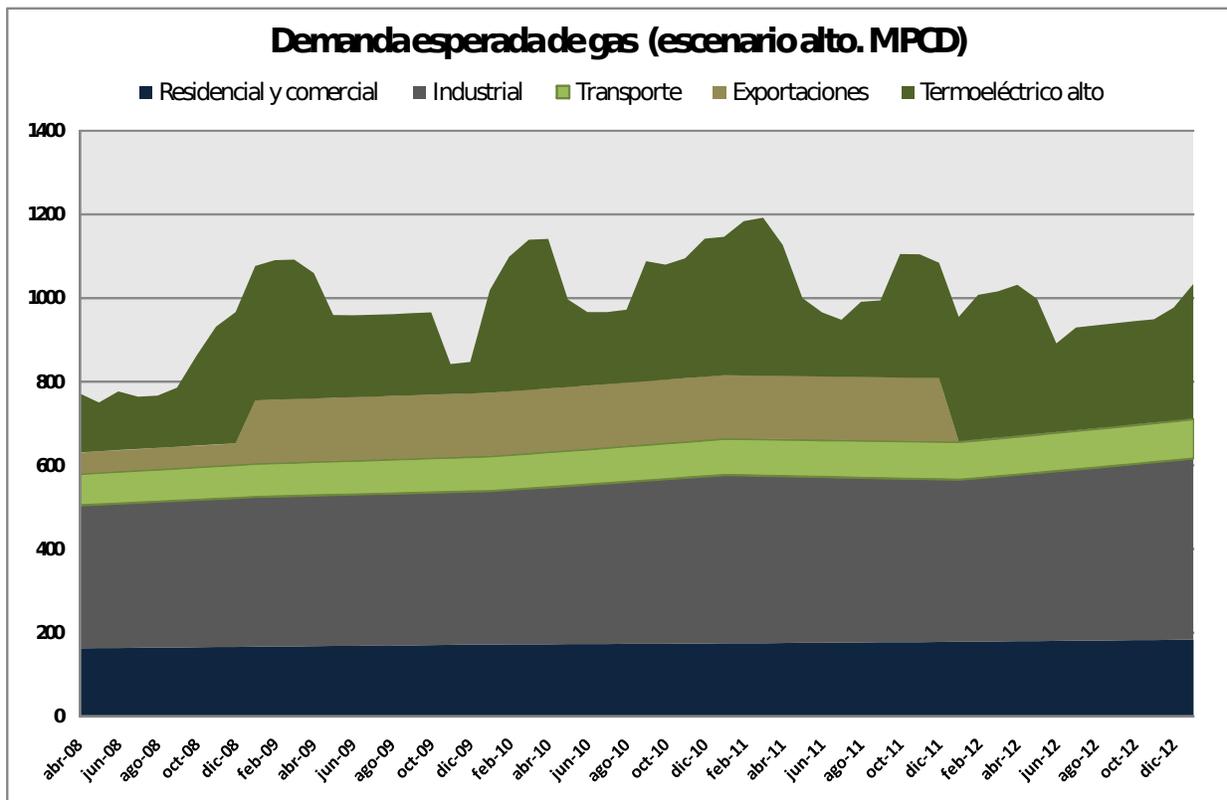


Fuente: CSMEM

Gráfico No 2

La demanda mantiene un crecimiento sostenido, excepto por los picos de demanda del sector termoeléctrico en los veranos de cada año. De acuerdo con las proyecciones, en los dos próximos veranos, la demanda total estará ligeramente por encima de los 1.000 MPCD; en los dos subsiguientes se esperan consumos por encima de los 1.100 MPCD.

¹¹ Incluida la refinería y el gas empleado en el bombeo en los ductos.

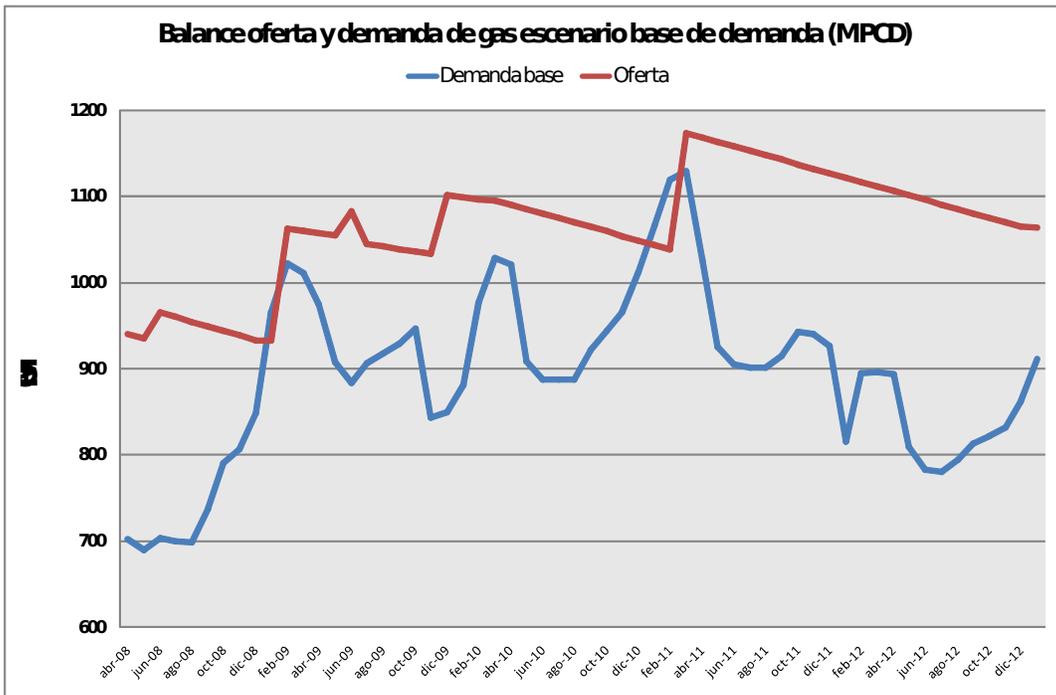


Fuente: CSMEM

Gráfico No 3

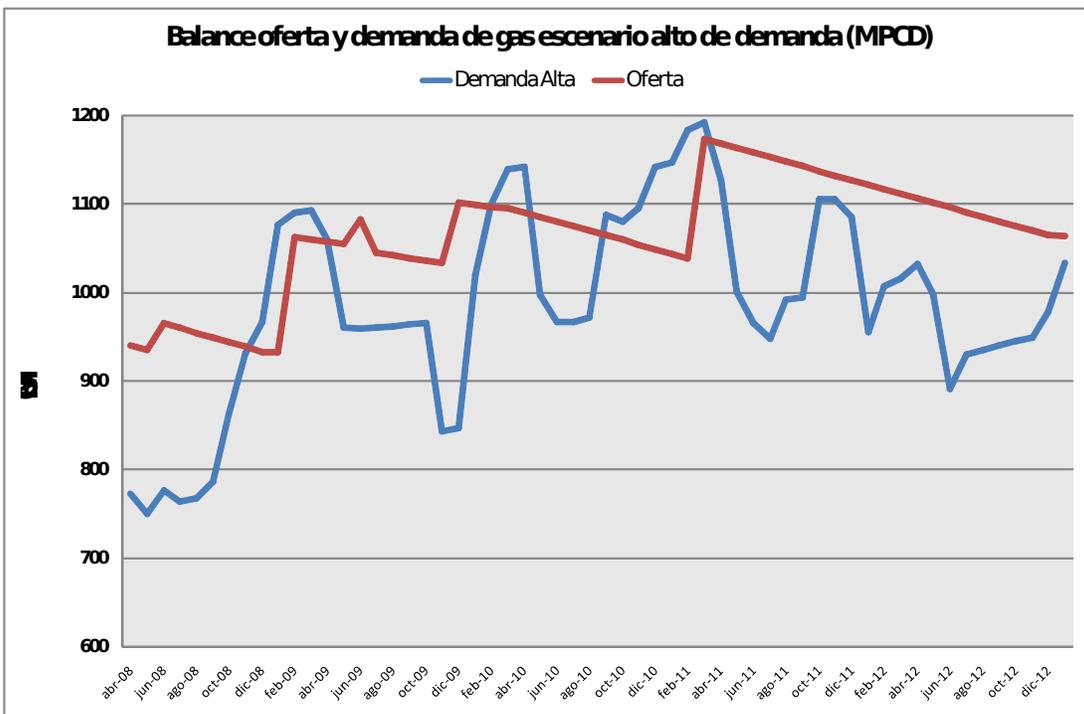
Por construcción, la diferencia entre el escenario alto y el bajo, es que el primero incluye la proyección alta del sector termoeléctrico, asociada a la ocurrencia de veranos severos. En esta proyección la demanda total se eleva hasta casi 1.200 MPCD en el verano 2010 – 2011.

En principio, de acuerdo con estos supuestos la oferta de gas es suficiente para cubrir la demanda base en los próximos 5 años. No obstante, los balances para principios del próximo año son apretados (gráfico No 4) y requieren la entrada oportuna del aumento de capacidad de producción de los campos de la Guajira. Un retraso o un impacto en la capacidad inferior al esperado en las inversiones para aumentar la presión del pozo, puede comprometer el equilibrio entre oferta y demanda. Un evento de esta naturaleza, probablemente se manejaría reduciendo temporalmente los despachos de gas a Venezuela hasta los límites pactados en firme. Se concluye que para el escenario más próximo (1 año), el mercado de gas no va enfrentar desabastecimiento, si las condiciones hidrológicas son normales.



Fuente: CSMEM

Gráfico No 4

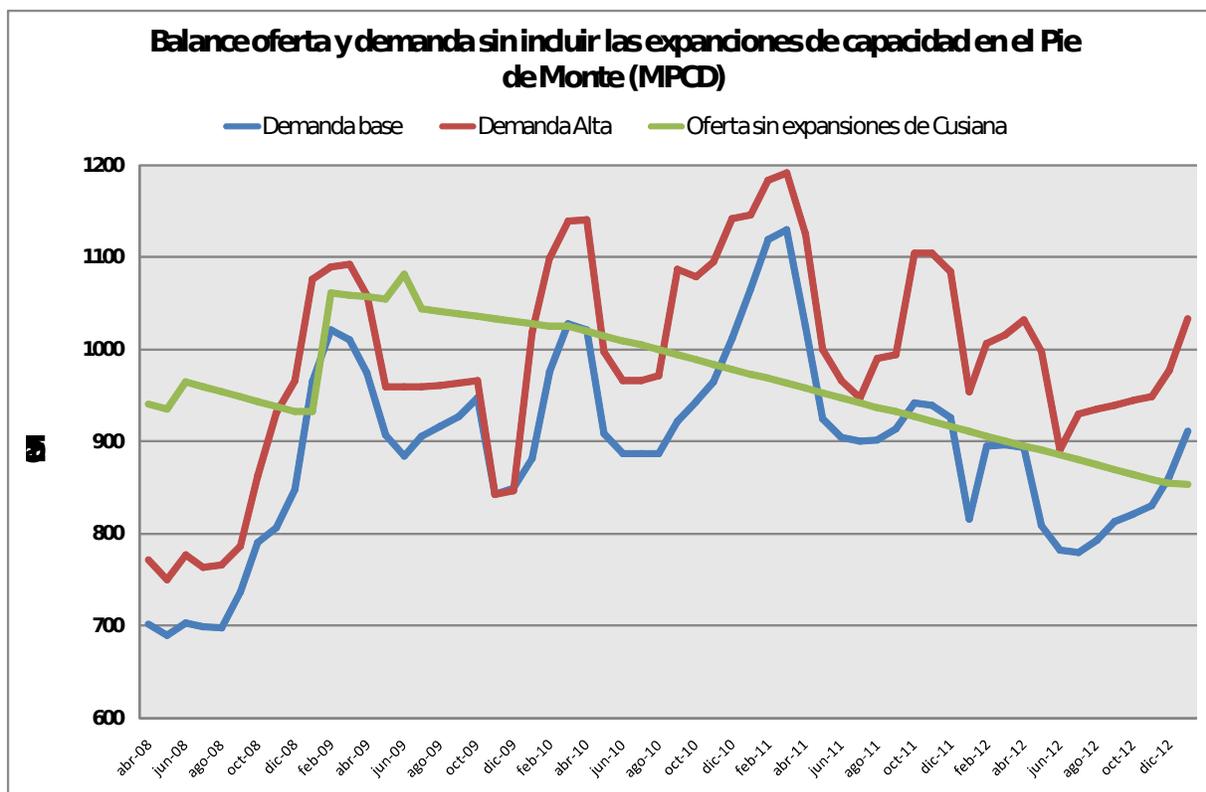


Fuente: CSMEM

Gráfico No 5

La conclusión no es tan tranquilizadora si, en efecto, se presenta una hidrología excepcionalmente baja en lo que resta del año. En este escenario, como se observa en el gráfico No 5, en enero del 2009 se generaría un faltante de 144 MPCD, que no se puede resolver con los volúmenes interrumpibles pactados con Venezuela. En este caso, el mercado podría quedar desabastecido a muy corto plazo.

Los problemas severos y estructurales, no obstante, solo se cristalizan en el evento en que los productores pospongan o anulen sus planes de expansión en Cusiana. El gráfico No 6 muestra como si no se acometen las ampliaciones de tratamiento de gas en el Pie de Monte Llanero, a partir del verano del 2009 -2010, la oferta es sistemáticamente mayor a la oferta en el escenario alto y se presentarían crisis periódicas de abastecimiento en el escenario bajo. Por lo anterior es imprescindible que el gobierno (socio mayoritario de Ecopetrol) y el regulador (quien puede autorizar a terceros la construcción de estas instalaciones) mantengan estrecha vigilancia en estos proyectos para evitar que el país se vea avocado a un racionamiento de gas.

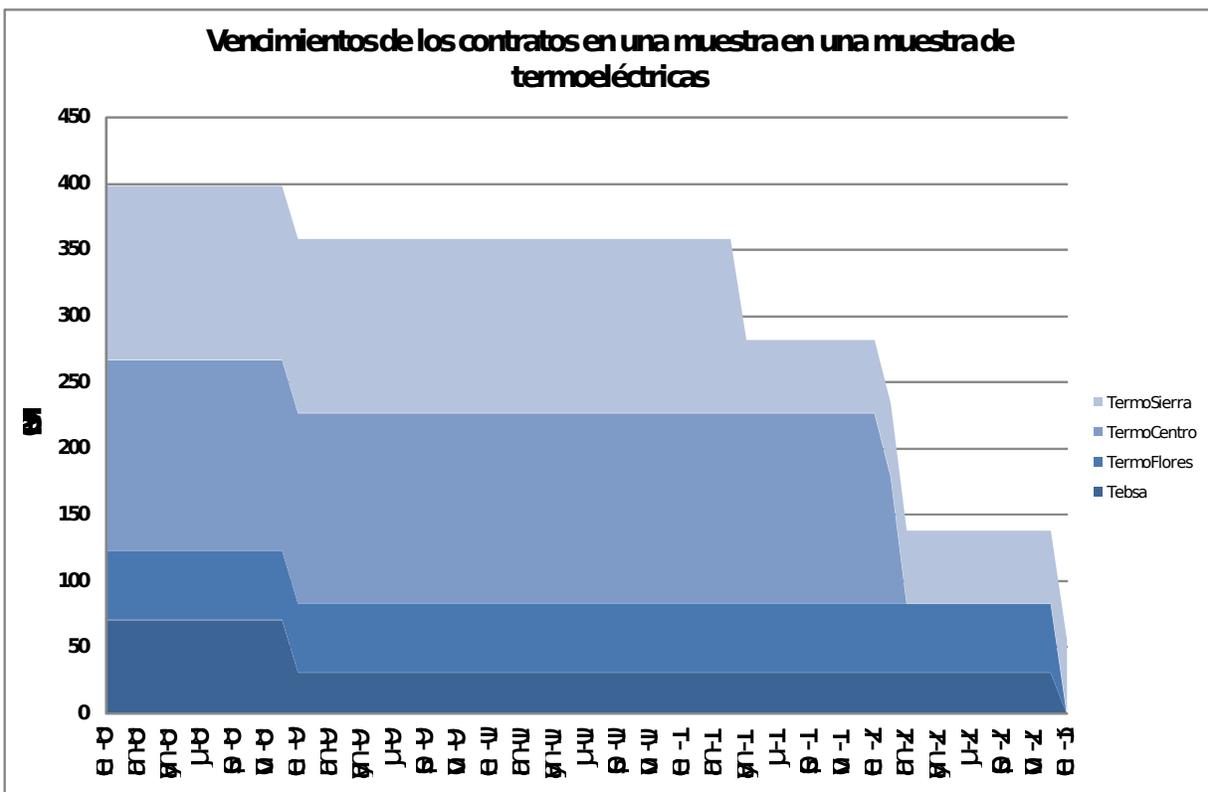


Fuente: CSMEM

Gráfico No 6

2.2 Cobertura de los contratos

El desabastecimiento exige distribuir el gas escaso entre agentes y sectores. Aquellos compradores que están amparados por contratos bilaterales, cuentan con mayor certeza de disponer del combustible en períodos críticos, porque no deben recurrir al mercado secundario, que probablemente se agota en estas situaciones. Como se observa en el gráfico No 7, en una muestra de 4 plantas seleccionadas, la contratación en firme se reduce de 400 MPCD en enero del 2008 y a menos de 200 en enero del 2013. El vencimiento de estos contratos exige acudir a los productores con dos tipos de riesgos. O la capacidad liberada se vendió a terceros, o en la época de la negociación, los precios están libres y por encima de los promedios contratados por el resto del parque térmico, con lo cual exponen su competitividad.



Fuente: CSMEM

Gráfico No 7

Esta situación es particularmente crítica, para Gecelca, propietaria de una de las plantas más eficientes, mejor localizadas y, en consecuencia con costos menores y los más altos registros de despacho. Como se observa Tebsa a la fecha, incluyendo la

compra reciente de gas en “La Creciente”¹² solo tiene contratado en firme un 44% de sus necesidades para operar a plena capacidad. Sus costos, y sus precios de oferta, en estas condiciones, dependen de la evolución del mercado secundario¹³. Lo realmente preocupante es que a enero del 2009, la firmeza de suministro solo alcanza el 26%.

En contraste, otros agentes con índices bajos de despacho tienen la firmeza asegurada, por lo menos en el horizonte de corto y mediano plazo. El exceso de contratación de TermoCentro, probablemente se destina al mercado secundario.

Estructura de la contratación actual de una muestra de termeléctricas

	Capacidad MW	MBTU/MW	Consumo hora	Equivalente MPCD	Contratado (ene 2008)	Contratado (ene 2009)	Cobertura (ene 2008)	Cobertura (ene 2009)	Frecuencia de despacho
TEBSA	750	7.3	5,502	229	100	60	44%	26%	62%
Termoflores	160	7.4	1,864	78	52	52	67%	67%	51%
Termosierra	455	7.0	3,191	133	131	131	99%	99%	7%
Termocentro	280	7.1	1,985	83	144	144	174%	174%	12%

Fuente: CSMEM

En resumen, un escenario de desabastecimiento y/o desregulación de precios es particularmente sensible para los precios de la energía eléctrica porque las plantas a gas que por meritos mas participan en la generación, están expuestas en el muy corto plazo, dados los horizontes de sus contratos de suministro.

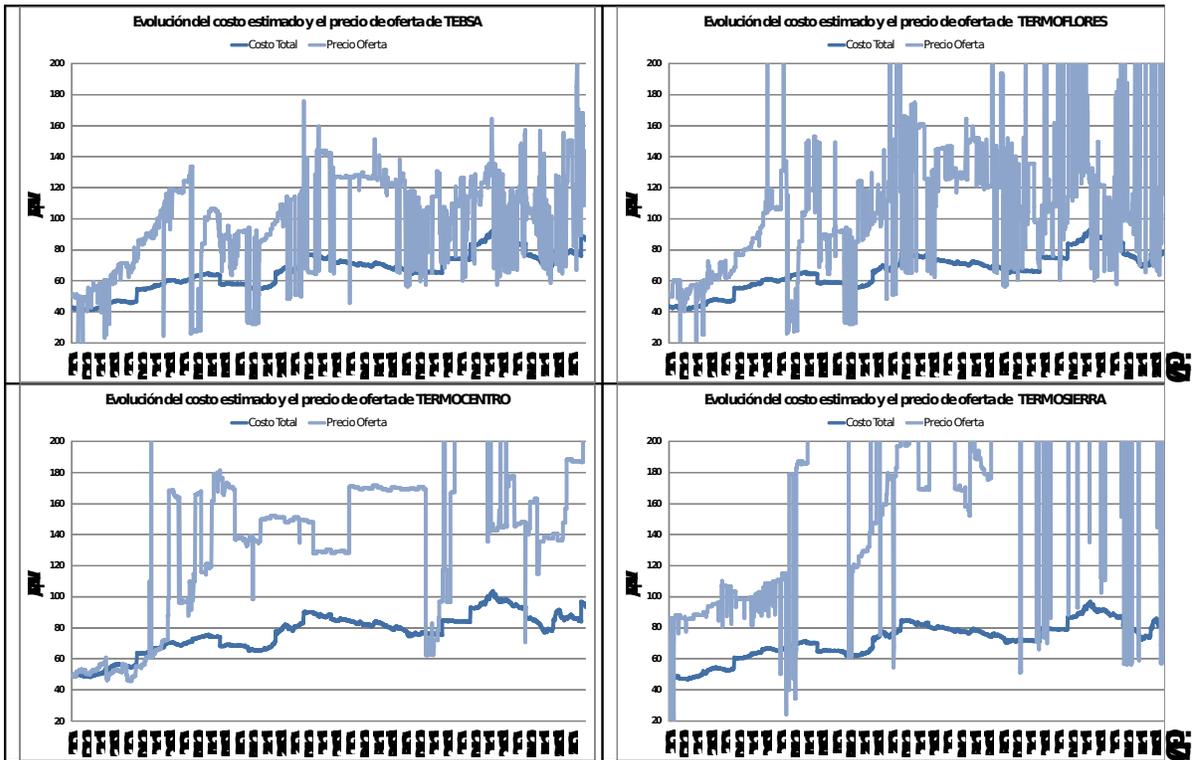
2.3 Formación de los precios de oferta de las térmicas a gas

Los siguientes gráficos (No 8) permiten visualizar cual ha sido, desde diciembre de 1998, la relación entre el costo estimado de generación y el precio al cual ofertan las plantas incluidas en la muestra¹⁴.

¹² La gráfica no incluye los 29.4 MPCD adquiridos por Gecelca a La Creciente, para un plazo de 1 año. Este gas si se considera en la tabla.

¹³ No se tuvo acceso a información del mercado secundario.

¹⁴ El costo de generación se estimó con base en el costo del gas en la Guajira (liquidado a la tasa de cambio del día), el factor de eficiencia en el uso de la energía (Heat Rate), las tarifas de transporte de gas para cada planta, el CERE, y un factor de gastos variables de AOM promedio de USD 2.5/Mwh. No se consideró el efecto que tiene el nivel de Take or Pay en suministro de gas.



Fuente: CSMEM

Gráfico No 8

Como se observa, Tebsa y TermoFlores basan sus ofertas en el costo de generación que, a su vez, es función del precio del gas en la Guajira. La relación no es directa. En ocasiones las plantas suben excesivamente el valor de sus ofertas para asegurarse que no sean despachadas, sin declarar explícitamente su indisponibilidad, lo que afectaría hacia el futuro el reconocimiento de los cargos por capacidad y ahora confiabilidad. Este efecto es más claro en TermoFlores que en TEBSA.

En el ejercicio se filtró la serie de tal forma que se eliminan los precios de oferta que superaran en 2 desviaciones el promedio. Para TermoFlores, el 7% de las observaciones cayeron en esta categoría; en Tebsa menos del 1%. De cualquier forma, es evidente que el costo de gas afecta la estrategia de oferta: la correlación entre estas dos variables está ligeramente por encima del 50% para las dos plantas. Finalmente, se observa que las plantas cuentan con poder de mercado, puesto que el mark up ex ante (medido entre precio de oferta y costo estimado), se elevó a 67% en Tebsa y a 44% en TermoFlores.

Indicadores de relación entre precio de oferta y precio del gas

	Correlación	Número de Observaciones Anómalas (95%)	Porcentaje	Mark-Up	Porcentaje Costo del Gas
TEBSA	0.53	12	0.4%	66.7%	58.1%
Termoflores	0.54	248	7.3%	43.7%	57.1%
TermoCentro	0.29	148	4.4%	116.3%	51.7%
Termosierra	0.35	32	0.9%	268.3%	49.8%

Fuente: CSMEM

Las estrategias de oferta de TermoCentro y TermoSierra, en contraste, parecen responder mayoritariamente a factores no directamente relacionados con el precio del gas. En estas plantas la correlación se redujo a cerca de un tercio y los mark up, implícitos en las ofertas sugieren que, en promedio, los precios a que ofertan doblan y multiplican por tres el valor estimado del costo de generación. Este comportamiento, muy probablemente está asociado a la composición mayoritariamente hidráulica de los propietarios de estas dos plantas.

Para estos agentes, los recursos térmicos, por un lado les permiten contar con respaldo para cubrir, con su propia generación, la energía vendida mediante contratos en épocas de sequía y por otro, afianza el poder de mercado. En efecto, en horas de alta demanda o en períodos secos, las térmicas cumplen un papel central en la definición del precio en la bolsa, que determina las utilidades tanto de la energía generada con gas como de la hidráulica. De esta forma, la estrategia de oferta responde a consideraciones que van más allá de los beneficios individuales obtenidos por la planta térmica y en esa medida guardan una relación menos estrecha con los costos del gas.

Ahora bien, para medir los efectos de la relación costo de gas – precio de la energía eléctrica, son más importantes los referentes de Tebsa y TermoFlores, puesto que estas plantas entran al despacho por méritos más de la mitad del tiempo. En estas plantas, resumiendo, la contratación es inferior a sus requerimientos para operar a plena capacidad, presentan los mayores índices de despacho y de determinación de precios dentro del parque térmico y, sus ofertas están ligadas al costo del gas.

2.4 Propuesta regulatoria

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, consciente de los problemas que puede ocasionar el mercado del gas en el desempeño del sector eléctrico, ha puesto a discusión de los agentes la resolución 104 del 2007. En esta resolución, se busca, entre otros objetivos, reafirmar la firmeza de los contratos de las térmicas. Para ello, exige que los contratos cuenten con respaldo físico en capacidad y reservas y permite, además, pactar la firmeza con base en instalaciones de almacenamiento o flujos de importaciones, si el vendedor cuenta con la infraestructura necesaria. Se obliga a los vendedores a hacer públicas sus proyecciones e impide que la suma de las cantidades contratadas con el sector regulado y las plantas térmicas (en aquellos contratos que respaldan obligaciones de energía en firme OEF) se eleve por encima de la capacidad total en un escenario de producción con el 95% de probabilidad de ser superado.

Por otra parte, elimina la firmeza para contratos orientados al segmento no regulado en los períodos donde el precio de bolsa en el mercado eléctrico supere el precio de escasez. En estos períodos, asociados a hidrologías bajas y altas demandas térmicas, los flujos hacia otros usuarios no regulados se pueden interrumpir, reduciendo la probabilidad de un desabastecimiento al parque térmico y a los usuarios regulados.

Finalmente, establece un “mecanismo competitivo” para asignar el gas disponible entre compradores bajo condiciones transparentes y con información al mercado de las condiciones de la oferta. El precio será libre y determinado por estos procesos de subasta para los pozos que no están cobijados por regulación de precios. El mecanismo debe asignar el gas entre potenciales compradores con variables objetivas distintas al precio, para el gas que proviene de campos regulados¹⁵.

A juicio del CSMEM la resolución puede dar algunos grados de flexibilidad al sector eléctrico en períodos de hidrologías bajas y de esta manera reducir los riesgos de un desabastecimiento que conllevarían alzas desmesuradas del precio de la energía y/o racionamientos. No obstante surgen dos comentarios. El primero, como se discute en la siguiente sección, es que mantiene desregulado el precio del gas lo que puede conducir, a medida que el campo de Guajira pierda importancia, a aumentos extremos de precio asociados a rentas del productor. El segundo, que la interrumpibilidad del gas a los compradores no regulados no está respaldada por contratos que asignen el gas liberado en períodos críticos a las térmicas y otros usuarios regulados. De hecho, en la

¹⁵ La resolución también se ocupa de proteger a los usuarios regulados. En particular permite que tras declarar desiertas las convocatorias de compra, los comercializadores que atienden estos mercados pueden acceder a las subastas de gas que reglamenta la resolución. El costo del gas se traslada a los clientes finales: “Passthrough puro”.

resolución no se exceptúan de la regla de firmeza restringida a usuarios no regulados térmicos.

2.5 El debate microeconómico

El debate microeconómico se plantea en extremos muy definidos. Por un lado están los que abogan por la liberación total del precio del gas. Se arguye que el mercado asigna eficientemente los recursos y que cualquier distorsión en los precios aleja las cantidades (exploración e inversión en producción de gas) del óptimo de eficiencia. Los defensores de esta postura sostienen que la regulación otorga rentas a los usuarios del gas y les permite competir (cuando lo emplean como insumo o combustible) con base en una distorsión de los precios relativos. Se alega, finalmente, que este equilibrio regulado, en el largo plazo, se traducirá en escasez y que las industrias que han sostenido su competitividad con base en la distorsión de precios, desaparecerán por no contar con una posición realmente competitiva, cuando los precios se equilibren o el gas sea insuficiente.

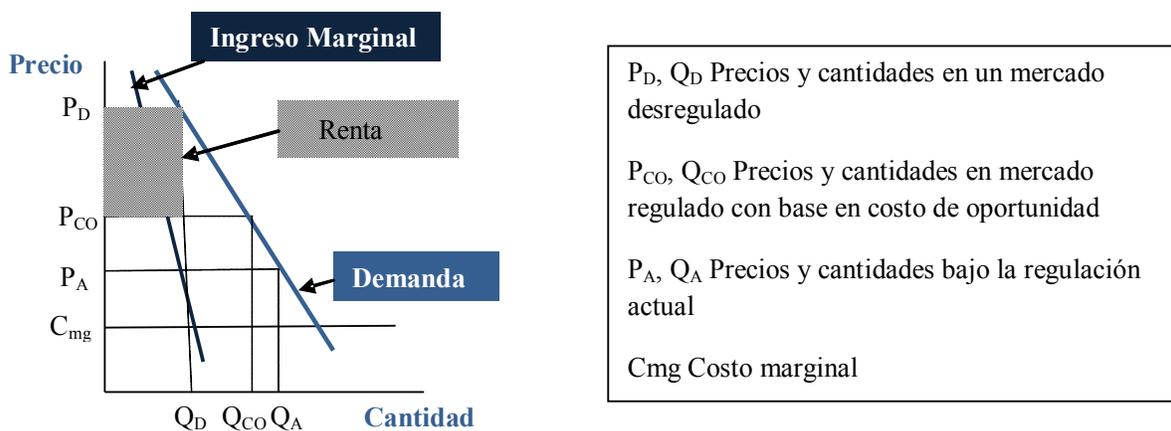
En el otro extremo se encuentra la posición según la cual, dado que el gas se oferta bajo condiciones monopólicas (o en el mejor de los casos duopólicas), la deregulación se traduciría en precios excesivamente elevados. En efecto, el monopolista fijaría el precio donde el costo marginal iguala el ingreso marginal. Por la baja elasticidad de la demanda de gas¹⁶ y por la gran diferencia de precios con los sustitutos, el precio de equilibrio de un monopolista se localizaría muy por encima de sus costos marginales, lo que generaría rentas a favor de los productores, imponiendo sacrificios de eficiencia asignativa. En otras palabras, corresponde al regulador fijar precios para corregir una falla significativa del mercado (pocos oferentes).

La posición del CSMEM está en un punto intermedio. Es cierto que los precios deben dar señales adecuadas para incentivar la exploración y producción de gas. El regulador no debe sostener una posición oportunista en el sentido de seguir una estrategia según la cual, puesto que los costos en que incurrieron en el pasado los productores están hundidos, el mayor bienestar de corto plazo para los consumidores es reducir el precio regulado hasta algún punto cercano al costo variable, que les permite remunerar la operación pero no recuperar el capital. Este equilibrio de corto plazo, introduce ineficiencias dinámicas, inconsistencia regulatoria y limita el desarrollo del sector.

¹⁶ Inferior a -0.3

Tampoco defiende el CSMEM la posición de dar libertad de precios porque el equilibrio se localizaría en un precio mayor al costo de oportunidad del gas y generaría rentas a los productores (con relación al costo de oportunidad). Con excepción del gasoducto a Venezuela, la infraestructura actual de transporte determina el gas encontrado en tierras colombianas como un bien no transable. Si los productores quieren negociar excedentes generados por nuevos hallazgos o por el vencimiento de contratos en el mercado internacional, deben incurrir en inversiones para licuar y embarcar el gas y deben soportar los costos de transporte por cada unidad que comercialicen. En ese sentido, el costo de oportunidad del gas está dado por la diferencia entre el precio del mercado internacional y el costo de transportarlo a este mercado.

En un ambiente de precios deregulados, dada la dinámica de la demanda interna y el precio de los sustitutos, los productores, probablemente no acudirían al mercado internacional, sino que agotarían su poder de mercado en las ventas domésticas, porque obtendrían un mayor beneficio. En este escenario, los precios se elevarían, el país sustituiría parte de su consumo hacia combustibles más costosos y menos amigables con el ambiente, y se crearía una distorsión (en este caso por fallas de mercado y no por regulación) que alejaría los niveles de inversión y consumo de los óptimos de eficiencia.



Fuente: CSMEM

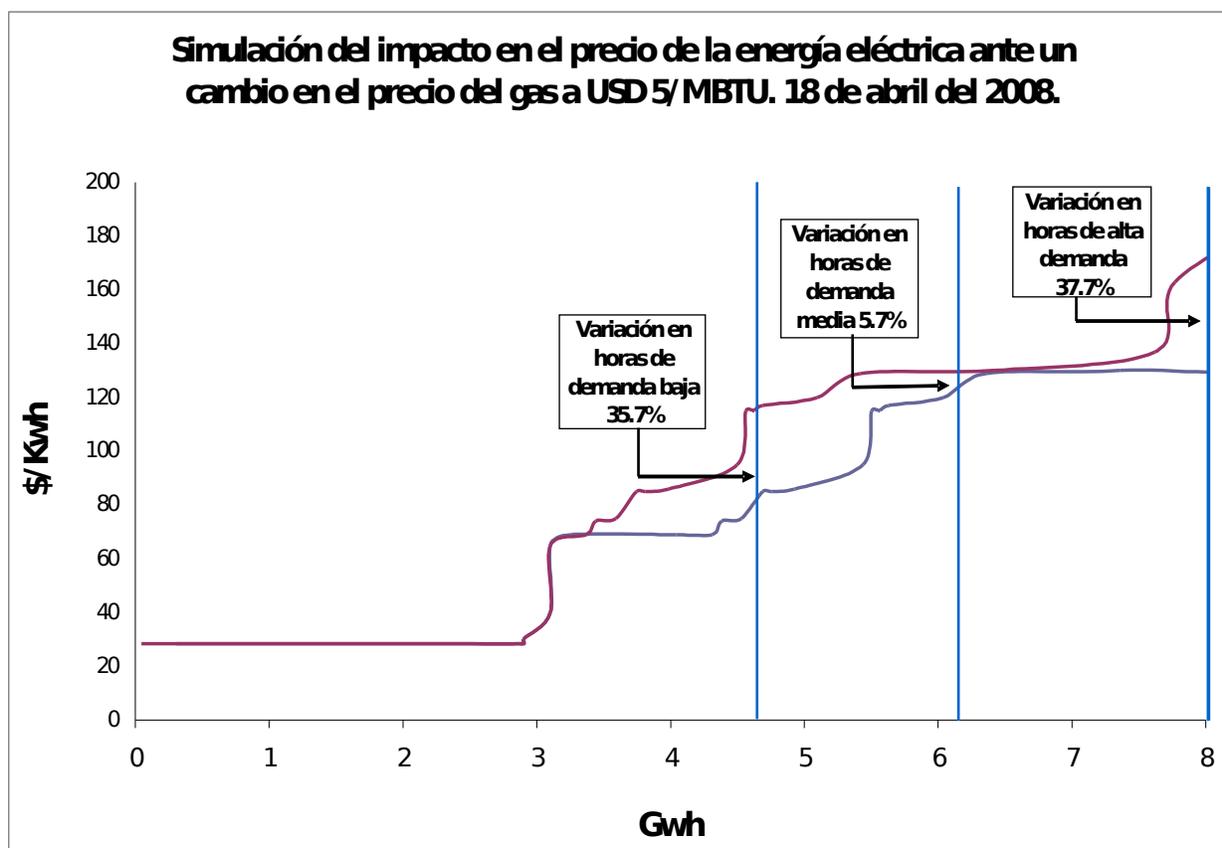
Gráfico No 9

Se propone entonces que se revise la regulación del precio de boca de pozo, bajo la óptica de un mercado imperfecto que debe ser regulado. Como referente para el nuevo precio, se debe evaluar la utilización del costo de oportunidad del gas, estimado este como el precio que obtendría el productor si vende el gas en el mercado internacional,

es decir el precio externo menos los costos de transportar el combustible a ese mercado. Con la revisión, se corrige, a su vez, el problemático manejo del “Passthrough” en el componente G de la tarifa al usuario final, cuando conviven precios de gas heterogéneos para distintas fuentes. El gráfico No 9 ayuda a entender la propuesta del CSMEM.

2.6 Simulación de impacto de precios

Los equilibrios entre oferta y demanda varían hora a hora y están determinados por múltiples factores, dada la cantidad y heterogeneidad de las plantas que ofertan su energía. Por esta razón es un ejercicio osado tratar de sintetizar en un modelo, la medición del impacto que puede tener el precio del gas en los precios de la electricidad. No obstante, es interesante constatar mediante un ejemplo como, dada la inelasticidad de la curva de oferta del MEM en algunos tramos específicos, el precio eléctrico puede llegar a ser muy sensible a las variaciones en el costo del gas.



Fuente: CSMEM

Gráfico No 10

El gráfico No 10 recrea un ejercicio en el que se simuló el equilibrio del mercado el 18 de abril del 2008, si el precio del gas se hubiese situado para Tebsa, TermoFlores, TermoCentro y TermoSierra, en USD 5/MBTU. Para ello se tomaron los precios efectivamente ofertados por estos agentes y se sustituyeron por precios estimados con base a los costos promedios de transporte, CERE, AOM y mark up, presentados en la sección anterior.

Como se observa en el gráfico, el aumento de los precios de oferta de estas térmicas desplaza hacia arriba la curva de oferta y entran otros competidores con precios mayores a despejar el mercado, con un aumento en el precio de la energía. En el ejercicio, dado que aún no estaban disponibles las demandas horarias para ese día, se utilizaron los promedios observados en abril del 2008 para demanda alta (7:00 PM), media, (1:00 PM) y baja (1:00 PM).

De acuerdo con la simulación, si el gas hubiese estado a 5 US\$/Kwh¹⁷ el 18 de abril del 2008, el precio de la energía eléctrica habría aumentado un 37% en horas de demanda alta, un 5% en demanda media y un 35% en horas de baja demanda. Se trata, sin duda de variaciones significativas con repercusiones en todos los usuarios de electricidad. Para demanda baja y alta, entonces, la elasticidad del precio eléctrico al costo del gas, en este ejemplo, es algo superior a 1, y en demanda media a 0.15.

Es interesante constatar, además, que todo el efecto sobre el precio del eléctrico recae en Tebsa y TermoFlores, en donde se concentra el problema de cobertura contractual para el futuro próximo. De hecho, en la fecha seleccionada, ni TermoCentro ni TermoSierra fueron despachadas por méritos, ni siquiera en horas de alta demanda.

El ejemplo descrito no se puede generalizar. El impacto directo en costos marginales se debe simular en un modelo como el MPODE y para descifrar el impacto en precios es necesario acudir a modelos de teoría de juegos. Por otra parte, el efecto puede ser inocuo en épocas de alta hidrológicas pero puede ser explosivo en sequías prolongadas. De hecho, esta simulación se realizó para un día de invierno.

El objeto de este ejercicio, es llamar la atención sobre como un vacío en la regulación para corregir fallas en el mercado de gas, también en el mercado eléctrico puede desatar una cadena de rentas y sacrificio de excedente del consumidor de magnitudes considerables. De hecho, a las rentas de los productores de gas, asociadas a su poder

¹⁷ Este precio está un 35% por encima del precio actual del gas de la Guajira, pero es inferior al que se obtuvo en la última subasta de gas.

de mercado, se pueden sumar las de los generadores hidráulicos, que aumentan, sin ningún costo, la valoración que da el mercado a sus recursos.

2.7 Recomendaciones

- Es imprescindible monitorear el plan de expansión de la capacidad de producción de gas. El incumplimiento o retraso puede llevar a un desabastecimiento de proporciones importantes en el mediano plazo.
- Se recomienda revisar la regulación del precio en Boca de Pozo, de tal forma que se establezca un tope de precios único para todos los campos. En este documento se propone fijar el precio regulado con base en el costo de oportunidad del gas.
- Convendría, en el marco de la resolución 104 del 2007, evaluar la conveniencia de permitir contratos que asignen los flujos interrumpidos, cuando el precio de bolsa supere el de escasez, dando prioridad a las térmicas con mayor frecuencia de contratos.

3 Análisis de Desempeño del MEM

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

3.1 Comportamiento del sistema

Durante el mes de febrero del 2008 la generación eléctrica total tuvo un incremento del 3.79% frente a la generación del mismo mes en el año 2007, destacándose el mayor incremento de la participación de la generación hidráulica. Los aportes hídricos agregados de los meses de enero y febrero del 2008, se ubicaron ligeramente por encima de los referentes históricos.

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	Febrero-07	Enero-08	Febrero-08	Variación Feb 08-Ene 08	Variación Feb 08-Feb 07	Variación Feb 08-Promedio Ultimo Año
Hídrica	3530.3	2930.9	3437.93	3395.1	-1.25%	15.84%	-3.83%
Térmica	721.68	1077.2	825.63	726.8	-11.97%	-32.53%	0.71%
Gas	478.17	729.7	515.8	368.8	-28.50%	-49.46%	-22.87%
Carbón	243.51	347.5	309.82	358	15.55%	3.02%	47.02%
Menores	229.65	153.1	217.69	198.4	-8.86%	29.59%	-13.61%
Cogeneradores	5.84	5.7	4.19	4.4	5.01%	-22.81%	-24.66%
Total	4487.47	4166.8	4485.44	4324.8	-3.58%	3.79%	-3.62%

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 11 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 5 meses.

A partir del mes de enero de 2008 el precio de bolsa presentó una tendencia marcada y sostenida al alza, llegando a alcanzar valores máximos de 160 \$/kWh a mediados de febrero, fecha a partir de la cual descendió hasta estabilizarse en valores promedios alrededor de 90 \$/kWh, semejantes a los precios referentes históricos para este periodo. El comportamiento del embalse agregado del SIN corresponde al ciclo de

verano, continuando su proceso de reducción que a finales de febrero lo sitúan en un nivel ligeramente superior al 60%.

Durante los meses de enero y febrero, los precios de bolsa máximos y mínimos horarios estuvieron cercanos al precio promedio, presentándose algunas desviaciones importantes puntuales tanto en las horas de alta como de baja demanda.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Septiembre de 2007 a Febrero 2008

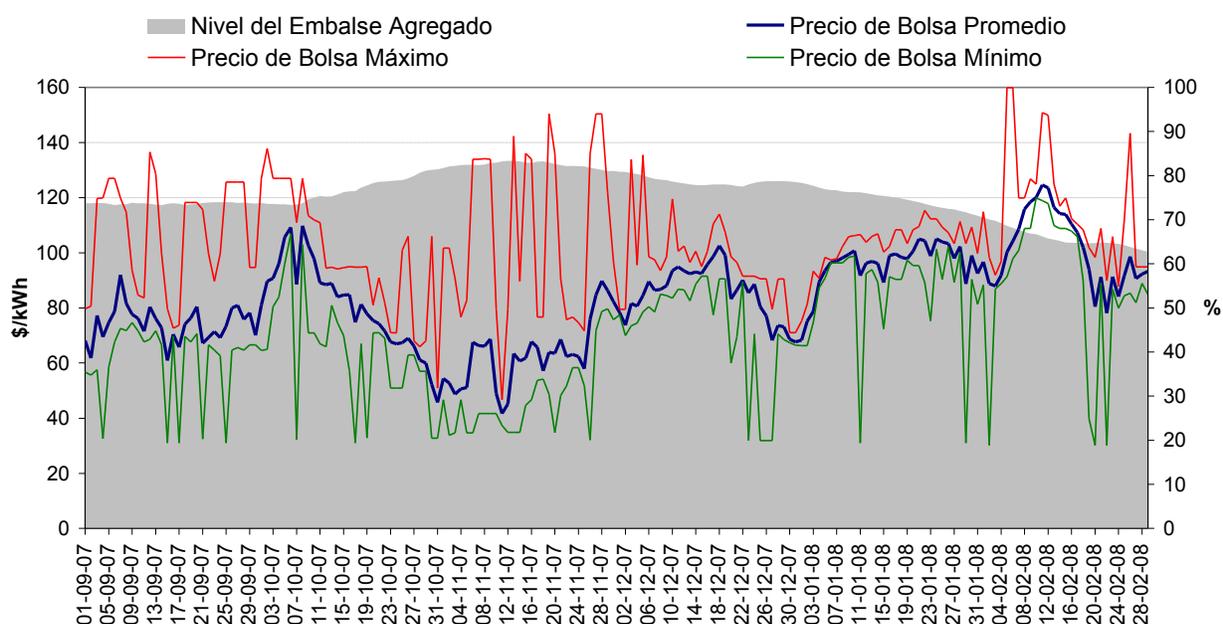


Gráfico No 11

3.2.2 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 12 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de 5 \$/kWh, para los últimos tres meses.

La distribución de precios en febrero fue dispersa y no se concentra en torno a ninguna moda definida. Se encuentran participaciones relativamente importantes en rangos de demanda alta con valores entre 115 y 120 \$/kWh y en rangos de demanda mínima con valores entre 85 y 90 \$/kWh.

Distribución del Precio de Bolsa

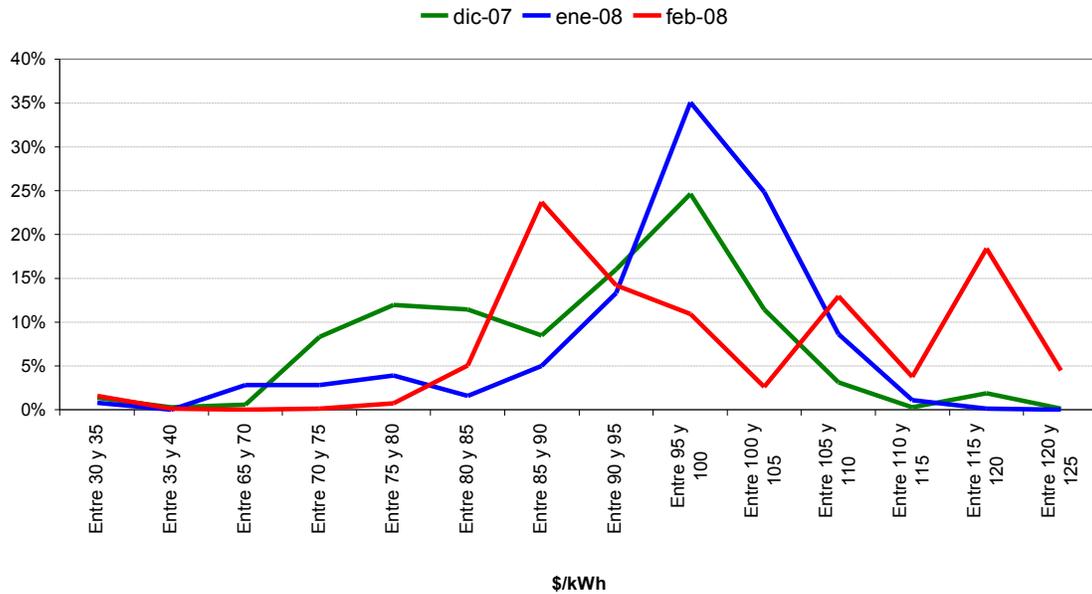


Gráfico No 12

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 13 presenta en cada mes del último año, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo que fueron marcadores del precio.

Emgesa durante el mes de enero, así como ocurrió en la mayoría de meses anteriores, fue el agente que marcó un mayor número de coincidencias entre sus ofertas y los precios de mercado (33%). Durante el mismo mes Isagen tuvo un comportamiento similar (31%) al de Emgesa, seguido por EPM y Chivor.

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

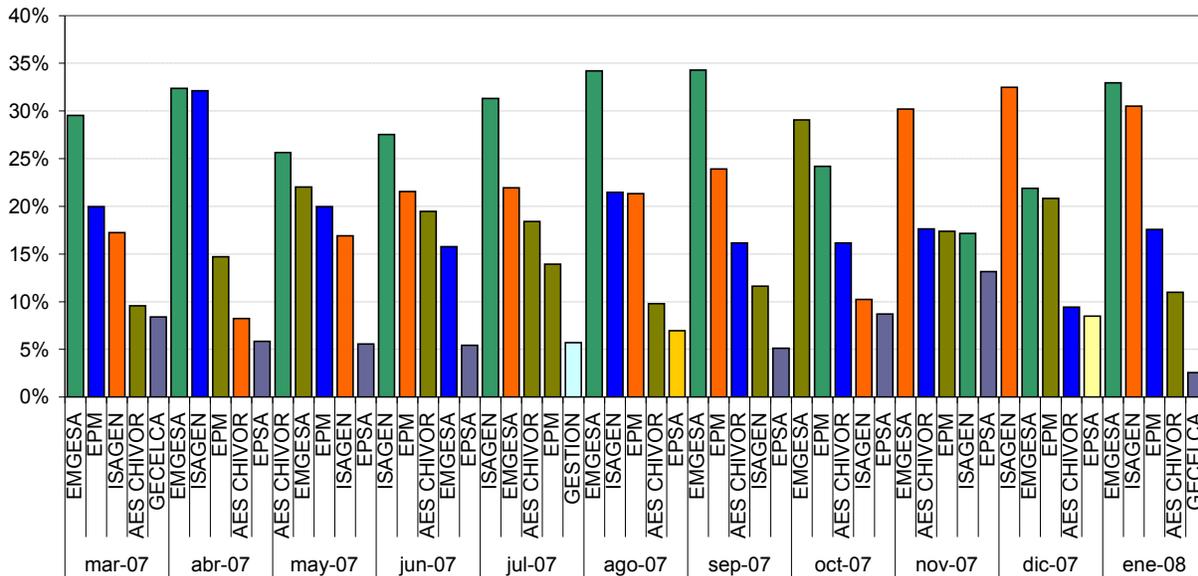


Gráfico No 13

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 14 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, San Carlos y Guavio lideraron en enero la fijación de precios en horas de alta demanda; en horas de demanda media el liderazgo lo ejerció San Carlos durante el 50% del tiempo. En horas de baja demanda, como es común en el mercado, la distribución del índice de coincidencias es relativamente uniforme.

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio
Noviembre de 2007-Enero 2008**

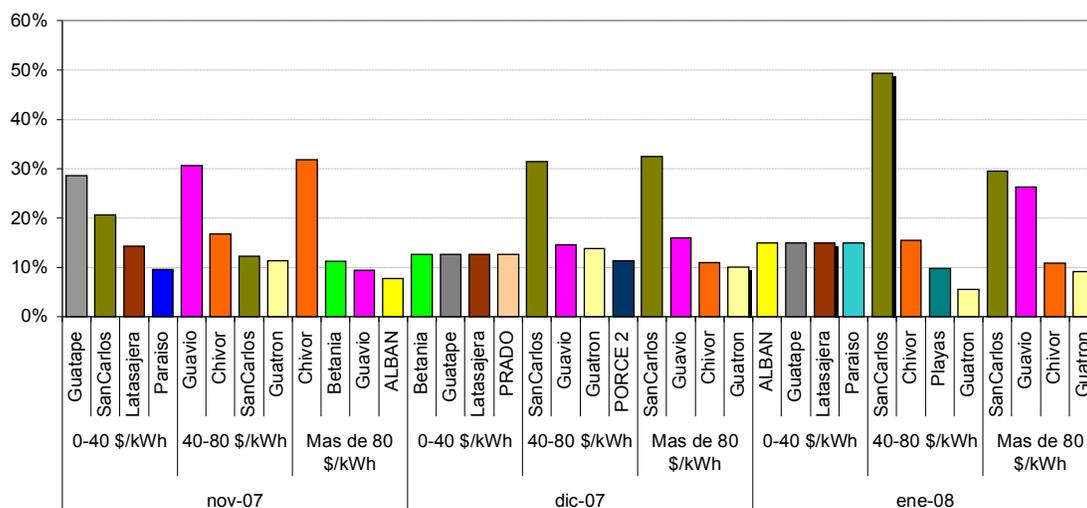


Gráfico No 14

3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

Mientras el embalse agregado del sistema viene descendiendo acorde con la estación de verano, Betania en las últimas dos semanas de febrero y con una disponibilidad del equipo reducida en 25%, elevó el nivel de su embalse al 100%, con ofertas de precio entre el 50% y el 100% del precio de bolsa.

Tal como ha sido la característica de comportamiento de San Carlos desde comienzos de diciembre, esta planta ha estado ofertando alrededor del 100% del precio de bolsa, ratificando el hecho de ser marcadora del precio de bolsa.

Guatapé buscó desembalsar constantemente con precios en la base, tal y como lo muestra el índice de coincidencias en horas de baja demanda.

Durante los meses de enero y febrero, la disponibilidad Urrá osciló entre el 50% y el 25% y su estrategia de ofertas de precio bajos buscó generar la energía disponible en el embalse.

A partir de enero Tebsa buscó ser incluida en el despacho mientras los precios de bolsa estuvieron altos, cuando los precios de bolsa se redujeron, esta planta elevó sus precios de oferta, presumiblemente para liberar gas en el mercado secundario.

En cuanto a TermoCentro y TermoSierra, la estrategia consistió en buscar no ser despachadas ofertando precios muy altos durante la mayoría del tiempo en enero y febrero, posiblemente estas plantas estaban orientadas a liberar gas para el mercado secundario.

3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 15 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.

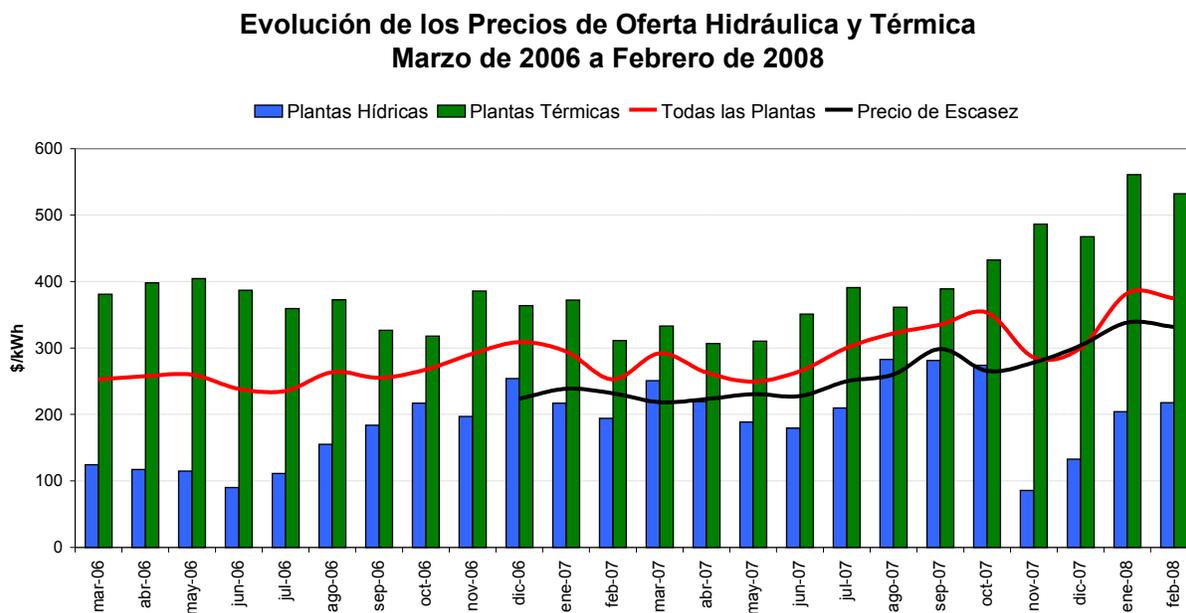


Gráfico No 15

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. Para este periodo, el precio de oferta promedio de todas plantas supera el precio de escasez.

3.3.5 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 16 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los meses de diciembre, enero y febrero, indicando además para el mes de febrero, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

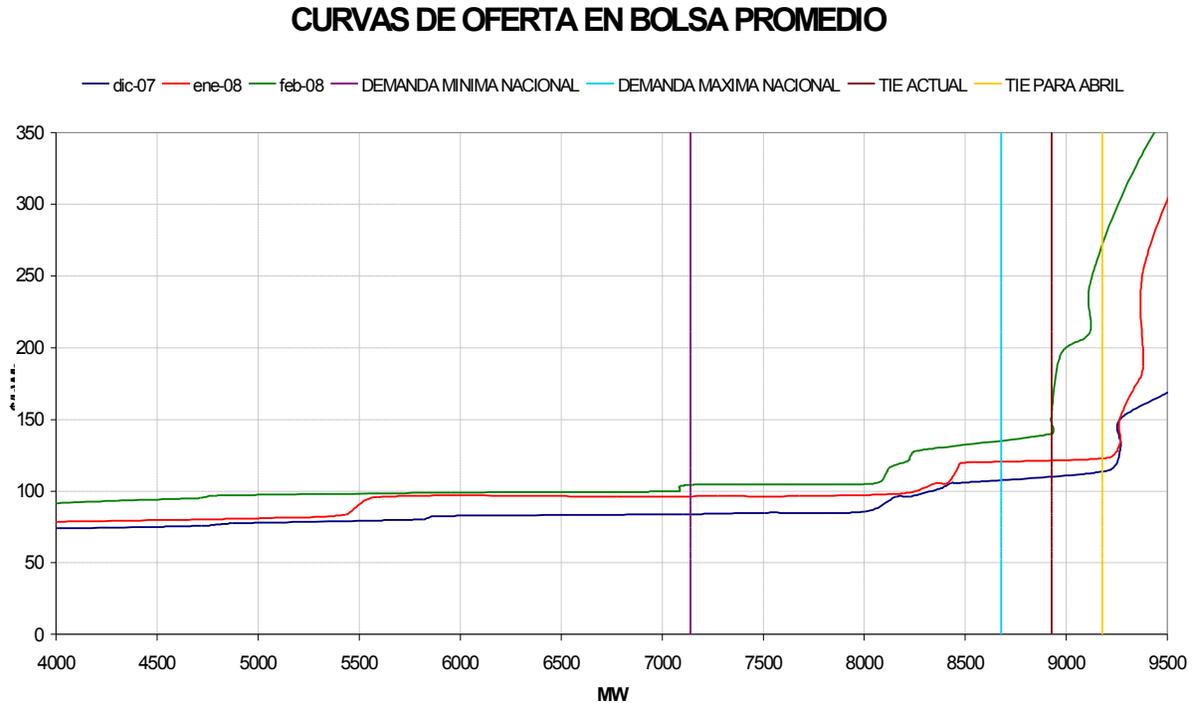


Gráfico No 16

En febrero la curva promedio de oferta tuvo un desplazamiento importante hacia arriba con respecto a los niveles registrados en los dos meses anteriores. En el rango de demanda baja y media, las diferencias siguen siendo muy reducidas. No obstante, para demandas altas, la curva mantuvo una pendiente pronunciada. Este comportamiento puede implicar nuevas alzas futuras de precios, o la activación del precio de escasez, ante un aumento en la demanda interna, o el retiro de un generador de alrededor de 500 mW.

3.3.6 Índice de Lerner

Los gráficos 17-a y 17-b presentan, 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 media y alta, en los últimos doce meses.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

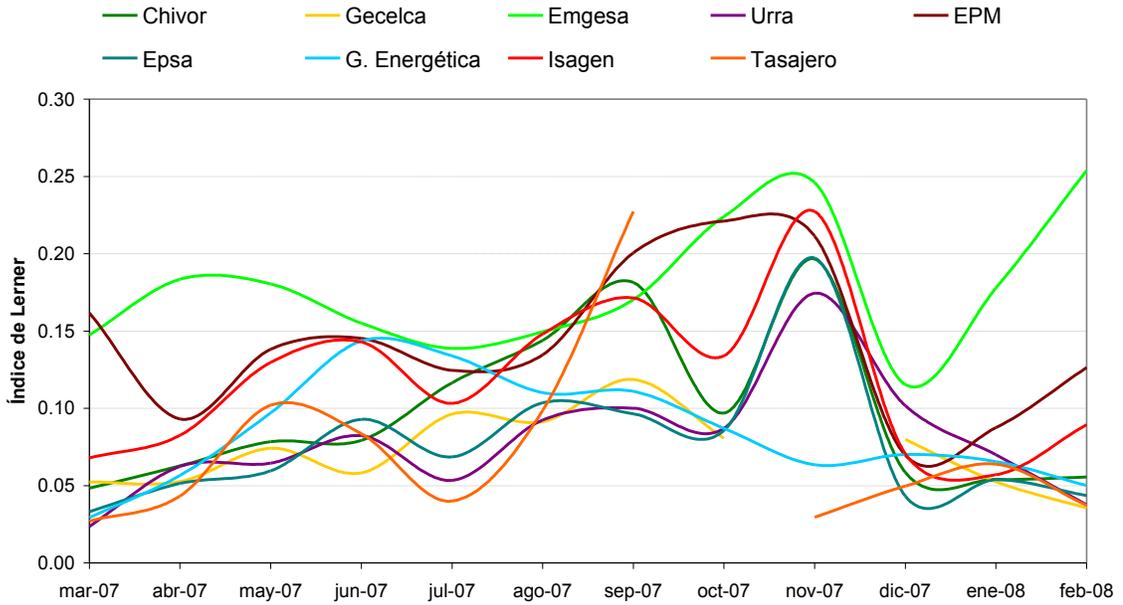


Gráfico No 17-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

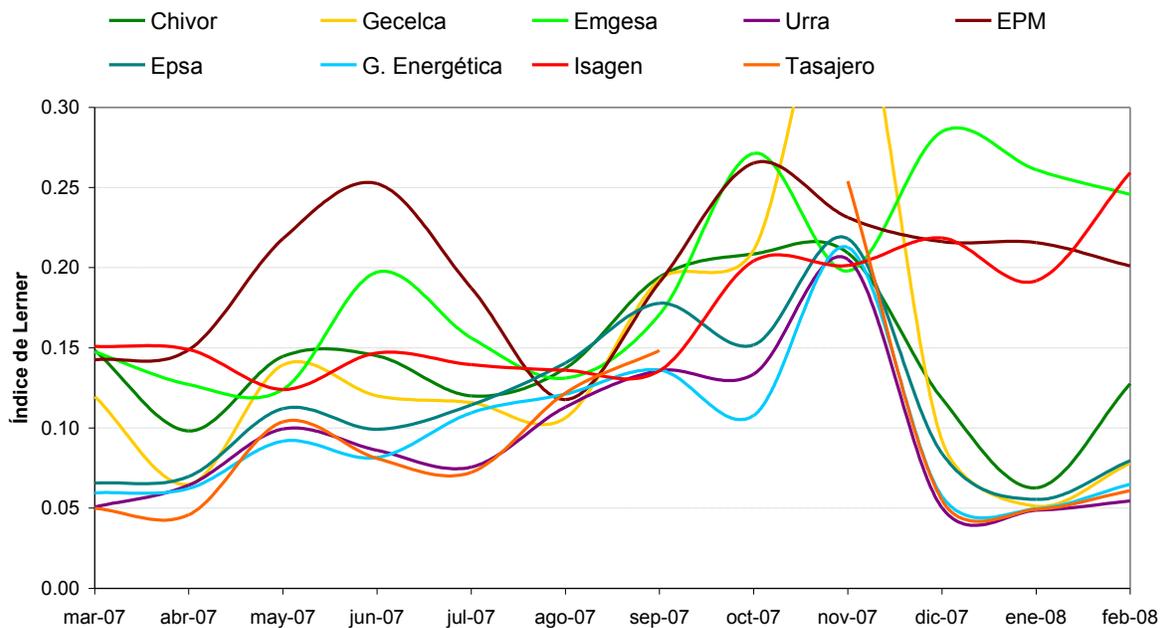


Gráfico No 17-b

En febrero el poder de mercado medido para la demanda media se elevó alcanzando valores altos del índice de Lerner (0.25) en el caso de Emgesa. En cuanto a la demanda alta, los índices de Lerner alcanzaron valores de 0.26 para Isagen, 0,25 para Emgesa y 0.20 para EPM.

Esta situación responde al aumento en la inclinación (pendiente) de la curva de oferta en el MEM, llegando a valores del índice de Lerner que reflejan un importante poder de mercado.

3.3.7 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 18 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.

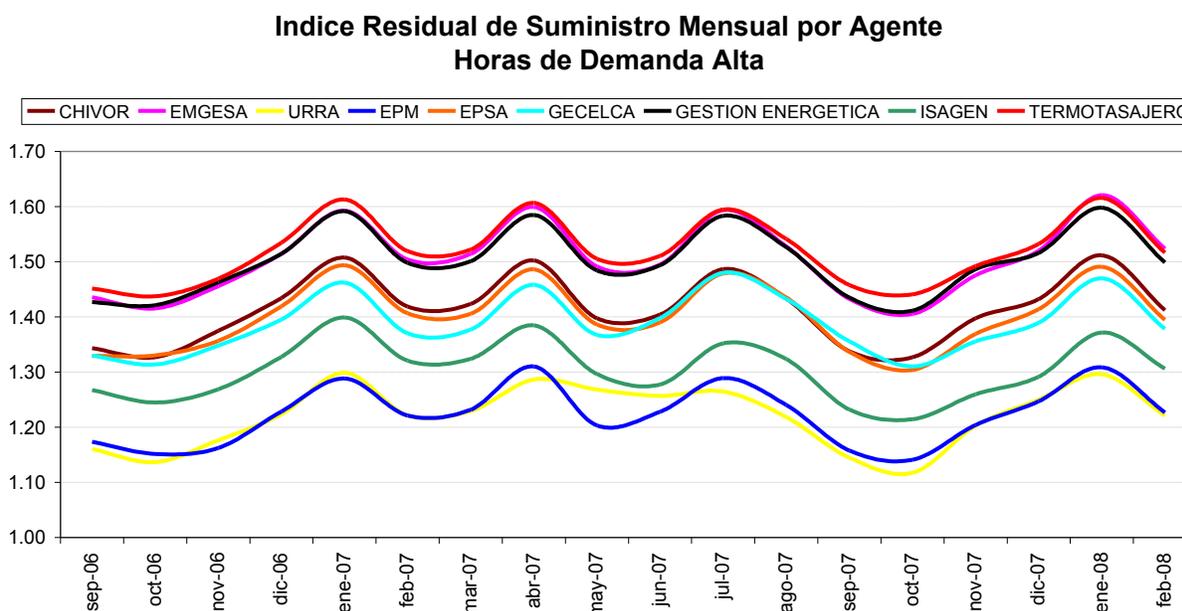


Gráfico No 18

Se puede observar que a partir de enero se presenta una tendencia a la baja de los índices residuales de suministro de todos los agentes, para las horas de demanda alta. En particular los índices de febrero correspondientes a Urrá (1,21) y EPM (1,22), los cuales implican que estos agentes tomados individualmente, pueden llegar a ser indispensables para abastecer la demanda, existiendo entonces poder de mercado para ellos.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 19 presenta la magnitud en mWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

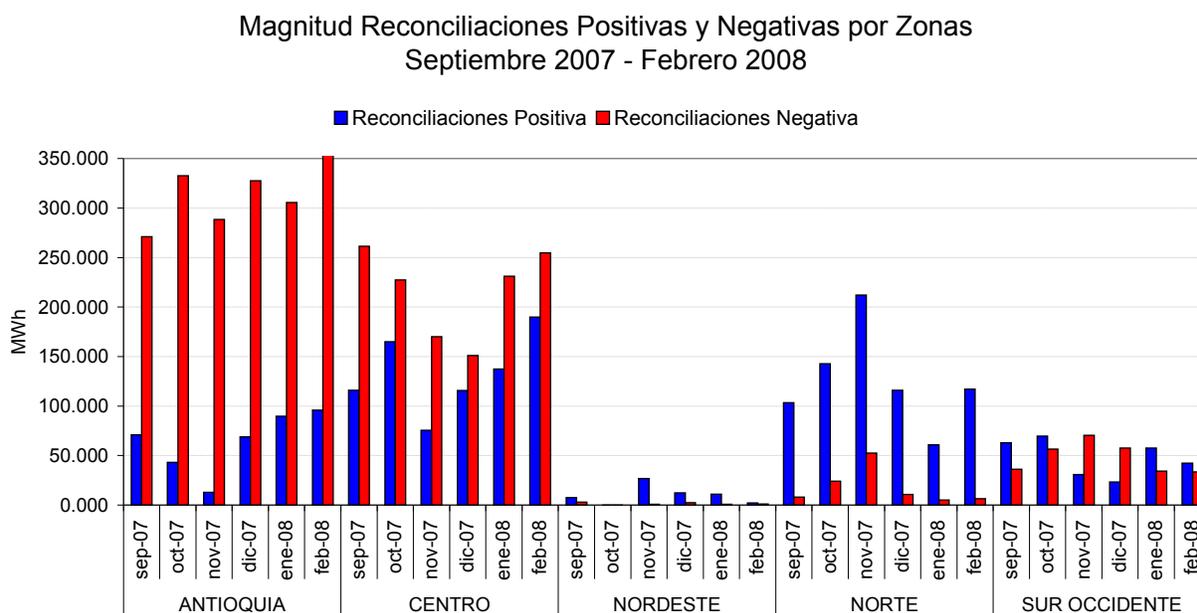


Gráfico No 19

Nota. La reconciliación negativa incluye la responsabilidad comercial del AGC.

La magnitud de las reconciliaciones positivas está fundamentalmente concentrada en las zonas Antioquia, Centro y Norte, con un comportamiento creciente particularmente en el Centro y Antioquia. De otra parte, las reconciliaciones negativas se concentran especialmente en las zonas Antioquia y Centro.

3.4.2 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 20 presenta el costo en pesos (\$) de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 48 meses, para el sistema total.

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

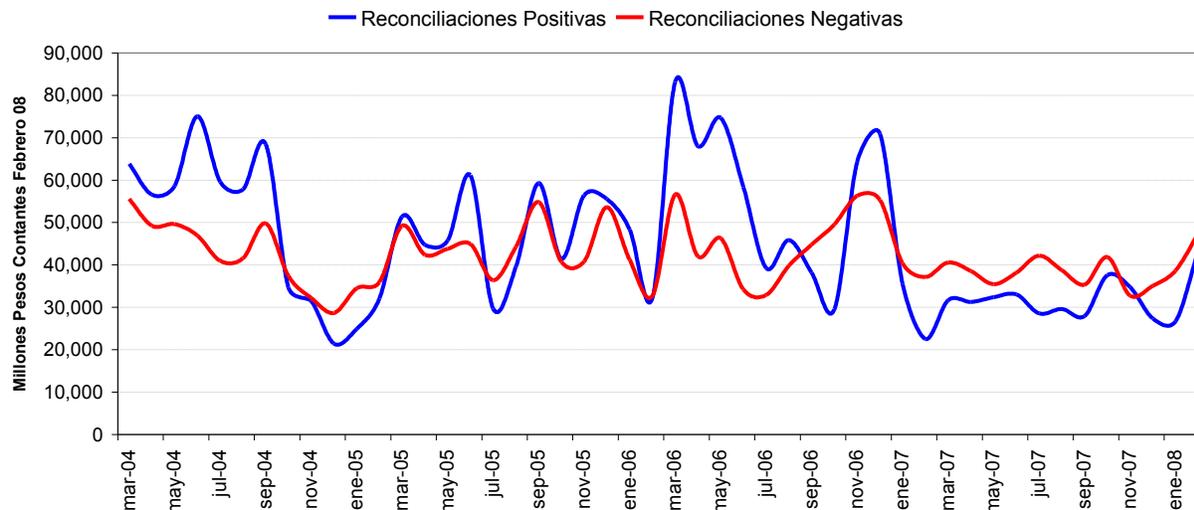


Gráfico No 20

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.

Durante el mes de febrero, el costo total de las reconciliaciones tanto positivas como negativas tuvo un incremento significativo, alcanzando valores de 43.000 y 47.000 millones de pesos respectivamente.

3.4.3 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos 21-a y 21-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 febrero, merece destacarse la participación de Tebsa que alcanzó valores superiores a los 14.000 millones de pesos, seguido por Guavio con montos cercanos a los 9.500 millones de pesos.

En cuanto a las reconciliaciones negativas del mes de febrero, éstas se concentraron en Chivor, Guatapé y La Tasajera, con valores que fluctuaron entre 11.000 y 9.000 millones de pesos.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

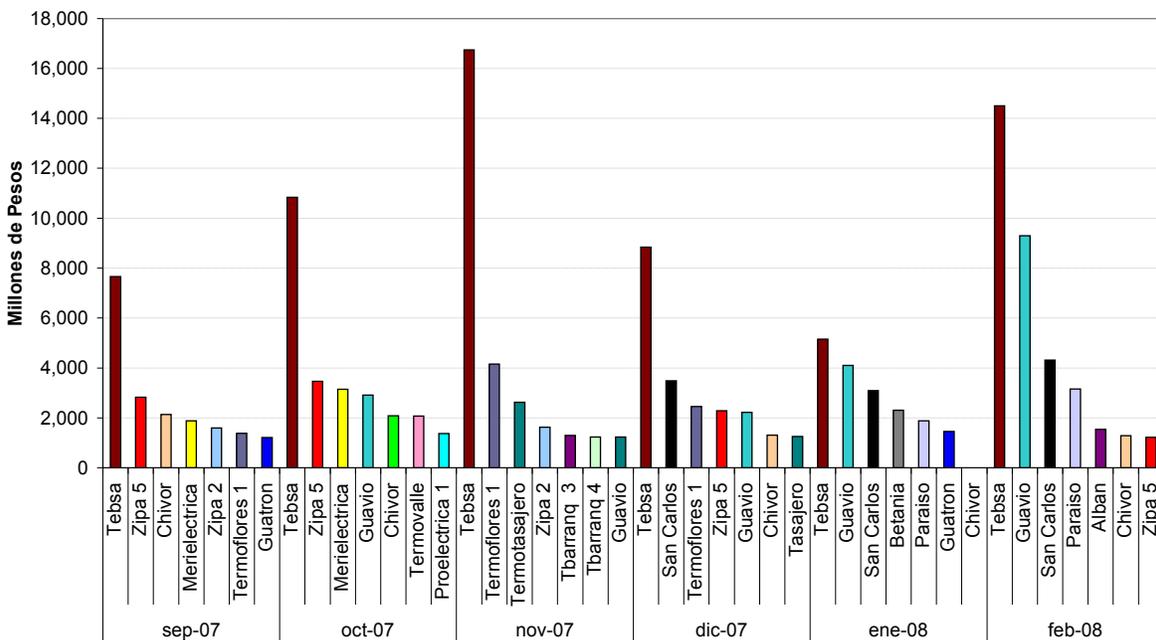


Gráfico No 21-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

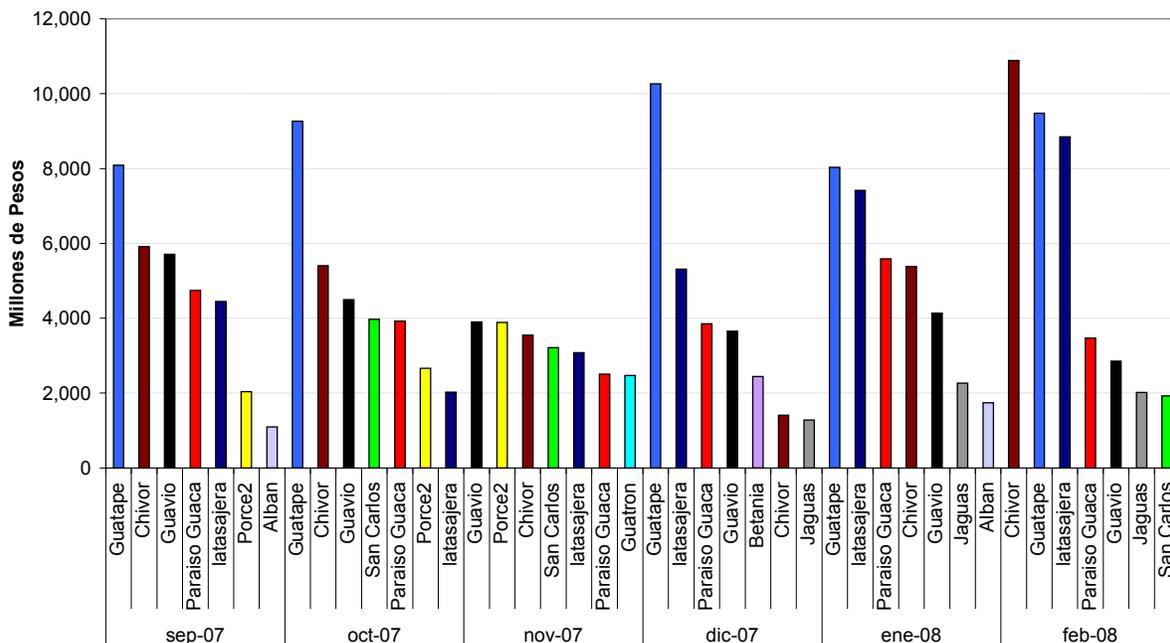


Gráfico No 21-b

3.4.4 Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

El gráfico No 22 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.

**Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito
Septiembre 2007-Febrero 2008**

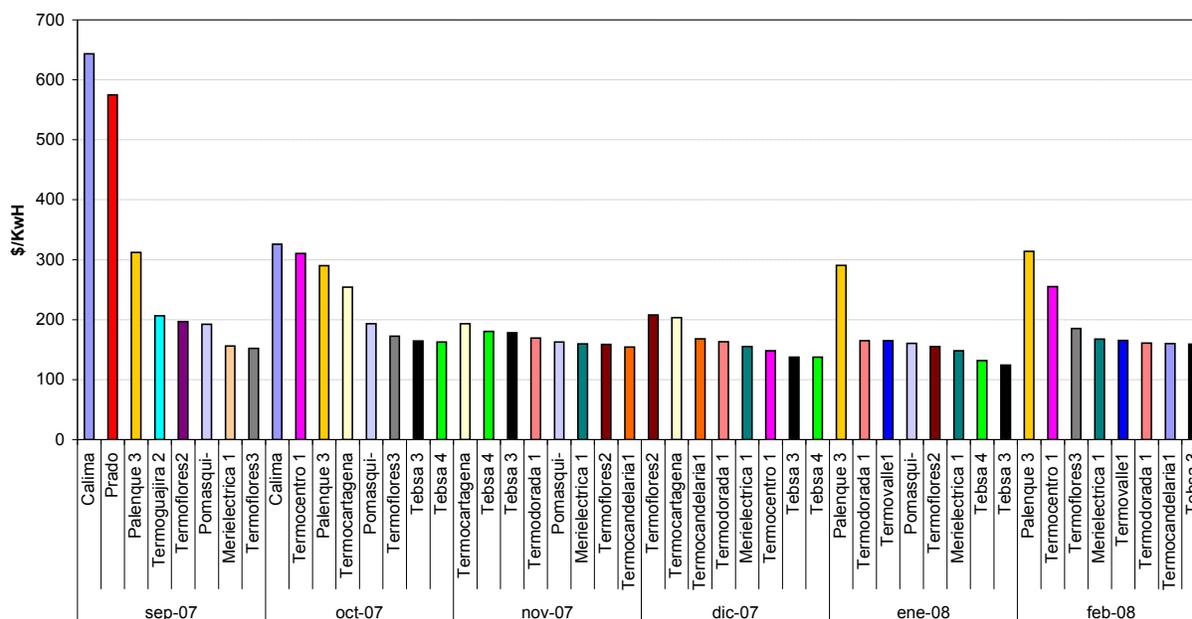


Gráfico No 22

Se observa que el mayor costo de generación fuera de mérito durante febrero se presentó en la planta Palenque (320 \$/kWh), seguido por TemoCentro (260 \$/kWh).

3.5 Mercado de Contratos

3.5.1 Distribución del Precio de Contratos

El gráfico No 23 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de febrero, en intervalos de 5 \$/kWh.

Distribución del Precio de Contratos Febrero de 2008

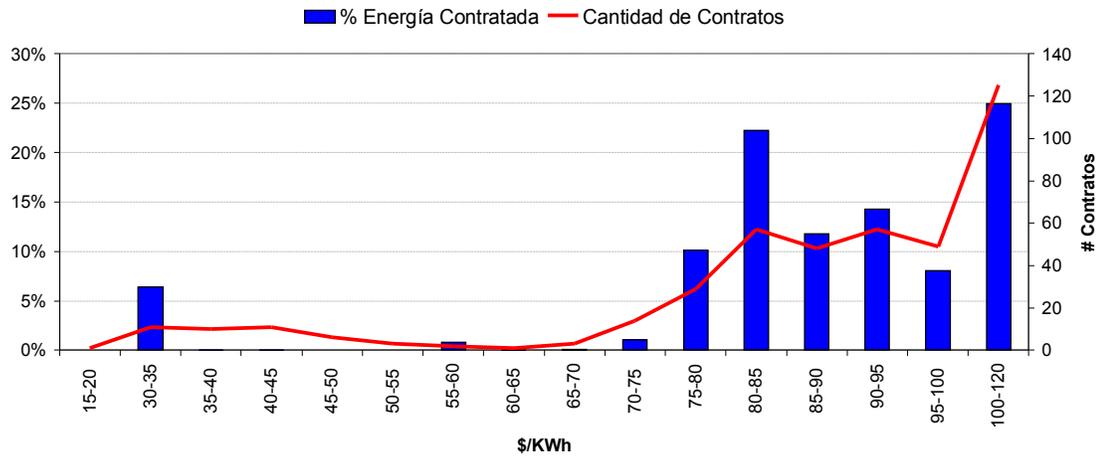


Gráfico No 23

En el mes de febrero el 25% de la energía transada en contratos bilaterales se vendió entre 100 y 120 \$/kWh, 35% entre 85 y 100 \$/kWh, y el 22% entre 80 y 85 \$/kWh. Esta situación refleja la tendencia creciente en el precio de los contratos que viene ocurriendo desde noviembre del 2007.

3.6 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.6.1 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

El gráfico No 24 presenta a nivel diario, el valor promedio diario y el valor máximo horario del precio del AGC (PRAGC), y el precio promedio diario de Bolsa, en \$/kWh, para los últimos 18 meses.

A finales de febrero nuevamente se presentaron precios máximos horarios del SRSF con valores del orden de los 1.700 \$/kWh, lo cual podría indicar los agentes ofertaron esos precios con el fin de no ser despachados por energía y resultaron programados para el SRSF.

PRECIO DEL AGC VS PRECIO DE BOLSA Septiembre de 2006 a Febrero de 2008

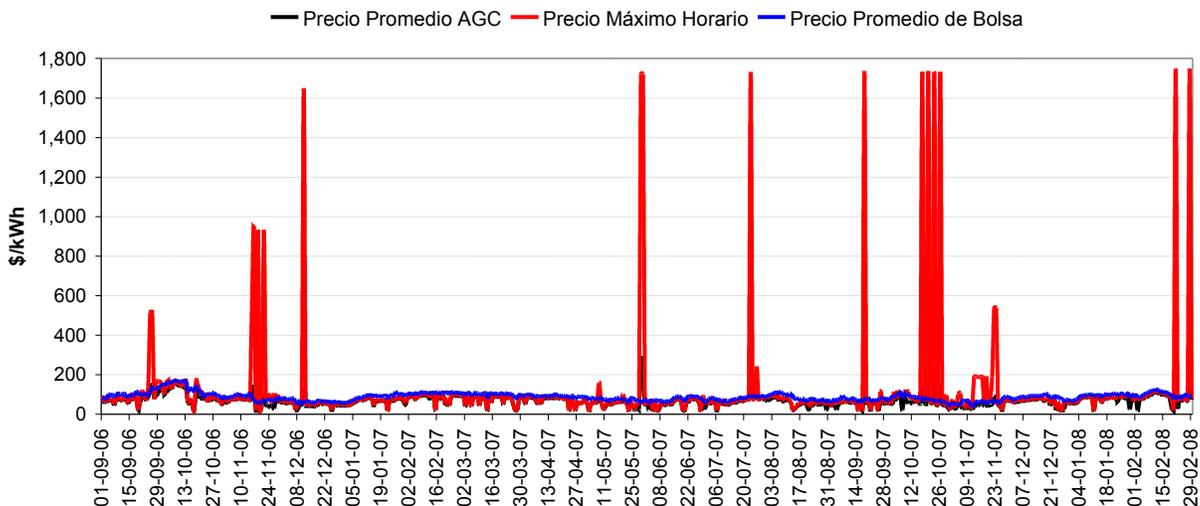


Gráfico No 24

3.6.2 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 25 presenta para los últimos doce meses, el valor en pesos del servicio de AGC para las cuatro plantas con mayor participación.

Plantas con el Mayor Ingreso Mensual por AGC Marzo de 2007 a Febrero de 2008

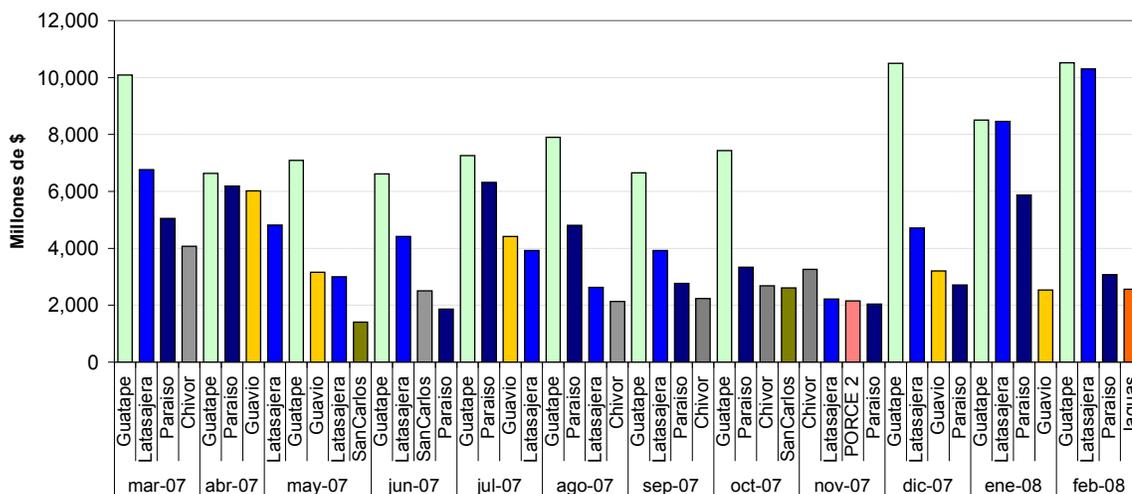


Gráfico No 25

En febrero las plantas con mayor participación en el SRSF fueron Guatapé y La Tasajera, alcanzando valores mayores de 10.000 millones de pesos cada una.

3.6.3 Valor mensual del Servicio de AGC

El gráfico No 26 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos 3 años.

Valor del AGC Mensual Marzo de 2005 a Febrero de 2008

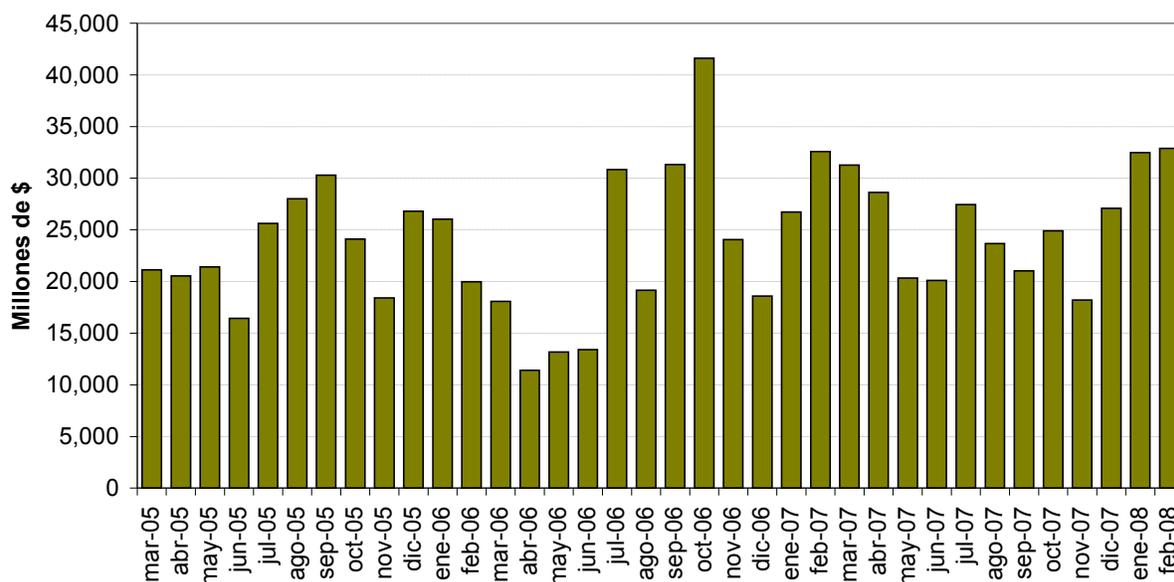


Gráfico No 26

El costo mensual del SRSF durante el mes de febrero alcanzó los 33.000 millones de pesos. A partir de noviembre de 2007, el valor mensual del SRSF ha venido incrementándose en forma consistente con la evolución del los precios del mercado.