

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 43 – 2009

15 AÑOS DEL MERCADO DE ENERGIA MAYORISTA IMPERFECCIONES DEL MERCADO

Preparado por:

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

Bogotá, Octubre 26 de 2009

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	QUINCE AÑOS DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA - IMPERFECCIONES DEL MERCADO	2
2.1	AVANCES DEL MEM EN LOS ÚLTIMOS 15 AÑOS	2
2.1.1	<i>El Contexto Latinoamericano</i>	2
2.1.2	<i>Del Estado Empresario al MEM.....</i>	3
2.2	PODER DE MERCADO.....	5
2.2.1	<i>Concentración del Mercado</i>	6
2.2.2	<i>Desviación de los Costos Marginales.....</i>	6
2.2.3	<i>Integración Vertical.....</i>	8
2.2.4	<i>Mercado de Vendedores</i>	8
2.2.5	<i>Segmentación Geográfica del Mercado.....</i>	9
2.3	MEDIDAS DE MITIGACIÓN VS PROCESOS LEGALES/REGULATORIOS	9
2.3.1	<i>Procedimientos basados en pruebas de conducta e impacto.....</i>	10
2.3.2	<i>Procedimientos basados en estructura de mercado.....</i>	11
2.4	RESTRICCIONES EN EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	11
2.4.1	<i>Institucionales.....</i>	11
2.4.2	<i>Producción.....</i>	12
2.4.3	<i>Venezuela.....</i>	14
2.4.4	<i>Transporte.....</i>	14
2.4.5	<i>Precios</i>	15
2.5	ACCESO INMEDIATO A LA INFORMACIÓN	16
2.6	REFLEXIONES	18
2.6.1	<i>Poder de Mercado</i>	18
2.6.2	<i>Medidas de Mitigación</i>	18
2.6.3	<i>Restricciones al Abastecimiento de Gas Natural.....</i>	20
2.6.4	<i>Acceso Inmediato a la Información</i>	21
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	23
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	23
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	23
3.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	23
3.1.3	<i>Nivel de los Embalses</i>	24
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	24
3.2.1	<i>Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	24
3.2.2	<i>Evolución del Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	25
3.2.3	<i>Demanda del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	26
3.2.4	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	27
3.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	28
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	29
3.3.1	<i>Curvas de Oferta en Bolsa Promedio</i>	29
3.3.2	<i>Índice de Lerner.....</i>	30
3.3.3	<i>Índice Residual de Suministro</i>	31
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	32
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	32
3.4.2	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	32
3.4.3	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	33
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	34
3.5.1	<i>Costo Total Mensual de Restricciones.....</i>	34

3.6	MERCADO DE CONTRATOS	34
3.6.1	<i>Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa</i>	34
3.6.2	<i>Distribución del Precio de Contratos</i>	35
3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	36
3.7.1	<i>Costo del servicio de RSF y Holgura Programada</i>	36
3.7.2	<i>Servicio de AGC por Planta</i>	36
3.7.3	<i>Costo mensual del servicio de RSF</i>	37

Resumen Ejecutivo

Dentro del contexto de la celebración de los quince años del MEM, este documento analiza brevemente la situación de los mercados eléctricos en América Latina, y las bondades e imperfecciones que caracterizan el mercado colombiano, basadas en los cuarenta y dos análisis llevados a cabo por el CSMEM durante los últimos 4 años y además en el reciente y detallado estudio llevado a cabo por el profesor Wolak sobre el MEM.

Estos 15 años de funcionamiento del MEM muestran claramente a través de varios indicadores, el desarrollo positivo del sector en la transición del estado empresario a una participación mixta estado-sector privado. Desde el punto de vista financiero, el balance es ampliamente favorable y hoy en día el sector en su conjunto no absorbe recursos financieros del estado, en relación al tema institucional, vale la pena mencionar como la CREG ha desarrollado el esquema regulatorio, pilar de la operación exitosa del MEM.

Si bien es cierto que actualmente se presentan amenazas sobre la confiabilidad del sistema, no se puede desconocer que se han logrado avances muy importantes en cuanto a la solidez de la operación del SIN, el cual ha sido capaz de enfrentar exitosamente la presencia de dos fenómenos del Niño y el ataque terrorista sobre la red de transmisión que alcanzó en el año 2002 la cifra de 160 atentados.

Reiteradamente el CSMEM ha manifestado su preocupación por el alto nivel de concentración que presenta el MEM en la actualidad, el cual dado el caso que un agente como Emgesa o EPM adquiriera a Isagen, llegaría a comprometer seriamente la viabilidad del MEM, al convertirse dicho agente en pivotal. Además, el comportamiento en las estrategias de oferta de los recursos hídricos puede estar señalando el ejercicio de poder de mercado, lo cual coincide con la presencia del fenómeno del Niño.

El CSMEM considera que la mitigación ex-ante del poder de mercado se debiera implementar en el MEM y consecuentemente sugiere a la CREG llevar a cabo los análisis requeridos y tomar las medidas que considere convenientes.

En relación a la difícil coyuntura que vive el país en cuanto al abastecimiento de gas natural, el CSMEM encuentra que existen varios aspectos que deben resolverse:

- Es responsabilidad del gobierno definir las políticas requeridas para asegurar la confiabilidad del abastecimiento de gas en el país, asignando a cada institución y

agentes las responsabilidades que le competen en cada eslabón de la cadena y dando las señales regulatorias adecuadas. Como complemento a lo anterior y a pesar de las reticencias existentes en el sector gas, el CSMEM considera de vital importancia la creación de un ente independiente operador del mercado de gas natural, con características similares a las de XM.

- El sector eléctrico colombiano invierte grandes cantidades de dinero para asegurar la confiabilidad del mismo, ya sea en capacidad de reserva de las plantas de generación mediante el cargo por confiabilidad, o bien enmallando las redes de transmisión; sin embargo, esta confiabilidad está comprometida, no solo en el corto, sino también en el mediano y largo plazo, debido a los problemas que surgen del inadecuado abastecimiento y transporte de gas.
- Teniendo en cuenta que a partir del 2013 el país deberá comenzar a importar gas desde Venezuela, sumado a las incertidumbres políticas involucradas, el CSMEM considera que debería hacerse una reflexión profunda sobre la conveniencia o no de mantener el volumen actual de exportaciones de gas natural hacia Venezuela.
- Dada la existencia de un duopolio en la industria del gas, la CREG debería regular los precios de todo el gas disponible para evitar las distorsiones asignativas, los efectos indeseables y las rentas que los precios del gas generan.

Todos los mercados mayoristas de energía alrededor del mundo tienen imperfecciones, los más acertados son los que pueden identificar estas imperfecciones lo más rápidamente posible y determinar la línea de conducta apropiada para corregirlas. El CSMEM al igual que Wolak, consideran conveniente volver a tener con carácter público la información correspondiente a las ofertas de precios de los generadores.

En segundo lugar, este informe presenta un análisis de los indicadores del MEM. La generación en septiembre creció 5.3% con relación a la de septiembre del 2008, los aportes hídricos a los embalses continuaron cayendo por debajo de la media histórica y el nivel agregado de los embalses se redujo al 67%. Las condiciones climáticas generadas por el fenómeno del Niño se han traducido en un cambio importante en la estructura de generación, con una reducción en la generación del parque hidráulico y un aumento en las térmicas, situación que ha puesto en alerta a todos los agentes e instituciones involucradas con la confiabilidad del sistema, debido al riesgo de enfrentar en el corto plazo un racionamiento eléctrico.

En septiembre los precios de bolsa diarios se dispararon a niveles no observados en la última década y cerraron el mes a \$270/kWh. Los factores que más influenciaron en este comportamiento tienen que ver con los bajos aportes hídricos que se presentaron, el incremento sustancial de la generación térmica, la reducción considerable de la disponibilidad del parque generador por mantenimientos que se sumó al incremento de la demanda, y posiblemente la existencia de comportamientos estratégicos de los agentes que se acentúan bajo condiciones críticas del sistema.

Tres agentes del mercado fijaron el precio de bolsa un 80% del tiempo y por otra parte cuatro agentes lo fijaron el 94% del tiempo. Los precios de bolsa fueron determinados en todos los rangos de demanda por las plantas hidráulicas y se acentuó el comportamiento no explicado, según el cual las ofertas promedio de las plantas hidráulicas superaron las de las plantas térmicas, por encima del tope del costo de oportunidad del agua, cual es el costo de generar con combustibles alternativos.

Tal como ocurrió en agosto, tras la modificación regulatoria que reconoce los costos de arranque y parada, independientemente del precio variable, la mayoría de las térmicas redujeron sus ofertas para entrar en rangos de precios competitivos.

El poder unilateral de mercado, medido como el inverso de la elasticidad de la demanda residual, en septiembre y en horas de alta demanda alcanzó niveles muy elevados, que dentro de las condiciones actuales tiene todos los incentivos para ser ejercido: 55% para Emgesa y 42% para Epm, sin descontar la reducción del índice atribuible a la contratación de largo plazo. Coherentemente con los índices de Lerner analizados, el índice residual de suministro para demanda alta presenta valores extremos de 1,07 para Emgesa y 1.08 para EPM, los cuales de acuerdo con la teoría económica, demuestran la existencia de un poder unilateral de mercado muy importante.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Quince Años del Mercado de Energía Mayorista - Imperfecciones del Mercado y, b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de Septiembre de 2009.

a) Quince Años del Mercado de Energía Mayorista - Imperfecciones del Mercado

Dentro del contexto de la celebración de los quince años del MEM, este documento analiza brevemente la situación de los mercados eléctricos en América Latina, y las bondades e imperfecciones que caracterizan el mercado colombiano, basadas en los cuarenta y dos análisis llevados a cabo por el CSMEM durante los últimos 4 años y además en el reciente y detallado estudio llevado a cabo por el profesor Wolak sobre el MEM.

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.

En este informe solamente se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merezca destacarse, adicionalmente se incluyen tres nuevos indicadores relativos al comportamiento mensual del nivel agregado de los embalses del SIN con respecto al precio de bolsa, la disponibilidad del parque generador con respecto a la demanda del sistema, y la relación de precios del gas vs los precios de bolsa promedio mensuales.

2 Quince Años del Mercado de Energía Mayorista - Imperfecciones del Mercado

2.1 Avances del MEM en los Últimos 15 Años

2.1.1 El Contexto Latinoamericano

Existe unanimidad en torno al hecho que la implementación de las reformas del sector eléctrico en América Latina, resultaron más difíciles de lo estimado e inclusive en muchos países de la región existen tendencias claras en contra de dichas reformas. El Estado continúa siendo empresario en todos los países excepto Chile.

Los problemas económicos de la última década, la quiebra de Enron y la crisis de California y las tendencias políticas prevalentes en la región, han impactado negativamente el proceso de reformas y hoy en día se tiende a regresar al esquema estatista del pasado. La crisis macroeconómica que ha venido soportando Argentina, a la par del desconocimiento de los contratos de abastecimiento de gas a Chile, la intervención de la regulación y más recientemente el resurgimiento de la empresa estatal como inversionista, han sido un duro golpe a todo el proceso de reestructuración del sector. Aunque en México el Congreso no ha logrado aprobación para los proyectos de reestructuración del sector eléctrico, por otra parte se han creado expectativas con la liquidación de la compañía Luz y Fuerza que abastece la ciudad de México. La incertidumbre generada por los gobiernos de Venezuela, Ecuador, Bolivia, Nicaragua, Paraguay y Uruguay, ha frenado los procesos de reestructuración. La salida de Unión Fenosa en República Dominicana reversó la reforma que se venía llevando a cabo¹.

Países exitosos en la implementación de las reformas al inicio de los años 90 también han encontrado dificultades, es así como Perú tuvo que anular la privatización de su sistema sur y en Chile los escollos presentados por la suspensión de importaciones de gas y recientemente los problemas ambientales que han obstaculizado el desarrollo hidroeléctrico.

Muchas veces por razones estratégicas, algunos países han mantenido la propiedad estatal de la generación como la nuclear en Argentina y Brasil y la hidráulica en El

¹ Jaime Millán. Entre el Mercado y el Estado. Tres décadas de reformas en el Sector Eléctrico de América Latina. Banco Interamericano de Desarrollo, 2006.

Salvador, Guatemala, Perú y la República Dominicana. En muchos países la propiedad de la transmisión continúa en manos del Estado por consideraciones de tipo estratégico.

2.1.2 Del Estado Empresario al MEM

Los últimos 15 años del desarrollo del sector eléctrico en Colombia se caracterizan por un cambio radical en lo que existía a mediados de los años 90 de corte totalmente estatista, ineficiente y corrupto, a un sector competitivo, eficiente y confiable, con una alta participación del sector privado y donde aún subsisten importantes empresas de carácter nacional y municipal.

a) Politización de las empresas eléctricas: caos estructural y financiero

El ambiente que existía al inicio de los años 90 en el sector eléctrico, no solo en Colombia sino prácticamente en toda América Latina, se caracterizaba por una estatización de casi todas las empresas eléctricas de la región, altamente politizadas e incapaces de satisfacer adecuadamente las necesidades de su demanda. Es así como en el estudio realizado por la Organización Latinoamericana de Energía – OLADE², conjuntamente con el Banco Mundial, se encontró que en 23 de los 26 países analizados, el sector eléctrico respectivo requería una reestructuración a fondo para poder garantizar en el mediano y largo plazo el adecuado abastecimiento eléctrico.

Particularmente en Colombia, el racionamiento eléctrico presentado en el año 1992 develó claramente la crítica situación institucional, financiera y operativa del sector. Si bien es cierto que existían instituciones en el sector eléctrico, prácticamente todas ellas eran manejadas políticamente con objetivos ajenos a los de las empresas, lo cual las llevó a un caos financiero que para el año 1994 era responsable de un tercio de la deuda externa colombiana y que en casos como la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, su deuda llegó a los US\$1.500 millones y tenía que ser subsidiada por el estado y la ciudad de Bogotá, situación similar vivían prácticamente todas las empresas eléctricas y electrificadotas del país. En cuanto a la situación operativa del sistema eléctrico colombiano, el racionamiento ocurrido durante el Niño de 1992, en contra de la supuesta capacidad eléctrica disponible en las plantas térmicas, hizo evidente que dicha disponibilidad solo existía en el papel y que la falta de mantenimiento eléctrico no permitió que el parque térmico respaldara la operación del sistema.

² OLADE, 1991. A Challenge for the Decade of the 90's: How To Overcome the Power-sector Crisis in LAC Countries. Conferencia organizada por OLADE y el Banco Mundial, México, 4 al 6 de septiembre. OLADE

b) Plan de Expansión de Generación

Uno de los principales indicadores de la evolución del sector eléctrico bajo condiciones del mercado, que se inició en julio de 1995, lo constituye la expansión de la capacidad de generación eléctrica. Si se considera el período 1996–2007, la oferta y la demanda crecieron a tasas promedio anuales muy similares del 2.2% y del 2.0% respectivamente. En el período 1996-2000 se presentó una tendencia ascendente en la oferta de capacidad como consecuencia de la entrada de plantas como Termocentro en 1997, Tebsa, Merrieléctrica y Termosierra en 1998, Termovalle, Paipa IV y Termoemcali en 1999 y Termocandelaria y Urrá en el 2000.

Varios de esos proyectos se construyeron bajo las garantías de PPA (Power Purchase Agreement), promocionados por el gobierno para conjurar un nuevo racionamiento, algunos de los cuales resultaron costosos para los compradores en la medida en que los precios pactados de la energía se situaron por encima de los del mercado. Otras plantas se desarrollaron por iniciativas de empresas públicas y solo una fracción minoritaria de la expansión de la oferta en este período se atribuye a inversionistas privados que encontraron los incentivos suficientes para comprometer sus recursos en el sector.

El agudo estancamiento en la expansión de generación es un fenómeno de la presente década. A partir del 2001 la oferta de capacidad de generación eléctrica se ha mantenido prácticamente invariable en niveles cercanos a 13.500 MW. En efecto, las tasas de crecimiento fueron de 0.1% para la oferta y de 2.3% para la demanda, lo cual ha venido cerrando la brecha entre oferta y demanda, lo que pone nuevamente el sistema en una situación de vulnerabilidad ante eventuales sequías y además presiona al alza los precios de Bolsa.

De no mediar un mecanismo como el cargo por confiabilidad para estimular la expansión, muy probablemente la brecha se seguiría cerrando, llevando el sistema a niveles realmente críticos.

La importancia del proceso desarrollado por la CREG al establecer el cargo por confiabilidad, radica en que exitosamente promovió el compromiso de inversión en nuevos proyectos para cubrir los requerimientos futuros y eliminó el estancamiento mencionado anteriormente. De hecho, gracias a las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme concretadas a través de las subastas realizadas por la CREG, fue posible comprometer el desarrollo de 4.232 MW adicionales que entrarán en operación entre el 2010 y el 2018, con lo cual se reducen drásticamente los riesgos de

raconamientos y además se obtendrá un mercado de mayor oferta y mejores condiciones de precios.

c) 15 Años de Operación Confiable y Competitiva del MEM

Estos 15 años de operación del MEM definitivamente muestran claramente a través de varios indicadores el desarrollo positivo del sector en la transición del estado empresario a una participación mixta estado-sector privado. Específicamente desde el punto de vista financiero, el balance es ampliamente favorable y hoy en día el sector en su conjunto no absorbe recursos financieros del estado y por el contrario en algunos casos recibe transferencias del sector. En relación al tema institucional y a manera de ejemplo, vale la pena mencionar el caso de la CREG, la cual a lo largo de estos 15 años ha desarrollado el esquema regulatorio, pilar de la operación exitosa del MEM.

Si bien es cierto que actualmente se presentan amenazas sobre la confiabilidad del sistema, no se puede desconocer que se han logrado avances muy importantes en cuanto a la solidez de la operación del sistema eléctrico colombiano, el cual ha sido capaz de enfrentar exitosamente la presencia de dos fenómenos del Niño y el ataque terrorista sobre la red de transmisión que alcanzó en el año 2002 la cifra de 160 atentados. Por otra parte, las redes de transmisión y distribución del SIN han crecido y se han expandido de acuerdo con la demanda del sistema y en general, ha aumentado la confiabilidad y cobertura nacional.

2.2 Poder de Mercado

Un participante del mercado posee capacidad para ejercer poder unilateral de mercado, si puede tomar acciones unilaterales que influyeran el precio del mercado y se lucre del cambio de precio resultante. Debido a que el lado de la demanda de la mayoría de los mercados de electricidad se compone de muchos compradores pequeños (residencial, industrial y comercial) y el lado del suministro se compone típicamente de una pequeña cantidad de generadores grandes, en mercados mayoristas de energía la preocupación primaria del poder de mercado, es que los generadores tomen acciones para aumentar los precios del mercado. Esta situación se puede presentar tanto en el mercado de corto plazo (Bolsa), como en el de contratos.

2.2.1 Concentración del Mercado

En el mercado mayorista de energía colombiano EPM, EMGESA, e ISAGEN, conjuntamente tienen una cuota del mercado de generación superior al 66%, cuyo comportamiento unilateral podría impactar significativamente los resultados del mercado, bajo ciertas condiciones del sistema. En otras palabras, estos tres generadores tienen la capacidad y el incentivo de ejercer poder unilateral de mercado en el mercado mayorista de corto plazo³.

En agosto de 2009, estos mismos agentes fijaron el precio de bolsa un 88% del tiempo, un nivel muy superior al observado en los meses anteriores y por otra parte, tan solo cinco agentes lo fijaron el 98% del tiempo. Vale la pena mencionar que en caso que un agente como Emgesa o EPM adquiriera a Isagen, se convertiría así en un agente pivotal del MEM⁴.

2.2.2 Desviación de los Costos Marginales

El marco legal y regulatorio, Ley 143 de 1994, exige que las ofertas de los agentes generadores al mercado spot se basen en sus costos marginales. No obstante este mandato, no se han desarrollado mecanismos que permitan constatar su cumplimiento.

El problema es particularmente grave en un mercado dominado por las plantas hidráulicas, donde el costo variable depende de la valoración del agua embalsada que, a su vez, depende de las expectativas del precio futuro en el spot. La endogenidad en la determinación del costo de oportunidad del agua dificulta el control del regulador, o de los responsables del seguimiento del MEM, para determinar si efectivamente las ofertas reflejan el costo marginal. Por otra parte, si se desconoce el costo marginal, es imposible demostrar situaciones de abuso de poder de mercado asociadas a la retención financiera de capacidad de generación para presionar los precios al alza y obtener mayores utilidades. En la práctica internacional, éste es el mecanismo normal para verificar abusos de poder de mercado.

³ Report on Market Performance and Market Monitoring in the Colombian Electricity Supply Industry. Frank A. Wolak, July 30, 2009.

⁴ Un productor de energía que enfrenta una curva de demanda residual, la cual sea positiva para todos los precios positivos de oferta posibles, se dice que es pivotal, porque parte de su suministro es necesario para servir la demanda del mercado independiente de su precio de oferta.

De acuerdo con las mediciones del CSMEM, el oligopolio de generadores del MEM detecta poder de mercado elevado, con relación a otros países para los que existen reportes. De igual forma, una observación continua del mercado permite presumir que los agentes han desarrollado estrategias de dominancia conjunta que les facilita ejercer su poder de mercado durante un porcentaje elevado del tiempo.

En agosto de 2009, los precios de ofertas de las plantas hidráulicas superaron los promedios de los meses anteriores que ya constituían valores máximos históricos, mientras que las plantas térmicas ofertaron en promedio un nivel muy inferior a los meses anteriores.

El comportamiento en las estrategias de oferta de los recursos hídricos es preocupante y puede señalar el ejercicio de poder de mercado. En particular, el costo de oportunidad del agua en los embalses es el precio que se espera recibir en el futuro; este precio a su vez depende del costo marginal de la generación térmica. Bajo este raciocinio, los precios de oferta de las plantas hidráulicas deberían estar acotados en su límite superior por las ofertas en el parque térmico, excepto si enfrentan un embalse por debajo de los mínimos operativos. Aunque la información de ofertas es privada, los agentes hidráulicos si pueden estimar con precisión, el precio de oferta de las térmicas y en consecuencia su costo de oportunidad, ya que los factores que determinan el costo marginal de la generación térmica son de conocimiento del mercado.

De otra parte, la Resolución CREG 051 de 2009 introdujo un cambio en la forma como se pagan las inflexibilidades, principalmente de las plantas térmicas, cuando tales inflexibilidades permanecen activas para el despacho del día siguiente. Por ejemplo cuando una planta despachada en el día t no alcanza a cubrir el tiempo mínimo de operación y continúa operando bajo tal restricción en el día $t+1$. Antes de la resolución mencionada la generación remanente en el día $t+1$ se remuneraba como restricción a precio de reconciliación positiva, después de la resolución, se remunera como generación inflexible a precio de bolsa. La diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el de bolsa (especialmente en horas de baja y media demanda), corresponde a un costo adicional para el generador⁵. Este incremento en la oferta produce una distorsión en la señal de precios que se envía al mercado.

⁵ Sumado a lo anterior, la incertidumbre del generador acerca de las horas que la planta saldrá despachada, normalmente induce a una sobreestimación de los costos de las inflexibilidades.

2.2.3 Integración Vertical

Impacto en la Bolsa

De los tres propietarios de generación más grandes, dos de ellos tienen una integración vertical significativa. Así, EPM que participa en el 24.09% de la generación, tiene el 20.78% del total de la distribución; ENDESA posee a EMGESA con 23.86% de participación en generación y a CODENSA con 16.15% de participación en el total de la distribución⁶.

Esta participación en el mercado de generación mayor que la cuota de participación en el mercado de venta minorista, conlleva a ser largo “net long” en generación con respecto a sus obligaciones en el mercado minorista de precio-fijo, lo que implica que si el generador tiene una capacidad significativa de ejercer poder unilateral de mercado, también tiene un fuerte incentivo de ejercerlo.

Impacto en el Mercado de Contratos

El hecho que varias empresas generadoras tengan además intereses en sus “asociadas” distribuidoras, hace que sea mayor su interés por concurrir a las convocatorias de sus afiliadas, que la de vender su energía a terceros distribuidores. Se crea de esta forma, una asimetría en las condiciones de compra de energía entre las integradas y las que no lo son.

Por otra parte, dado que los usuarios regulados son más inelásticos que los no regulados, se ha observado un resultado distorsionado en el sentido que los primeros pagan más por la energía que los últimos, lo que se traduce en rentas y sacrificio de eficiencia asignativa. Esta segmentación de precios está asociada a la integración generación – distribución y refleja el uso del poder de mercado.

2.2.4 Mercado de Vendedores

Los generadores de energía optimizan su exposición al riesgo y con ello la relación entre su capacidad de generación y la exposición a bolsa. La cantidad que se quiere comprometer en contratos está dada y puesto que la oferta no se ha expandido en los últimos años y la demanda se ha incrementado, los agentes generadores cuentan con

⁶ Porcentajes con base en las cifras de generación y demanda por empresas del año 2008.

una base relativamente fija de clientes y no deben competir para buscar nuevos compradores.

Este hecho permite caracterizar el mercado de contratos como un mercado de vendedores, que de alguna forma puede imponer las condiciones en términos de a quién y a qué precio contratan su energía. Las convocatorias de compra para atender usuarios regulados no alteran esta característica estructural de la industria, en la medida en que persiste una demanda por contratos superior a la oferta que los generadores quieren comprometer mediante contratos bilaterales.

2.2.5 Segmentación Geográfica del Mercado

Se ha constatado que el mercado se ha segmentado geográficamente. Excepto Isagen, cada generador concentra la casi totalidad de sus clientes en el área geográfica donde está ubicado. Esta estructura es causada por el poder de mercado (en un ambiente competido habría rivalidad por clientes en cualquier región) y a su vez, refuerza el poder de mercado expresado en el hecho que cada generador actúa como un cuasi monopolio en su región a la hora de firmar contratos.

2.3 Medidas de Mitigación vs Procesos Legales/Regulatorios

Existe el consenso en los comités de seguimiento de los mercados de energía mayorista a nivel internacional, que todos los agentes siempre tratarán de ejercer el poder de mercado; de no ser así implicaría que la regulación sería perfecta y en esas condiciones tampoco se requeriría un mercado.

Demostrar abuso de poder de mercado no es una tarea fácil, porque solo los agentes cuentan con la información necesaria para establecer cuál es su percepción del costo marginal. Esta tarea es aún más compleja en un sistema dominado por recursos hídricos. Incluso detectar la intención de un comportamiento anti-competitivo por parte de un agente es particularmente complejo, porque el costo de oportunidad del agua, principal elemento del costo marginal de generación de las plantas hídricas, lo determinan las expectativas futuras del precio de la energía eléctrica, lo que crea una circularidad en la relación entre costos y precios.

Llevar un caso donde se presume abuso de poder de mercado a una situación efectiva de sanción en Colombia enfrenta además, la falta de tipificación de este tipo de

comportamientos por parte de la normatividad y la relativa libertad que da la regulación a la forma en que los agentes ofertan su energía.

También a nivel internacional existe coincidencia en la toma de medidas preventivas para evitar el ejercicio de poder de mercado, en lugar de los largos y tortuosos procesos legales/regulatorios, que normalmente toman demasiado tiempo y son inequitativos frente a los agentes afectados (generadores y consumidores).

El siguiente análisis se basa fundamentalmente en los planteamientos realizados por Frank Wolak⁷ en su visita a Colombia (Abril 2009), auspiciada por la SSPD y los informes realizados por el CSMEM No 32 de 2008 y No 35 de 2009.

Para el caso colombiano del MEM y con la coyuntura actual de precios, el CSMEM considera conveniente enfocar las medidas de mitigación, orientadas a las medidas ex-ante que buscan limitar la habilidad de un agente para ejercer poder de mercado, antes que lo pueda realizar.

Las medidas ex-ante para mitigar el poder de mercado se basan en establecer precios máximos a las ofertas de corto plazo, lo cual se aplica a todos los agentes en todo momento, poniendo topes a los precios de cierre de mercado y a las ofertas de los agentes.

Estos procedimientos de mitigación de poder de mercado requieren tres pasos básicos:

- Determinar las condiciones del sistema, cuando un generador es merecedor de la mitigación.
- Mitigar la oferta del generador a un nivel de referencia
- Determinar el pago para los agentes mitigados y no mitigados.

Por otra parte, estos procedimientos de mitigación están basados a) en pruebas de conducta e impacto, b) en estructura de mercado.

2.3.1 Procedimientos basados en pruebas de conducta e impacto

- Primero se define un precio de referencia para el generador, con base en:
 - El costo variable regulado de la unidad
 - Los precios de oferta aceptados bajo condiciones competitivas

⁷ Frank A. Wolak, Lessons from International Experiences with Market Power Mitigation Measurements, Bogotá, Colombia, April 2009.

- Prueba de conducta. Si la oferta de precios del generador excede un límite con respecto al precio de referencia, por ejemplo el 100% del precio de referencia, éste generador viola la prueba de conducta.
- Prueba de impacto. Si la oferta del generador mueve el precio del mercado en una cantidad determinada, entonces el generador viola esta prueba.
- Si la oferta del generador viola ambas pruebas (conducta e impacto), la oferta del generador será mitigada al nivel de referencia.

Los mecanismos de conducta e impacto se aplican para la mitigación del poder de mercado tanto a nivel del sistema general como a nivel local. En el caso de poder de mercado local, los topes a las ofertas y los precios de mercado normalmente son más exigentes, reflejando un problema de poder de mercado más significativo.

2.3.2 Procedimientos basados en estructura de mercado

La mitigación ocurre cuando las condiciones estructurales del mercado le dan a los generadores la oportunidad de ejercer el poder de mercado en forma unilateral:

- Los generadores no tienen que ejercer el poder de mercado para ser mitigados.
- El mecanismo supone que los generadores que tienen la capacidad de ejercer el poder de mercado, lo ejercen.
 - Los generadores siempre buscarán optimizar sus utilidades para satisfacer los objetivos financieros de las compañías.
- Una medida de la extrema habilidad para ejercer el poder de mercado, se obtiene cuando el generador es pivotal.

2.4 Restricciones en el abastecimiento de gas natural

2.4.1 Institucionales

- Aunque el estado tiene una importante presencia en el sector, el CSMEM considera que no existe una política definida respecto al desarrollo del gas natural, para el mediano y largo plazo, que pueda asegurar la adecuada confiabilidad que requiere el sector. Es así como el mercado del gas natural en Colombia es

fundamentalmente manejado a través de contratos bilaterales, esquema que funciona adecuadamente en condiciones en que la oferta abastece sin restricciones la demanda, pero tiene problemas en condiciones deficitarias de suministro.

- Adicionalmente, las señales regulatorias existentes, no están logrando los resultados buscados, específicamente en lo concerniente a la expansión del sistema de transporte. El reto para la confiabilidad del suministro es asegurar que el mercado siempre logre el balance entre oferta y demanda y que las inversiones a lo largo de la cadena sean realizadas oportunamente con la menor intervención estatal posible.

2.4.2 Producción

- El potencial de hidrocarburos en Colombia está distribuido entre 18 cuencas sedimentarias, teniendo su producción actual localizada en 5 de ellas. A fines del año 2009, las reservas probadas se estiman en 3,7 TPC equivalentes a 12.4 años de producción. La importante actividad realizada en exploración en los últimos años, solamente ha conseguido modestos descubrimientos como Gibraltar (30 MPCD) y la Creciente (100 MPCD) y consecuentemente continuamos dependiendo de Chuchupa y Cusiana.
- La siguiente tabla presenta las cifras de producción y demanda de gas natural actuales en GBTUD, dadas las medidas críticas tomadas por el Ministerio de Minas y Energía⁸, para intensificar la producción de energía eléctrica con recursos térmicos y así tratar de evitar la reducción de los niveles de los embalses del SIN antes del inicio de la estación de verano, por la ocurrencia del fenómeno del Niño.

Tabla No 1

GAS NATURAL - GBTUD				
FUENTE	DEMANDA ACTUAL			
	COSTA	INTERIOR	VENEZUELA	TOTAL
Cusiana	0	230	0	230
Guajira	386	194	150	730
Creciente	45	0	0	45
Otros	0	60	0	60
TOTAL	431	484	150	1065

⁸ Resoluciones MME 181686 de Octubre 2 de 2009 y 20181739 de Octubre 7 de 2009.

De la información de la tabla No 1, se resaltan los siguientes aspectos:

- Los trabajos de compresión realizados en Chuchupa permitieron incrementar la producción de gas de Guajira a 730 GBTUD, frenando así la declinación que venía mostrando este campo.
- Aún con los altos niveles de generación térmica en la Costa Caribe, prácticamente no existen limitaciones para suministrar su demanda de gas.
- El suministro del gas de Guajira al interior del país está limitado a 194 GBTUD, correspondientes a la capacidad máxima actual de transporte del gasoducto Ballena-Barranca.

Por otra parte, bajo las condiciones de máxima generación térmica, el suministro de la demanda de gas al interior del país presenta un déficit de 32 GBTUD, lo que recientemente ocasionó un desabastecimiento de gas natural vehicular.

- La ampliación de la planta de tratamiento de Cusiana incrementará su producción en 70 MPCD en mayo de 2010. Adicionalmente, Cupiagua suministrará 140 MPCD, programados para entrar en julio de 2011.
- El gráfico No 1 muestra las exportaciones de gas natural a Venezuela mediante el gasoducto Ballena-Maracaibo, que han alcanzado los 250 MPCD. Estas exportaciones han reducido en forma importante la holgura que existía para las plantas térmicas del interior en Colombia, y consecuentemente generan una restricción adicional en el despacho eléctrico de dichas plantas.

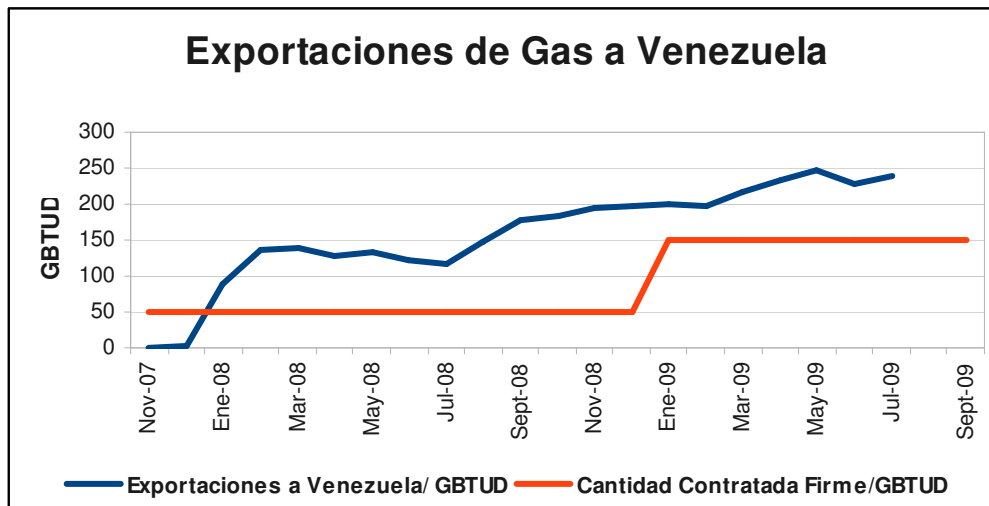


Gráfico No 1

- Respecto al autoabastecimiento del país en cuanto a gas natural, existen diferentes estimaciones sobre la fecha en la cual se requeriría efectuar importaciones de gas, tales estimaciones incluyendo las ampliaciones en Chuchupa y Cusiana, varían entre el año 2013 (fuente MME) y el año 2018 (fuente Naturgas).

2.4.3 Venezuela

Considerando la gran importancia que tienen las importaciones futuras de gas provenientes de Venezuela para el abastecimiento de gas en Colombia, a continuación se enumeran algunos temas que podrían retrasar el cumplimiento de dichas importaciones:

- La incertidumbre existente de las relaciones políticas con Venezuela.
- El déficit estructural de gas natural en Venezuela que es de cerca de 2.000 MMPCD.
- La nueva ley orgánica de hidrocarburos de Venezuela que plantea una participación del 60% del estado en la producción de petróleo crudo y que podría extenderse a los negocios privados del gas natural, reduciendo el interés de los inversionistas privados.

2.4.4 Transporte

- La capacidad contratada de transporte continua siendo el “cuello de botella” del sistema, ya que está totalmente copada y su expansión de corto plazo 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 la congestión en el gasoducto Ballenas – Barranca, que impide que algunas plantas térmicas del interior participen en el despacho, teniendo que ser reemplazadas por recursos de generación más costosos. Este problema se encuentra en vía de solución con la ampliación del gasoducto de 190 MPCD a 260 MPCD que se está llevando a cabo mediante la instalación de compresores adicionales y que deberá entrar en operación en junio de 2010.
- La confiabilidad del sistema de transporte de gas es limitada por el hecho de ser un sistema radial sin redundancia, que permita rutas alternativas en situaciones de

emergencia. Además de eso, la geología colombiana genera riesgos que pueden afectar seriamente el sistema de transporte, como la que provocó una grave interrupción de dos días en el suministro de gas a Bogotá y otros municipios.

- No existe en la regulación una definición de criterios precisos de confiabilidad en transporte de gas; sin embargo, tanto en la Resolución CREG 087 de 2007, como en el Decreto 2687 del 2008, se expresa que éstos deben ser definidos por la CREG.
- Particularmente en escenarios críticos de corta duración con alta exigencia de despachos intempestivos de plantas térmicas, existe incertidumbre en cuanto a la capacidad de las plantas térmicas de operar con combustibles líquidos, debido a cuestiones logísticas relativas a la inflexibilidad para realizar cambios rápidos en el programa de producción de las refinerías y a las demoras para importar productos refinados⁹.
- En la ocurrencia del actual fenómeno del Niño se requiere generar con combustibles líquidos por largos periodos de tiempo, además existe incertidumbre en cuanto a la disponibilidad del parque térmico para los meses más exigentes del Niño (enero, febrero), debido a que la coyuntura actual ha postergado los mantenimientos necesarios, y la operación continua y a plena carga de este parque podría afectar la integridad operativa de las plantas.

2.4.5 Precios

- En la regulación vigente del precio de gas en boca de pozo, conviven precios regulados y libres. Esta aproximación es correcta cuando el oferente regulado cuenta con excesos de capacidad, porque los agentes bajo el régimen de libertad deben ofrecer precios iguales o inferiores al regulado para poder vender su gas. En un escenario de escasez, como el que caracteriza al mercado colombiano, la existencia de estructuras diferentes de precios genera rentas y distorsiones.
- Colombia presenta una estructura de precios del gas natural que incluye tres elementos principales:
 - El precio del gas de Guajira, el cual es regulado y está indexado al precio internacional del petróleo WTI.

⁹ “Diagnostico de la Logística del Abastecimiento de Combustibles Líquidos para el Sector Termoeléctrico”. Informe final, documento preliminar, preparado para el CNO por Itansuca y Sinergia Ltda. Abril 30 de 2009.

- El precio del gas de Cusiana es libre, pero teniendo en cuenta que la capacidad de tratamiento de la planta construida fue vendida hace ya varios años en su totalidad, a precios que hoy en día son inferiores al precio regulado de Guajira.
 - El precio del gas de las subastas efectuadas para los campos de Gibraltar, La Creciente y Don Pedro.
- En Colombia la industria del gas se caracteriza como un duopolio (cuasi monopolio regional norte – centro, dominados por un mismo agente) de un bien no transable. Bajo esta configuración la libertad de precios genera rentas a los productores.

2.5 Acceso Inmediato a la Información

Dadas las circunstancias del mercado a finales del 2008 y comienzo del 2009, la CREG con el fin de evitar que la información de las ofertas de precios y del despacho a todos los agentes, se utilizara para la conformación y/o aplicación de estrategias anticompetitivas, expidió las Resoluciones 06 y 15 de 2009, mediante las cuales modificó la oportunidad en que se debe dar a conocer la información de precios de oferta y el despacho, hasta que transcurran tres meses. Por otra parte a raíz de la presencia del Niño, la CREG expidió la Resolución 127 de Octubre 2 de 2009, donde mantiene confidencial por tres meses, solo las ofertas de precio de los generadores.

En cuanto a la oportunidad de publicación de la información del mercado, es conveniente analizar los argumentos a este respecto y especialmente bajo la presencia del Niño, debido a que la menor cantidad de agua disponible para producir electricidad, implica precios de bolsa más altos porque aumenta la producción térmica y los generadores tienden a ejercitar su poder unilateral de mercado.

En relación a la publicación inmediata de la información correspondiente a las ofertas de los generadores y la procesada por el operador del mercado, se presentan a continuación los aspectos más importantes sobre este tema discutidos por Wolak¹⁰ y el CSMEM.

- Un análisis riguroso del funcionamiento del MEM debe estar basado en el escrutinio público, el cual requiere el acceso oportuno a la información del mercado. Un retraso entre el momento en que la información se produce y la fecha de su

¹⁰ Op cit 3.

publicación, tiene un costo potencial enorme para los consumidores. Esta secuencia de eventos podría suceder con la ocurrencia del Niño, que incrementa la capacidad de los generadores para ejercitar el poder unilateral de mercado. Si la información del mercado se publica con retraso, se generan transferencias sustanciales de rentas de los consumidores a los productores, las cuales ocurren antes que los eventos del mercado se puedan analizar en forma rigurosa y se sujeten al escrutinio público.

- La disponibilidad inmediata de la información del mercado implica que se pueden emprender estudios para analizar si están ocurriendo acciones coordinadas, explícitas o tácitas. Por lo tanto, otro argumento en favor de la publicación inmediata de la información del mercado, es que se aumenta la probabilidad de detectar acciones coordinadas para subir los precios del mercado, porque cualquier entidad puede tener acceso a estos datos e investigar al respecto.
- Los mercados mayoristas que existen actualmente alrededor del mundo se diferencian considerablemente en términos de la cantidad de información disponible públicamente y el retraso entre la fecha que se produce y se publica. Sin embargo, entre los países industrializados existe una correlación positiva entre la rapidez con que esta información se hace públicamente disponible y que tan bien funciona el mercado mayorista.
- Un planteamiento común que a menudo se presenta contra la publicación inmediata de la información del mercado, es que dicha publicación hace más fácil para los generadores entrar en colusión tácita. Se argumenta además que los generadores podrían utilizar esta información para coordinar sus acciones y subir los precios del mercado con esquemas tácitos de colusión. Sin embargo, es importante recordar que las acciones coordinadas para subir precios de mercado son ilegales bajo las leyes de competencia en cualquier país y además que los agentes del mercado siempre estarán en posibilidad de adquirir por otros medios o estimar la información requerida del mercado para realizar la colusión tácita.
- Cuando las ofertas de precio de los generadores no son conocidas por todos los agentes, se presenta un aplanamiento de la curva de ofertas, debido a que los agentes al no conocerlas tienen la tendencia a ofertar con base en los precios de cierre de mercado de días anteriores, de tal forma que puedan asegurar su despacho en esas condiciones. Esta situación ha sido detectada por el CSMEM, la cual se ha visto reflejada en que los precios del mercado para demanda baja se han acercado considerablemente a los de demanda alta, eliminándose la competencia

que existía en ciertas franjas del mercado. En consecuencia, el acceso a las ofertas de precio por parte de los agentes, permite que se presente mayor competencia en ciertos niveles de carga, lo cual trae como consecuencia una mejor eficiencia en el despacho y el mercado.

2.6 Reflexiones

2.6.1 Poder de Mercado

- Tal como reiteradamente lo ha manifestado el CSMEM, es preocupante el alto nivel de concentración que presenta el MEM en la actualidad, el cual dado el caso que un agente como Emgesa o EPM adquiriera a Isagen, llegaría a comprometer seriamente la viabilidad del MEM, al convertirse dicho agente en pivotal.
- El comportamiento en las estrategias de oferta de los recursos hídricos es preocupante y puede señalar el ejercicio de poder de mercado. En particular, los precios de oferta de las plantas hidráulicas deberían estar acotados en su límite superior por las ofertas en el parque térmico, situación que no está ocurriendo en el MEM.
- El CSMEM considera una imperfección del MEM que el mercado de contratos sea un mercado de vendedores, ya que de alguna forma puede imponer las condiciones en términos de a quién y a qué precio contratan su energía. Además, el mercado de contratos se ha segmentado geográficamente, reforzando el poder de mercado expresado en el hecho que cada generador actúa como un cuasi monopolio en su región a la hora de firmar contratos.

2.6.2 Medidas de Mitigación

Existe el consenso en los comités de seguimiento de los mercados de energía mayorista, que todos los agentes siempre tratarán de ejercer el poder de mercado; de no ser así implicaría que la regulación sería perfecta y en esas condiciones tampoco se requeriría un mercado. Además, es muy difícil prevenir el ejercicio unilateral de poder de mercado y se prefiere en general la toma de medidas preventivas (ex-ante) para mitigarlo.

El CSMEM considera también que la mitigación ex-ante del poder de mercado se debiera implementar en el MEM y consecuentemente sugiere a la CREG llevar a cabo los análisis requeridos y tomar las medidas que considere convenientes.

Respecto a las dos alternativas planteadas para mitigar el poder de mercado con medidas preventivas, se presentan los siguientes comentarios:

Método de mitigación con pruebas de conducta e impacto

- Permite al generador ejercer todo el poder de mercado unilateral que sea capaz, siempre y cuando no viole los toques definidos en las pruebas y si bien limita los precios de oferta muy altos (volatilidad), también causa que se aumente el precio promedio; esto es inevitable en sistemas predominantemente hidráulicos como el colombiano.

Método de mitigación bajo estructura de mercado

- Se adecua al sistema colombiano; dado su carácter hidrotérmico el operador del mercado realizaría un despacho con base en costos, usando costos marginales verificados de las plantas térmicas y estimando el costo de oportunidad de las plantas hidráulicas, mediante un modelo de optimización que además tiene en cuenta los costos de las plantas térmicas. Esto proveería la referencia de precio.
- Cuando la diferencia del comportamiento de precios reales y los de referencia en un periodo de tiempo, por ejemplo un año, exceda un valor crítico, entonces se determina la intervención regulatoria automática. Esto implica una transición de la estructura del mercado a un mercado con base en costos.
- No requiere intervención regulatoria hora a hora, como en el caso de la mitigación con las pruebas de conducta e impacto.
- Protege a los consumidores del abuso de poder de mercado
- Provee incentivos a los generadores para vender su energía en contratos, con el fin de evitar el disparo de la intervención regulatoria en la estructura del mercado.

2.6.3 Restricciones al Abastecimiento de Gas Natural

- Es responsabilidad del gobierno definir las políticas requeridas para asegurar la confiabilidad del abastecimiento de gas en el país, asignando a cada institución y agentes las responsabilidades que le competen en cada eslabón de la cadena y dando las señales regulatorias adecuadas. Siendo la función principal de la UPME, apoyar al Ministerio en todos los asuntos relativos del sistema energético colombiano, la UPME debería llevar a cabo los análisis que permitan asegurar la confiabilidad de abastecimiento de gas natural en el país. Como complemento a lo anterior y a pesar de las reticencias existentes en el sector gas, el CSMEM considera de vital importancia la creación de un ente independiente operador del mercado de gas natural, con características similares a las de XM.
- El sector eléctrico colombiano invierte grandes cantidades de dinero para asegurar la confiabilidad del mismo, ya sea en capacidad de reserva de las plantas de generación mediante el cargo por confiabilidad, o bien enmallando las redes de transmisión; sin embargo, esta confiabilidad está comprometida, no solo en el corto, sino también en el mediano y largo plazo, debido a los problemas que surgen del inadecuado abastecimiento y transporte de gas. Consecuentemente el CSMEM considera que bajo la orientación del Ministerio de Minas y Energía y la definición regulatoria de la CREG, los principales agentes vinculados a los sectores eléctrico y gas deberían tomar medidas concretas a este respecto y realizar las inversiones conducentes para alcanzar la confiabilidad requerida de estos sectores.
- Desde el punto de vista de disponibilidad del gas natural, los riesgos más críticos son:
 - Incertidumbre en el suministro de gas desde Venezuela, debido a que en el mediano plazo este es el único punto posible de abastecimiento externo.
 - Un pico de demanda ante un escenario de alto despacho de plantas térmicas a gas, no solamente afecta el abastecimiento de gas sino también el abastecimiento eléctrico, tal como está ocurriendo actualmente.
 - Un retraso en el aumento de la producción de Cusiana y Cupiagua es crítico y podría afectar toda la cadena.
- Teniendo en cuenta que a partir del 2013 el país deberá comenzar a importar gas desde Venezuela, sumado a las incertidumbres políticas involucradas, el CSMEM considera que debería hacerse una reflexión profunda sobre la conveniencia o no de mantener el volumen actual de exportaciones de gas natural hacia Venezuela.

- Para mejorar la confiabilidad del suministro de gas en las plantas térmicas, una de las opciones económicas son las plantas “peak shaving”, las cuales permiten un volumen de entregas diarias de gas, almacenándolo en las horas de baja demanda para utilizarlo posteriormente en horas pico, reduciendo la necesidad de contratación de gas en firme, con su consecuente respaldo físico para acceder al cargo por confiabilidad. Otra opción para mejorar la confiabilidad del suministro de gas es la utilización de almacenamiento bien sea en pozos exhaustos de hidrocarburos o en cavernas salinas. Estas opciones requieren señales regulatorias adecuadas que incentiven la inversión necesaria.
- Teniendo en cuenta la existencia de un duopolio en la industria del gas, la CREG debería regular los precios de todo el gas disponible para evitar las distorsiones asignativas, los efectos indeseables y las rentas que los precios del gas generan. El precio regulado se podría basar en el costo en el mercado externo menos el costo del transporte y proceso requerido para situarlo en ese mercado.
- La SSPD podría desarrollar un programa de auditorias que asegure la entrada en los tiempos previstos de las obras programadas en el corto y mediano plazo para: a) la ampliación del gasoducto Ballena – Barranca, b) La ampliación de la planta de tratamiento de Cusiana, c) la construcción de la planta de tratamiento de Cupiagua, d) la ampliación del gasoducto Cusiana - Vasconia, requerido para movilizar los 210 MPCD adicionales de Cusiana y Cupiagua.
- El CNO debe definir en coordinación con Ecopetrol, un plan de acción para mitigar los principales riesgos identificados en el estudio “Diagnostico de la Logística del Abastecimiento de Combustibles Líquidos para El Sector Termoeléctrico”.

2.6.4 Acceso Inmediato a la Información

- Todos los mercados mayoristas de energía alrededor del mundo tienen imperfecciones, los más acertados son los que pueden identificar estas imperfecciones lo más rápidamente posible y determinar la línea de conducta apropiada para corregirlas. En el caso particular colombiano y dadas las experiencias vividas durante los últimos 15 años, incluidas varias ocurrencias del fenómeno del Niño, el CSMEM al igual que Wolak, consideran conveniente volver a tener con carácter público la información correspondiente a las ofertas de precios de los generadores.

- El acceso inmediato a las ofertas de precio por parte de los agentes, es benéfico ya que permite que se presente mayor competencia en ciertos niveles de carga del sistema, lo cual trae como consecuencia una mejor eficiencia en el despacho y el mercado.

3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de septiembre de 2009, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	septiembre/08	agosto/09	septiembre/09	Variacion Agosto 09-Septiembre 09	Variacion Septiembre 08-Septiembre 09	Variacion Ultimo Año- Septiembre 09
Hidrica	3593,39	3.836,82	3.359,46	3.264,36	-2,83%	-14,92%	-9,16%
Térmica	810,04	523,71	1.219,20	1.448,30	18,79%	176,54%	78,79%
Gas	565,28	433,77	847,39	1.082,31	27,72%	149,51%	91,46%
Carbón	243,67	89,94	371,81	366,00	-1,56%	306,94%	50,20%
Menores	235,02	268,48	187,80	155,12	-17,40%	-42,22%	-34,00%
Cogeneradores	6,72	3,96	14,98	12,32	-17,71%	211,38%	83,43%
Total	4646,77	4.632,97	4.782,97	4.880,21	2,03%	5,34%	5,02%

La generación en septiembre creció 5.3% con relación a la de septiembre del 2008, lo que indica cierto grado de recuperación de la actividad económica. Las condiciones climáticas generadas por el fenómeno del Niño se han traducido en un cambio importante en la estructura de generación, con una reducción del 15% en la generación del parque hidráulico y un aumento del 177% en el de las térmicas.

3.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 2 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

En septiembre se agudizó la reducción de los aportes hídricos a los embalses por debajo de la media histórica, llevando el embalse agregado a un nivel de 67%. Este comportamiento que corresponde con el fenómeno del Niño, ha puesto en alerta a todos los agentes e instituciones involucradas con la confiabilidad del sistema, debido al riesgo de enfrentar en el corto plazo un racionamiento eléctrico.

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

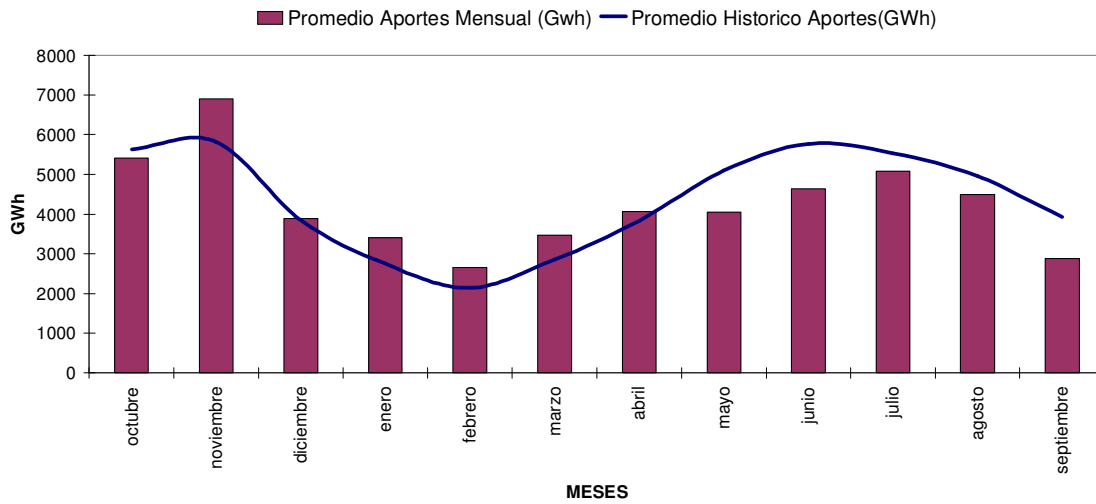


Gráfico No 2

3.1.3 Nivel de los Embales

El nivel del embalse agregado se redujo al 67%; varios embalses siguieron su proceso de recuperación. Los niveles de embalse de Guavio y Chivor en la zona oriental en septiembre se redujeron y terminaron el mes con niveles de 73% y 80% de su capacidad. En Antioquia, los embalses más importantes de Punchiná y Miraflores cerraron el mes con 74% y 85% respectivamente. Los embalses agregados del centro del país y del Valle, estaban alrededor del 50%.

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 3 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario, para los últimos 6 meses.

En septiembre los precios de bolsa diarios se dispararon a niveles no observados en la última década, iniciaron el mes a \$120/kWh y cerraron a \$270/kWh. Evidentemente los factores que más influenciaron en este comportamiento tienen que ver con los bajos aportes hídricos que se presentaron, el incremento sustancial de la generación térmica, la reducción considerable de la disponibilidad del parque generador que se sumó al incremento de la demanda, y posiblemente la existencia de comportamientos

estratégicos de los agentes que se acentúan bajo condiciones críticas del sistema. De igual forma, aumentó la volatilidad entre precios en hora de baja demanda y precios en hora de alta demanda. En varias ocasiones el precio estuvo cerca de alcanzar el umbral de escasez, que habría activado las obligaciones de energía en firme.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Abril a Septiembre de 2009

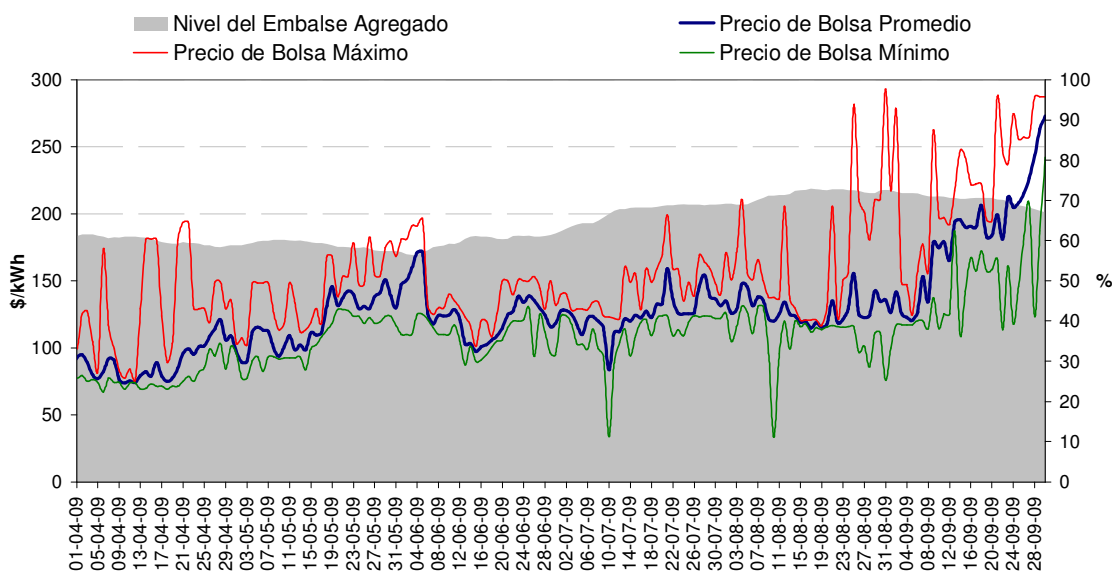


Gráfico No 3

3.2.2 Evolución del Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 4 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes del año 2009 y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

La gráfica muestra claramente como el nivel agregado de los embalses del SIN para los últimos 2 meses, es notoriamente inferior (67%) a los ocurridos en años anteriores para estos mismos meses, este hecho explica parcialmente el alto incremento de los precios de bolsa en agosto y especialmente en septiembre de 2009, frente a la reducción del embalse agregado que normalmente para esta época se ubica en el 90%, para cubrir el ciclo de verano que se inicia en diciembre.

**PRECIO DE BOLSA VS NIVEL DEL EMBALSE AGREGADO
OCTUBRE 2004 - SEPTIEMBRE 2009**

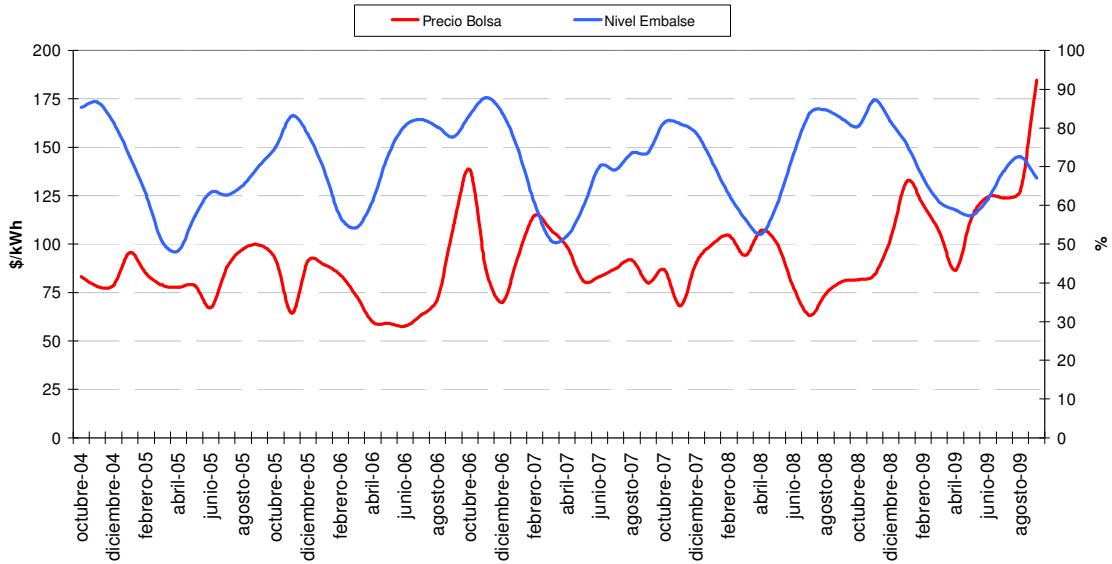


Gráfico No 4

3.2.3 Demanda del SIN vs Capacidad Disponible

**DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL
OCTUBRE 2004 - SEPTIEMBRE 2009**

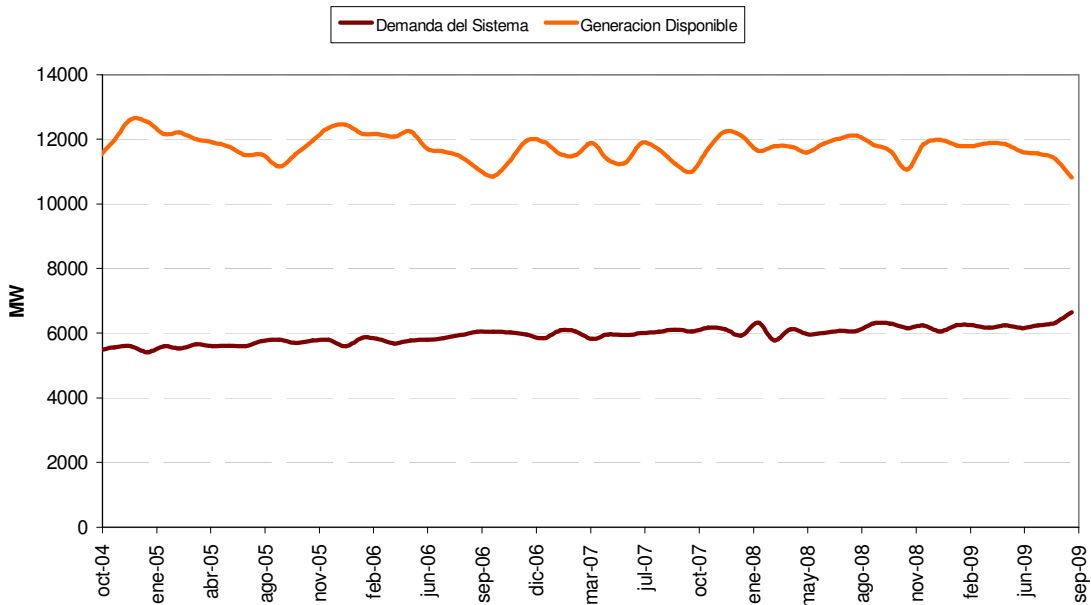


Gráfico No 5

El gráfico No 5 presenta la evolución de la demanda mensual máxima de potencia del sistema contra la capacidad de generación total disponible mensual, para los últimos 5 años.

El comportamiento que presenta la capacidad disponible es explicable, puesto que como se observa en la gráfica, durante todos los meses de septiembre analizados ocurre la mayor reducción de capacidad disponible, debido a que en general este mes es ideal para realizar los principales mantenimientos programados, especialmente del parque térmico, con el fin de estar adecuadamente preparados para enfrentar el ciclo de verano.

Esta situación se agudizó con el incremento importante que ocurrió en la demanda máxima de septiembre, lo cual considerando la reducción en disponibilidad del parque generador, significó una reducción en la capacidad de reserva del sistema. Bajo estas condiciones el comportamiento de los precios de mercado conlleva a dos aspectos: a) aumento de precios debido a la necesidad de llamar unidades de mayor costo para satisfacer la demanda del sistema, b) mayores oportunidades que tienen los generadores para ejercer el poder unilateral de mercado.

3.2.4 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

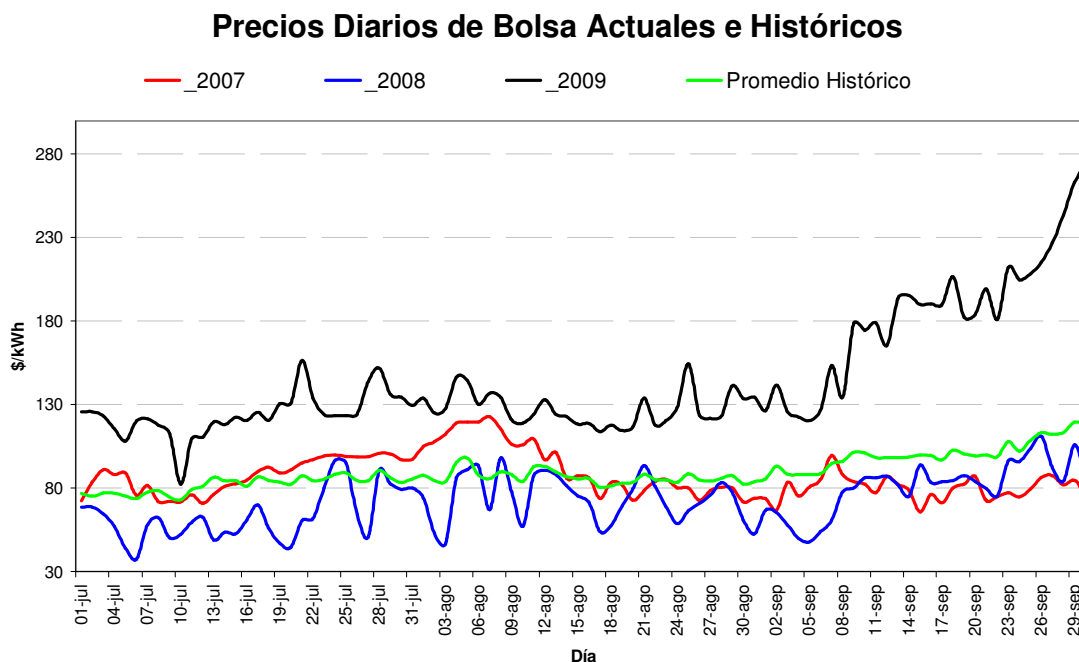


Gráfico No 6

El gráfico No 6 presenta los precios de bolsa diarios para los últimos 3 meses y los compara para estos mismos meses, con los valores promedios históricos y los valores de los dos años anteriores, a precios constantes del año 2009.

Desde julio el precio se mantuvo en un nivel relativamente constante oscilando alrededor de \$130/kWh. Como se observa en septiembre se inicia una escalada sostenida de precio que lo lleva a \$270/kWh al final del mes, registrando el precio record de la última década, sobrepasando los promedios históricos y los observados durante la década en más de 200%.

3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 7 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

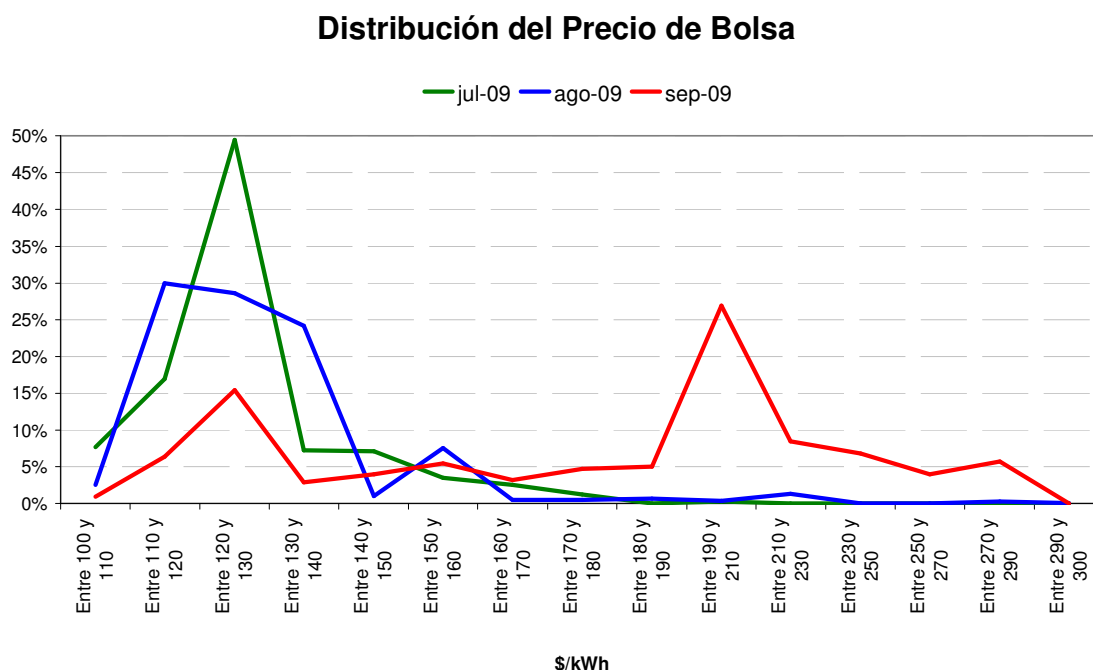


Gráfico No 7

Fue tal el incremento en los precios, tanto en hora de baja demanda como en hora de alta demanda, que fue necesario ampliar el rango de precios para ilustrar la función de distribución que caracterizó el precio de bolsa en septiembre. En este mes se encuentra una moda para las horas de baja demanda en la gama \$120/kWh - \$130/kWh y otra dominante para las de alta demanda, en la franja de \$190/kWh - \$210/kWh, que corresponde casi al doble de las que caracterizaron julio y agosto.

3.3 Comportamiento de Ofertas

En septiembre, tres agentes del mercado fijaron el precio de bolsa un 80% del tiempo, y por otra parte cuatro agentes lo fijaron el 94% del tiempo. Los precios de bolsa fueron determinados en todos los rangos de demanda (baja, media y alta) por las plantas hidráulicas. Adicionalmente, se acentuó el comportamiento no explicado según el cual las ofertas promedio de las plantas hidráulicas, superaron las de las plantas térmicas. Como se explicó en el informe anterior este comportamiento se puede catalogar como patológico, porque el tope del costo de oportunidad del agua es el costo de generar con combustibles alternativos.

De otra parte, tal como lo observó el CSMEM para agosto, tras la modificación regulatoria que reconoce los costos de arranque y parada, independientemente del precio variable, la mayoría de las térmicas redujeron sus ofertas para entrar en rangos de precios competitivos.

3.3.1 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 8 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

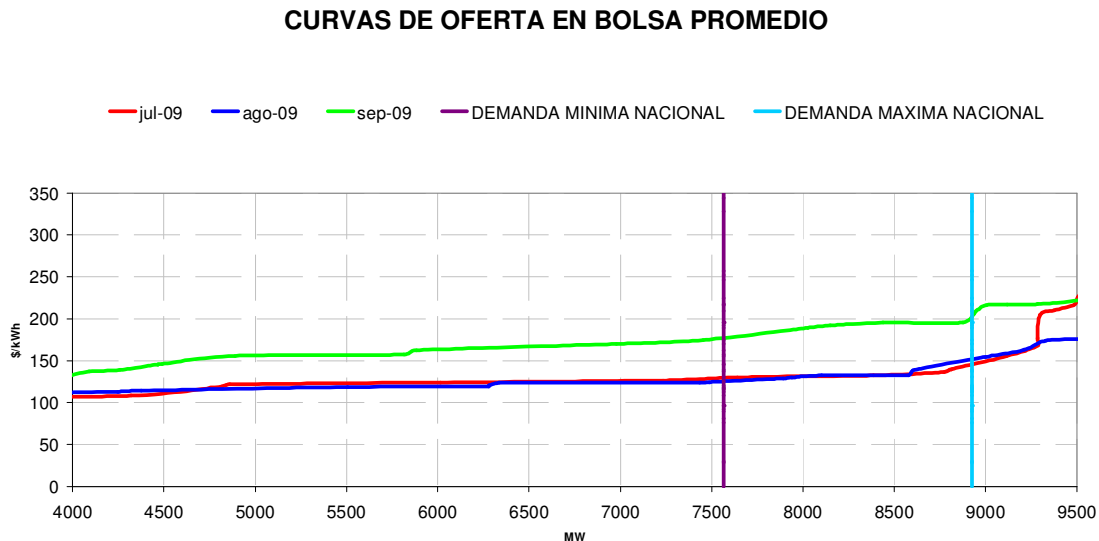


Gráfico No 8

Durante septiembre la función de oferta se desplazó hacia arriba considerablemente para todo el rango de consumo. Este desplazamiento es compatible con los mayores

precios observados en el mercado, manteniendo en niveles relativamente bajos el índice de Lerner para demandas baja y media. Lo anterior se debe, a que este índice depende de la pendiente de la curva de demanda residual y no del nivel en que esta se encuentra.

Debe destacarse que con respecto al mes de agosto, la demanda mínima se incremento de 7.1 GW a 7.5 GW y que la demanda máxima aumentó cerca de 100 MW. De otra parte, la función de oferta del mercado solo contiene los precios de oferta del suministro de energía y en consecuencia no contempla los costos de arranque y parada de las unidades térmicas.

3.3.2 Índice de Lerner

El gráfico No 9 presenta para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, para el periodo de demanda alta, en los últimos doce meses, sin haber modificado aún la curva de demanda residual para descontar el nivel de contratación.

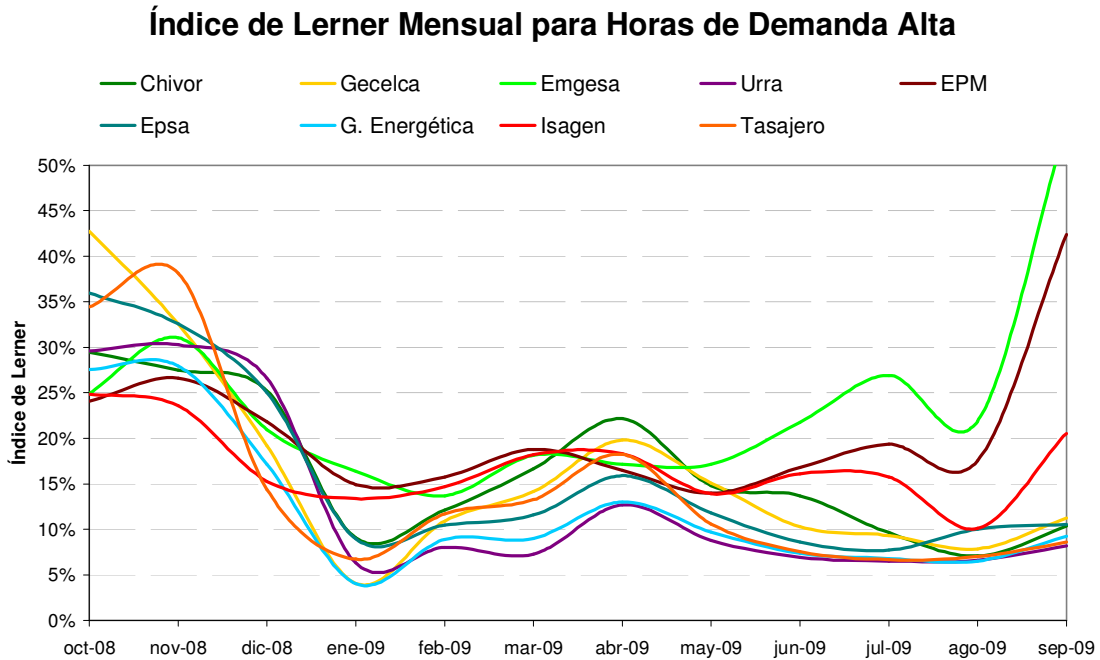


Gráfico No 9

El poder unilateral de mercado, medido como el inverso de la elasticidad de la demanda residual, en septiembre y en horas de alta demanda alcanzó niveles muy

elevados, que dentro de las condiciones actuales, tiene todos los incentivos para ser ejercido: 55% para Emgesa y 42% para Epm.

3.3.3 Índice Residual de Suministro

Los gráficos No 10-a y 10-b presentan, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para los periodos de demanda alta y media, en los últimos diez y ocho meses.

**Índice Residual de Suministro Mensual por Agente
Horas de Demanda Alta**

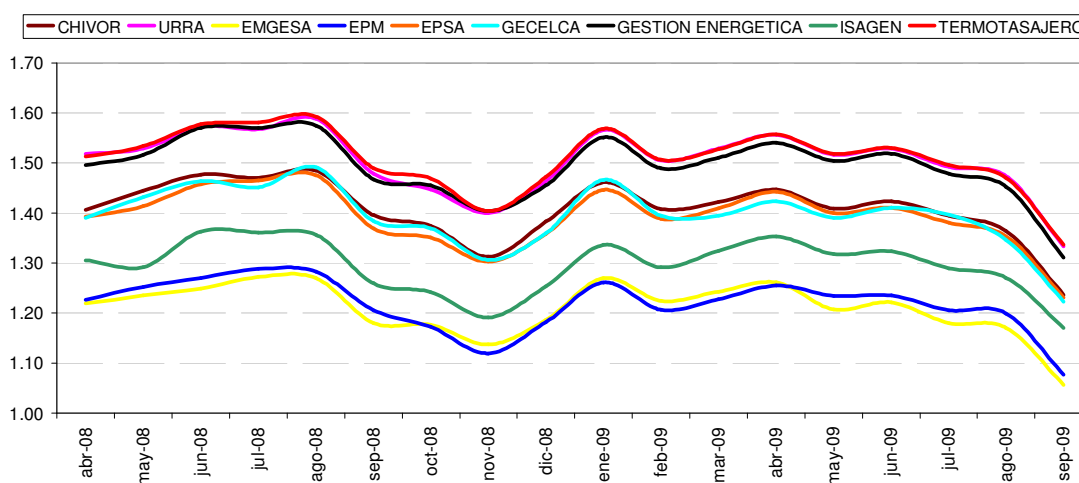


Gráfico No 10-a

**Índice Residual de Suministro Mensual por Agente
Horas de Demanda Media**

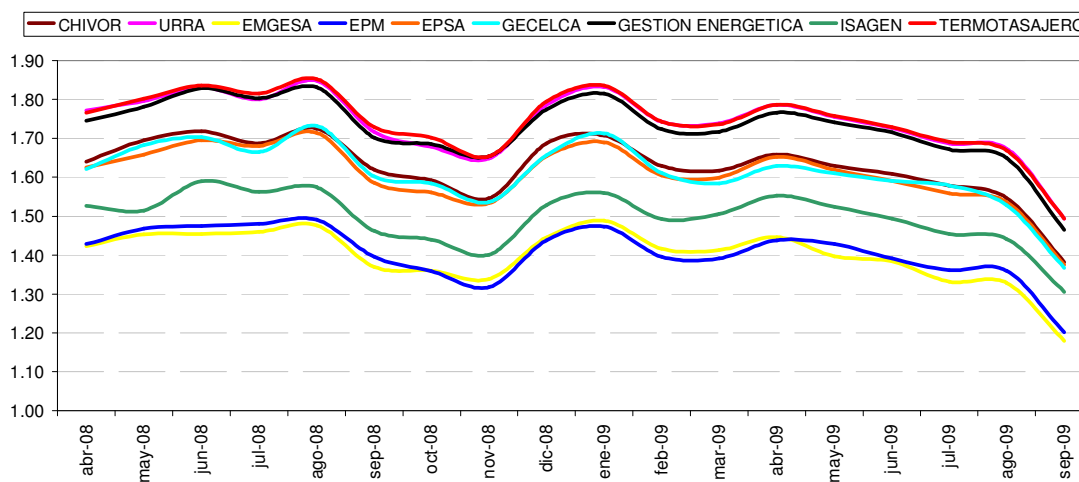


Gráfico No 10-b

Coherentemente con los índices de Lerner analizados, el índice residual de suministro para demanda alta presenta valores extremos de 1,07 para Emgesa y 1.08 para EPM, los cuales de acuerdo con la teoría económica, demuestran la existencia de un poder unilateral de mercado muy importante. En demanda media, por primera vez se hallan indicadores inferiores a 1.2 para el MEM.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 11 presenta a nivel mensual, el precio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses.

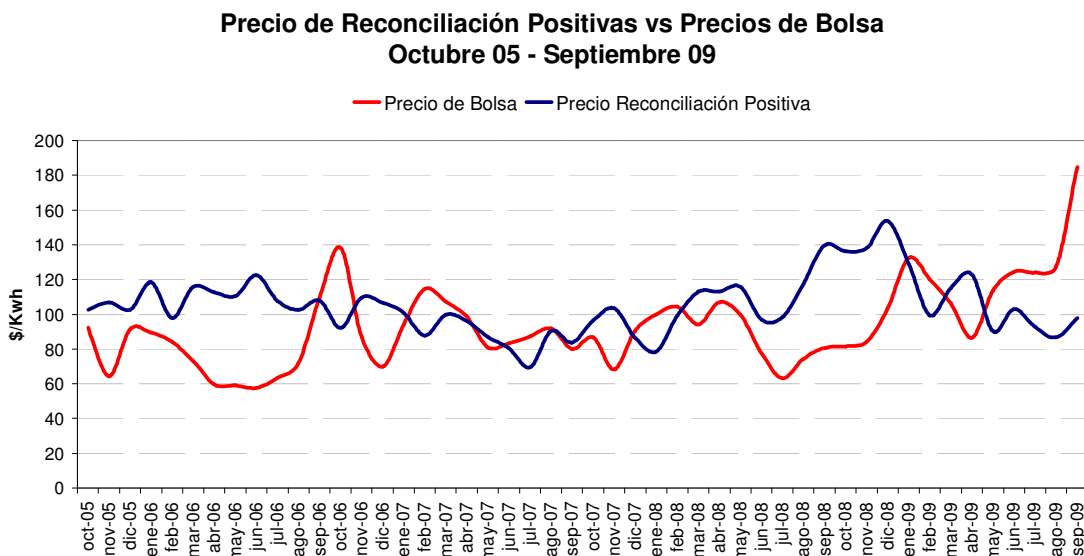


Gráfico No 11

3.4.2 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 12 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos seis meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

En la zona Norte, las reconciliaciones positivas prácticamente desaparecieron, indicando que sus plantas están siendo despachadas en el ideal, de otra parte estas reconciliaciones en las zonas Antioquia y Centro aumentaron en septiembre. En cuanto a las reconciliaciones negativas, se nota una disminución de los costos totales en la

zona Centro, mientras que en Antioquia estos costos aumentaron a los mismos niveles del mes de abril.

**Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas
Abril - Septiembre 2009**

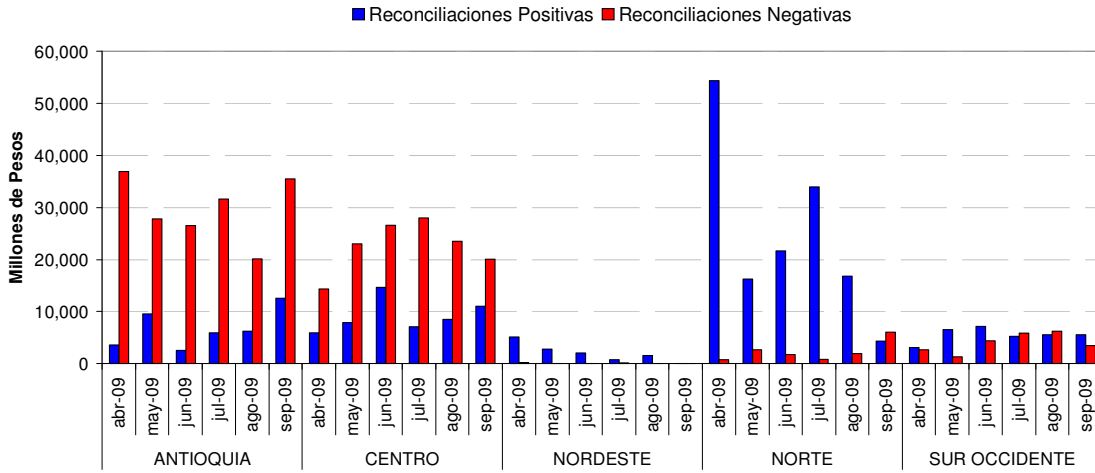


Gráfico No 12

3.4.3 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

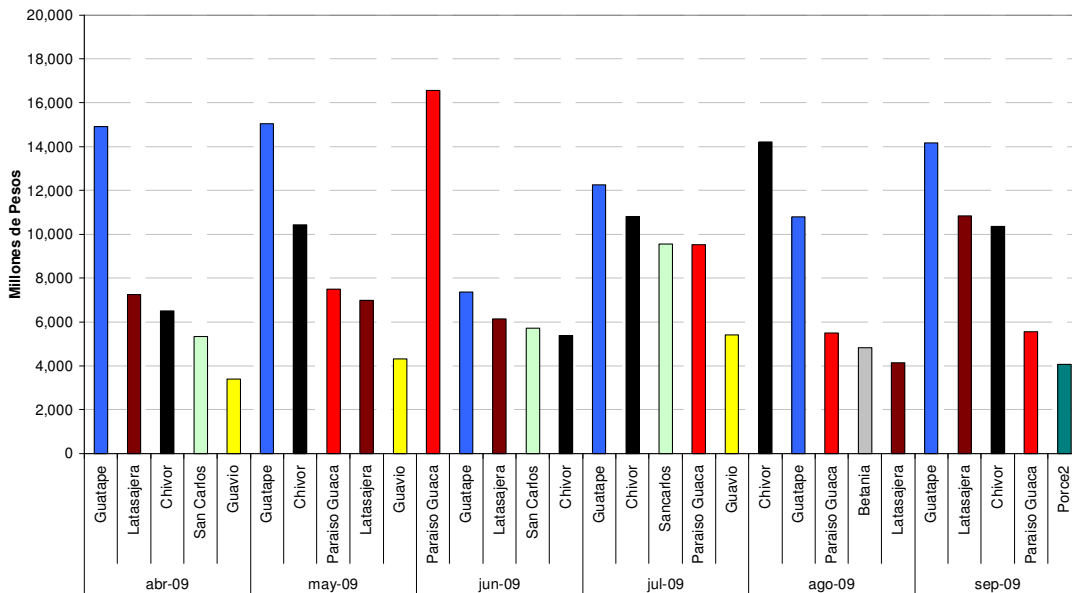


Gráfico No 13

El gráfico No 13 presenta las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 14 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

Costo Total de restricciones Para el Sistema
Enero 2007 - Septiembre 2009

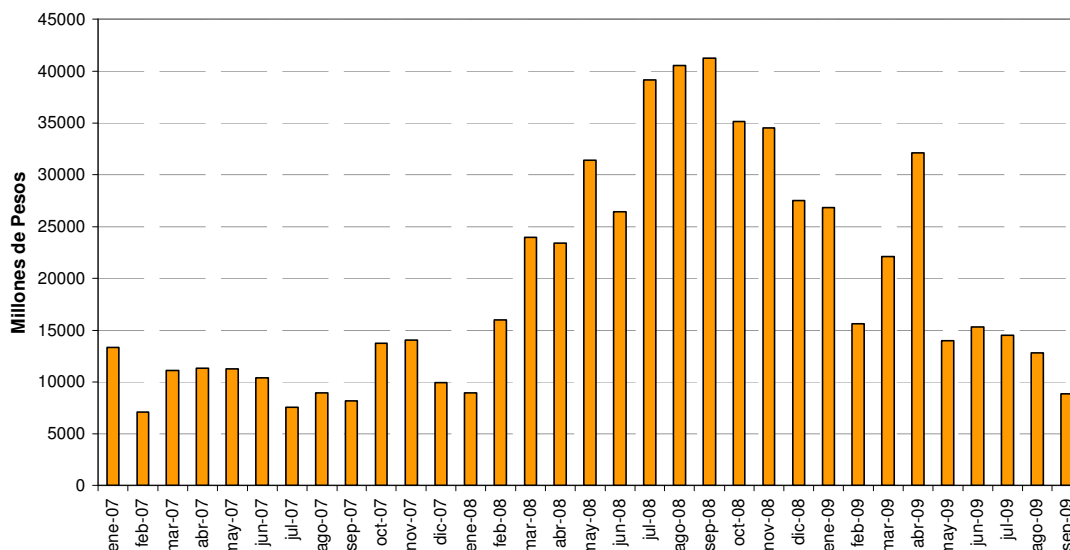


Gráfico No 14

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

El gráfico No 15 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
Octubre 2006 a Septiembre de 2009**

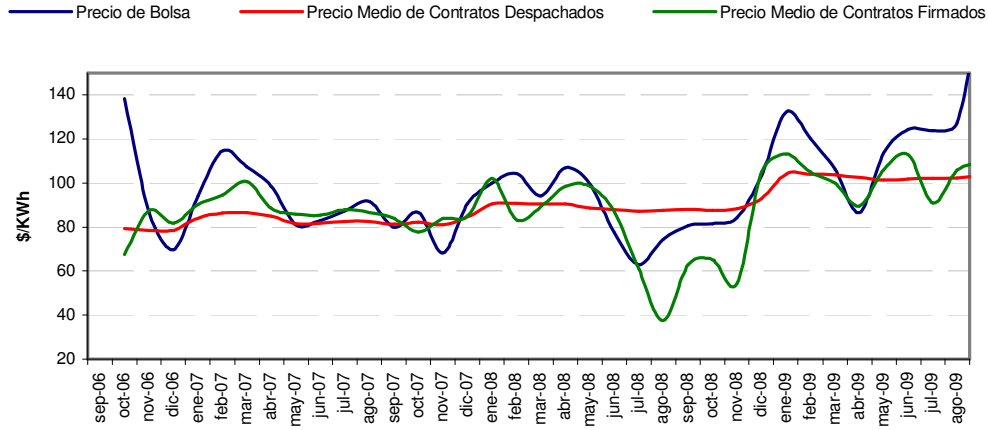


Gráfico No 15

3.6.2 Distribución del Precio de Contratos

El gráfico No 16 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de septiembre de 2009, en intervalos de \$5/kWh.

**Distribución del Precio de Contratos
Septiembre de 2009**

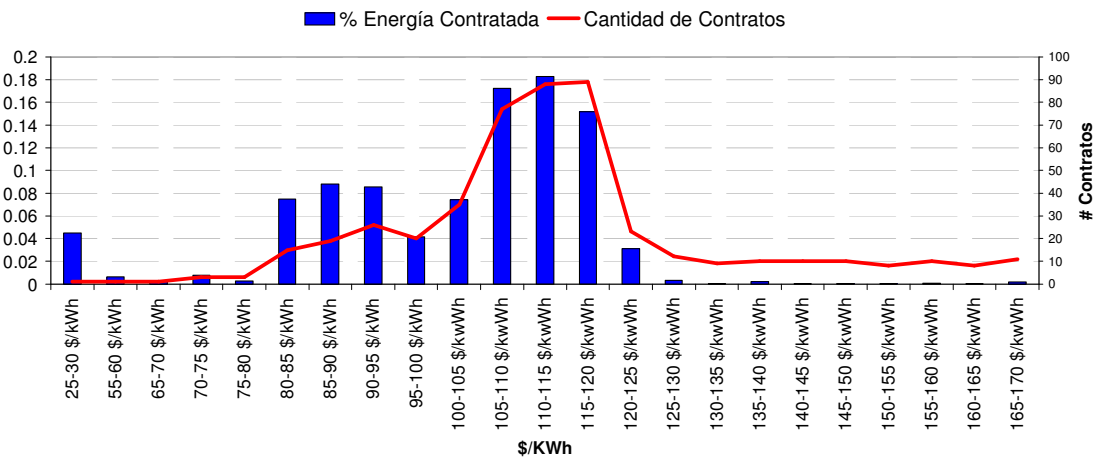


Gráfico No 16

3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.7.1 Costo del servicio de RSF y Holgura Programada

El gráfico No 17 presenta a nivel diario el costo del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia SRSF en pesos, el valor de las compras de energía en bolsa y el valor diario de la holgura programada para AGC (HO), en MWh-día.

Costo del Servicio de RSF y Holgura Programada Abril de 2008 a Septiembre de 2009

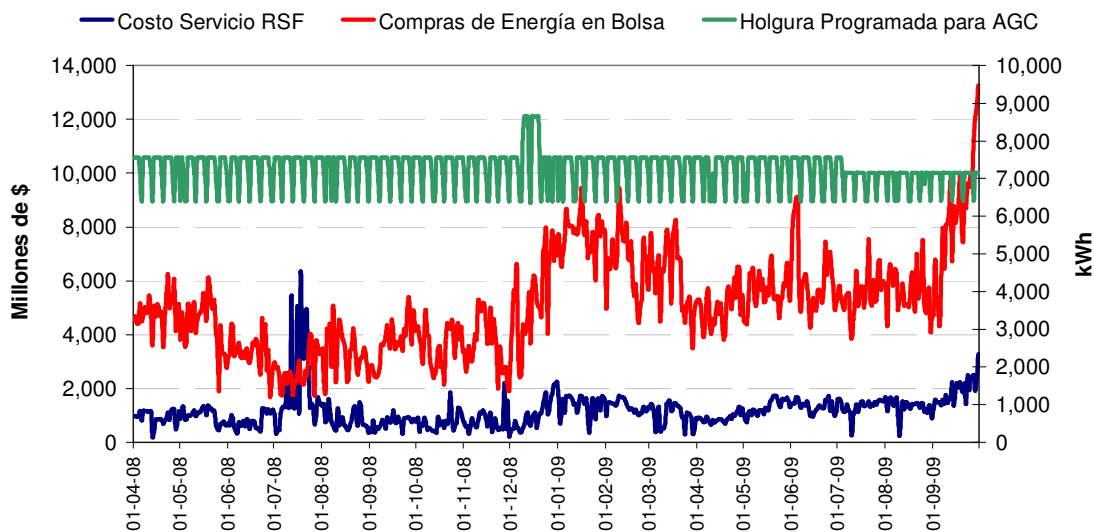


Gráfico No 17

El costo diario del servicio de regulación de frecuencia en septiembre aumentó en forma consistente con el aumento del precio de bolsa. De otra parte, la holgura programada para AGC desde el mes de julio ha sufrido una reducción.

3.7.2 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 18 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

Plantas con el Mayor Ingreso Mensual por AGC Octubre de 2008 a Septiembre de 2009

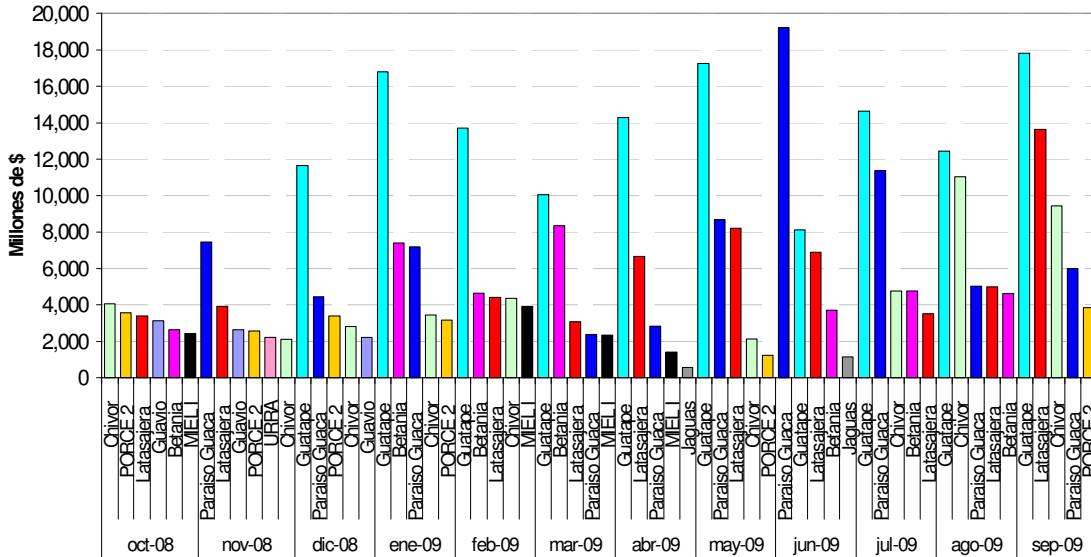


Gráfico No 18

3.7.3 Costo mensual del servicio de RSF

Valor del AGC Mensual Octubre de 2006 a Septiembre de 2009

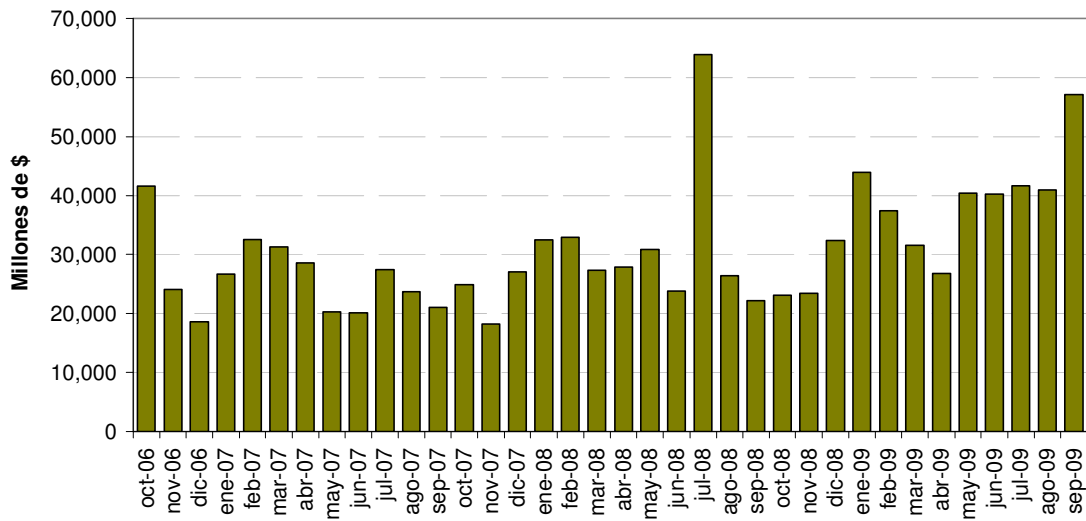


Gráfico No 19

El gráfico No 19 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.