

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 65 – 2011

GNL PARA ASEGURAR EL ABASTECIMIENTO Y LA CONFIABILIDAD

Preparado por:

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

Bogotá, Diciembre 14 de 2011

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	GNL PARA ASEGURAR EL ABASTECIMIENTO Y LA CONFIABILIDAD	2
2.1	ABASTECIMIENTO DE GAS	2
2.1.1	<i>Producción.....</i>	2
2.1.2	<i>Transporte.....</i>	3
2.1.3	<i>Almacenamiento</i>	4
2.2	TEMAS QUE AFECTAN EL MEM	5
2.2.1	<i>Incertidumbre en la Contratación del Gas</i>	5
2.2.2	<i>Combustibles Líquidos para Respaldar OEF</i>	6
2.2.3	<i>Precio Regulado en Boca de Pozo.....</i>	6
2.2.4	<i>Subastas de Gas Natural.....</i>	7
2.2.5	<i>Tarifas de Transporte de Gas</i>	8
2.3	ALTERNATIVA PARA MEJORAR EL ABASTECIMIENTO Y LA CONFIABILIDAD	9
2.4	REFLEXIONES	11
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	13
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	13
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	13
3.1.2	<i>Demanda del Sistema.....</i>	13
3.1.3	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía</i>	14
3.1.4	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	15
3.1.5	<i>Vertimientos.....</i>	15
3.1.6	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	16
3.1.7	<i>Nivel de los Embalses</i>	17
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	17
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	17
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	18
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	19
3.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación.....</i>	19
3.2.5	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	20
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural.....</i>	21
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	22
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	22
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	22
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	23
3.3.4	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	24
3.3.5	<i>Índice de Lerner Mensual</i>	25
3.3.6	<i>Índice Residual de Suministro</i>	25
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	26
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	26
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas</i>	27
3.4.3	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	27
3.4.4	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	28
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	29
3.5.1	<i>Costo Total Diario de Restricciones.....</i>	29
3.5.2	<i>Costo Mensual de Restricciones</i>	30
3.6	MERCADO DE CONTRATOS.....	30
3.6.1	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida</i>	30
3.6.2	<i>Porcentaje de Demanda Futura Contratada</i>	31
3.6.3	<i>Exposición de Comercializadores al Mercado Spot.....</i>	32
3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	32

3.7.1	<i>Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada</i>	32
3.7.2	<i>Precio del AGC vs Precio de Bolsa</i>	33
3.7.3	<i>Distribución del Servicio de AGC</i>	34

Resumen Ejecutivo

Este informe se concentra en el análisis para asegurar el suministro confiable de gas natural en Colombia a partir de las reservas convencionales y la opción de importar gas natural licuado - GNL. Teniendo en cuenta la declinación de la producción en los pozos existentes, con las reservas actuales y si no ocurre ningún descubrimiento importante, el país se autoabastecería solamente hasta el año 2017, sin considerar la ocurrencia de un Niño en ese mismo periodo, la cual requerirá importantes volúmenes adicionales de gas.

En el mercado actual del gas, no existe oferta suficiente para suplir la demanda adicional que requiere la generación térmica, en caso de ocurrir un Niño en un futuro próximo. A pesar que existe el gasoducto y el compromiso de Venezuela de revertir las importaciones de gas natural a partir del año 2012, la falta de estaciones compresoras del gasoducto y los factores de tipo político involucrados, hacen incierto este abastecimiento a corto plazo.

Por otra parte, la confiabilidad del sistema de transporte de gas es limitada por el hecho de ser un sistema radial, con solo dos campos productores de importancia, sin rutas alternativas en situaciones de emergencia, donde además, dada la geología colombiana se generan riesgos que pueden afectar seriamente éste sistema. El Niño 2009-2010 demostró las limitaciones del transporte de gas hacia el interior del país, de tal manera que con la generación forzada decretada por el gobierno, solamente las plantas térmicas de la costa norte tuvieron un adecuado abastecimiento de gas natural y se necesitó utilizar combustibles líquidos en las plantas del interior con posibilidad de generación dual.

Si bien las recientes ampliaciones de los gasoductos Ballenas – Barranca y Cusiana – La Belleza y la entrada en operación del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, han reforzado la red de transporte, los problemas estructurales permanecen.

El Decreto 2100 del MEM de 2011, considera las inversiones requeridas para asegurar la confiabilidad del servicio y el almacenamiento subterráneo de gas natural. La CREG establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio de gas natural y el MME y la ANH deberán evaluar conjuntamente la viabilidad de la utilización de campos de hidrocarburos o cavernas salinas con fines de almacenamiento de gas natural.

Este mismo Decreto deja las plantas térmicas al final del proceso de contratación del gas y define para ellas, el último lugar en la asignación del gas de precio regulado de Guajira. Toda esta situación de incertidumbre en el suministro del gas para las plantas térmicas, es un contrasentido porque resuelve la sustitución del gas natural para el abastecimiento confiable de electricidad, con la utilización de combustibles líquidos, sin que exista la infraestructura logística para ello. Además las plantas térmicas utilizando combustibles líquidos, terminarían marcando el precio de bolsa, generando rentas y produciendo incrementos sustanciales del precio de la energía que con toda certeza se traducirían en malestar social y una presión política por modificar las reglas de juego en el mercado mayorista.

La indexación del precio del gas en boca de pozo, al de los combustibles líquidos en el NYMEX, ha llevado a que el precio del gas regulado sea muy elevado con relación al referente de eficiencia económica; el costo de oportunidad del gas en Colombia debería reflejar el precio del mercado internacional, descontando los costos de transporte y licuefacción. Ésta situación conlleva al alza del precio de la energía eléctrica, resta competitividad a la industria nacional y dificulta las decisiones de inversión en infraestructura de importación.

El nuevo esquema de subastas para asignar la oferta de gas con precio no regulado, otorga libertad a los productores para fraccionar la oferta por campos y distribuir su capacidad entre firme e interrumpible. Así, es posible que continúe un mercado con discriminación de precios y captura de la totalidad del excedente del consumidor. Es decir, la regulación lejos de proteger a los compradores contra el poder de mercado, facilita su ejercicio por parte de los productores.

El CSMEM considera que para resolver la problemática que se avecina de desabastecimiento y baja confiabilidad del gas natural en Colombia, la opción de importar GNL y su regasificación, es una alternativa viable que permite atender la demanda pico del sector de generación térmica a gas durante los eventos del Niño y respaldar el suministro del país equilibrando la oferta y demanda a largo plazo.

Su consideración por parte del Gobierno Nacional y de la CREG requiere la definición urgente de una serie de aspectos tales como: licencias ambientales, operación de puertos, esquema societario y ajustes regulatorios para su viabilidad y para coordinar las condiciones del mercado de GNL. Dependiendo de la tecnología escogida para la regasificación del GNL, el desarrollo de un proyecto de esta naturaleza puede tomar entre 3 y 6 años y entonces es fundamental tomar a la mayor brevedad una decisión al respecto.

El regulador autoriza a las térmicas en forma individual, a soportar el cargo por confiabilidad en contratos con un agente comercializador importador; sin embargo, la importación de GNL enfrenta un riesgo elevado porque su mercado depende de la evolución regulatoria y de las estrategias de los productores, requiriendo apoyo del Gobierno mediante la estructuración de una alianza Público- Privada. Si el Estado y/o el regulador no mitigan estos riesgos, es probable que estos proyectos nunca se lleven a cabo; en este punto conviene observar la experiencia latinoamericana, que ha contado con el liderazgo de los respectivos Gobiernos para la coordinación de los varios agentes involucrados y la promoción de los proyectos.

Complementariamente con la opción de importar GNL, el CSMEM considera que se debe analizar la instalación de tanques criogénicos de almacenamiento en los puntos de consumo (ciudades, industrias, refinerías y plantas térmicas a gas), con el objeto de resolver el problema de confiabilidad del suministro a nivel nacional para todos los agentes.

La segunda parte de este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en el mes de noviembre, donde la generación de energía se contrajo con relación a los registros del mes anterior; aún con los crecimientos de generación hidráulica asociados al elevado nivel de aportes hídricos, la variación año completo acumulado de la generación térmica muestra un crecimiento sobre los valores del 2010. De otra parte, el crecimiento interanual de la demanda interna fue de 3.8%. Los bajos precios en la bolsa de energía colombiana continuaron impulsando las transacciones con los países vecinos, sobre todo con Ecuador.

Los aportes hídricos correspondieron al 142% de la media histórica del mes y se presentaron vertimientos importantes principalmente en la región de Antioquia; sin embargo, junio continúa siendo el mes con mayores vertimientos debido a los altos aportes hídricos acumulados desde finales del 2010. Al final del mes, el nivel agregado de los embalses correspondió a 89.9% de la capacidad útil.

Los precios de bolsa han reaccionado como se espera en un mercado eficiente, a medida que se acumulan recursos en los embalses el precio spot tiende a la baja; no obstante, la volatilidad de los precios sigue siendo elevada. Contrariamente a lo esperado con los abundantes aportes hídricos y los niveles de los embalses, algunos precios máximos de bolsa, siendo elevados pero todavía distantes del precio de escasez, ocurren por efecto del mantenimiento del parque térmico en la estación de lluvias.

Guavio lideró la formación de precios tanto en horas de baja demanda como en horas de demanda media, este resultado puede estar relacionado con la relativamente mayor maniobrabilidad de los embalses del oriente dada la saturación alcanzada por las presas del occidente.

Algunas plantas con nivel de embalse al máximo presentan ofertas muy elevadas, sus estrategias comerciales estarían dirigidas a suministrar el servicio de AGC, en áreas donde los recursos de regulación de frecuencia son escasos y les confieren poder de mercado local. Esta situación que obedece en buena parte a imperfecciones regulatorias, ha sido identificada y analizada por el CSMEM desde hace varios años, sin que se hayan tomado medidas al respecto.

En general, el parque térmico envió ofertas competitivas al mercado, con promedios cercanos a los de las plantas de carbón; Tebsa ofertó precios sistemáticamente por encima y fijó un porcentaje elevado de los precios en períodos de consumo máximo, probablemente por escasez del recurso térmico, debido a los mantenimientos.

La abundancia de agua ha mantenido controlado el poder de mercado en todo el espectro horario, salvo para 2 agentes en horas de alta demanda. En las condiciones actuales, no es posible ejercer este poder sin llevar a vertimientos y desperdicio de recursos.

La magnitud de las reconciliaciones positivas se mantuvo constante en la zona Norte, es decir permanecen las restricciones en la red de transmisión que impiden las transferencias de energía a la costa Caribe y los atrapamientos de generación en la zona Norte.

En el mes de noviembre existe un cargo adicional en el costo de las restricciones del sistema, correspondiente a la primera cuota para compensar los costos extras de la generación en el evento pasado del Niño, por la sustitución con combustibles líquidos, del gas no suministrado a las plantas térmicas. Las dos cuotas faltantes serán incluidas en los meses de diciembre y enero.

En noviembre los precios máximos del AGC oscilaron entre \$300/kWh y \$700/kWh, los cuales son muy elevados con relación a los bajos precios de la energía en bolsa y al precio promedio del servicio. La disponibilidad ofertada para efectuar la regulación secundaria de frecuencia, en la última semana de noviembre disminuyó sensiblemente, en lo que seguramente ha incidido el alto nivel de la mayoría de embalses del SIN que limita la regulación de frecuencia en esas plantas.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) GNL para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad, b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de noviembre del 2011.

a) GNL para Asegurar el Abastecimiento y la Confiabilidad

Este informe analiza como asegurar el suministro confiable de gas natural en Colombia a partir de las reservas convencionales y la opción de importar gas natural licuado – GNL. Con las reservas actuales y si no ocurre ningún descubrimiento importante, el país se autoabastecería solamente hasta el año 2017, sin considerar la ocurrencia de un Niño en ese mismo periodo.

Adicionalmente, dado que la confiabilidad del sistema de transporte de gas es reducida por las limitaciones existentes en los gasoductos, el abastecimiento del gas para el sector térmico está seriamente comprometido. Utilizar combustibles líquidos para sustituir el gas y supuestamente respaldar las obligaciones del cargo por confiabilidad de las plantas térmicas a gas, encarece en forma sustancial los precios de la electricidad.

La opción de importar GNL y su regasificación, es una alternativa viable que permite atender la demanda pico del sector de generación térmica a gas durante los eventos del Niño y respaldar el suministro del país equilibrando la oferta y demanda a largo plazo.

b) Análisis de Desempeño del MEM

Los indicadores que el CSMEM utiliza para analizar el desempeño del MEM están relacionados al comportamiento del sistema, la evolución de los precios en la bolsa de energía, el comportamiento de las ofertas, el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones, el mercado de contratos bilaterales, el servicio de regulación secundaria de frecuencia, el comportamiento operativo de los equipos de generación y transmisión y el mercado secundario de gas. En este informe se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes de noviembre de 2011, un comportamiento que merece destacarse.

2 GNL para Asegurar el Abastecimiento y la Confiabilidad

2.1 Abastecimiento de Gas

2.1.1 Producción

El CSMEM analizó las diferentes alternativas de abastecimiento de gas con que cuenta el país¹: gas natural convencional, gas de esquisto, gas asociado al carbón, hidratos de metano, importación de Venezuela, e importación de gas natural licuado – GNL. Teniendo en cuenta la importancia de abastecer adecuadamente la demanda de gas y el tiempo que tomará el desarrollo de las reservas no convencionales, este informe se concentra en el análisis del suministro proveniente de las reservas convencionales y la opción de importar gas.

Colombia tiene 45 millones de hectáreas adjudicadas de área exploratoria de gas natural convencional. Las reservas totales del país en el año 2010² ascendieron a 7.06 TPC, de las cuales 5.41 TPC son reservas probadas. Con un factor de Reservas / Producción de 11 años, calculado sobre las reservas probadas.

La capacidad de producción es de 1.207 MPCD y para el 2012 se cuenta con la entrada adicional de 140 MPCD de Cupiagua I; la declinación pronunciada en el campo de la Guajira reducirá la producción total del país a 993 MPCD en el 2018. En el año 2010 el consumo nacional alcanzó 906 MPCD y se exportaron a Venezuela 155 MPCD.

Teniendo en cuenta la declinación de la producción en los pozos existentes, con las reservas actuales y si no ocurre ningún descubrimiento importante, el país se autoabastecería solamente hasta el año 2017³; sin considerar la probabilidad de ocurrencia de un Niño en el periodo 2012 - 2017, la cual requeriría volúmenes adicionales importantes de gas en ese caso.

El gas disponible para el sector térmico se reduce drásticamente, a partir de una disponibilidad cercana a 550 MPCD en el 2011. Durante eventos del Niño, el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del SIN depende en un 50% de los

¹ Informe No 60 del CSMEM, “Abastecimiento adecuado de gas natural – Un tema sin resolver”, Julio 2011.

² Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, www.anh.gov.co, Informe 2011.

³ Ecopetrol, “Visión Ecopetrol Mercado de Gas Natural”, Javier Gutiérrez, Congreso Naturgas, Cartagena, Abril 14 de 2011.

recursos térmicos y de éstos el 84% de la energía firme térmica es cubierta por plantas que pueden funcionar con gas y/o líquidos⁴. A nivel nacional, la diferencia entre la demanda normal y bajo condiciones críticas de Niño es del orden de 380 GBTUD, de los cuales, 200 GBTUD se originan en la generación de la costa norte y 180 GBTUD en el interior⁵.

En el mercado actual del gas, no existe oferta suficiente para suplir la demanda adicional que requiere la generación térmica, en caso de ocurrir un Niño en un futuro próximo. La incertidumbre de suministro para las plantas térmicas, así como la prioridad que tiene la atención de la demanda de otros sectores, aparentemente se está resolviendo con la sustitución del gas natural en la generación térmica por otros recursos.

A pesar que existe el gasoducto y el compromiso de Venezuela de revertir las importaciones de gas natural a partir del año 2012, la falta de estaciones compresoras del gasoducto y los factores de tipo político involucrados, hacen incierto este abastecimiento a corto plazo. Por otra parte, ya que el contrato de venta de gas a Venezuela está por vencerse, éste se podría renovar en condiciones interrumpibles, permitiendo aumentar la oferta de gas para el abastecimiento de las plantas térmicas, en condiciones de desabastecimiento en Colombia.

2.1.2 Transporte

La confiabilidad del sistema de transporte de gas es limitada por el hecho de ser un sistema radial, con solo dos campos productores de importancia, sin rutas alternativas en situaciones de emergencia, donde además, dada la geología colombiana se generan riesgos que pueden afectar seriamente el sistema de transporte, como las situaciones ocurridas recientemente en las áreas de Bogotá, Caldas y Valle del Cauca.

El Niño 2009-2010 además demostró las limitaciones del transporte de gas, tal que bajo la condición de generación forzada de todas las plantas térmicas decretada por el gobierno, solamente las plantas de la costa norte tuvieron un adecuado abastecimiento de gas natural, debido a las limitaciones existentes para transportar gas hacia el interior del país, lo que implicó la necesidad de utilizar combustibles líquidos en las plantas del interior con posibilidad de generación dual.

⁴ Op cit 1.

⁵ Presentación del la CREG en ENERCOL, Septiembre 9 de 2011.

Las recientes ampliaciones de los gasoductos Ballenas – Barranca y Cusiana – La Belleza basadas en mayor compresión del gas y la entrada en operación del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, han reforzado la red de transporte, sin embargo los problemas estructurales permanecen.

Las señales regulatorias existentes no están logrando los resultados buscados respecto 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.

La expansión de corto plazo de la red de transporte depende de la realización de contratos bilaterales entre agentes, quedando además la expansión de largo plazo en una situación de indefinición. Así mismo, los criterios de remuneración de los gasoductos de acuerdo con la regulación existente, induce a que el diámetro de éstos se optimice económicamente con base en las necesidades del momento y no remunera capacidades superiores que permitan una reserva para mejorar la flexibilidad y contemplar las necesidades futuras.

De otra parte, la coordinación del transporte con el suministro de los campos productores ha sido deficiente y ha dado lugar a problemas como la comercialización del gas Gibraltar sin existir gasoducto, o para la evacuación del gas de La Creciente. En general en el interior del país, el agente responsable del suministro no ha asegurado el transporte requerido para honrar sus contratos.

2.1.3 Almacenamiento

Los sistemas de gas requieren existencias mínimas de seguridad, que garanticen la continuidad en el suministro de gas natural en caso de fallas en el aprovisionamiento. Cuando no resulta económico ampliar la capacidad de transporte, la demanda pico puede ser atendida con las disponibilidades de almacenamiento, para ello pueden construirse sistemas de almacenamiento subterráneo en formaciones salinas, rocas porosas y minas abandonadas; los sistemas de rocas porosas pueden ser yacimientos de hidrocarburos agotados o bien acuíferos.

Otra opción económica para mejorar la confiabilidad del suministro de gas en las plantas térmicas, son las plantas de “peak shaving” que 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.

El Decreto 2100 del 15 de Junio del 2011 considera las inversiones requeridas para asegurar la confiabilidad del servicio y el almacenamiento subterráneo de gas natural en campos de hidrocarburos; en cuanto a las inversiones requeridas, la CREG establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio de gas natural y en un plazo no superior a un año el MME y la ANH deberán evaluar conjuntamente la viabilidad de la utilización de campos de hidrocarburos o cavernas salinas con fines de almacenamiento de gas natural.

Una experiencia positiva referente al almacenamiento ha sido el empaquetamiento de gas en los tubos del sistema de transporte, el cual es utilizado en las redes existentes del sistema colombiano, aunque su capacidad es muy limitada; sin embargo, la reducción de compresión inherente a este proceso ocasiona interrupciones afectando la calidad del servicio.

2.2 Temas que Afectan el MEM

2.2.1 Incertidumbre en la Contratación del Gas

Actualmente las térmicas tienen contratos de gas de casi 450 GBTUD; al 2013, los contratos vigentes estarán por debajo de los 150 GBTUD y en el 2015 ya no habría contratos⁶.

El Decreto 2100 de 2011 del MME deja las plantas térmicas al final del proceso de contratación del gas y además define para ellas el último lugar en la asignación del gas de precio regulado de Guajira. Esta situación vuelve incierta la posibilidad de obtener gas para estas plantas, obligándolas a respaldar el cargo por confiabilidad con combustibles líquidos para cubrir las Obligaciones de Energía Firme - OEF, con una dependencia que incrementa los combustibles líquidos del 36% en la vigencia 2011-2012, a 70% en la vigencia 2013-2014⁷.

Esta situación es un contrasentido, porque incentiva la utilización de combustibles líquidos para soportar un abastecimiento confiable de electricidad, sin que exista la infraestructura y logística necesaria para cubrir esta demanda de combustibles líquidos.

⁶ Informe No 61 del CSMEM, "Posible necesidad de combustibles líquidos para abastecer el mercado de contratos en el MEM, Agosto 2011.

⁷ Op cit 1.

De otra parte, la opción del gas de precio libre de los campos del interior del país, no es viable para las plantas térmicas de la Costa, debido a los costos de transporte.

2.2.2 Combustibles Líquidos para Respaldar OEF

Cálculos llevados a cabo por el CSMEM muestran que las OEF totales sin incluir la participación de los combustibles líquidos, no alcanzarían para cubrir toda la proyección de demanda eléctrica estimada por la UPME para el escenario medio, entre el 2013 y el 2014⁸. En consecuencia, plantas térmicas utilizando combustibles líquidos, parecen ser necesarias para marginar en el mercado de contratos.

Esta situación de presentarse, ocasionaría que no se encuentre oferta de contratos de energía eléctrica en el mediano plazo, lo cual sería crítico en la demanda regulada a partir del año 2013, ya que actualmente solo está contratada al 20%. Los contratos de generación térmica con base en combustibles líquidos, estarían en el rango entre \$240/kWh y \$440/kWh, dependiendo del Heat Rate, la localización de la planta y el tipo de combustible.

De esta forma el precio de contratos más que doblaría los niveles actuales, lo que implica generación de rentas (ineficiencias asignativas), aleja el precio del costo de oportunidad de la energía y puede comprometer la competitividad de algunos sectores productivos. Por otra parte, precios mayores al doble de los niveles actuales, con toda certeza se traducirían en malestar social y una presión política por modificar las reglas de juego en el mercado mayorista.

2.2.3 Precio Regulado en Boca de Pozo

La indexación del precio del gas en boca de pozo está referenciada a la evolución de los combustibles líquidos en el NYMEX (y no del gas) y como el precio del petróleo y sus derivados ha crecido sustancialmente, el precio regulado del gas de la Guajira supera en 85% el referente internacional. Con el auge en la explotación de gases no convencionales en Estados Unidos y otros países, el precio del gas natural en el mercado internacional se desvinculó completamente del precio de los derivados del petróleo sustitutos. Hoy en día el precio Guajira se encuentra en US\$5.81/MBTU⁹ mientras el referente en Henry Hub se está transando a US\$3.14/MBTU¹⁰.

⁸ Op cit 6.

⁹ LTO II cerró a US\$6.14 por MBTU y la Creciente a US\$3.75 por MBTU.

¹⁰ Concentra, Boletín Semanal No 3, Diciembre 5 de 2011

Es claro entonces, que el gas regulado en boca de pozo está a un precio muy elevado con relación al referente de eficiencia económica; el costo de oportunidad del gas en Colombia debería reflejar el precio del mercado internacional, descontando los costos de transporte y licuefacción¹¹.

Esta situación conlleva los siguientes problemas:

- Impacta al alza el precio de la energía eléctrica. El precio de oferta de las térmicas se estructura sobre un gas con un precio artificialmente elevado.
- Resta competitividad a la industria nacional al elevar el costo de la canasta energética en gas natural (energía calórica) y en electricidad (energía motriz). Esto es particularmente grave en el marco del TLC y una economía cada vez más expuesta a la competencia internacional.
- Dificulta las decisiones de inversión en infraestructura de importación. La diferencia entre el precio doméstico y el internacional hace que la rentabilidad del negocio de importar sea tan volátil como la evolución de esta diferencia.
- Envía una señal errada del costo de oportunidad del combustible, en momentos en que se va a negociar la casi totalidad de los contratos de suministro para el futuro inmediato.
- El mayor costo en las plantas térmicas, no solo encarece la energía generada en estas unidades, sino el de toda la energía consumida en el país en dicha hora. De esta forma, las plantas infra marginales térmicas o hidráulicas, capturan rentas por la ineficiencia económica del precio del gas regulado.

2.2.4 Subastas de Gas Natural

El nuevo esquema de subastas para asignar la oferta de gas con precio no regulado, otorga libertad a los productores para fraccionar la oferta por campos y distribuir su capacidad entre firme e interrumpible. Bajo este modelo es posible que continúe un mercado con discriminación de precios y captura de la totalidad del excedente del consumidor, debido a que se vende en las primeras subastas el gas más caro a quien tenga la mayor disponibilidad a pagar; en las subastas sucesivas el precio se va reduciendo hasta agotar completamente el excedente al consumidor. Es decir, la regulación lejos de proteger a los compradores contra el poder de mercado, facilita su ejercicio por parte de los productores.

¹¹ Informe del CSMEM No 63, “Persisten las tensiones en el sector gas y su impacto sobre la generación eléctrica”, Octubre de 2011.

Tal como ocurre con el precio regulado del gas, los precios del gas de las subastas también impactan el precio de bolsa no solo de la planta que margina el precio, sino de toda la energía transada en la hora en que está marginando, trasladando rentas e ineficiencias del mercado de gas al eléctrico.

2.2.5 Tarifas de Transporte de Gas

Los expedientes tarifarios del transporte de gas natural fueron presentados, sin que existiera certeza de los volúmenes de suministro con que contará el sector térmico. Si se excluye de la base de remuneración de los activos de transporte, el suministro en firme de gas natural por parte de las plantas de generación, las tarifas de transporte se elevarán con efectos negativos para el crecimiento del sector gas y sobre la viabilidad de la generación térmica con este combustible. Se conforma así un círculo vicioso porque con mayores tarifas de transporte, cada vez es menos rentable incurrir en los costos fijos de firmeza en transporte para generar.

De acuerdo con algunos generadores, actualmente los ingresos que reciben por cargo de confiabilidad ya se acercan o son insuficientes para cubrir el componente fijo de las tarifas de transporte. Excluir la demanda térmica completamente de la demanda de referencia para la fijación de cargos, genera un equilibrio sub óptimo en términos de eficiencia económica, en el cual se tienen tarifas mayores y una sub ocupación de los gasoductos. Esto es contrario al objetivo de política que recomienda elevar al máximo la utilización de los tubos, para diluir los costos fijos entre un mayor volumen de gas. Se corre el riesgo que se frene la expansión del sector de gas natural y se generen efectos no deseados en la formación de precios en el mercado eléctrico.

El problema se puede agravar ya que en un escenario de reducción de demanda, el regulador podría entender que no se requieren las expansiones en caso de que este gas no se contrate. Si el regulador no autoriza incluir en la base de activos, nuevas expansiones o inversiones ya ejecutadas de los transportadores, el efecto de la salida del gas térmico no sólo afecta los cargos de transporte, sino la capacidad de transporte del sistema, porque los transportadores pueden retirar los activos no remunerados si ya invirtieron en ellos o abortar los planes de inversión si aún no los han hecho. Este escenario congelaría quizás por varios años las expansiones en la red de gasoductos, que hoy tienen una capacidad insuficiente para atender las demandas pico.

En el pasado ya se presentó la retirada de compresores y la congelación de ampliaciones en el gasoducto Ballenas-Barranca, porque no estaban incluidos en la base de activos a ser remunerados; así el Niño pasado sorprendió al país con un

gasoducto medular operando por debajo de su capacidad potencial, e incluso por debajo de los niveles contratados.

2.3 Alternativa para Mejorar el Abastecimiento y la Confiabilidad

Tal como se analizó anteriormente, se visualiza una serie de problemas en el abastecimiento confiable de gas natural debido a la declinación de la producción en los pozos existentes y si no ocurre ningún descubrimiento importante, el país se autoabastecería solo hasta el año 2017, sin considerar la ocurrencia de un Niño en dicho periodo, lo cual además de ser muy probable, ocasionaría una desatención de la demanda especialmente del sector eléctrico.

Adicionalmente, dado que la confiabilidad del sistema de transporte de gas es reducida en situaciones normales y peor aún bajo condiciones de Niño por las limitaciones existentes en los gasoductos, el abastecimiento del gas para el sector térmico está seriamente comprometido, generando la necesidad de utilizar combustibles líquidos para sustituir gas y para supuestamente respaldar las obligaciones del cargo por confiabilidad de las plantas térmicas a gas.

Además como se evidenció en el Niño anterior, la utilización de combustibles líquidos conlleva una serie de problemas logísticos y técnicos en la infraestructura vial del país y subsecuentemente las plantas térmicas que utilizan líquidos al terminar siendo las marginadoras, encarecen en forma sustancial los precios de la electricidad.

Con base en el análisis anterior, el CSMEM considera que para resolver la problemática que se avecina de desabastecimiento y baja confiabilidad del gas natural en Colombia, la opción de importar gas natural licuado – GNL y su regasificación, es una alternativa viable que permite atender la demanda pico del sector de generación térmica a gas durante los eventos del Niño y para respaldar el suministro del país equilibrando la oferta y demanda a largo plazo.

Las importaciones de gas ofrecen una solución de flexibilidad y pueden ser la salida a varios de los problemas del sector¹²:

- Viabilizan las ventas externas porque minimizan el riesgo de interrupción de las exportaciones debido a la falta de suministro doméstico.

¹² Fedesarrollo, “Necesidad de una política de seguridad de abastecimiento y de confiabilidad en el sector de gas natural de Colombia. Impacto económico en la generación eléctrica.” Informe presentado a Colinversiones, Bogotá, Noviembre 10 de 2011.

- Las exportaciones resuelven el círculo vicioso que consiste en que un mercado pequeño no atrae inversión en exploración, razón por la que no hay nuevos descubrimientos ni desarrollo del mercado. El mercado se amplía con las exportaciones, se reduce la incertidumbre sobre el suministro futuro y se atraen nuevas inversiones.
- Las importaciones permiten resolver de forma económica la demanda estacional de las centrales térmicas.
- Si se escoge la solución de infraestructura adecuada, se puede prestar un servicio de confiabilidad al diversificar las fuentes de suministro, ayudando a la minimización del riesgo de desabastecimiento.
- La oferta de gas importado permite desarrollar los sectores potenciales de consumo de gas que han sufrido retrasos debido a la incertidumbre del suministro, reduce el costo de las interrupciones de corto plazo del suministro y el riesgo de incurrir en pagos de compensaciones (a un alto costo de oportunidad) por interrupción de exportaciones.

Su consideración por parte del Gobierno Nacional y de la CREG requiere la definición urgente de una serie de aspectos tales como: licencias ambientales, operación de puertos, esquema societario y ajustes regulatorios para su viabilidad y para coordinar las condiciones del mercado de GNL. Teniendo en cuenta que dependiendo de la tecnología escogida para regasificación del GNL, buque flotante de almacenamiento y regasificación o con terminal fijo en tierra, el desarrollo de un proyecto de esta naturaleza puede tomar entre 3 y 6 años¹³, entonces es fundamental tomar a la mayor brevedad una decisión al respecto.

Actualmente el regulador autoriza a las térmicas, en forma individual, a soportar el cargo por confiabilidad en contratos con un agente comercializador importador; sin embargo, los riesgos y costos asociados a las instalaciones de importación podrían ser muy elevados para que los afronte cada agente en forma individual. Las importaciones generan una serie de externalidades positivas como mitigar el poder de mercado de la producción de gas, dar flexibilidad a la oferta y otorgar un respaldo al cargo por confiabilidad, con mayores niveles de certeza que los que han caracterizado a los combustibles líquidos y al mismo gas doméstico.

Desde este punto de vista, es razonable pensar que de alguna forma estos proyectos cuenten con apoyo del gobierno mediante la estructuración de una alianza Público-Privada, si un análisis de costo-beneficio valida su conveniencia. El proyecto de

¹³ Op cit 1.

importación enfrenta un riesgo elevado porque su mercado depende de la evolución regulatoria y las estrategias de los productores; si el Estado y/o el regulador no mitigan estos riesgos, es probable que nunca se lleve a cabo. En este punto conviene observar la experiencia latinoamericana, que ha contado con el liderazgo de los respectivos Gobiernos para la coordinación de los varios agentes involucrados y la promoción de los proyectos.

Por otra parte, dado que la oferta de gas natural del país está concentrada en dos fuentes principales (Ballena y Cusiana), con una participación del 90% de la demanda nacional, ha sido evidente que frente a imprevistos en los campos de producción o debido al mantenimiento de las plantas de tratamiento de estos campos, no se puede atender la demanda sin afectar en mayor o menor grado a todos los agentes del mercado.

Se hace necesario entonces desarrollar mecanismos alternos para garantizar la continuidad del servicio. El almacenamiento local permite: el balance de la oferta y demanda ante desequilibrios por variaciones estacionales; establecer existencias mínimas de seguridad que garanticen la continuidad en el suministro de gas en caso de fallas en la fuente o el transporte; optimizar las inversiones en infraestructura atendiendo las demandas pico con las disponibilidades de almacenamiento (sin ampliaciones de la capacidad de transporte); opciones de cobertura de precios a grandes consumidores.

Complementariamente con la opción de importar GNL, el CSMEM considera que se debería analizar la instalación de tanques criogénicos de almacenamiento en los puntos de consumo (ciudades, industrias, refinerías y plantas térmicas a gas), con el objeto de resolver el problema de confiabilidad del suministro a nivel nacional para todos los usuarios.

2.4 Reflexiones

- Si se logra normalizar el suministro de gas natural al parque térmico, se evitan precios elevados de la energía eléctrica y se asegura el respaldo necesario para superar otro evento del “Niño”, sin desatención de la demanda y sin tener que utilizar combustibles líquidos que requieren una infraestructura inexistente. Además se incrementa la demanda del sector gas y con ello la expansión de este mercado.

- La coyuntura actual es favorable para vincular el precio doméstico del gas natural a su referente internacional y ajustarlo con base en las variaciones de un índice basado en el precio del gas y no en el de sus sustitutos. Esta modificación regulatoria puede tener costos en los contratos vigentes con productores, pero evita sostener en forma indefinida distorsiones del precio y reduce el riesgo en los proyectos de importación y almacenamiento de GNL que estimulan la oferta flexible de gas. Si el precio del petróleo sufre una caída drástica, las importaciones futuras de gas perderían competitividad, afectando seriamente las cuantiosas inversiones realizadas en las instalaciones de importación de GNL.
- El esquema de subastas para asignar la oferta de gas con precio no regulado, permite fraccionar la oferta por campos y conlleva la discriminación de precios y captura de la totalidad del excedente del consumidor. Debería existir una subasta única, donde se enfrente toda la oferta con toda la demanda y se despeje el precio de mercado. Así, la diferencia entre el precio del mercado y el regulado podría constituir una renta fiscal con destino a financiar la infraestructura que requiere la flexibilización del suministro para el sector térmico.
- Dada la variabilidad de la demanda y los costos fijos de suministro y transporte del gas natural, el sector termoeléctrico quedó al final de la lista de prioridades de abastecimiento de gas natural y bajo la ocurrencia del fenómeno del Niño deberá operar con combustibles líquidos. Sorprende que se de mayor prioridad al gas natural vehicular - GNV y a las refinerías, porque precisamente estos son los segmentos que cuentan con la posibilidad de sustituir el gas con otros combustibles en épocas de escasez.
- En concepto del CSMEM, el aseguramiento del suministro de gas con importaciones de GNL para la atención de todos los sectores de la economía colombiana, no es una tarea que atañe solamente a los agentes térmicos; este es un problema que requiere en su solución, la participación de todos los agentes que conforman la demanda del gas natural.

3 Análisis de Desempeño del MEM

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

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

La tabla No 1 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón, con gas y combustibles líquidos, hidráulica y total del sistema en GWh. En noviembre se contrajo la generación de energía eléctrica con relación a los registros del mes anterior. Aún con los crecimientos de generación hidráulica asociados al elevado nivel de aportes hídricos, la variación año completo acumulado de la generación térmica muestra un crecimiento sobre los valores del 2010 (también de Niña), a costa de la generación a carbón.

Tabla No 1

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	noviembre-10	octubre-11	noviembre-11	Variacion Octubre 11- Noviembre 11	Variacion Noviembre 10-Noviembre 11	Variacion Ultimo Año- Noviembre 11
Hidrica	3,781.98	3,620.89	3,877.36	3,837.60	-1.03%	5.99%	1.47%
Térmica	778.16	879.13	852.29	878.51	3.08%	-0.07%	12.90%
Gas	627.56	659.91	716.72	742.69	3.62%	12.54%	18.34%
Carbón	141.21	217.84	127.36	128.71	1.06%	-40.92%	-8.85%
Fuel Oil-ACPM	9.38	13.90	8.20	7.11	-13.28%	-48.83%	-24.16%
Menores	279.45	295.19	269.08	267.86	-0.45%	-9.26%	-4.15%
Cogeneradores	26.11	17.05	33.72	25.32	-24.91%	48.57%	-3.00%
Total	4,876.11	4,812.27	5,034.69	5,009.31	-0.50%	4.09%	2.73%

3.1.2 Demanda del Sistema

El grafico No 1 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años. El crecimiento interanual para el mes de noviembre de 2011 fue de 3.8%, el cual obedece en buena parte al bajo crecimiento que presentó noviembre de 2010 (0.2%).

El crecimiento de la demanda eléctrica acumulada en el año (enero – noviembre), se ubicó en 1.6%, manteniendo el rezago con respecto a la expansión de la actividad económica (crecimiento del PIB), el cual puede estar influenciado por eventos coyunturales como las bajas temperaturas.

DEMANDA MENSUAL DEL SIN
Diciembre 2008- Noviembre 2011

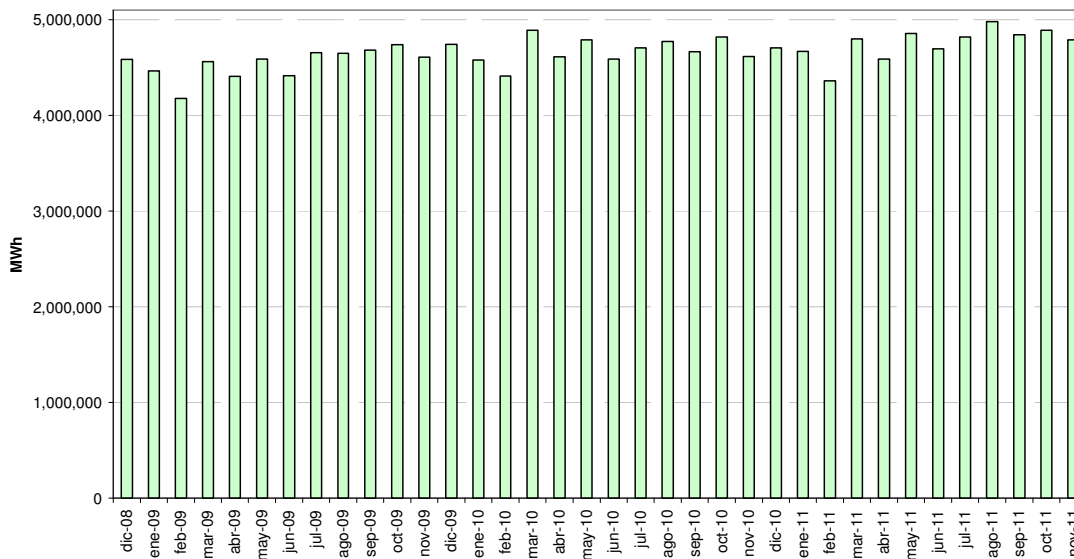


Gráfico No 1

3.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

Exportaciones - Importaciones de Energía
Diciembre 2008-Noviembre 2011

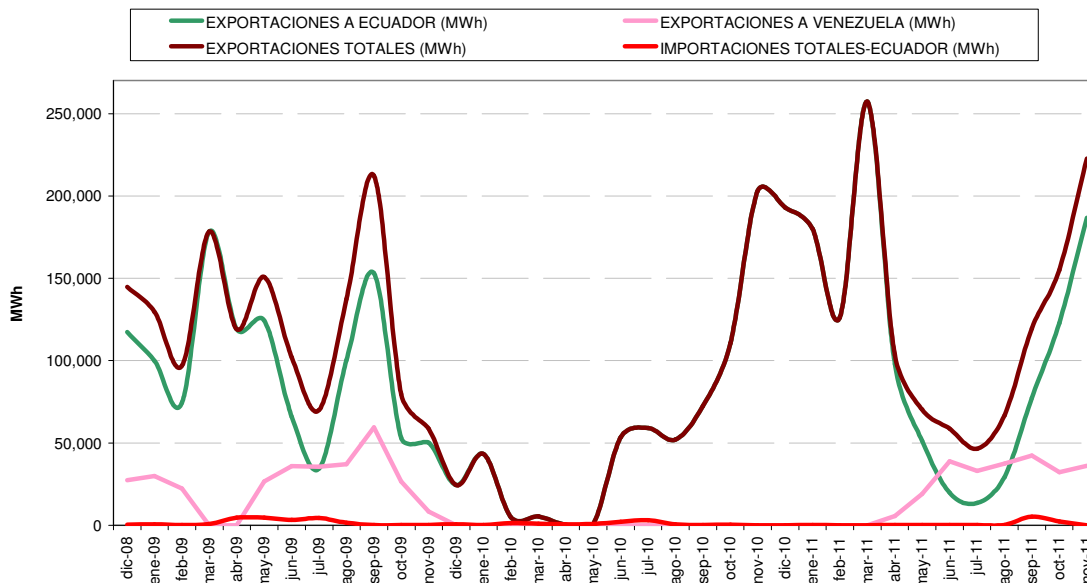


Gráfico No 2

El gráfico No 2 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años. Los bajos precios en la bolsa colombiana de energía continuaron impulsando las transacciones con los países vecinos, sobre todo con Ecuador.

3.1.4 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 3 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

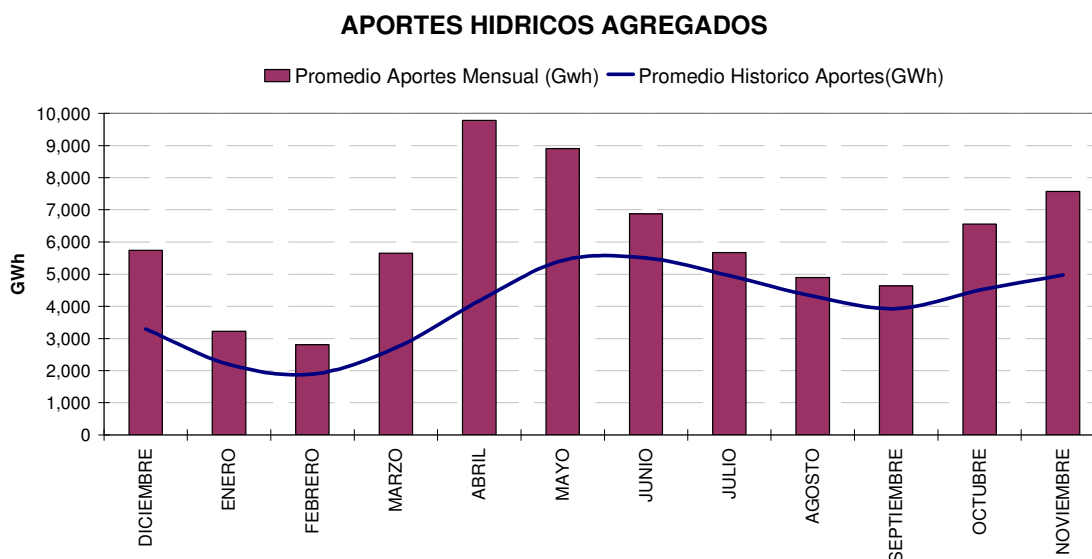


Gráfico No 3

En noviembre se presentaron aportes hídricos de 7.575 GWh, representando 142% de la media histórica del mes y sosteniendo el patrón observado desde mediados de 2010.

3.1.5 Vertimientos

El gráfico No 4 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. No obstante las intensas lluvias en los meses de octubre y noviembre, junio continúa siendo el mes con mayores vertimientos debido a los altos aportes hídricos acumulados desde finales del 2010.

En noviembre se presentaron vertimientos importantes principalmente en la región de Antioquia; incluso Guatapé, el embalse con mayor capacidad de almacenamiento del país, se vio obligado a evacuar agua sin energizar.

**Vertimientos Mensuales
Diciembre 2010 a Noviembre de 2011**

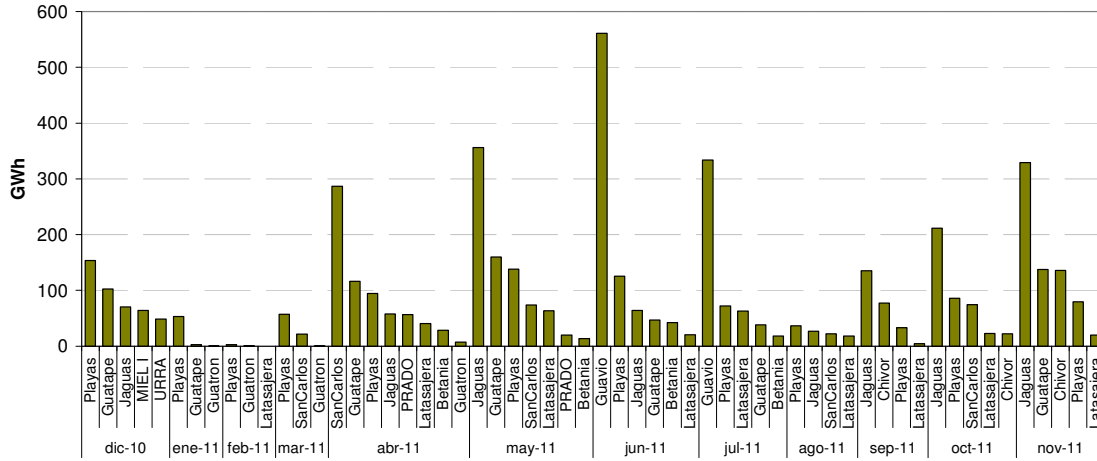


Gráfico No 4

3.1.6 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 5 presenta la evolución de la demanda mensual máxima de potencia del sistema, contra la capacidad de generación total disponible mensual y la reserva de capacidad correspondiente en forma porcentual.

**DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL
Diciembre 2006 - Noviembre 2011**

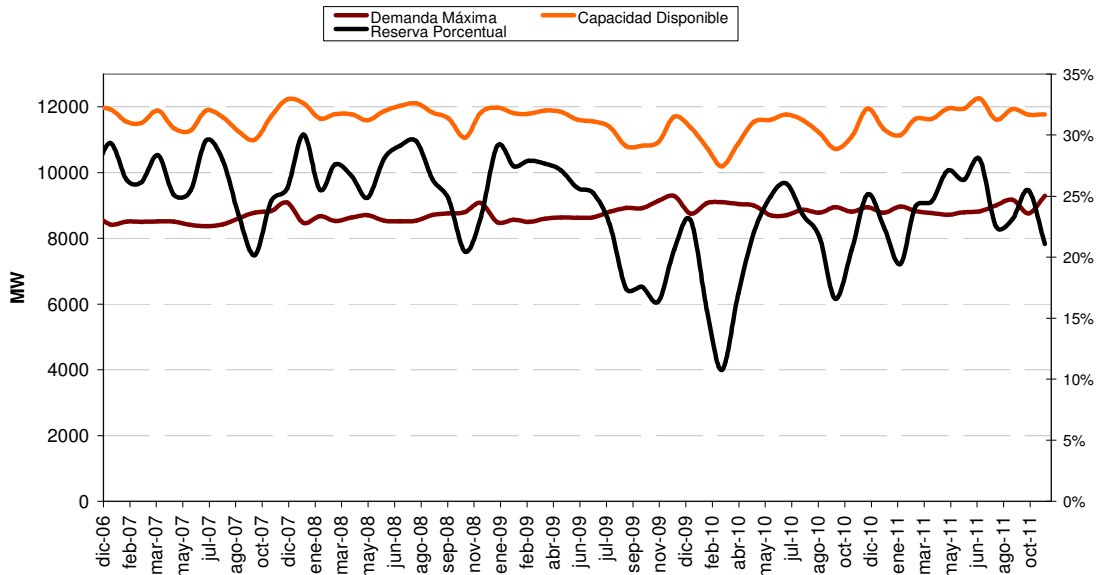


Gráfico No 5

En noviembre la demanda máxima de potencia aumentó su nivel respecto a octubre y la disponibilidad comercial de las plantas de generación se sostuvo en niveles adecuados durante el mes. Por el crecimiento en la demanda máxima, el margen de reserva se contrajo sin alcanzar niveles preocupantes.

3.1.7 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 6 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN; al final de noviembre el nivel de los embalses correspondió al 89.9% de la capacidad útil, equivalente a 14.184 GWh. En comparación con el mes de octubre estas reservas fueron superiores en 5.4%.

La secuencia sistemática de aportes excepcionalmente altos ha llevado los niveles de los embalses a máximos históricos, lo que resta su capacidad para regular caudales con el sistema hidroeléctrico. En relación a las reservas regionales del sistema, al final de noviembre Antioquia acumuló 102.6%, Oriente 91.6%, Caribe 79.3.5%, Centro 73.6% y Valle 71.8%.

Los embalses de Peñol, Troneras, Playas, Rio Grande 2 y San Lorenzo en Antioquia terminaron el mes con niveles superiores al 100%, mientras que en el Oriente, Esmeralda finalizó en 99.4% y Guavio en 98.6%; en el Centro, Muña alcanzó 96.7% y Prado 91.3%; en el Valle el nivel de Calima fue 95.8%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 6 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 12 meses.

Los precios de bolsa han reaccionado como se espera en un mercado eficiente, a medida que se acumulan recursos en los embalses el precio spot tiende a la baja. El valor del precio de bolsa horario máximo fue de \$385.35/kWh y el precio mínimo fue \$38.2/kWh. No obstante, la volatilidad de los precios que se presenta desde agosto, sigue siendo elevada.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Diciembre 2010 a Noviembre 2011

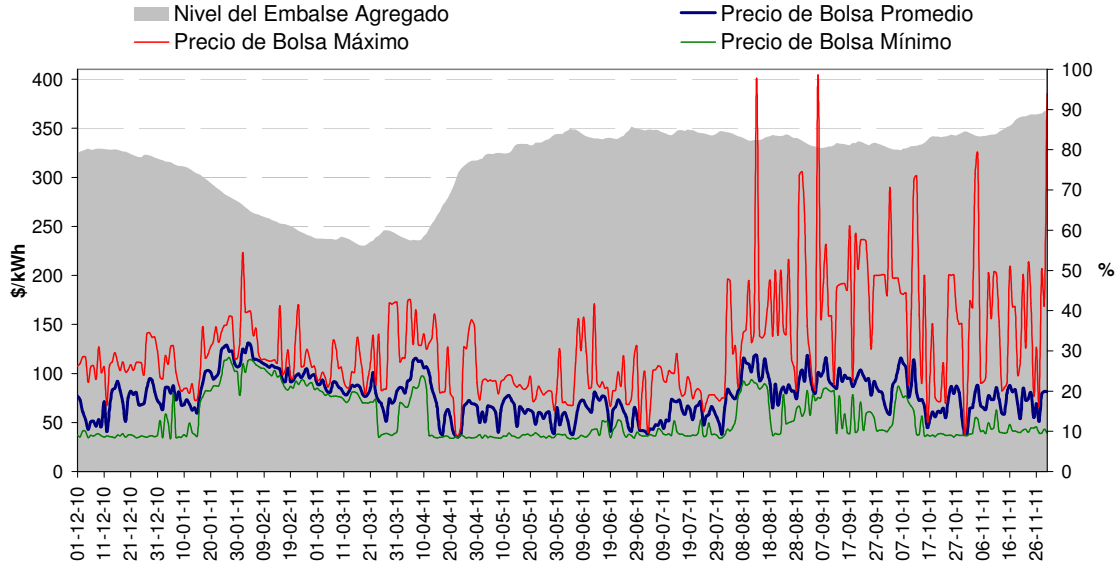


Gráfico No 6

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 7 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

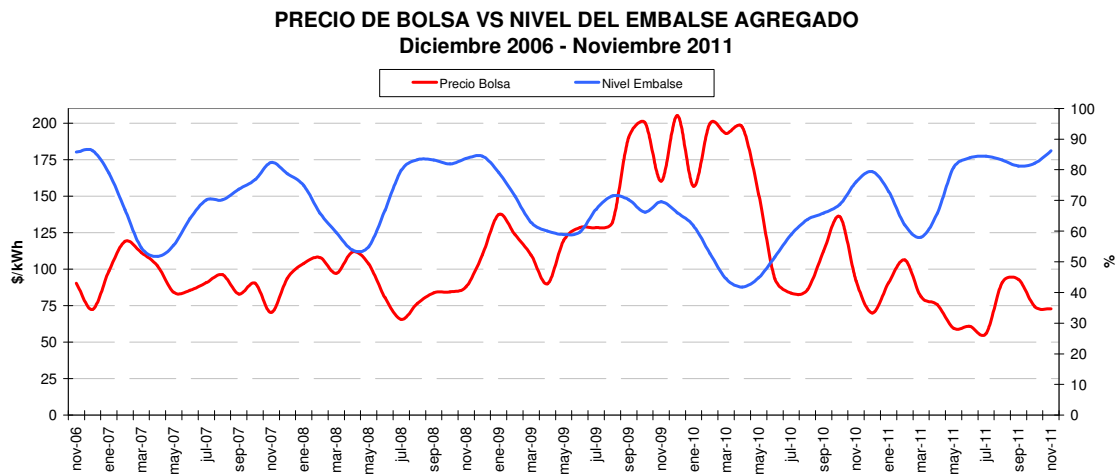


Gráfico No 7

Es interesante notar en el ciclo de llenado del embalse agregado del SIN, como tempranamente en el mes de mayo prácticamente se alcanza su nivel superior, comportamiento similar al ocurrido en el año 2008.

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 8 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.

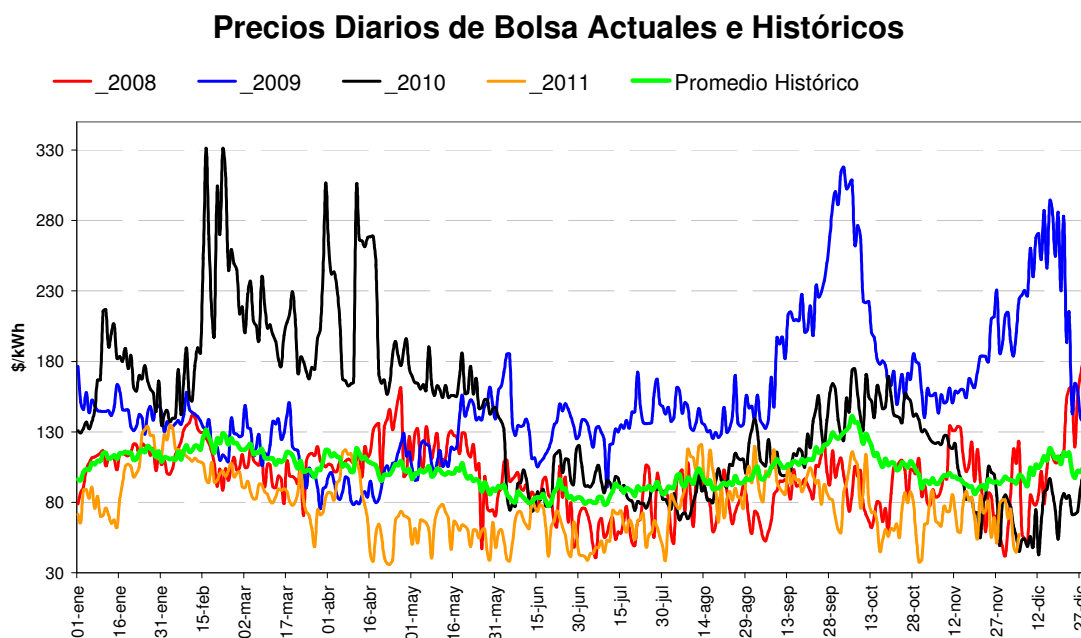


Gráfico No 8

Los precios de bolsa en el 2011 constituyen el límite inferior de los registros para el MEM en años recientes. Los niveles de noviembre se asemejan a los registros del año pasado para el mismo mes, determinados en buena medida por los límites regulatorios al precio de oferta mínima.

3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

El gráfico No 9 presenta el promedio mensual de los precios de bolsa para cada una de las 24 horas del día, contra la generación promedio horaria en MWh, ocurrida en los últimos tres meses.

En noviembre los precios horarios siguen una distribución parecida a la observada en octubre y ligeramente por debajo para la mayor parte del día. La hora de demanda

máxima se mantuvo en la hora 19; sin embargo, en esta hora los promedios de noviembre se situaron más de \$10/kWh por encima de los de octubre.

Precio de Bolsa Horario vs Generación

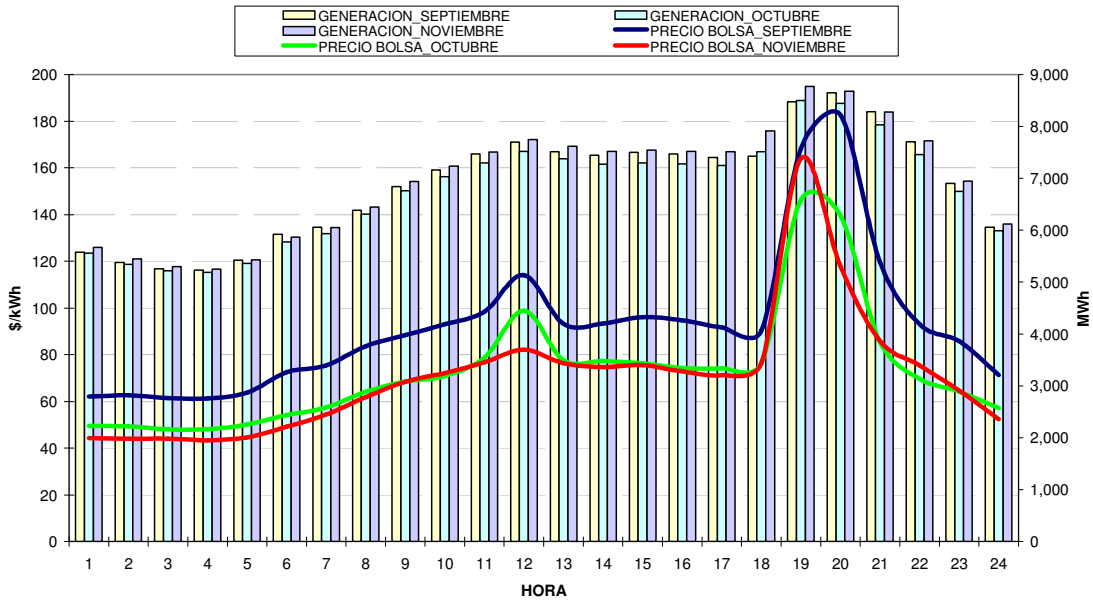


Gráfico No 9

3.2.5 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

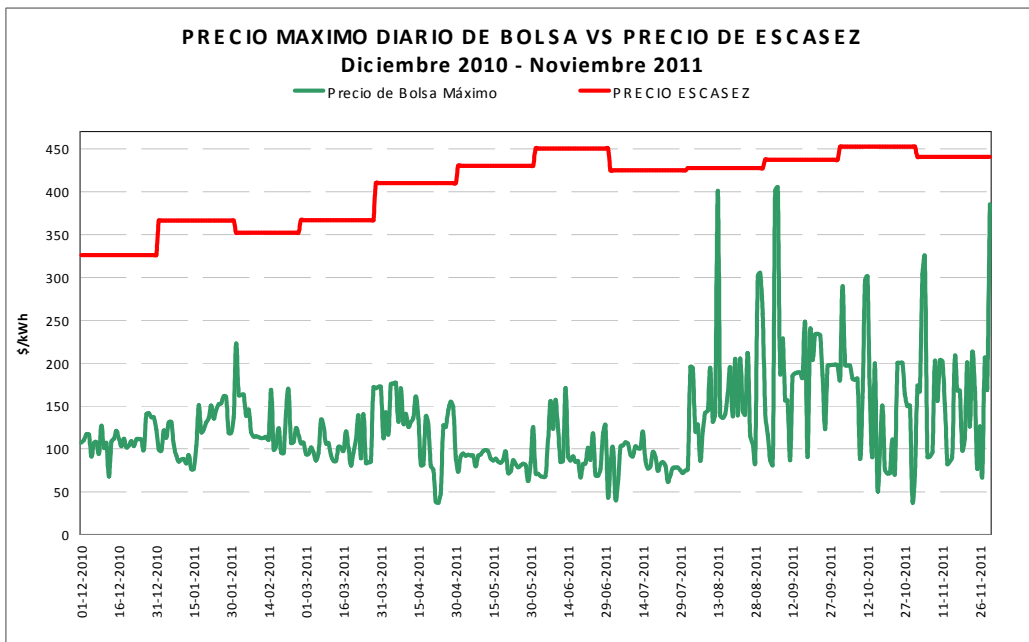


Gráfico No 10

El gráfico No 10 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses. El precio de escasez en noviembre fue de \$440.68/kWh; contrariamente a lo esperado con los abundantes aportes hídricos y los niveles de los embalses, en octubre y noviembre llaman la atención algunos precios máximos de bolsa que aunque aún distantes del precio de escasez, ocurren por efecto del mantenimiento del parque térmico en la estación de lluvias.

3.2.6 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

El gráfico No 11 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU.

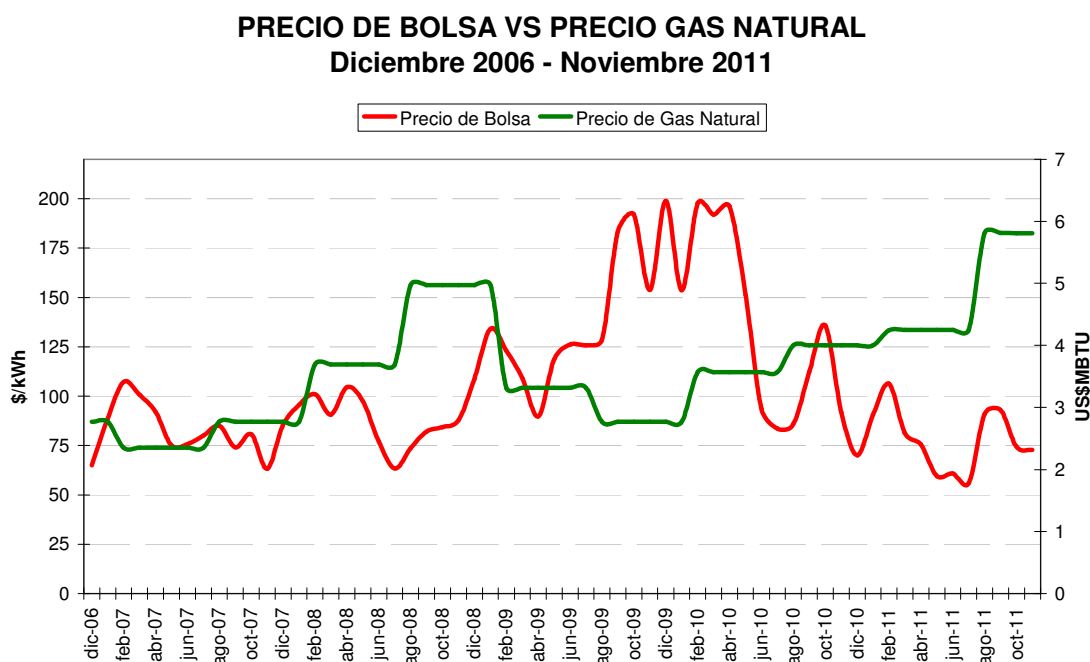


Gráfico No 11

El precio del gas regulado en Boca de Pozo se mantuvo constante pero a un nivel excesivamente elevado si se considera la evolución de los precios internacionales. El gas de Guajira en la primera semana de diciembre se transó un 85% por encima del referente en el Henry Hub.

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 12 presenta en el periodo de los últimos doce meses, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio de bolsa.

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa
Diciembre 2010 a Noviembre de 2011**

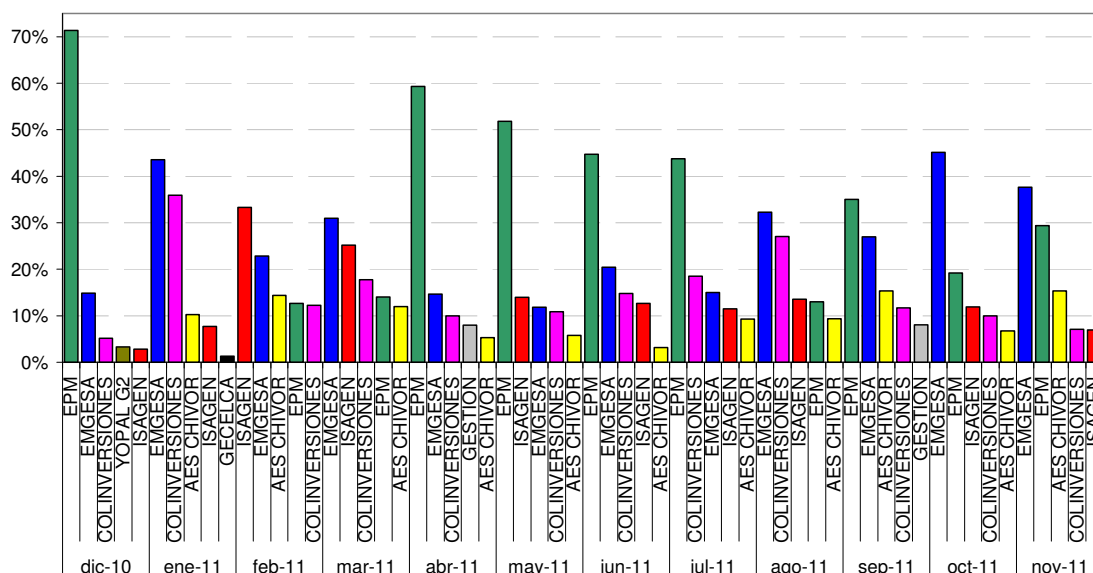


Gráfico No 12

Como en octubre, Emgesa en noviembre fue el agente que reportó mayores coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa, le siguen EPM y Chivor; estos tres agentes acumulan el 78% del tiempo como marcadores del precio de bolsa.

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 13 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta.

Guavio lideró la formación de precios tanto en horas de baja demanda como en horas de demanda media. Este resultado puede estar relacionado con la relativamente mayor maniobrabilidad de los embalses del oriente dada la saturación alcanzada por las

presas de la región antioqueña. El 65% de los precios en las horas de alto consumo lo fijó Tebsa. Por alguna razón las estrategias de oferta de las térmicas permitieron este alto nivel de concentración en una planta.

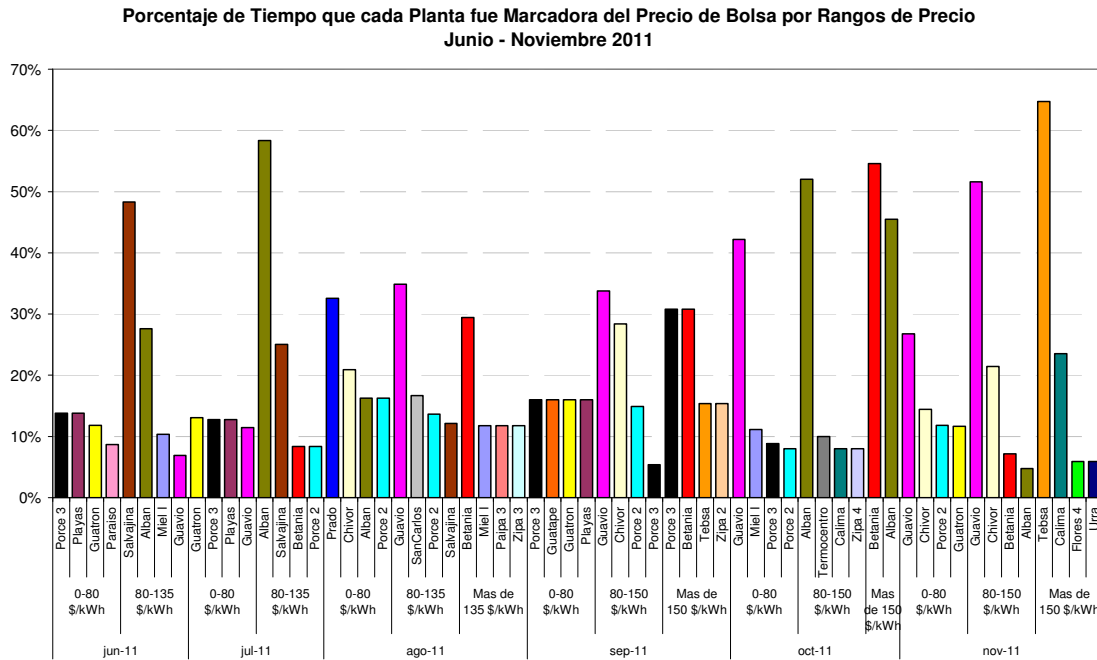


Gráfico No 13

3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

El análisis llevado a cabo por el CSMEM en esta sección, esta basado en la información recopilada sobre la relación de los precios de oferta de los agentes con respecto al precio de bolsa, la disponibilidad de las plantas y el nivel específico del embalse de cada planta hidráulica.

Se observa que efectivamente las estrategias de precios de los generadores ubicados en la cordillera oriental fueron más volátiles que las de Antioquia; al final del período, no obstante, el nivel del embalse también se acerca al máximo en las represas de Cundinamarca y Boyacá. Los vertimientos en Guatapé, Jaguas y Playas no tienen ninguna relación con la estrategia comercial: las ofertas se mantuvieron estables en el mínimo regulatorio. Urrá con un nivel de embalse que se ubicó entre 70% y 80%, durante todo el mes presentó ofertas elevadas para evitar ser despachada.

Calima con nivel de embalse cercano al 100% presentó ofertas muy elevadas, probablemente su estrategia comercial está dirigida a suministrar el servicio de AGC en un área donde los recursos de regulación de frecuencia son escasos y le confieren poder de mercado local.

En general, el parque térmico envió ofertas competitivas al mercado, en particular Termo Centro envió ofertas a precios realmente bajos y las Flores (I y IV) a promedios cercanos a las plantas de carbón (Paipa IV, Tasajero y Zipa). Tebsa que ofertó a precios sistemáticamente por encima de los recursos mencionados, fijó un porcentaje elevado de los precios en períodos de consumo máximo, probablemente por escasez del recurso térmico, debido a los mantenimientos.

Durante todo el mes de noviembre Termocentro y Termosierra estuvieron disponibles el 50% y Chivor el 87%. Jaguas durante tres semanas mantuvo disponibilidad del 50%. Por periodos de una semana, Pagua, Porce 3 y Guatapé presentaron disponibilidad del 50% y Termogujira del 0%.

3.3.4 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 14 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. La oferta agregada promedio en noviembre es muy similar a la de octubre en los rangos relevantes de consumo.

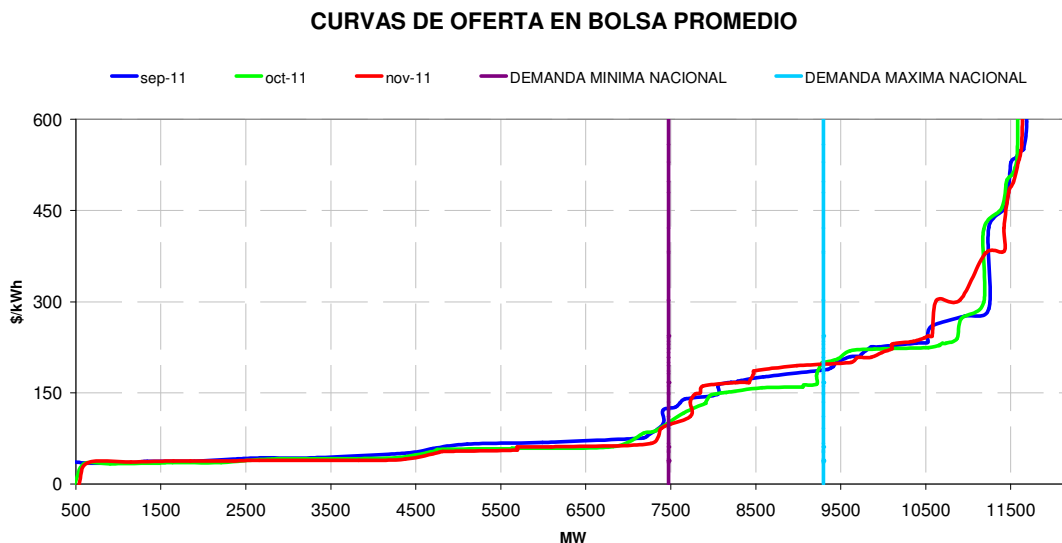


Gráfico No 14

3.3.5 Índice de Lerner Mensual

El gráfico No 15 presenta para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner promedio mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual neta (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para el periodo de demanda alta, en los últimos diez y ocho meses.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta
Junio 2010-Noviembre 2011

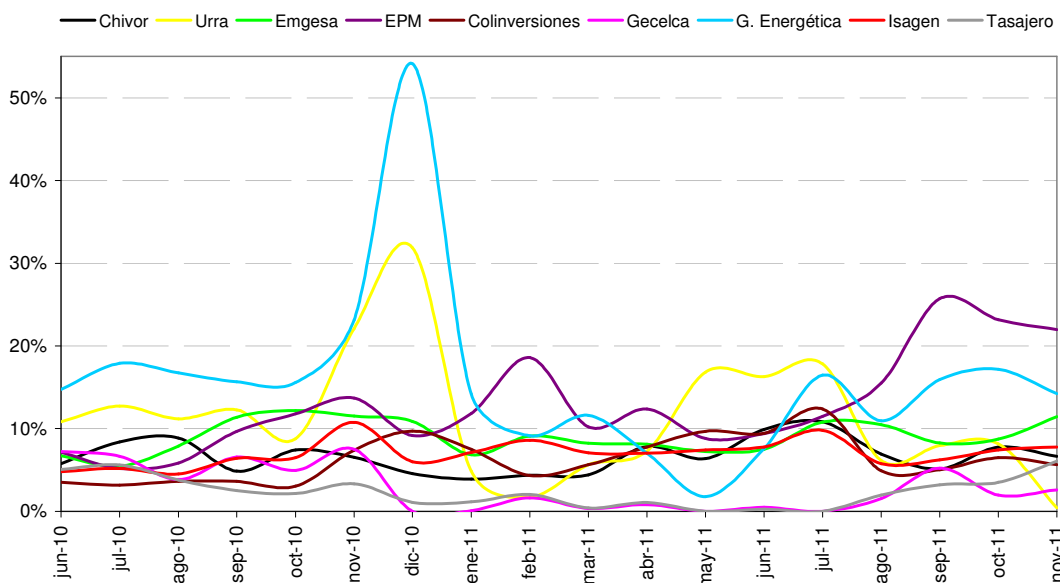


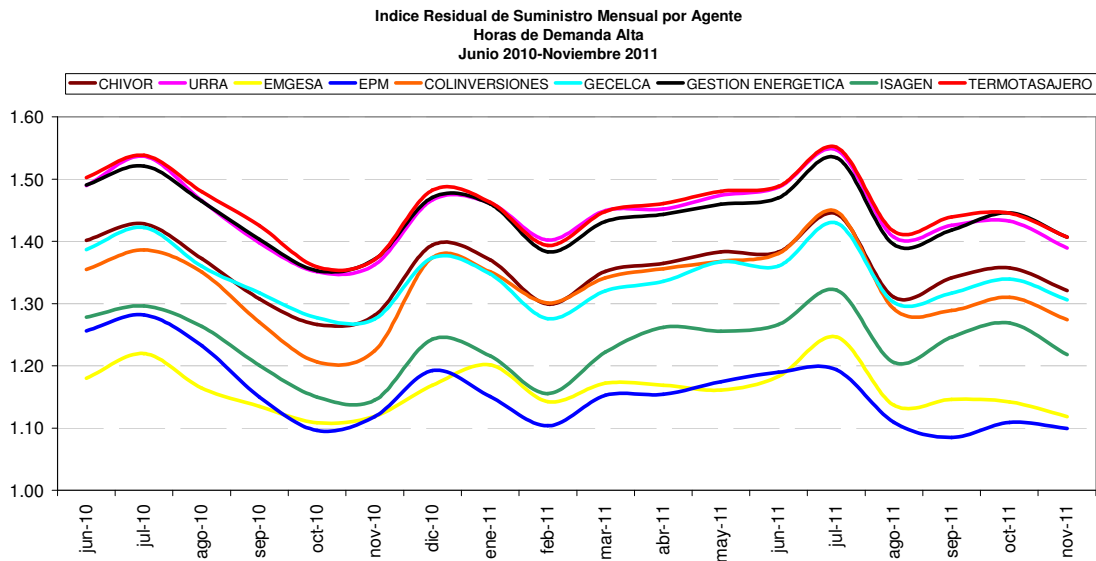
Gráfico No 15

La abundancia de agua ha mantenido controlado el poder de mercado en todo el espectro horario, salvo para 2 agentes en horas de alta demanda. En las condiciones actuales, no es posible ejercer este poder sin llevar a vertimientos y desperdicio de recursos.

3.3.6 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 16 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.

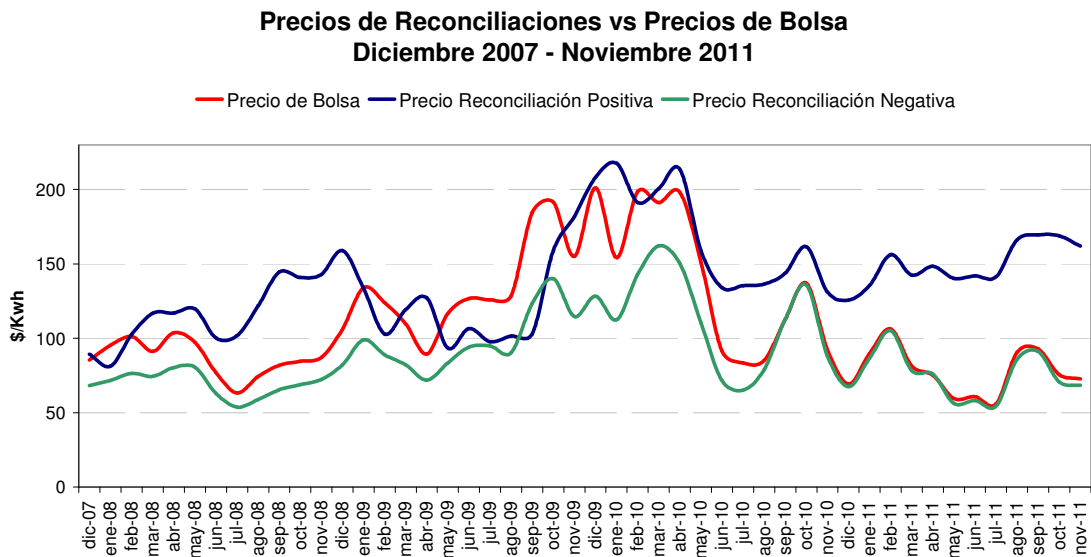
Los resultados obtenidos para el índice residual de suministro validan los indicadores de Lerner, presentando dos agentes con poder de mercado en horas de alta demanda.



3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 17 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses.



El precio promedio de las reconciliaciones positivas en noviembre se redujo y se situó en \$162/kWh.

3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 18 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.

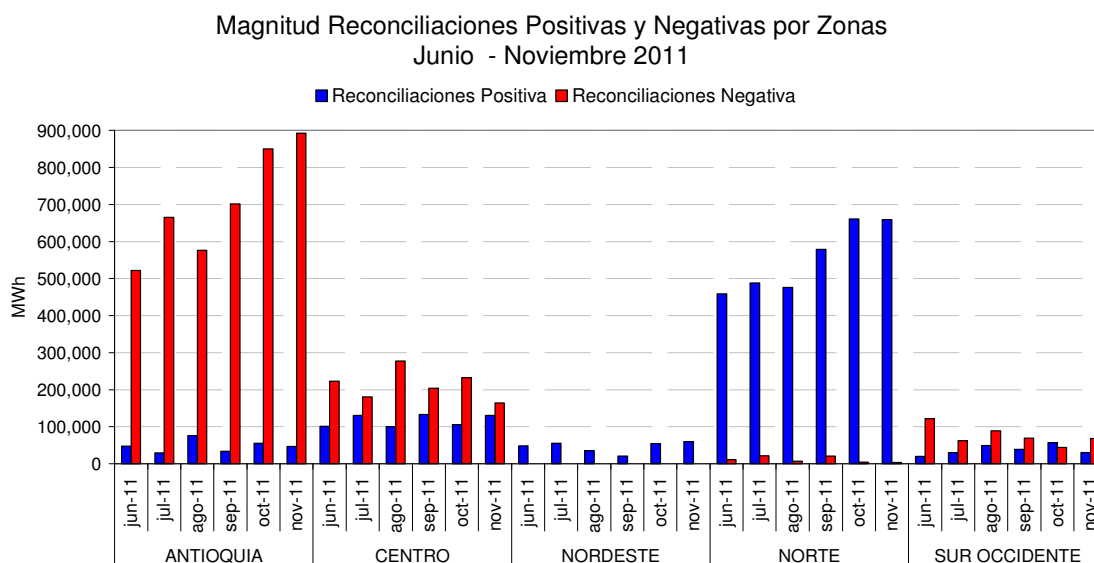


Gráfico No 18

La magnitud de las reconciliaciones positivas se mantuvo constante en la zona Norte, es decir permanecen las restricciones en la red de transmisión que impiden las transferencias de energía a la costa Caribe y los atrapamientos de generación en la zona Norte. De otra parte las reconciliaciones negativas en Antioquia aumentaron, producto de la variación de las reconciliaciones positivas y negativas en la zona Centro.

3.4.3 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 19 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos cuatro años. No obstante el ligero aumento de las reconciliaciones positivas en el sistema, el costo total de estas reconciliaciones presentó una reducción, como consecuencia de la disminución en su precio promedio.

De otra parte, el costo total de las reconciliaciones positivas que se sitúa en \$150.000 millones de pesos, se encuentra entre los registros de mayor magnitud en los últimos cuatro años, comparable solamente con los ocurridos al inicio del 2010.

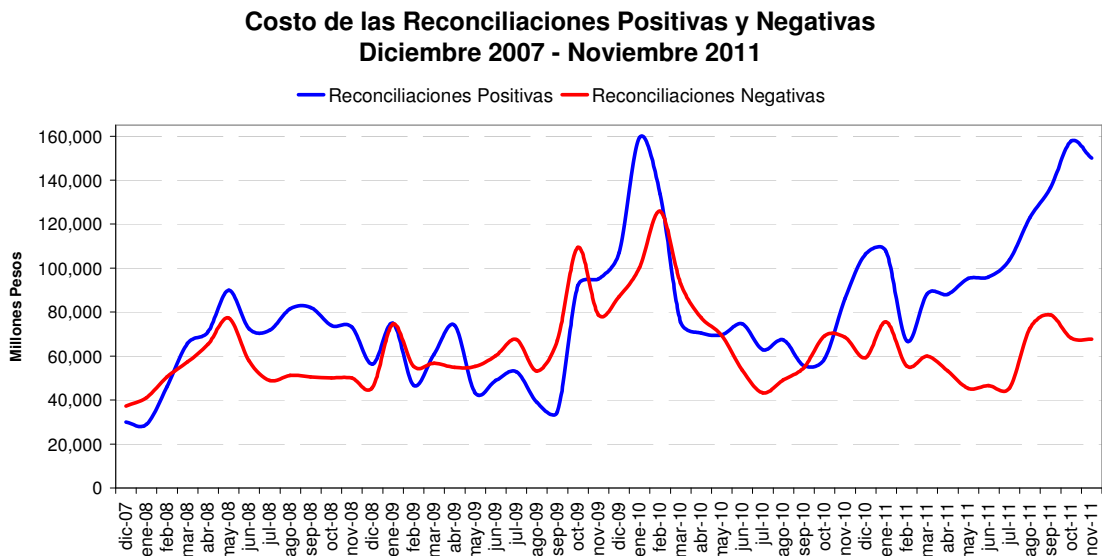


Gráfico No 19

3.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 20-a y 20-b presentan las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos seis meses.

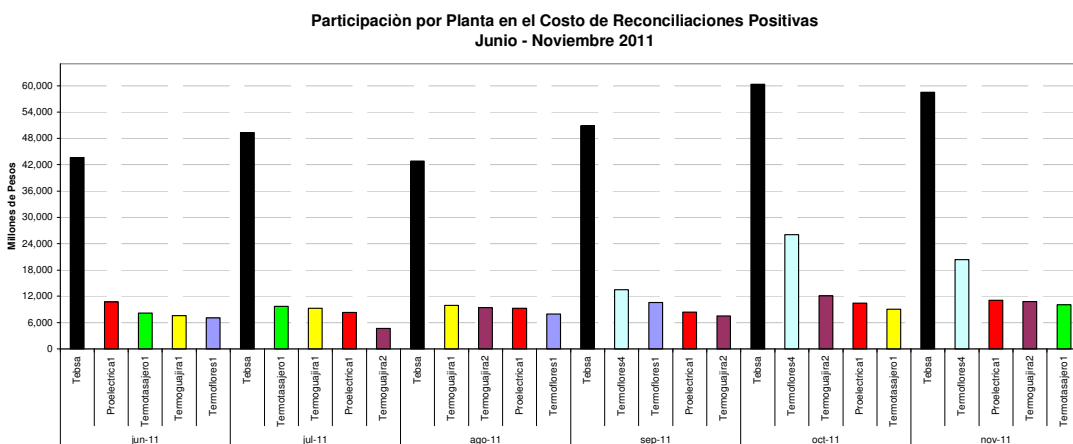


Gráfico No 20-a

**Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas
Junio - Noviembre 2011**

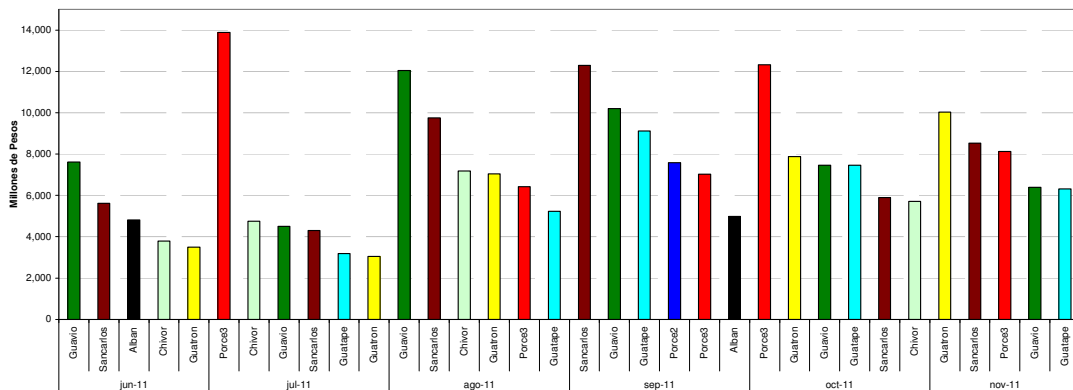


Gráfico No 20-b

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Costo Total Diario de Restricciones

El gráfico No 21 presenta el costo total diario en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos doce meses.

**Costo Total Diario de Restricciones
Diciembre 2010 - Noviembre 2011**

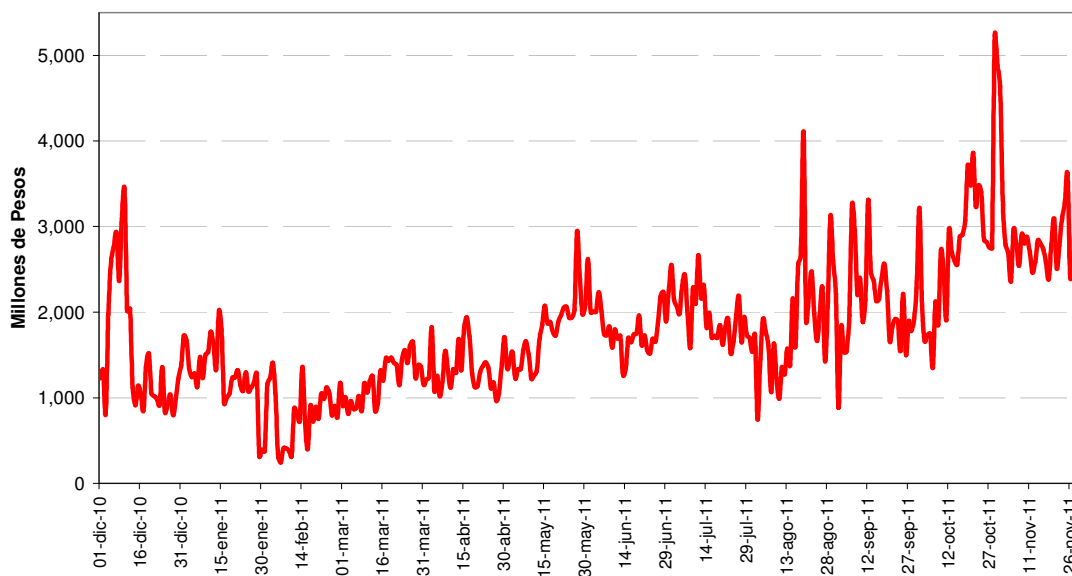


Gráfico No 21

El pico al final del mes de octubre corresponde al incremento en el costo de las generaciones de seguridad por razones preventivas de orden público el día de elecciones. El costo unitario promedio de las restricciones del sistema en noviembre se situó en \$18/kWh.

3.5.2 Costo Mensual de Restricciones

El gráfico No 22 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
Diciembre 2008 - Noviembre 2011

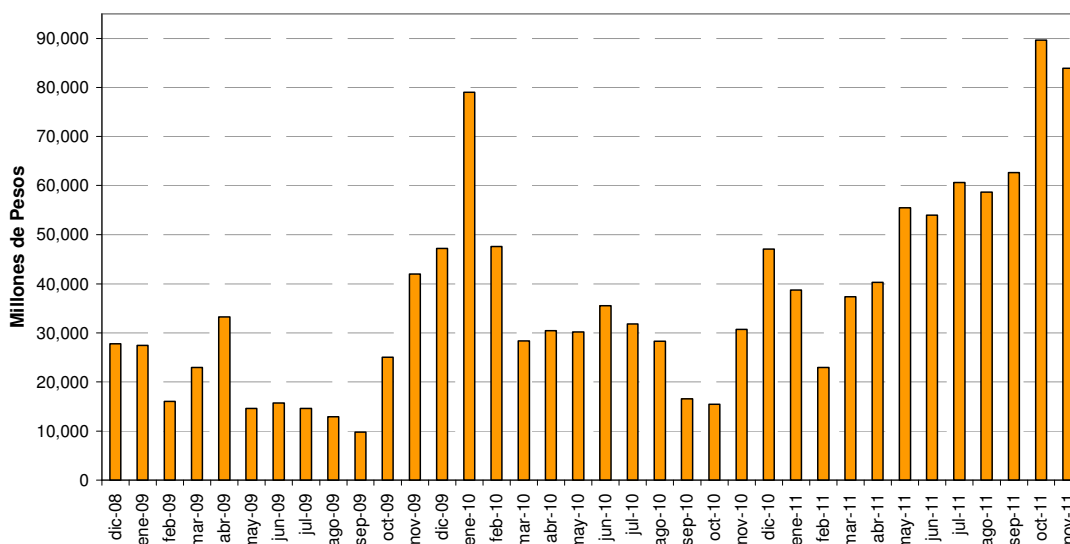


Gráfico No 22

En el mes de noviembre existe un aumento en el costo de las restricciones por valor de \$11,254.7 millones, que corresponde a la primera cuota de los ajustes contemplados en la resolución CREG 165 de 2010, para compensar los costos extras de la generación, por la sustitución del gas no suministrado a las plantas térmicas, con combustibles líquidos, en el evento pasado del Niño. Las dos cuotas faltantes serán incluidas en los costos de las restricciones de diciembre y enero de 2011.

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 23 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada y para la demanda no regulada, vs el precio de Bolsa, para los últimos 4 años.

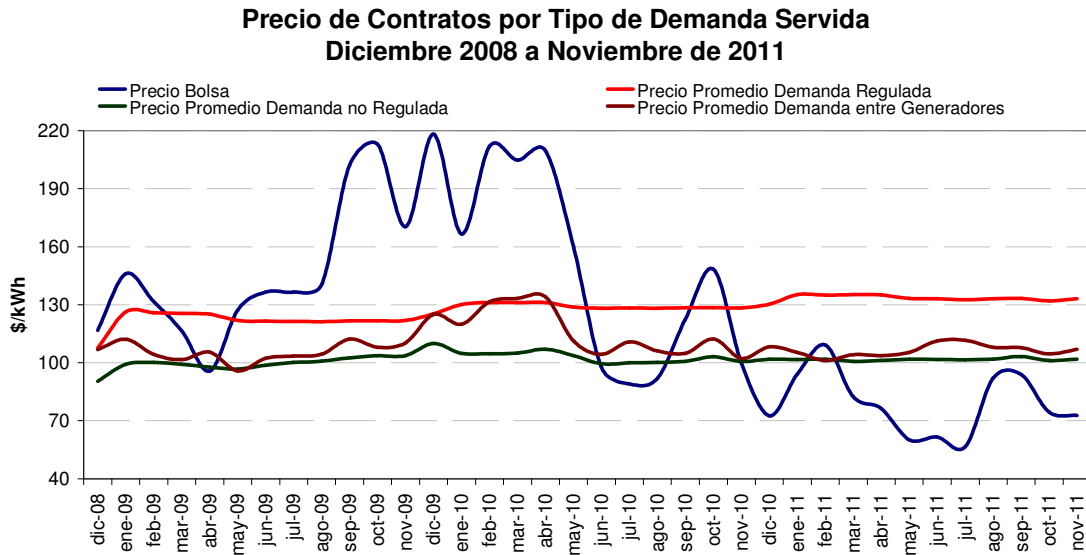


Gráfico No 23

3.6.2 Porcentaje de Demanda Futura Contratada

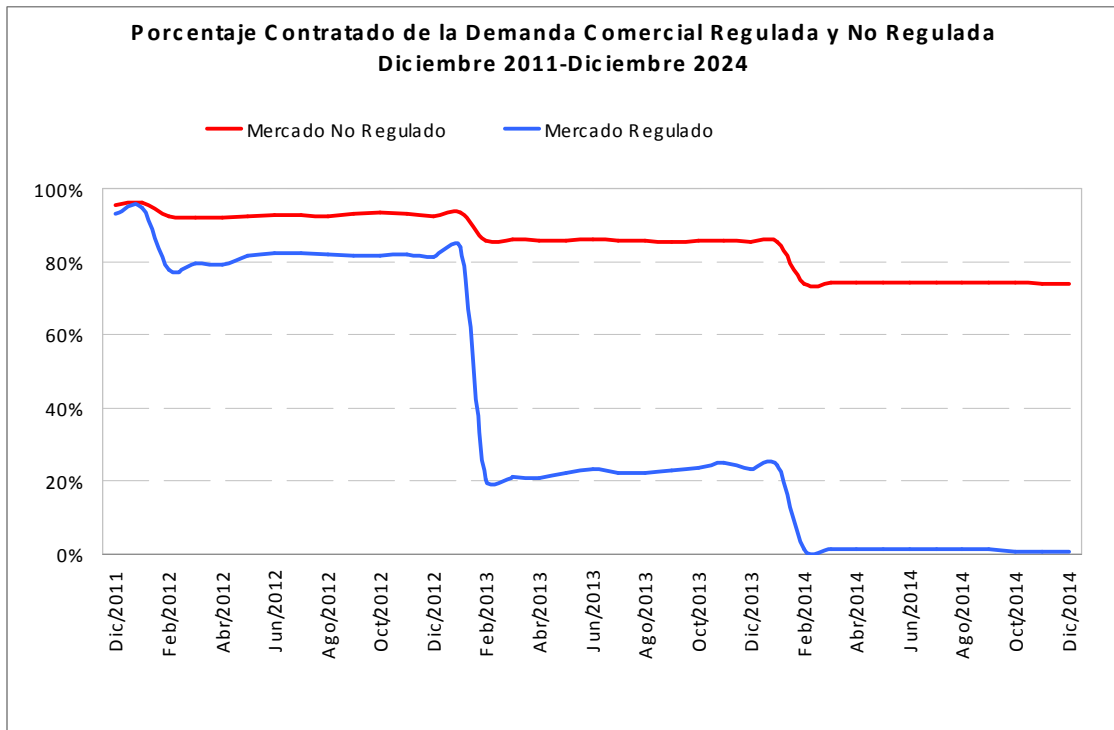


Gráfico No 24

El gráfico No 24 presenta el porcentaje de demanda futura contratada, clasificado por tipo de demanda; regulada y no regulada, para los próximos cuatro años.

3.6.3 Exposición de Comercializadores al Mercado Spot

El gráfico No 25 muestra el porcentaje mensual y la magnitud (GWh) de la demanda comercial comprada en bolsa en los últimos tres meses, para los agentes comercializadores con la mayor exposición.

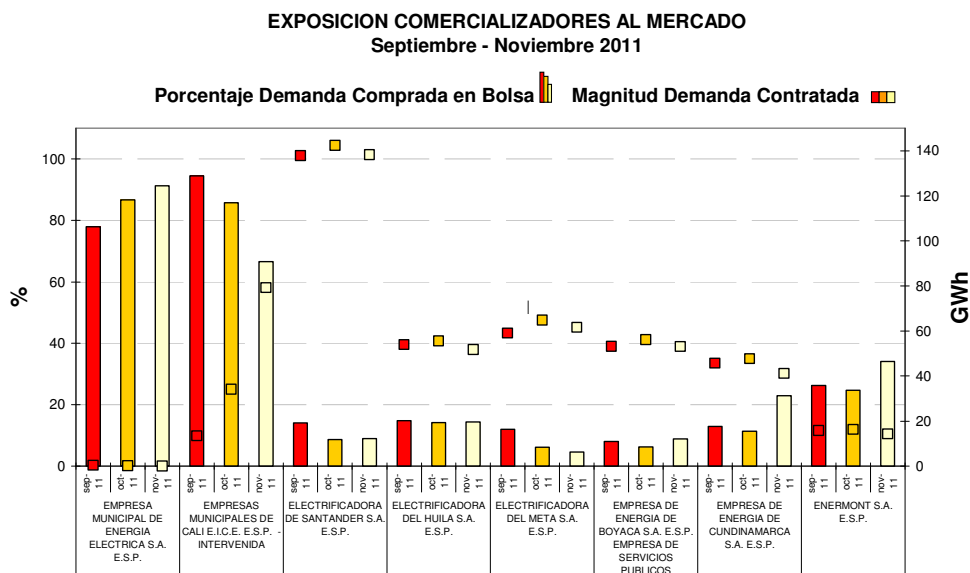


Gráfico No 25

3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.7.1 Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada

El gráfico No 26 presenta a nivel diario el costo del servicio de AGC en millones de pesos y la disponibilidad comercial declarada en MW para este servicio, para los últimos doce meses.

La disponibilidad ofertada para efectuar la regulación secundaria de frecuencia, en la última semana de noviembre disminuyó sensiblemente, en lo que seguramente ha incidido el alto nivel de la mayoría de embalses del SIN que limita la regulación de frecuencia en esas plantas.

**Costo Diario AGC VS Disponibilidad Declarada
Diciembre 2010-Noviembre 2011**

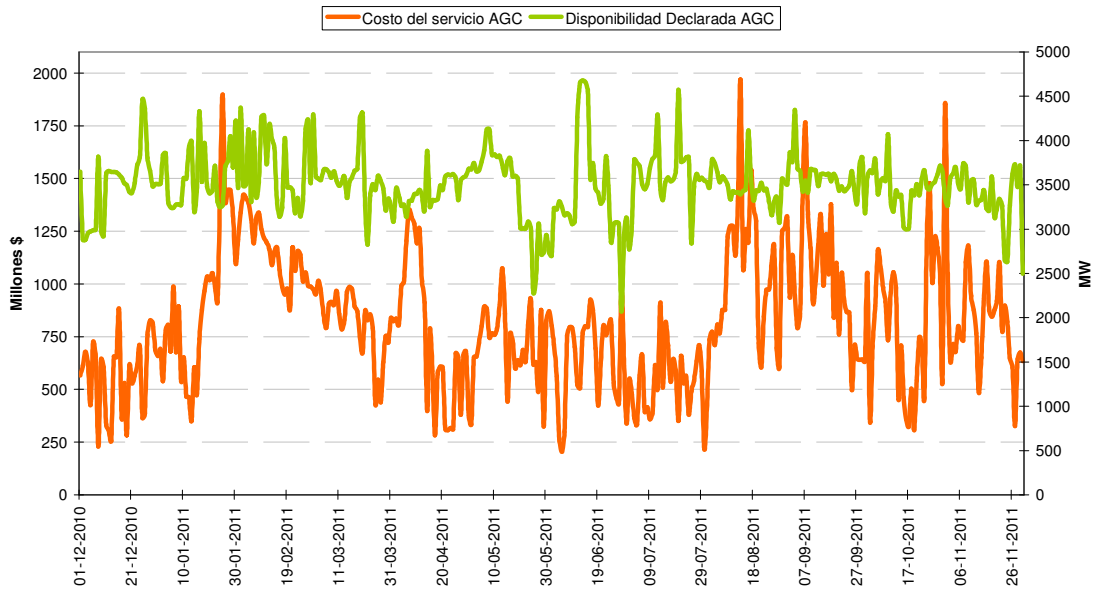


Gráfico No 26

3.7.2 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

El gráfico No 27 presenta a nivel diario, el valor promedio y el valor máximo horario del precio del AGC (PRAGC), y el precio promedio de Bolsa, en \$/kWh, para los últimos 24 meses.

**PRECIO DEL AGC VS PRECIO DE BOLSA
Diciembre de 2009 a Noviembre de 2011**

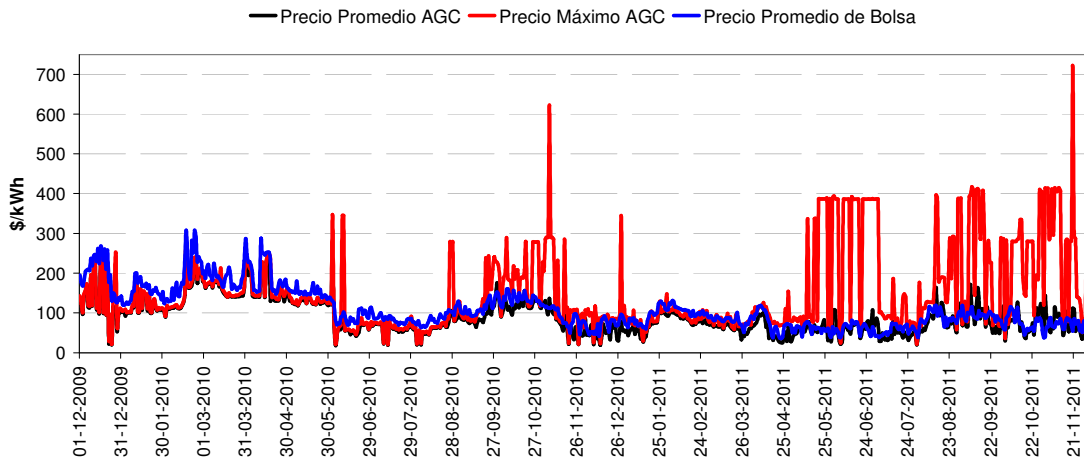


Gráfico No 27

En noviembre los precios máximos del AGC continuaron presentándose por encima de los \$400/kWh, los cuales son muy elevados con relación a los bajos precios de la energía en bolsa y con respecto al precio promedio del servicio; en este mes se alcanzó a remunerar el servicio a más de \$700/kWh. Esta situación corresponde a un comportamiento estratégico de algunos agentes en la prestación del servicio.

3.7.3 Distribución del Servicio de AGC

El gráfico No 28 presenta para el último mes y para cada planta del SRSF, el valor porcentual de la holgura (HO) programada para AGC en el mes y el valor porcentual del pago recibido por la planta con respecto al costo total del servicio del sistema en el mes.

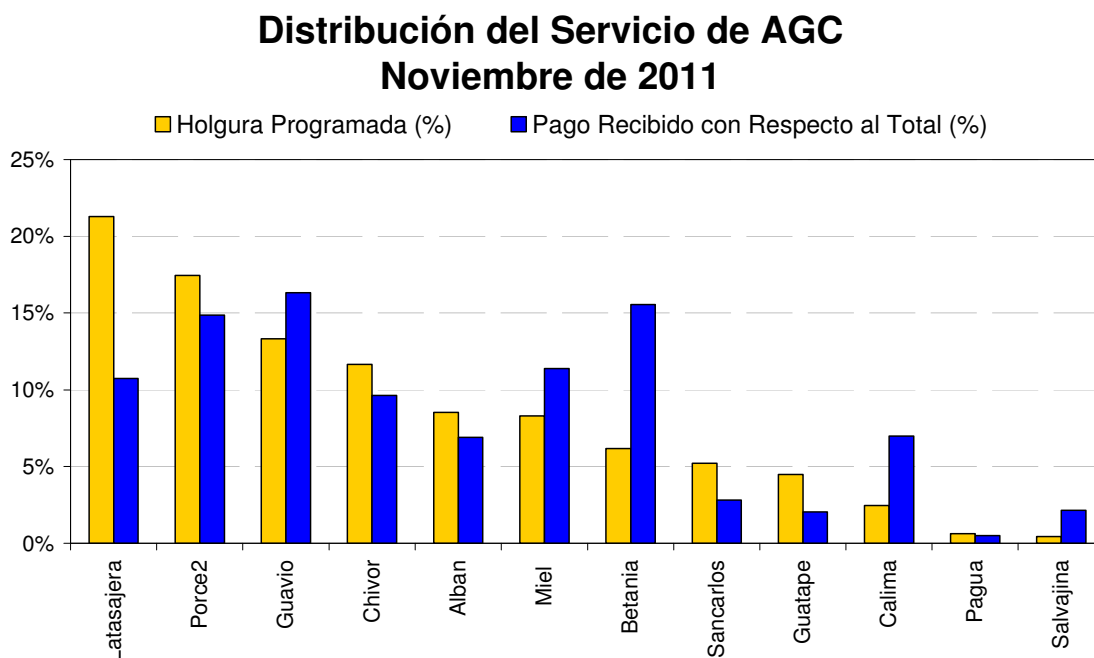


Gráfico No 28

En noviembre Betania, Calima, Miel, Guavio y Salvajina recibieron remuneraciones porcentuales superiores a la cantidad de servicio de AGC suministrado.