

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 61 – 2011

POSIBLE NECESIDAD DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS PARA ABASTECER EL MERCADO DE CONTRATOS EN EL MEM

Preparado por:

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

Bogotá, Agosto 14 de 2011

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	POSIBLE NECESIDAD DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN EL MEM	2
2.1	INTRODUCCIÓN	2
2.2	BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	2
2.2.1	<i>Proyección de Capacidad de Mediano Plazo</i>	2
2.2.2	<i>Balance Oferta y Demanda</i>	3
2.3	BALANCE DE GAS	6
2.4	CONCLUSIONES	13
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM	15
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	15
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	15
3.1.1	<i>Demanda del Sistema</i>	15
3.1.2	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía</i>	16
3.1.3	<i>Aportes Hídricos Agregados</i>	17
3.1.4	<i>Vertimientos</i>	17
3.1.5	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible</i>	18
3.1.6	<i>Desviación del Despacho Real</i>	19
3.1.7	<i>Nivel de los Embalses</i>	21
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	21
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	21
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	22
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	23
3.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación</i>	24
3.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa</i>	24
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural</i>	25
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	26
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio</i>	26
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	27
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad</i>	27
3.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica</i>	28
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	29
3.3.6	<i>Índice de Lerner Mensual</i>	29
3.3.7	<i>Índice de Lerner Diario</i>	30
3.3.8	<i>Índice Residual de Suministro</i>	31
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	32
3.4.1	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas</i>	32
3.4.2	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	33
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	34
3.5.1	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito</i>	34
3.5.2	<i>Costo Total Mensual de Restricciones</i>	34
3.6	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	35
3.6.1	<i>Precio del AGC vs Precio de Bolsa</i>	35
3.6.2	<i>Servicio de AGC por Planta</i>	36
3.6.3	<i>Distribución del Servicio de AGC</i>	36
3.6.4	<i>Costo mensual del servicio de RSF</i>	37
3.7	INDICADORES OPERATIVOS	38
3.7.1	<i>Mantenimientos de Generación por Agente</i>	38
3.7.2	<i>Consignaciones de Transmisión por Agente</i>	39

3.7.3	<i>Eventos de Salidas de Subestaciones.....</i>	<i>40</i>
3.7.4	<i>Protecciones que Ocasionaron Salidas de Subestaciones.....</i>	<i>40</i>

Resumen Ejecutivo

Este informe recoge las ideas del CSMEM presentadas en los recientes foros de ACOLGEN y CAC. El comité busca que se alineen los esfuerzos de la industria y el regulador para evitar que niveles bajos de contratos de suministro en firme de gas natural para el parque térmico, se traduzcan en precios extremadamente elevados en los contratos bilaterales de largo plazo del sector eléctrico.

Con la entrada de nuevos recursos gracias al cargo por confiabilidad, en un año de hidrología normal, la oferta será suficiente para atender los crecimientos esperados de la demanda y el mercado spot se puede desenvolver bajo parámetros normales de precios en lo que resta de la década. No obstante, a partir de un balance en el mercado de energía eléctrica y uno en el mercado de gas natural, se infiere que no es improbable un escenario en que el suministro en firme de gas natural a las plantas térmicas y en consecuencia el respaldo de este combustible en la ENFICC, se reduzca considerablemente con relación a los niveles observados en el 2011.

En este escenario, si los agentes generadores solo ofertan contratos hasta el nivel de su ENFICC, el cierre de oferta y demanda en el mercado de contratos se localizaría en el costo marginal de una planta cuya ENFICC sea respaldada con combustibles líquidos. De esta forma el precio de contratos más que doblaría los niveles actuales, lo que implica generación de rentas (ineficiencias asignativas) y puede comprometer la competitividad de algunos sectores productivos. Un aumento en los precios de contratos a este nivel enfrentaría una fuerte reacción política y presumiblemente, la revisión de la estructura del MEM.

El informe concluye que las últimas acciones del Ministerio de Minas y Energía y del regulador van encaminadas a normalizar el suministro de gas y por lo tanto, una situación como la descrita se puede conjurar: subastas de suministro, importaciones, exportaciones, almacenamiento, el gestor del sistema y estandarización de contratos.

Por otra parte, como se documenta en el informe No 60 del CSMEM, los productores de gas natural parecen sostener expectativas más optimistas que las implícitas en los escenarios oficiales, en el sentido de incorporar nuevos hallazgos a la oferta en el mediano plazo. Si se logra normalizar el suministro de gas al parque térmico, se evitarán precios elevados en el mercado de contratos eléctricos y se asegurará el respaldo necesario para pasar otro “Niño” sin apagón (solo con líquidos no es técnicamente posible). También se mejora la demanda del sector gas y con ello la expansión de este mercado.

La segunda parte de este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en el mes de julio, donde se reporta un crecimiento de la generación del 2% con respecto al mismo mes del año anterior, crecimiento que sigue siendo bajo si se considera que históricamente la demanda ha sostenido una elasticidad unitaria con el PIB y que la actividad económica se está expandiendo a una tasa anual cercana al 5.1%. A pesar de los precios favorables en el mercado spot colombiano, las exportaciones de energía tanto a Venezuela como a Ecuador continuaron disminuyendo.

Desde abril las lluvias continúan cesando en intensidad, pero los aportes aún se encuentran por encima de los promedios históricos, siguiendo un patrón persistente desde agosto de 2010. En julio los vertimientos totales fueron inferiores a los que ocurrieron en junio, siendo los de Guavio importantes. No obstante el ritmo de generación del parque hidráulico, al final de julio el nivel de los embalses no presentó reducción y correspondió al 85% de la capacidad útil.

La demanda máxima de potencia recuperó los niveles de finales del 2007 y consecuentemente se observó un margen de reserva de capacidad relativamente holgado.

Las desviaciones del despacho en julio presentaron oscilaciones horarias que no son explicables solamente por el efecto del error de predicción de la demanda. Para el CSMEM, la generación de las plantas menores (600 MW), que no pertenecen al despacho centralizado, tampoco explica las desviaciones, puesto que al momento de despachar las plantas del sistema, el CND cuenta con un patrón de comportamiento de tales plantas que debería ser tenido en consideración. Otras circunstancias que pueden incidir en estas desviaciones son: a) el error que introducen generadores que se desvían de las órdenes impartidas por el despacho, b) la falta de una sintonización mayor en la coordinación de la entrada/salida de unidades y en el seguimiento de las rampas de toma/disminución de carga, acordes con la curva de carga del sistema.

Se sostuvieron los precios bajos de la bolsa que han caracterizado el spot desde abril, además se observó una declinación en los precios máximos asociados a períodos de alto consumo. Efectivamente el 2011 parece marcar un record de precios bajos en la historia reciente del mercado, este comportamiento muestra ausencia de poder de mercado y niveles intensos de competencia, por lo menos en épocas de hidrologías altas.

En agosto se reajustó drásticamente el precio del gas por el comportamiento del precio del petróleo y los índices del Nymex; vale la pena advertir que el precio Guajira se

encuentra muy por encima del precio del gas en el mercado internacional. No existe ninguna razón económica para que el país pague por un no transable, precios de este combustible por encima de los del referente internacional; esta situación, por ahora no impacta el precio eléctrico, pero si se modifica la hidrología, va a traer sorpresas desagradables a los consumidores.

Se constata el crecimiento sistemático de los precios promedio ofertados por el parque térmico, así como el nivel que ha alcanzado el precio de escasez, jalonado por el precio de los combustibles. Algunas plantas térmicas están ofertando a precios que no guardan relación con su eficiencia y el costo de los combustibles, este comportamiento no genera problemas en la coyuntura actual de embalses con niveles elevados, pero puede complicar el equilibrio del mercado en períodos menos húmedos.

Se observó en julio una caída del precio máximo del AGC que se había situado cerca de \$400/kWh y continuó el desbalance entre remuneraciones porcentuales respecto a la cantidad de servicio de AGC suministrado.

En relación a los mantenimientos de generación, Isagen presentó un aumento del 47% en el número de consignaciones con respecto a junio, adicionalmente el número de consignaciones que en junio ocurrieron por emergencias, en julio se identificaron como realizadas fuera del plan de mantenimientos semestral. En transmisión, es interesante notar como Electricaribe en julio logró disminuir sustancialmente el número de consignaciones fuera del plan de mantenimiento semestral, que venían ocurriendo en los meses anteriores; una disminución importante también se observó en Transelca.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Posible necesidad de combustibles líquidos para abastecer el mercado de contratos en el MEM b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de julio del 2011.

a) Posible Necesidad de Combustibles Líquidos en el MEM

El CSMEM analiza a partir de un balance en el mercado de energía eléctrica y uno en el mercado de gas natural, la posible necesidad de requerir combustibles líquidos para abastecer el mercado de contratos en el MEM. En este escenario, si los agentes generadores solo ofertan contratos hasta el nivel de su ENFICC, el cierre de oferta y demanda en el mercado de contratos se localizaría en el costo marginal de una planta cuya ENFICC sea respaldada con combustibles líquidos y el precio de los contratos más que doblaría los niveles actuales.

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 julio de 2011, un comportamiento que merece destacarse.

2 Posible Necesidad de Combustibles Líquidos en el MEM

2.1 Introducción

El déficit de oferta de gas natural y el vencimiento de la mayor parte de los contratos de suministro de las plantas térmicas, imponen una serie de retos para asegurar una evolución estable del mercado mayorista de energía en el mediano plazo. En este informe, se presenta el balance del mercado de energía eléctrica, el balance esperado en el mercado de gas natural y se extraen algunas conclusiones de posibles descalces que pueden afectar seriamente el mercado de contratos en el sector eléctrico y el abastecimiento de energía en períodos de hidrológicas críticas. Las ideas contenidas en este informe se presentaron en los foros de Acolgen y el CAC.

2.2 Balance de Energía Eléctrica

2.2.1 Proyección de Capacidad de Mediano Plazo

Gracias al mecanismo del cargo por confiabilidad, la capacidad del sistema eléctrico que se mantuvo prácticamente constante durante la década pasada, se incrementará en casi 3.789 MW, lo que asegura una ENFICC adicional de 22.634 GWh-año y obligaciones de energía en firme por 9.289 GWh-año. Desde este punto de vista, en la presente década, no se deben esperar restricciones de capacidad de generación eléctrica y el margen de reserva se ampliará, con lo cual se elimina la presión que ha ejercido sobre los precios el spot la poca holgura entre disponibilidad y demanda característica de los últimos años. Además, en un año de hidrología normal, el sistema contará con la energía suficiente para atender la demanda, sin necesidad de acudir a sus recursos de respaldo basados en combustibles más costosos.

Al respecto, no sobra comentar que la participación de los recursos hídricos en la capacidad de generación se aumentará hacia finales de la década, lo que no es del todo deseable, porque puede aumentar la volatilidad en los precios del mercado (una mayor dependencia del precio a la hidrología) y le resta margen de maniobra al sistema para enfrentar veranos severos y prolongados. Otro aspecto sobre el cual se debe poner atención, es la imposibilidad de los agentes de cumplir con los compromisos de inversión en expansiones de capacidad. En particular, es preocupante la situación de Porce IV, cuya salida si bien no altera de forma importante el balance del sector eléctrico, constituye un indicio de los problemas generalizados que está imponiendo el

manejo de comunidades y licencia ambiental al desarrollo de infraestructura física en Colombia.

Tabla 1. Proyectos de Expansión de Capacidad de Generación adjudicados bajo el Mecanismo de Cargo por Confiabilidad

Generador	Planta	Fecha Entrada	Tecnología	Capacidad (MW)	ENFICC Año (GWh)	OEF Año (GWh)
Gecelca	Gecelca	30-Nov-12	Carbón	150	1,117	1,117
Isagen	Amoyá	30-Nov-10	Hidraulica	78	214	214
Poliobras	Termocol	30-Nov-12	Gas	200	1,678	1,678
Pescadero Ituango	Pescadero Ituango	30-Nov-18	Hidraulica	1,200	8,563	1,085
Isagen	Sogamoso	30-Nov-14	Hidraulica	800	3,791	2,350
Emgesa	Quimbo	30-Nov-14	Hidraulica	396	1,750	1,650
Epm	Porce IV	30-Nov-15	Hidraulica	400	1,923	961
Promotora Miel II	Miel II	30-Nov-14	Hidraulica	135	184	184
Epsa	Cucuana	30-Nov-14	Hidraulica	60	50	50
Epm	Porce III	30-Nov-10	Hidráulica	370	3,364	
Total				3,789	22,634	9,289

Fuente: XM

A partir de las fechas esperadas de entrada de los proyectos y la ENFICC de cada planta se acumuló la energía en firme que puede entregar el sistema en cada uno de los años del horizonte 2011-2019. Como se observa, se espera un crecimiento anual promedio del 4% en la ENFICC, con una tasa del 6.6% para la energía respaldada con recursos hídricos. En contraste, como se mencionó, los recursos térmicos crecen menos que el promedio, y pierden participación dentro del parque de generación.

2.2.2 Balance Oferta y Demanda

Tabla 2. Oferta y Demanda de Energía Eléctrica

Oferta de Energía Eléctrica (ENFICC aprobado en 2011. Gwh-año)										
Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TACC
Hidro	29,544	32,908	33,122	33,122	38,897	40,820	40,820	40,820	49,383	6.6%
Gas	15,337	15,337	17,015	17,015	17,015	17,015	17,015	17,015	17,015	1.3%
Carbón	7,867	7,867	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	8,984	1.7%
Líquidos	5,397	5,397	5,397	5,397	5,397	5,397	5,397	5,397	5,397	0.0%
Cogeneración	2,956	2,956	2,956	2,956	2,956	2,956	2,956	2,956	2,956	0.0%
Eólico	12	12	12	12	12	12	12	12	12	0.0%
TOTAL ENFICC	61,113	64,477	67,486	67,486	73,261	75,184	75,184	75,184	83,747	4.0%
Demanda de Energía Eléctrica (Escenarios UPME. Gwh)										
Demanda alta	58,433	60,474	64,124	66,981	70,336	73,828	77,296	81,018	84,952	4.8%
Demanda media	57,524	59,097	61,658	63,820	66,464	69,249	71,925	74,749	77,707	3.8%
Demanda baja	56,633	57,733	59,298	60,846	62,861	65,021	67,012	69,078	71,218	2.9%

Fuente: XM, UPME (noviembre, 2010) y Cálculos del CSMEM.

Por otra parte, para completar el balance, se tomaron como referencia los escenarios de demanda preparados por la UPME y actualizados a noviembre de 2010. En el escenario alto se espera un crecimiento del 4.8% anual, y en el bajo uno del 2.9%. En

el 2011 la demanda ha estado relativamente frenada y presumiblemente, podría ameritar una nueva revisión de estos escenarios por parte de la UPME.

Como se constata en el siguiente gráfico, la disponibilidad de energía es suficiente para atender los crecimientos de demanda por lo menos hasta el 2017, inclusive si se realiza el escenario de demanda alta de la UPME. En este caso, el excedente entre oferta y demanda sería mínimo hacia 2014, pero se restablecería cuando entren en vigencia los nuevos proyectos hidráulicos. La energía esperada, es suficiente para atender la demanda en el escenario medio hasta el 2019. La ausencia de incentivos para la expansión de generación eléctrica, que constituyó una de las principales preocupaciones del sector en la década pasada, parece haberse superado. El riesgo de no contar con capacidad suficiente para atender la demanda, es muy bajo.

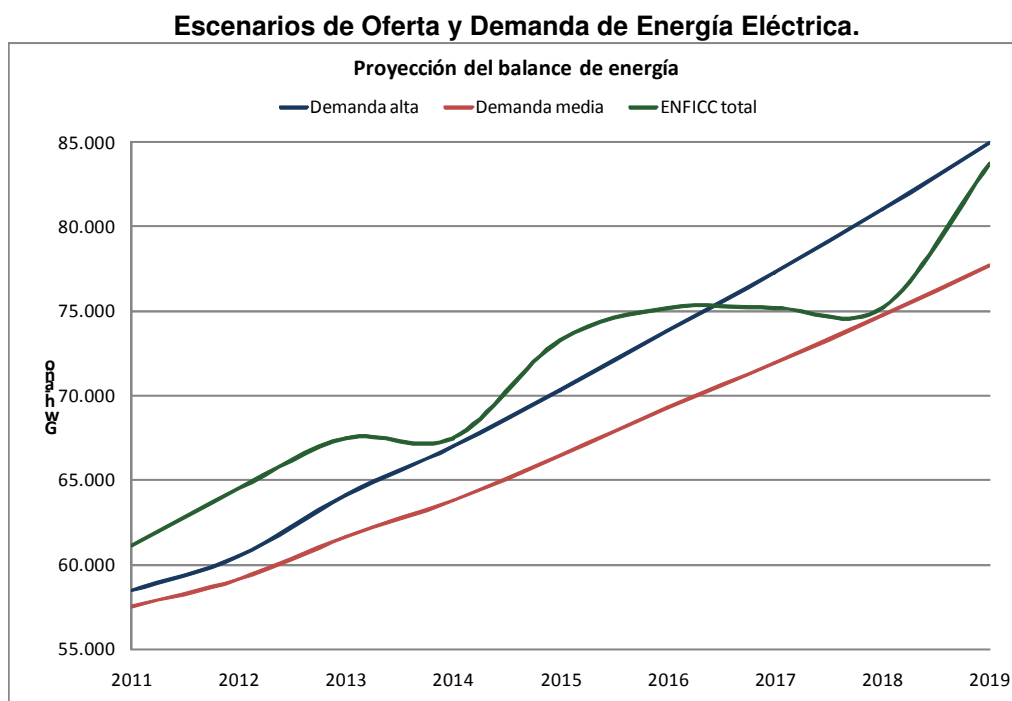


Gráfico No 1

El balance anterior se estructuró bajo el entendido que el respaldo de la ENFICC por tipo de combustible, mantiene la estructura observada para la ENFICC aprobada 2010-2011. Actualmente, el gas natural con base en contratos de suministro de energía en firme, respalda el 26% de las obligaciones de energía en firme asignadas por la CREG. Los combustibles líquidos por su parte, solo explican un 9% de estas obligaciones.

Distribución de la ENFICC por tipo de Generador

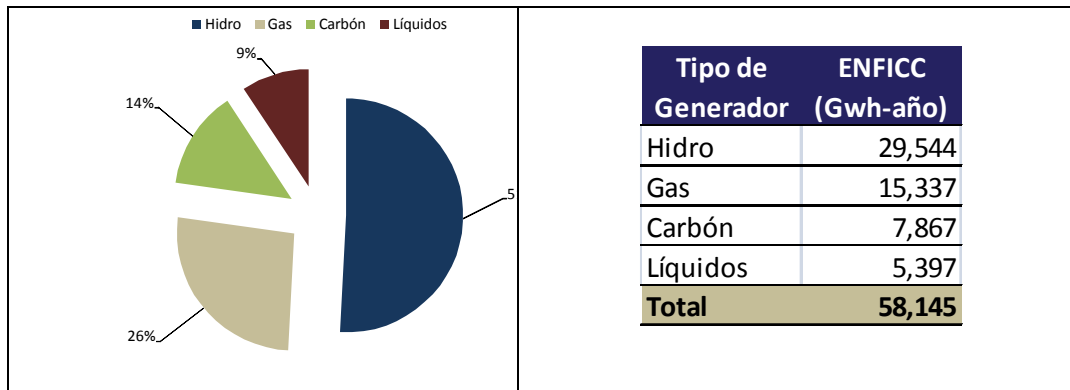


Gráfico No 2

En la práctica el respaldo con combustibles líquidos no representa ningún problema en el spot. Estos combustibles, durante el Niño pasado, mostraron que pueden compensar parcialmente los déficits de energía hidráulica que surgen bajo estas condiciones meteorológicas. El mayor costo de la energía eléctrica se traslada al mercado durante períodos relativamente cortos, con lo cual los precios actúan como una señal de escasez.

En contraste, el papel de los combustibles líquidos en la formación de precios de contratos de largo plazo introduce distorsiones e ineficiencias desde el punto de vista económico. En efecto, si el mercado de contratos sólo se puede despejar acudiendo a recursos cuyo costo marginal se fundamenta en recursos líquidos, se está diluyendo un precio elevado que refleja condiciones de escasez, en períodos extensos donde con alta probabilidad se contará con promedios abundantes de energía hídrica. Esta situación genera rentas y aleja el precio del costo de oportunidad de la energía.

Para ilustrar este posible problema, se restó a la ENFICC el componente del respaldo de combustibles líquidos. Como se observa en el siguiente gráfico, entre el 2013 y el 2014, el balance entre oferta y demanda de energía, aun en el escenario medio, sólo se puede asegurar con combustibles líquidos. En otras palabras, si se excluye la ENFICC de combustibles líquidos, la oferta de energía es insuficiente para cubrir la demanda. Lo anterior, evidencia el riesgo de que el cierre en el mercado de contratos para estos años requiera de recursos térmicos con líquidos y por lo tanto, el precio se equilibre en el costo marginal de generación de estas plantas.

Escenarios de Oferta y Demanda de Energía Eléctrica sin Combustibles Líquidos.

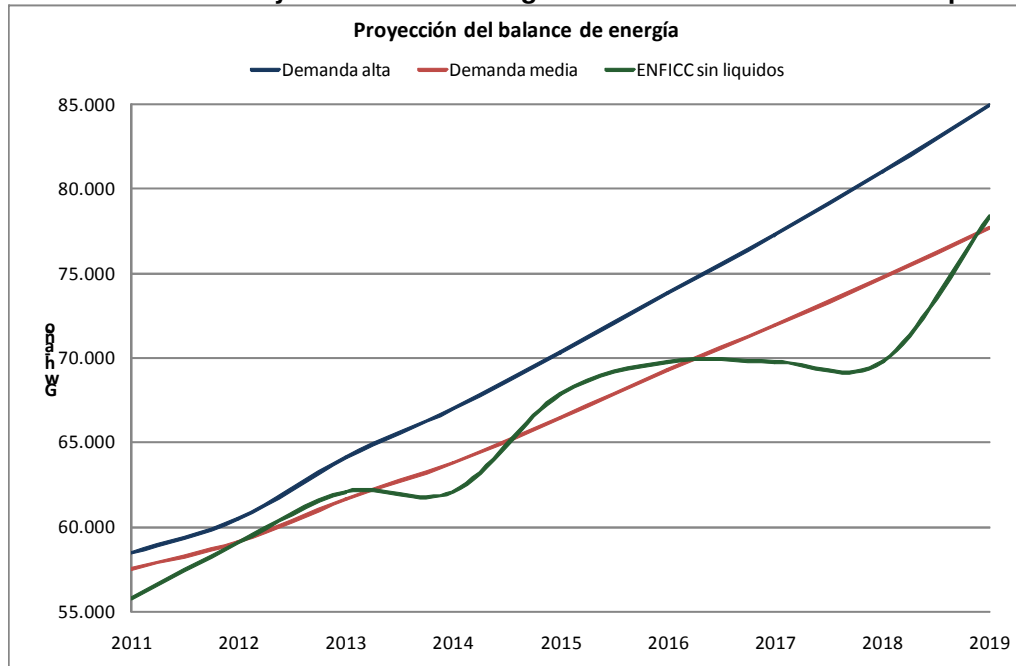


Gráfico No 3

2.3 Balance de Gas

Evolución de la Contratación en Gas.

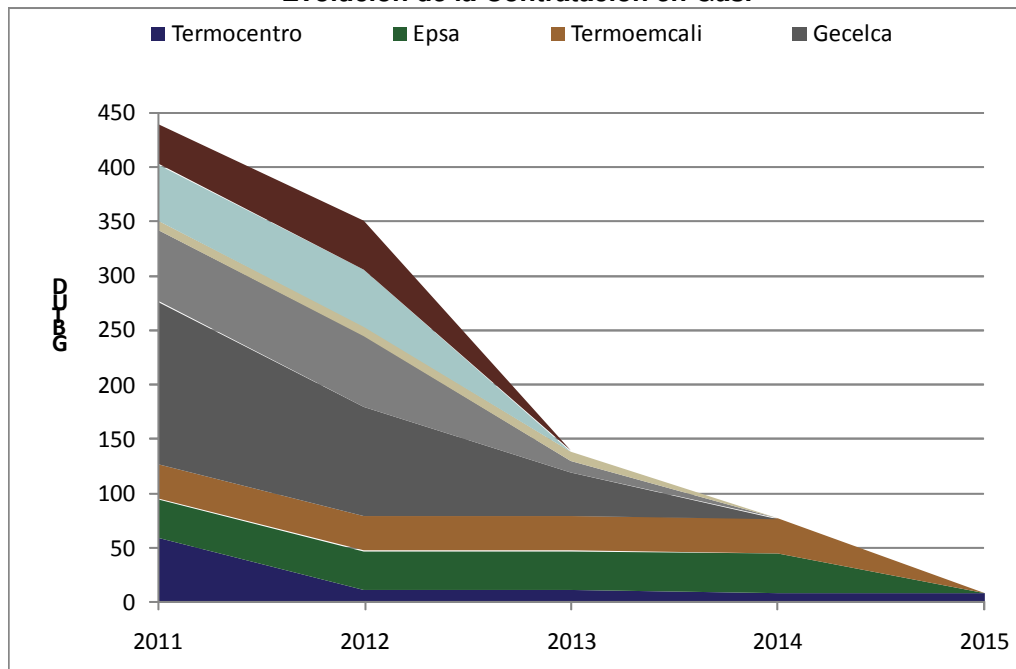


Gráfico No 4

Como se mencionó, el ejercicio anterior se estructuró sobre la base que agentes térmicos podían renovar sus contratos de gas natural en firme durante el horizonte de análisis, de tal forma que el respaldo de combustibles líquidos se mantuviese constante. En la práctica, la oferta de contratos en firme de gas natural para renovar los volúmenes observados en 2011, está lejos de estar asegurada. En el siguiente gráfico, se presenta la declinación de la contratación térmica de gas. En el presente año, están contratados casi 450 GBTUD; al 2013, los contratos vigentes estarán por debajo de los 150 GBTUD y en el 2015 ya no hay contratos de gas para las plantas térmicas. Obviamente, si no es posible renovar los contratos, aumentará la exposición del respaldo con líquidos en el sistema de confiabilidad.

En la práctica es muy difícil pronosticar cuál será el porcentaje del gas en firme que se destinará al sector eléctrico mediante contratos de suministro de largo plazo. No obstante, es evidente que los sectores residencial, comercial e industrial, presentan patrones de consumo más estables y por lo tanto son mejores clientes desde el punto de vista del productor de gas natural. Bajo esta premisa, es posible recrear escenarios para la asignación futura de gas natural a las térmicas, como el residuo entre la oferta y la demanda de los sectores no térmicos. No se cuenta con un escenario oficial de la oferta de gas natural en lo que resta de la década. No obstante, de las presentaciones de Ecopetrol es posible inferir los niveles de producción que espera la empresa para los siguientes años; por otra parte, la UPME preparó escenarios de demanda de gas natural por sectores.

El escenario presentado por Ecopetrol parece conservador porque no incorpora producción de gases no convencionales, ni asociada a nuevos hallazgos. En este escenario, se parte de una capacidad de producción de 1.200 MPCD en el 2011, que declina hasta 993 MPCD en el 2019. El escenario asume la declinación pronunciada en el campo de producción de la Guajira, que se mitiga con la entrada en operación de Gibraltar y LTOII en Cusiana (2011), Cupiagua fase I (2012) y Cupiagua fase II (2017). Como se mencionó en el anterior informe del CSMEM¹, algunos productores son más optimistas y consideran que en este período se pueden ingresar nuevas fuentes de suministro de gas natural.

Por el lado de la demanda, la UPME espera un crecimiento de 3.7% en el escenario medio, y 5.2% en el escenario alto. Los sectores no eléctricos estarían creciendo al 4.2% y 5.2% respectivamente, con un crecimiento importante en las demandas de gas de las refinerías.

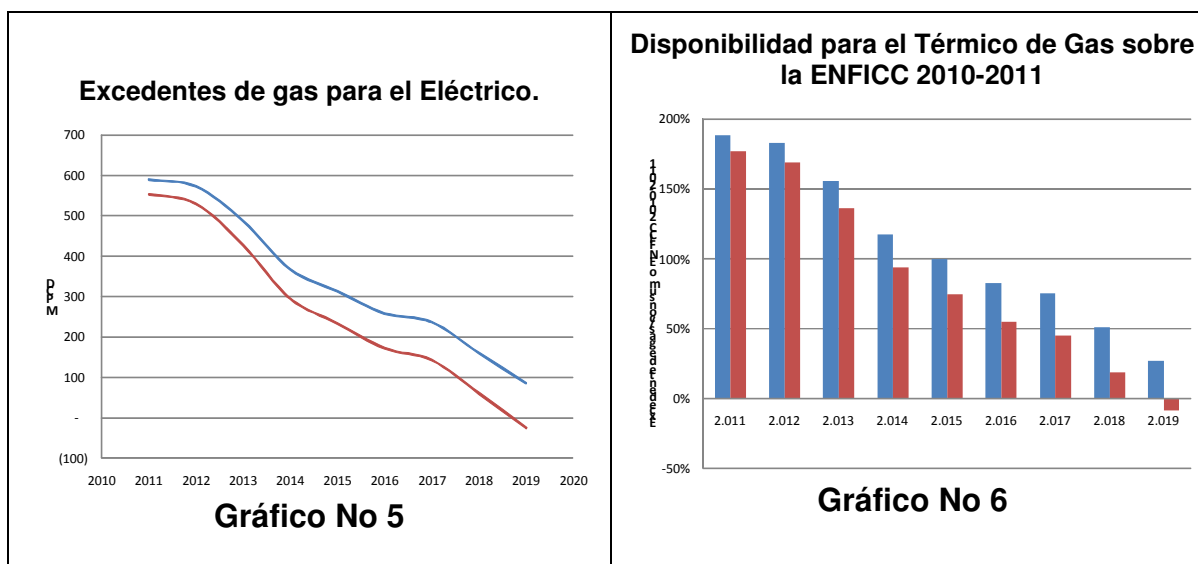
¹ Informe No 60 del CSMEM, “Abastecimiento adecuado de gas – Un tema sin resolver”, Julio 14 de 2011.

Tabla 3. Proyecciones de Demanda y Oferta de Gas.

[MPCD]	Demanda Escenario Medio				Demanda Escenario Alto		
	Oferta	Total	Otros Sectores	Excedentes para el eléctrico	Total	Otros Sectores	Excedentes para el eléctrico
2011	1,200	739	610	590	785	646	554
2012	1,200	764	627	573	830	671	529
2013	1,200	868	713	487	953	773	427
2014	1,165	935	797	368	1,034	870	294
2015	1,130	934	818	313	1,040	897	233
2016	1,097	959	839	258	1,075	926	171
2017	1,097	999	861	237	1,137	955	142
2018	1,044	1,014	884	160	1,167	984	59
2019	993	1,026	907	85	1,184	1,019	-26
TACC	-2.1%	3.7%	4.5%	-19.3%	4.7%	5.2%	-171.2%

Fuente: UPME

Bajo estos supuestos, el gas disponible para el sector térmico se reduce drásticamente para el período considerado. De una disponibilidad cercana a 550 MPCD en el 2011, se llega a cerca de 300 MPCD en el 2015 y a menos de 100 en el 2019, en el escenario de consumo medio de gas. En otras palabras, si no hay un aumento en las fuentes de producción de gas, los niveles de ENFICC que se respaldan con este combustible para la vigencia 2010-2011, no se pueden sostener y se debe esperar un aumento en el respaldo de combustibles líquidos.



En el gráfico No 6 se constata que en el escenario medio de demanda solo se pueden sostener hasta el 2015 los volúmenes de respaldo del ENFICC actual y en el 2018 la mitad. Si se materializa el escenario de demanda alto de gas de la UPME, solo se puede respaldar el 50% de los niveles actuales hacia el 2016.

En esencia si llegase a cristalizar este escenario pesimista en el suministro de gas natural, este combustible dejaría de servir como referente en la formación de precio de largo plazo en los contratos. De hecho, muy probablemente, el precio de referencia para las ventas de energía con posterioridad al 2015 estaría basado en el costo marginal de generar con combustibles líquidos. El costo marginal varía en función del Heat Rate, la localización y el tipo de combustible de cada planta, pero de acuerdo con fuentes consultadas, podría oscilar entre 240 y 440 \$/KWh.

Aún el menor de estos precios como referente de la contratación de largo plazo, es completamente inadmisibles desde el punto de vista económico y político. Desde el punto de vista económico, porque implica una distorsión de precios en el sentido en que mantiene niveles asociados a escasez aún en épocas de abundancia. Lo anterior es ineficiente desde el punto de vista asignativo, porque genera rentas, conduce a consumos de energía menores al óptimo y puede afectar severamente la competitividad de varios sectores productivos. Por otra parte, precios que más que duplican los niveles actuales, con toda certeza se van a traducir en malestar social y una presión política por modificar las reglas de juego en el mercado mayorista.

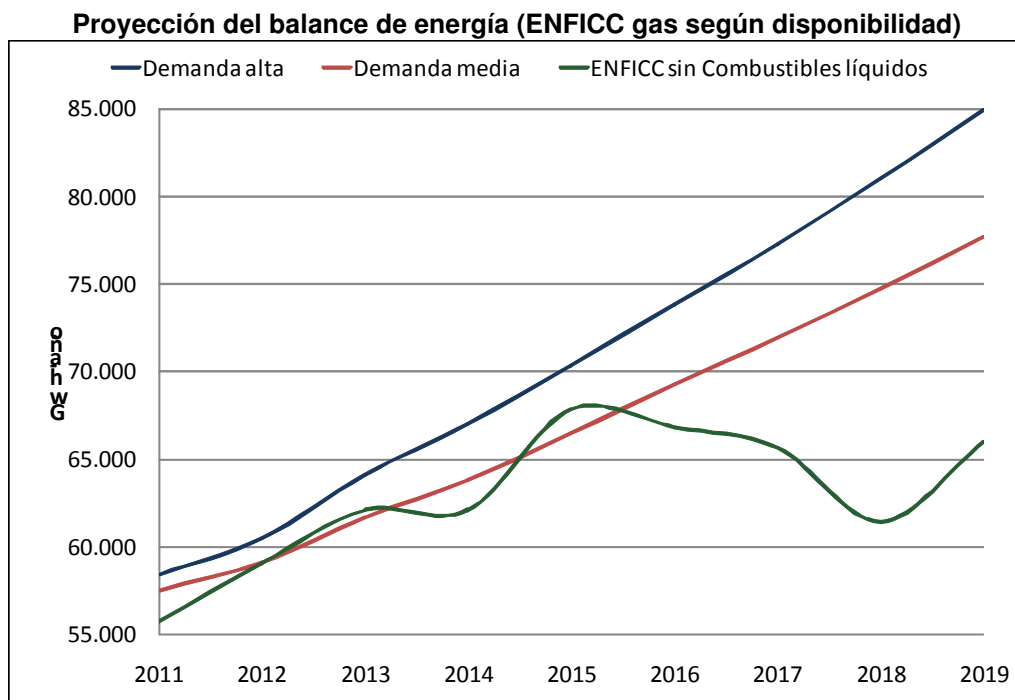


Gráfico No 7

Aún hay una ventana de tiempo importante en la cual se pueden tomar medidas en el mercado de gas para conjurar una situación crítica como la descrita, que puede llegar

incluso a desmontar el mercado mayorista libre tal y como se conoce. En efecto, los compradores de energía eléctrica están cubiertos a más del 90% hasta el 2012 en el sector no regulado y cerca a un 80% en el regulado. El problema se acentúa con el sector regulado a partir del 2013.

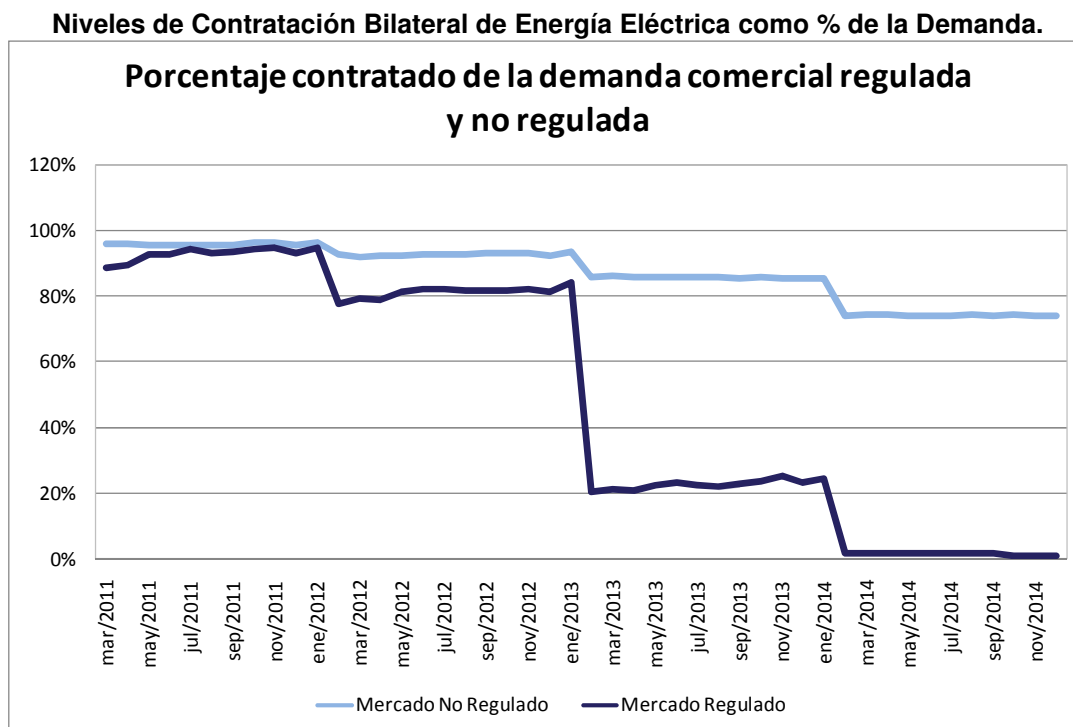


Gráfico No 8

La proyección de la ENFICC respaldada a gas que se presentó en el ejercicio anterior es meramente indicativa y recoge un escenario probable que debe ser evitado. En la práctica, no obstante, ya existe una ENFICC aprobada para la vigencia 2014-2015 de 76.309 GWh-año, de los cuales un 50% está soportado en recursos hídricos, 10% en carbón y el 40% restante por gas natural y líquidos. La energía respaldada por plantas que validaron su ENFICC exclusivamente en combustibles líquidos representa un 21% del total, más del doble de los niveles actuales.

Lo que es más grave es que las plantas que respaldan parcialmente con gas, se apoyan en gas importado sobre el cual no existe certeza, en la medida en que no se ha iniciado el desarrollo de instalaciones de regasificación, y en combustibles líquidos. En conclusión, el respaldo del cargo por confiabilidad para el 2015 está amparado en una fracción muy baja de gas natural nacional, consecuente con los balances presentados. De esta forma, no parece improbable que el precio en el mercado de contratos para

esta fecha y posteriores se forme con base en el costo marginal de generar electricidad con combustibles líquidos².

En principio, en un mercado líquido que ofreciera instrumentos de cobertura financiera para el precio de la energía en el mediano y largo plazo, no se debería esperar que los contratos bilaterales utilizaran como referente el costo marginal de la planta pivotal en períodos críticos. En efecto, los compromisos contractuales son compromisos financieros y quien asume el riesgo de venta puede cubrirse con una opción de compra, aún si no cuenta con recursos de generación. En un mercado como el descrito, el precio de la energía se basará en el valor esperado del spot (no de los picos) e incorporará la tasa de descuento, con un riesgo implícito asociado a la volatilidad del precio en la bolsa.

En el caso colombiano, donde no existe este mercado de futuros, es evidente una posición muy conservadora de los vendedores. En los últimos años se observó un patrón en que los agentes hidráulicos comprometieron en contratos energía hasta la ENFICC, es decir buscan evitar una exposición a bolsa en momentos de hidrologías bajas. De igual forma, sólo se respalda en contratos de largo plazo con recursos térmicos muy eficientes, cuya probabilidad de despacho sea alta. Las térmicas con combustibles costosos o poco eficientes, no suelen vender en el mercado de contratos. De alguna manera, los propietarios de estos activos aseguran sus ventas en los recursos de generación y no acuden a otro tipo de coberturas.

Este comportamiento está cambiando y se han observado generadores térmicos más activos en los contratos de largo plazo, patrón que es positivo y refleja el comportamiento observado en otros países. De hecho, la propiedad de una planta térmica equivale en términos financieros, a la posesión de una opción de compra de un volumen de energía equivalente a su capacidad y a un precio igual al costo marginal de generación. En estas condiciones un agente térmico cuenta con una cobertura al precio de bolsa para respaldar ventas en contratos; no obstante, esta cobertura no parece haberse utilizado en forma generalizada en el país.

A juicio del CSMEM, la implementación del MOR no ayuda a solucionar este problema. De hecho, cuando se tiene un mercado descentralizado, en el que los compradores y vendedores deciden los precios y la voluntad de contratación, es más improbable que el mercado de contratos se equilibre en los niveles de la planta marginal en la ENFICC.

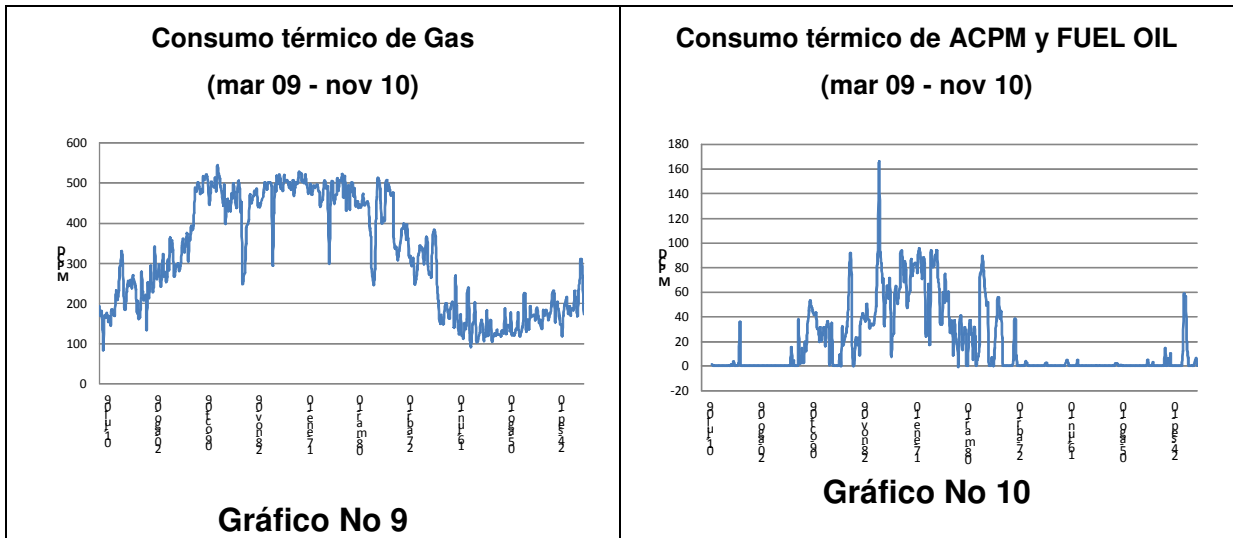
² En la base de XM no es posible desagregar la ENFICC por planta en función del tipo de combustible que la respalda en aquellos casos (mayoritarios) en que el agente acude a varios combustibles para solicitar la ENFICC de determinada planta.

Los compradores, ante este precio, pueden preferir exponerse a la bolsa, que pactar precios basados en condiciones extremas que sólo se alcanzarán en coyunturas muy puntuales. No ocurre lo mismo en el MOR, donde la función de oferta estará dada para la sumatoria horizontal de los costos marginales de las distintas plantas. En estas condiciones, en el tramo en que se interceptan la curva de oferta y demanda, muy probablemente corresponda a plantas que respaldan su ENFICC con combustibles líquidos y por lo tanto, el precio de los contratos se despejará en este nivel. Con el MOR, la demanda regulada no puede rechazar este precio porque está obligada a comprar al precio de despeje del mercado.

En esta dirección, parece importante explorar la conveniencia de introducir eficiencia en los mercados de largo plazo, en un esquema más descentralizado que el MOR. En principio, estandarizar los contratos y cumplir con los requisitos de inscripción en la bolsa de valores, puede ayudar a consolidar un mercado de derivados financieros que aumente la cobertura de compradores y vendedores y amplíe la oferta de contratos de largo plazo, con basen en el precio esperado y no en el precio pivotal. De igual forma, ayudaría a incrementar la información de contratos con que cuentan los agentes, en términos de precios, vigencias y fechas de firma.

La discusión hasta ahora se ha centrado en los balances de energía. Sin embargo, la escasez de gas al sector térmico, produce un efecto tan o más grave en la atención de picos durante las sequías extremas. Como se muestra en las siguientes gráficas, durante el Niño pasado, el sector térmico demandó cerca de 500 MPCD de gas natural en forma constante entre septiembre de 2009 y abril de 2010. Si no se cuenta con un flujo comparable, es muy difícil que el país soporte un nuevo Niño sin racionamiento de energía.

De hecho, los combustibles líquidos que contribuyeron de forma importante a superar la crisis pasada, sólo llegaron a soportar una generación continua de entre 80 y 90 MPCD, tras una serie de esfuerzos por parte de las autoridades y los generadores, para llevar los combustibles a cada planta y normalizar la operación con base en líquidos. Técnicamente, el parque térmico colombiano, es incapaz de sostener una demanda continua de líquidos durante varios meses con volúmenes similares a los que aportó el gas natural.



Afortunadamente, las últimas noticias del sector permiten prever que este escenario crítico de un sector térmico sin disponibilidad a gas, se hace menos probable que hace algunos meses. Por una parte, como quedó registrado en el informe anterior del CSMEM, varios productores se muestran optimistas en términos de nuevos recursos sobre los que el próximo año se puede declarar su comercialidad, tanto en gas convencional como no convencional. Los generadores térmicos por su parte han avanzado en el proyecto de importación de gas.

Por otra parte, TGI ya acometió las inversiones para ampliar la capacidad en el cuello de botella entre Ballenas y Barranca y entre Cusiana y la Belleza. Estas ampliaciones, por otra parte, se han basado en mayor compresión del gas, lo que aumenta el costo variable, pero reduce significativamente los nuevos costos fijos. Con esta estructura de costos es eficiente, desde el punto de vista económico, firmar contratos con un alto porcentaje de cargo variable, que es precisamente lo que requiere el sector térmico, sobre todo para alimentar las plantas de respaldo que se despachan en porcentajes bajos en un año de hidrología normal.

2.4 Conclusiones

Es claro que el normal funcionamiento del sector eléctrico colombiano, tanto en el mercado de contratos, como en las situaciones de hidrologías críticas, necesita del gas natural. Por su parte, el sector de gas natural depende del sector eléctrico, si no quiere ver disminuida su demanda en un porcentaje muy elevado. Reducciones de la demanda de gas, implican un aumento unitario en los costos del producto, porque se

trata de un sector de costos fijos elevados. Este aumento en costos, presionaría en el mediano plazo un aumento en precios, que a su vez reduce la demanda de los sectores no térmicos, con lo que se desata una dinámica perversa que erosiona el desarrollo del sector de gas natural.

Por lo anterior, es indispensable que el Gobierno y toda la cadena del gas, desde los productores, distribuidores, comercializadores y consumidores, se comprometan con un plan de acciones que evite el desabastecimiento de gas en el mediano plazo, incluido el sector termoeléctrico. Las reformas del Ministerio y el desarrollo regulatorio van por buen camino:

- Subastas: las subastas fraccionadas ayudan a agotar completamente el excedente del consumidor; es importante volver a la idea original de llevar todo el gas a una sola subasta, concebida como un mecanismo transitorio de compra, mientras se concreta el escenario futuro de suministro.
- Instalaciones para importar o almacenar gas: la importación puede contribuir muchísimo a respaldar la ENFICC con base en un combustible competitivo y a contar con energía cuando decaen los recursos hídricos. Es necesario definir, quien debe pagar por estas instalaciones, si el sector térmico, todo el eléctrico, o la demanda de gas.
- Estandarización de contratos: como se mencionó, es un elemento central para evolucionar hacia futuro a un mercado de derivados y a aumentar la transparencia en las transacciones.
- Gestor del sistema: en la misma dirección, con el gestor del sistema, los agentes contarán con más información de las transacciones, los balances y operación del sector, lo que facilita la operación de un mercado eficiente de gas.
- MOR o un mercado menos centralizado y más líquido.

La CREG ha contratado a expertos internacionales para estudiar los distintos temas y ya cuenta con los lineamientos de la regulación del nuevo marco de gas. Lo importante entonces es que la industria trabaje conjuntamente, para conjurar un escenario como el descrito, que puede comprometer el futuro del MEM y arriesgar el suministro de energía eléctrica.

3 Análisis de Desempeño del MEM

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

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

La tabla No 4 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón, con gas y combustibles líquidos, hidráulica y total del sistema en GWh. En julio la generación creció un 2% con respecto al mismo mes del año anterior, este crecimiento sigue siendo bajo si se considera que históricamente la demanda ha sostenido una elasticidad unitaria con el PIB y que la actividad económica se está expandiendo a una tasa anual cercana al 5.1%. Por otra parte la generación a base de gas natural compensó el aumento de la generación total y la disminución ocurrida en las plantas térmicas a carbón; además, se observa que la generación hidráulica sostuvo los niveles registrados en julio de 2010.

Tabla No 4

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	julio-10	junio-11	julio-11	Variacion Junio 11-Julio 11	Variacion Julio 10-Julio 11	Variacion Ultimo Año-Julio 11
Hidrica	3,734.67	3,829.95	3,804.28	3,819.86	0.41%	-0.26%	2.28%
Térmica	762.98	602.10	630.39	702.10	11.38%	16.61%	-7.98%
Gas	579.43	445.57	503.45	565.48	12.32%	26.91%	-2.41%
Carbón	177.47	155.51	124.42	120.81	-2.90%	-22.31%	-31.93%
Fuel Oil-ACPM	6.72	1.03	2.52	15.81	527.00%	1438.90%	135.07%
Menores	283.65	311.40	293.22	308.48	5.20%	-0.94%	8.75%
Cogeneradores	23.09	16.21	20.40	30.27	48.35%	86.79%	31.12%
Total	4,814.26	4,762.68	4,748.41	4,860.85	2.37%	2.06%	0.97%

3.1.1 Demanda del Sistema

El grafico No 11 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años. El crecimiento interanual para el mes de julio fue de 2.3%, el cual continua afectado por el mantenimiento de Cerromatoso.

DEMANDA MENSUAL DEL SIN
Agosto 2008- Julio 2011

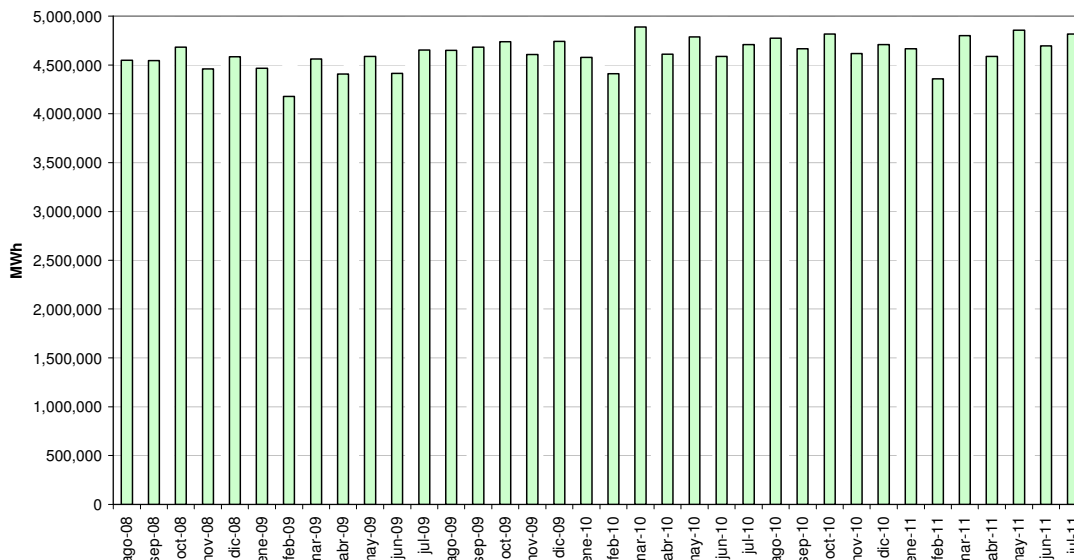


Gráfico No 11

3.1.2 Exportaciones e Importaciones de Energía

Exportaciones - Importaciones de Energía
Agosto 2008-Julio 2011

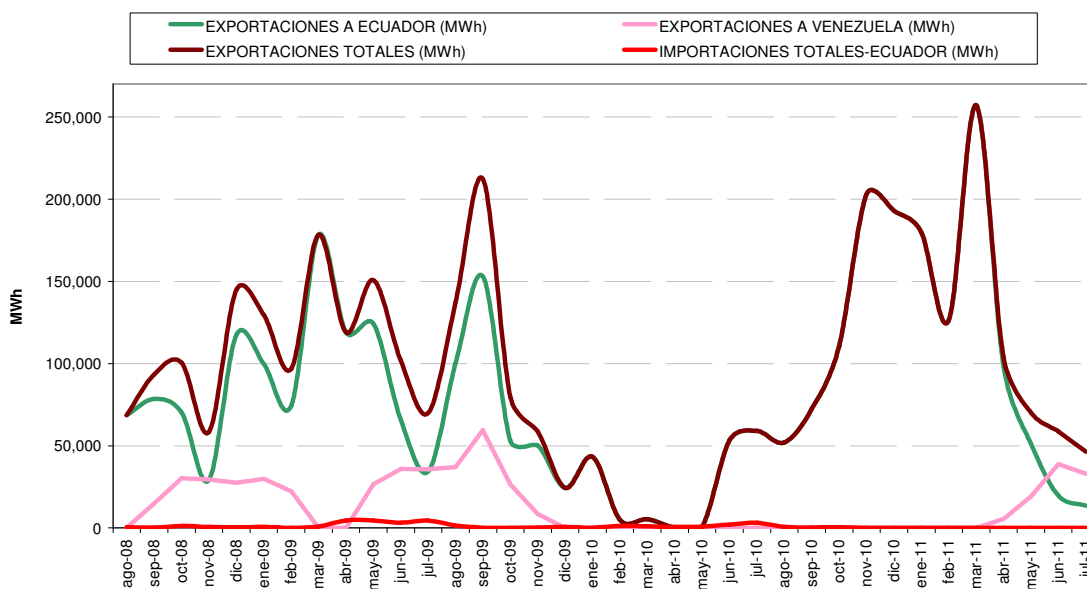


Gráfico No 12

El gráfico No 12 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años.

A pesar de los precios favorables en el mercado spot colombiano, las exportaciones de energía tanto a Venezuela como a Ecuador continuaron disminuyendo. En el caso particular de Ecuador, esta tendencia ocurre desde el mes de marzo, presumiblemente por las condiciones hidrológicas del país vecino.

3.1.3 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 13 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

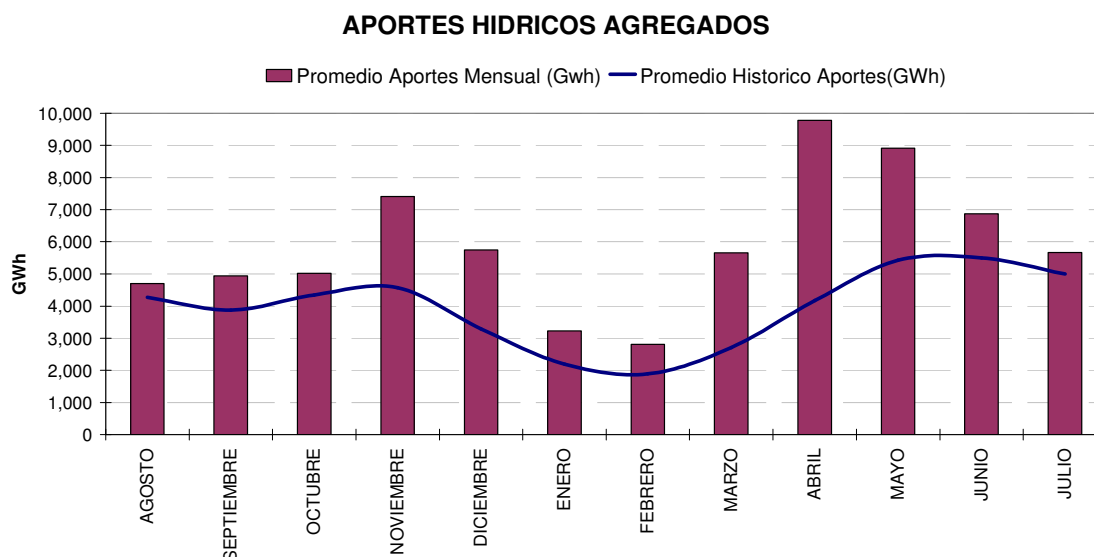


Gráfico No 13

En julio se presentaron aportes hídricos de 5.650 GWh, lo cual representó una disminución de 967 GWh con respecto a los aportes del mismo mes en el año 2010. Desde abril las lluvias continúan cesando en intensidad, pero los aportes aún se encuentran por encima de los promedios históricos, siguiendo un patrón persistente desde agosto de 2010.

3.1.4 Vertimientos

El gráfico No 14 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. En julio los vertimientos totales fueron

inferiores a los que ocurrieron en junio, siendo los de Guavio importantes, aunque también se presentaron en Betania y varios de los embalses del escudo Antioqueño.

**Vertimientos Mensuales
Agosto 2010 a Julio de 2011**

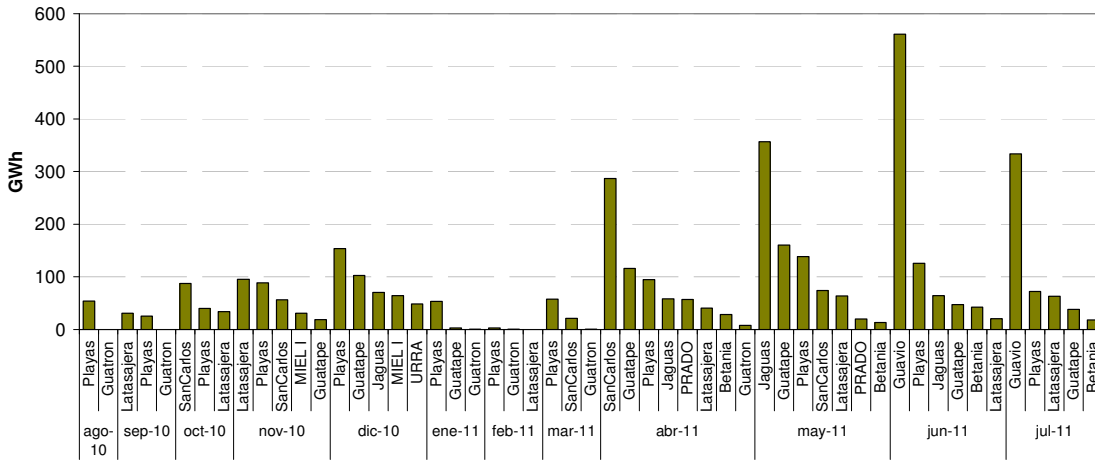


Gráfico No 14

3.1.5 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

**DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL
Agosto 2006 - Julio 2011**

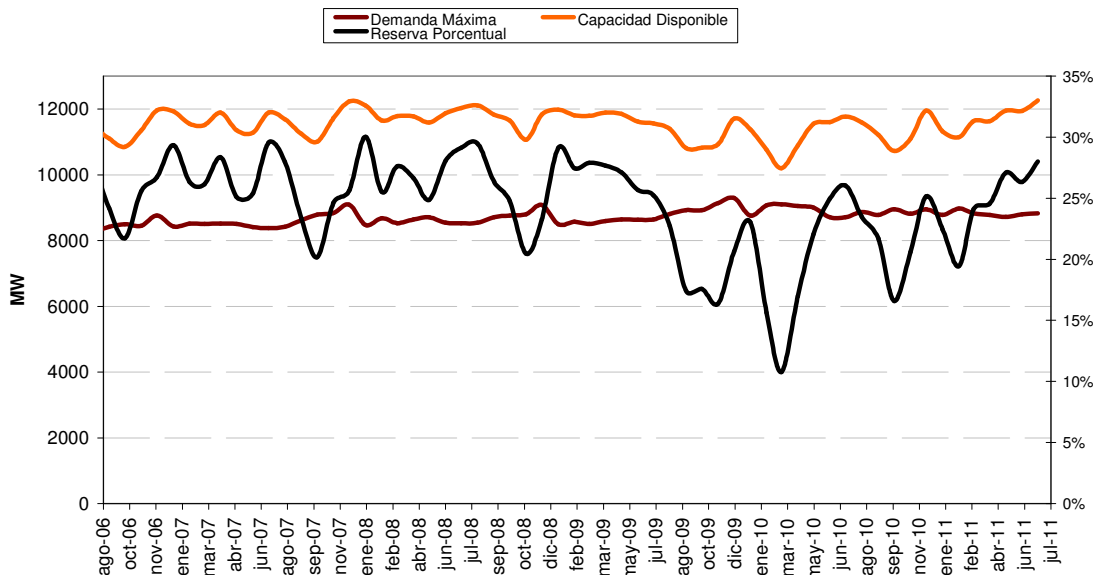


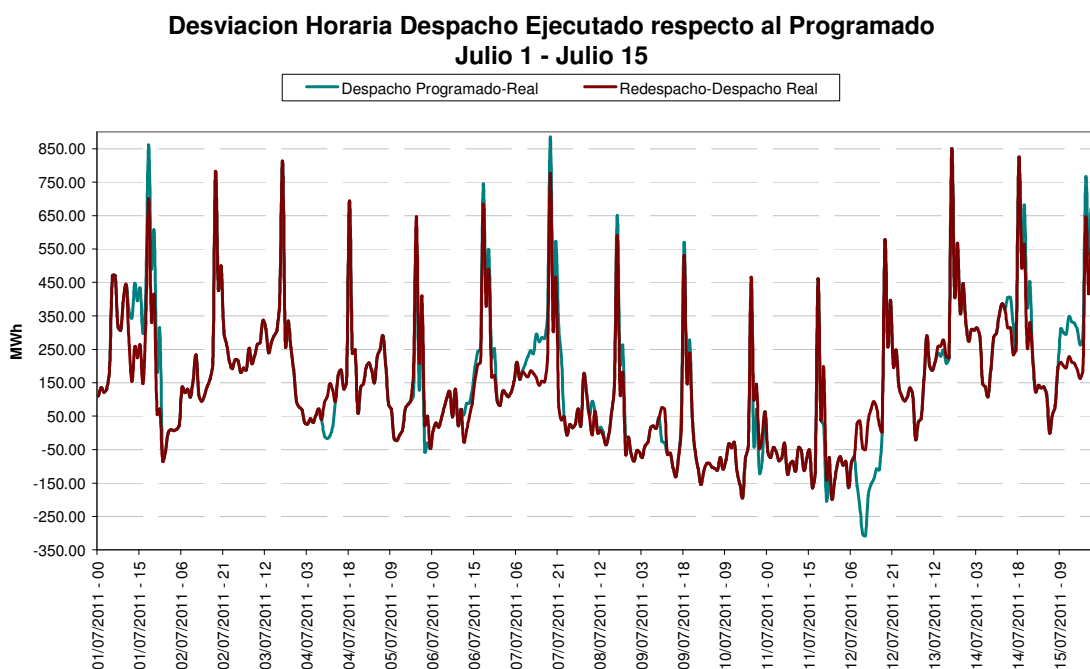
Gráfico No 15

El gráfico No 15 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.

En julio la demanda máxima de potencia fue 8.823 MW correspondiendo a un pequeño incremento con respecto a junio; la disponibilidad comercial recuperó los niveles de finales del 2007 y consecuentemente se observó un margen de reserva de capacidad relativamente holgado.

3.1.6 Desviación del Despacho Real

Los gráficos número 16-a y 16-b presentan a nivel horario y para el mes de julio, las desviaciones en MWh correspondientes al despacho programado menos la generación real y el re-despacho menos la generación real del SIN.



Las demandas máxima y mínima de 8.800 MW y 5.000 MW respectivamente, desde el punto de vista de la predicción de demanda pueden contener errores entre 440 y 250 MW, asumiendo un error de predicción del 5%. Las desviaciones del despacho en julio presentaron oscilaciones horarias entre +850 y -300 MWh, que no son explicables solamente por el efecto del error de predicción de la demanda. Además, la mayoría del tiempo, el programado superó lo despachado.

Desviación Horaria Despacho Ejecutado respecto al Programado Julio 16 - Julio 31

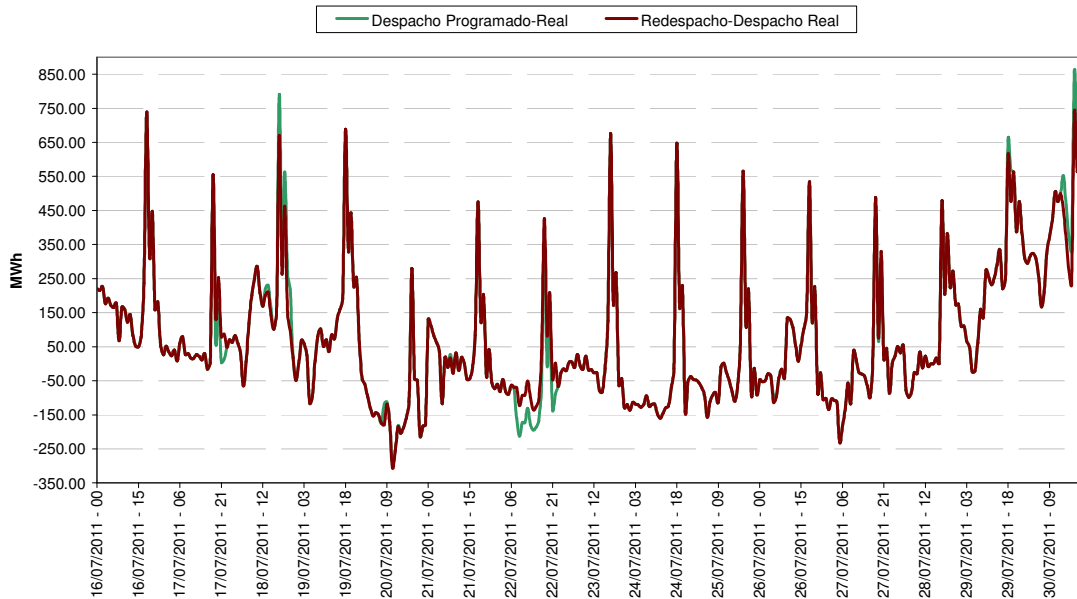


Gráfico No 16-b

Sorprende un patrón regular en la magnitud de las desviaciones; muy probablemente el comportamiento estacionario y cíclico de los desfases entre programación y despacho permite, mediante métodos de series de tiempo, introducir alguna variable adicional en la programación que reduzca aún más las diferencias.

Para el CSMEM, la generación de las plantas menores (600 MW), que no pertenecen al despacho centralizado, tampoco explica las desviaciones, puesto que al momento de despachar las plantas del sistema, el CND cuenta con un patrón de comportamiento de tales plantas que debería ser tenido en consideración.

Sin ser exhaustivos, otras circunstancias que pueden incidir en las desviaciones que se presentan en el despacho son: a) un error mayor del 5% en la predicción de la demanda, b) el error que introducen aquellos generadores que se desvían en su momento de las órdenes impartidas por el despacho, c) la falta de una sintonización mayor en la coordinación de la entrada/salida de unidades y en el seguimiento de las rampas de toma/disminución de carga, acordes con la curva de carga del sistema.

Por otra parte, las desviaciones del despacho real con respecto al despacho programado y con el reprogramado, deberían ser de la misma magnitud, puesto que

cualquier cambio en el despacho programado se re-despacha con una generación de similar magnitud a la que se afectó en el despacho programado.

El día 12 de julio a las 11 a.m. la desviación del despacho real con respecto al programado fue de 300 MW y con respecto al re-despacho fue 50 MW. Esta situación conlleva a inferir que para esa hora en el re-despacho se pudo haber realizado una corrección de la predicción de la demanda, o equivalentemente en el despacho de unidades, del orden de 250 MW.

3.1.7 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 17 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN; a pesar del ritmo de generación del parque hidráulico, al final de julio el nivel de los embalses no presentó reducción y correspondió al 85% de la capacidad útil, equivalente a 13.359 GWh.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de julio Antioquia presentó 95.0%, Oriente 90.2%, Valle 85.0%, Centro 66.7% y Caribe 60.9%. Además de algunos embalses de Antioquia entre ellos el Peñol que permanecen por encima del 100%, merece destacarse la situación de Betania, Guavio, Esmeralda y Calima que cerraron el mes por encima del 95%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 17 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 julio se sostuvieron los precios bajos de la bolsa que han caracterizado el spot desde abril, en respuesta a la persistencia de las lluvias en lo corrido del año y al buen nivel de los embalses. En este mes, además se observó una declinación en los precios máximos asociados a períodos de alto consumo. El precio máximo fue \$85.69/kWh y el precio mínimo \$38.89/kWh.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Febrero a Julio 2011

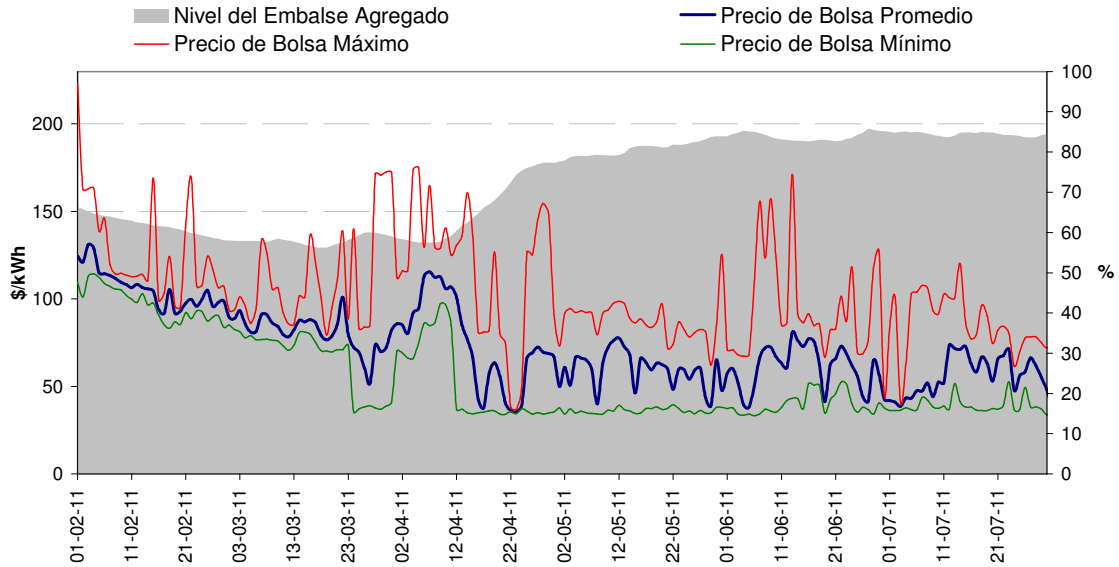


Gráfico No 17

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 18 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.

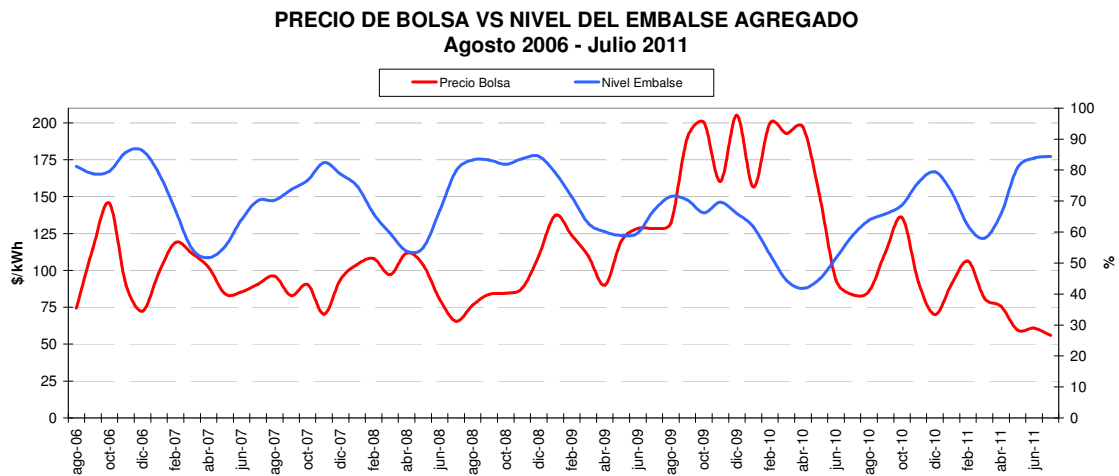


Gráfico No 18

Las reservas hídricas almacenadas en los embalses del SIN a finales de julio se mantuvieron respecto a las del mes anterior. En cuanto a la relación del nivel del embalse con respecto a los precios de bolsa, el gráfico ilustra claramente como el mercado se está ciñendo a los fundamentales: embalses elevados, precios bajos en la bolsa.

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 19 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.

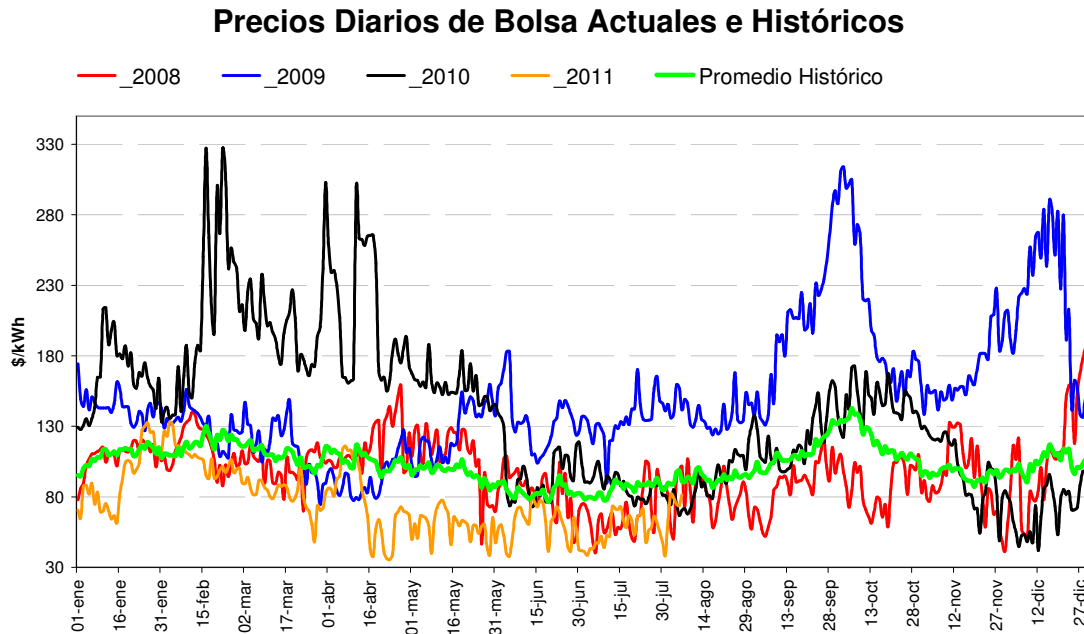


Gráfico No 19

Efectivamente el 2011 parece marcar un record de precios bajos en la historia reciente del mercado, este comportamiento muestra ausencia de poder de mercado y niveles intensos de competencia, por lo menos en épocas de hidrologías altas. Estos precios, si bien no son consistentes con la sostenibilidad financiera de los agentes en el largo plazo, muestran la eficiencia económica que se alcanza en un mercado de ofertas libres vs un mercado con mayor intervención y basado en costos. La señal de precios recoge el costo de oportunidad de los recursos.

3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

El gráfico No 20 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.

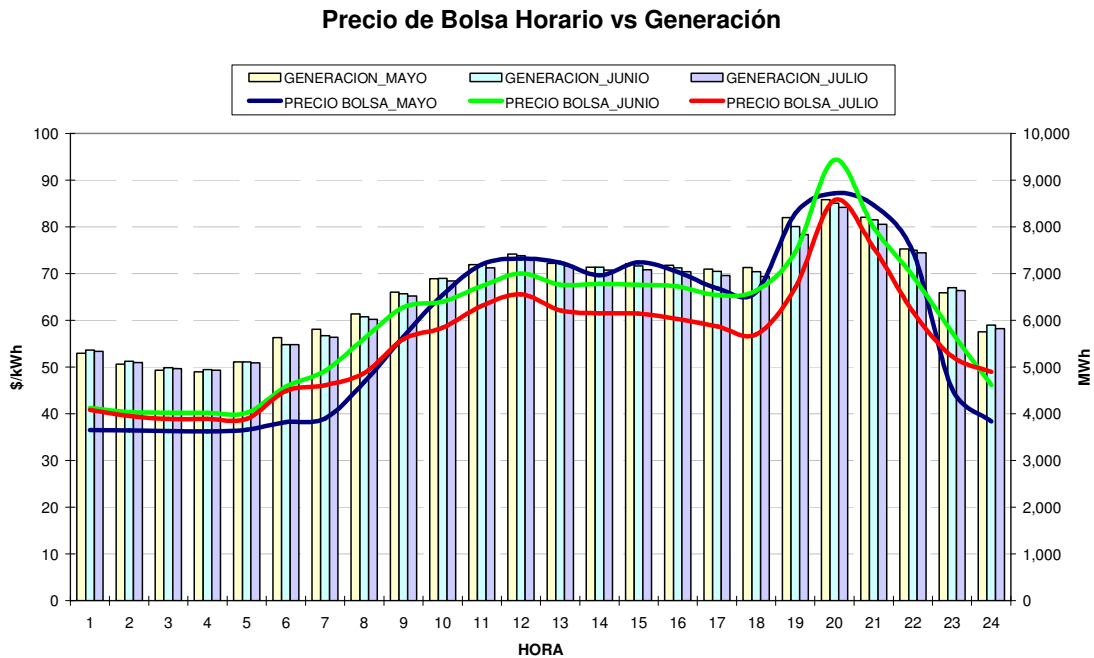


Gráfico No 20

El comportamiento horario del precio muestra que durante el mes de julio, consistentemente se redujo en forma paralela la curva horaria de precios, lo que muestra la baja dependencia de los recursos térmicos en la coyuntura actual. Similarmente, la generación horaria presentó tendencia a disminuir durante la mayoría de horas del día.

3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 21 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

Como consecuencia de la disminución de la curva horaria de precios, la distribución de precios para horas de consumos altos se desplazó hacia la izquierda. En horas de bajo consumo, la distribución no se puede mover porque los precios se despejan muy cerca del mínimo fijado por regulación.

Distribución del Precio de Bolsa

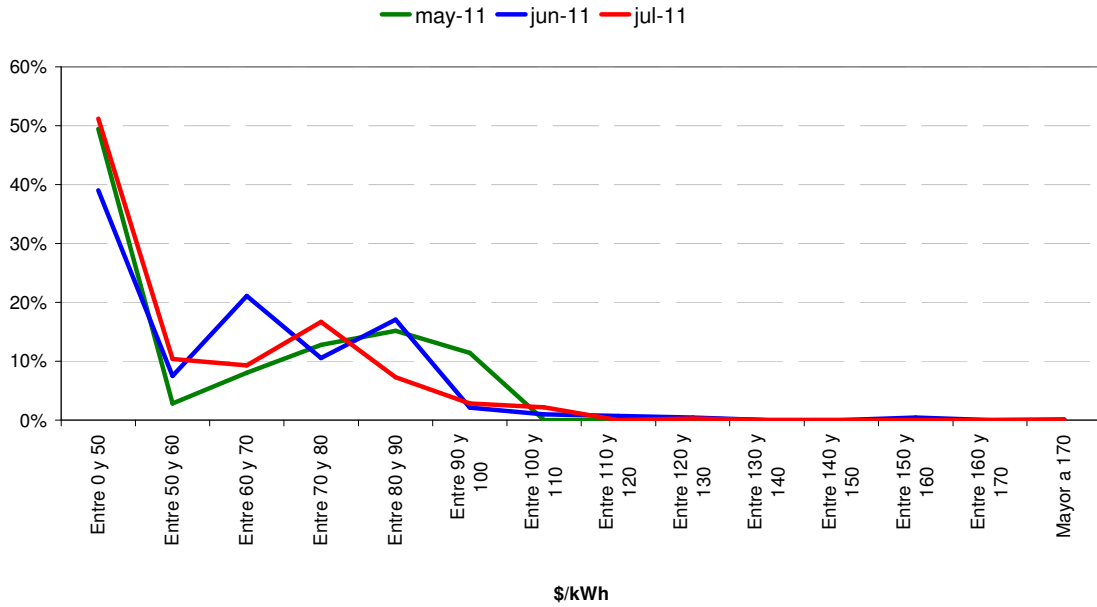


Gráfico No 21

3.2.6 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

PRECIO DE BOLSA VS PRECIO GAS NATURAL Agosto 2006 - Julio 2011

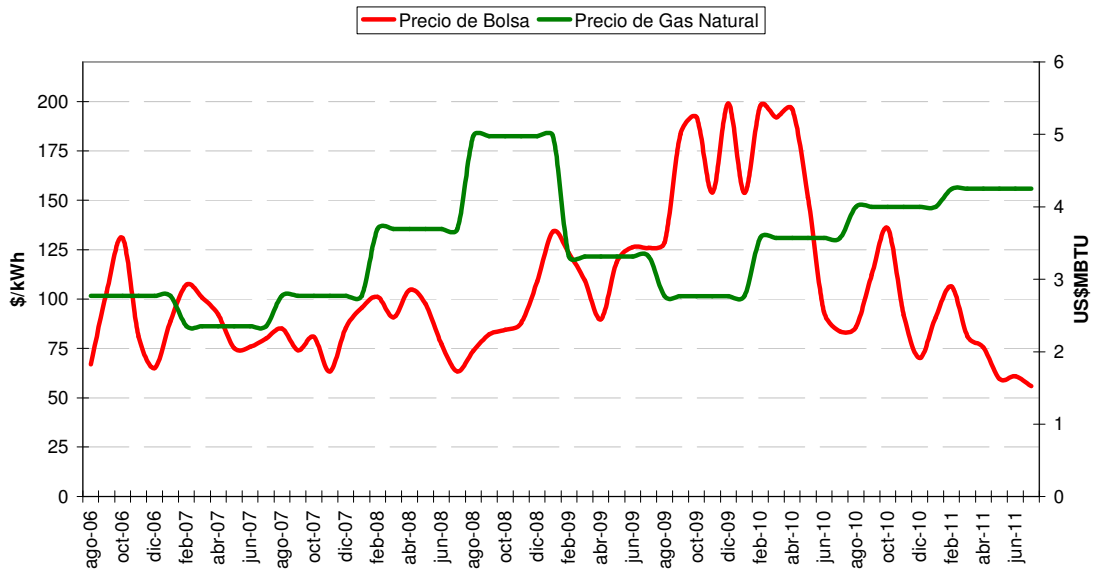


Gráfico No 22

El gráfico No 22 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.

Obviamente, puesto que el sector térmico no está muy activo en los despachos, la tendencia creciente del precio del gas, no incide en la formación de precios en la bolsa eléctrica. En agosto se reajustó drásticamente el precio del gas por el comportamiento del precio del petróleo y los índices del Nymex; aunque este dato será objeto de discusión en el siguiente informe, vale la pena advertir que el precio Guajira se encuentra muy por encima del precio del gas en el mercado internacional. No existe ninguna razón económica para que el país pague por un no transable, precios de este combustible por encima de los del referente internacional. Esta situación, por ahora no impacta el precio eléctrico, pero si se modifica la hidrología, va a traer sorpresas desagradables a los consumidores.

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 23 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
Agosto 2010 a Julio de 2011**

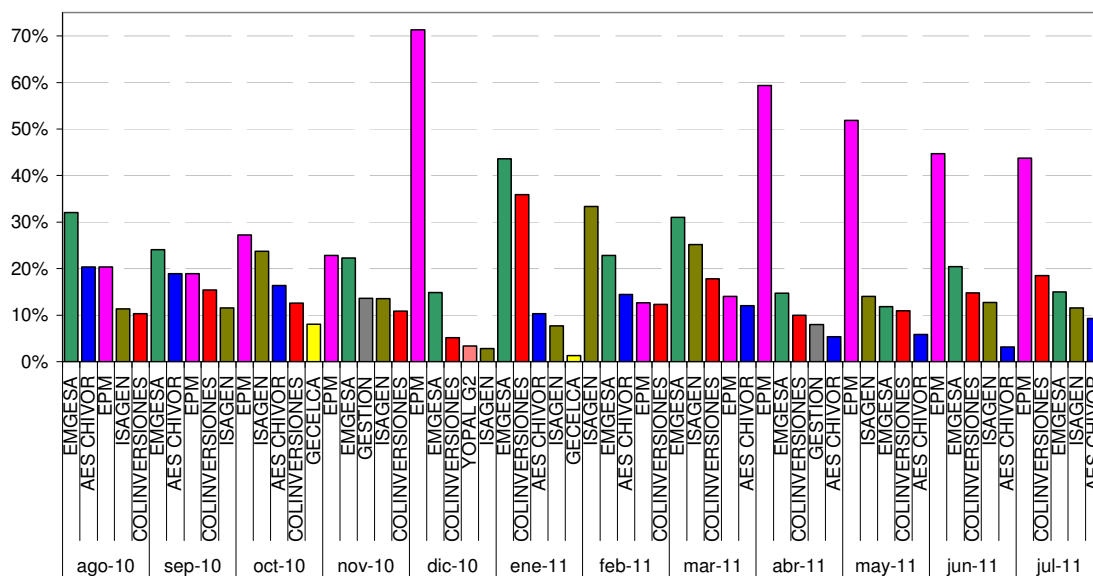


Gráfico No 23

En julio EPM continuó de líder con el mayor porcentaje de coincidencias del precio de bolsa, con un índice de 44%, que como fue mencionado anteriormente, es consistente con el elevado nivel de sus embalses y los cuantiosos aportes en Antioquia. Cuatro agentes: EPM, Colinversiones, Emgesa e Isagen en forma conjunta marcaron el precio de bolsa el 91% del tiempo.

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 24 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de dos rangos de precios de oferta.

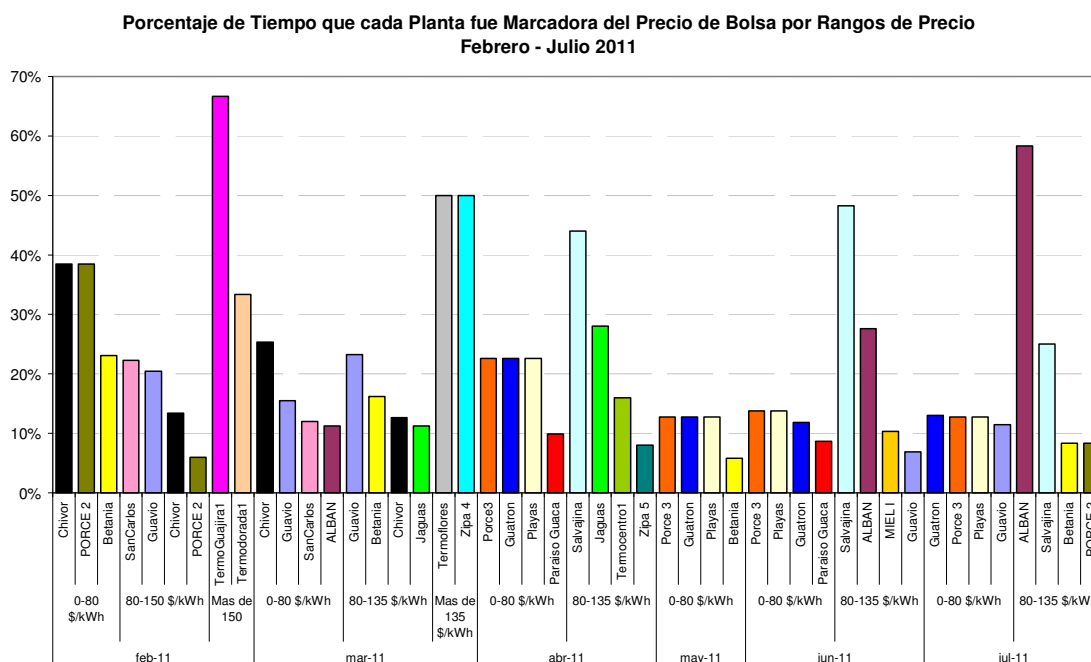


Gráfico No 24

Consistente con los índices de fijación de precios de los agentes, para el rango de precios de mayor frecuencia, las tres principales plantas marcadoras de precio se localizaron en Antioquia. En el rango de precios altos se destacaron Alban y Salvajina.

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.

Guavio con embalse al 96.5% y vertimientos importantes durante julio, en la primera semana presentó ofertas muy superiores al precio de bolsa, el resto del mes ofertó precios cercanos a él; un comportamiento similar tuvo Calima en la primera quincena del mes. Las plantas con niveles altos de embalse, Peñol, Playas y Jaguas, ofertaron precios mínimos con el fin de salir en despacho. Otras plantas con altos niveles de embalse, Porce, Betania, Chivor, presentaron ofertas cercanas al precio de bolsa.

El parque térmico en general ofertó precios que podrían reflejar sus costos marginales. Paipa, TermoCentro y Termozipa presentaron ofertas de \$80/kWh, \$120/kWh y \$130/kWh respectivamente. De otra parte las ofertas de TermoFlores estuvieron en \$400/kWh, mientras las de Candelaria superaron los \$1.000/kWh.

Es claro que algunas plantas térmicas están ofertando a precios que no guardan relación con su eficiencia y el costo de los combustibles. Este comportamiento no genera problemas en la coyuntura actual de embalses con niveles elevados, pero puede complicar el equilibrio del mercado en períodos menos húmedos.

Durante el mes de julio se reportó disponibilidad comercial del 100% en la mayoría de las plantas, Guavio tuvo disponibilidad del 80% en las primeras dos semanas del mes, Miel y Flores 65% y 0% respectivamente durante la primera semana y Jaguas estuvo indisponible totalmente los últimos 4 días del mes.

3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

**Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica
Agosto de 2009 a Julio de 2011**

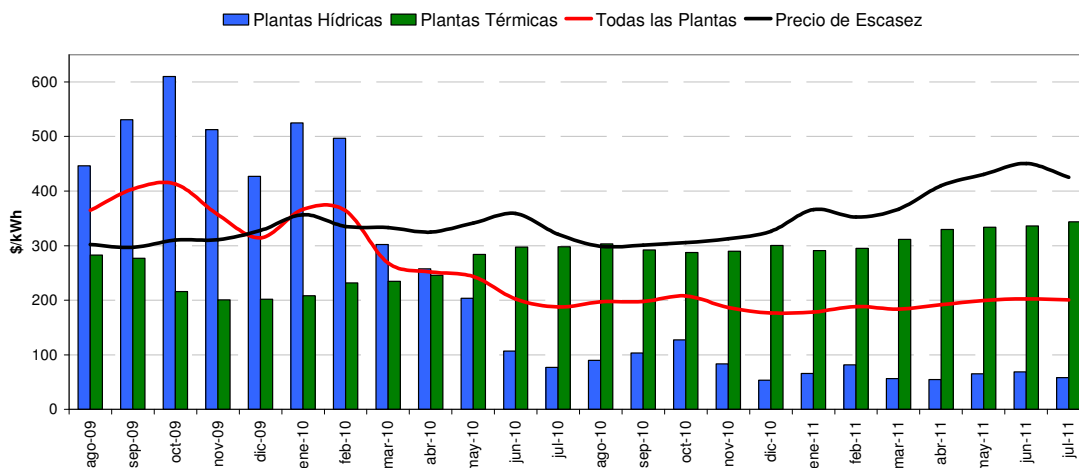


Gráfico No 25

El gráfico No 25 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total, y el precio de escasez, para los últimos 2 años.

El gráfico permite constatar el crecimiento sistemático de los precios promedio ofertados por el parque térmico, así como el nivel que ha alcanzado el precio de escasez, jalonado por el precio de los combustibles.

3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 26 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.

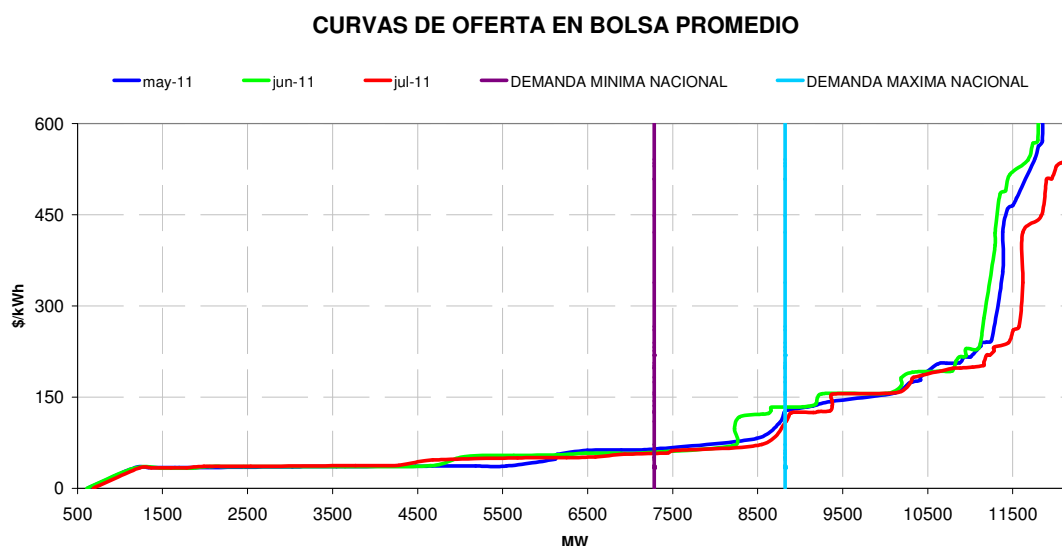


Gráfico No 26

La función de oferta en julio es muy similar a la observada en meses anteriores; de hecho, los tramos inelásticos identificados para rangos elevados de consumo se han suavizado.

3.3.6 Índice de Lerner Mensual

El gráfico No 27 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.

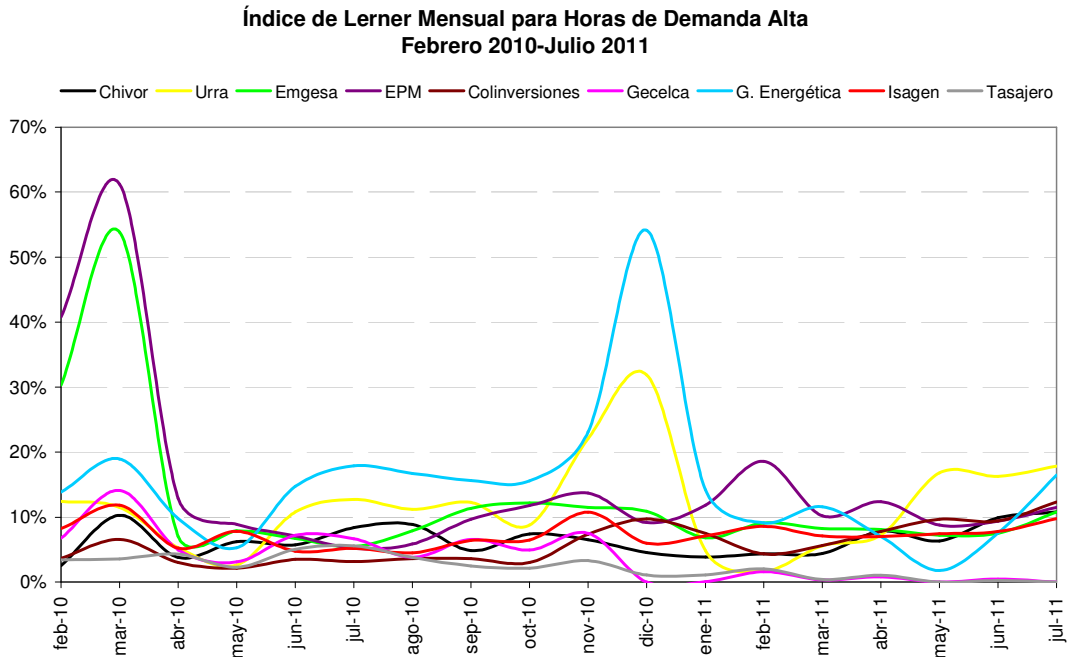


Gráfico No 27

El índice de Lerner para la franja de demanda alta confirma la ausencia de poder en las condiciones vigentes del mercado, situación que se repite en las franjas de demanda media y baja con índices aún menores. Ningún agente parece estar en capacidad de imponer unilateralmente las condiciones de precio del mercado.

3.3.7 Índice de Lerner Diario

El gráfico No 28 presenta para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner promedio diario, para el periodo de demanda alta, en los últimos doce meses.

En la franja de demanda alta, se presentaron valores diarios superiores al 40% en la primera quincena de julio, para Gestión Energética.

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta
Agosto 2010-Julio 2011**

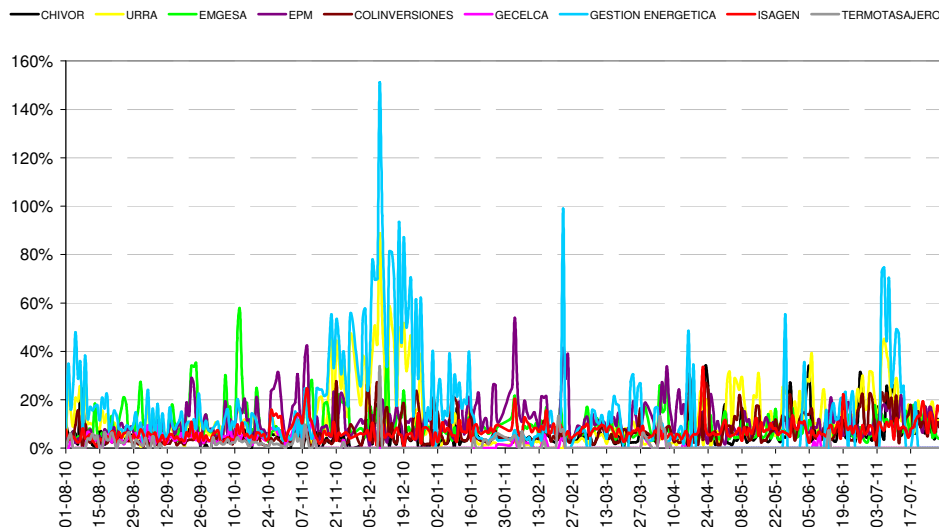


Gráfico No 28

3.3.8 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 29 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta en los últimos diez y ocho meses.

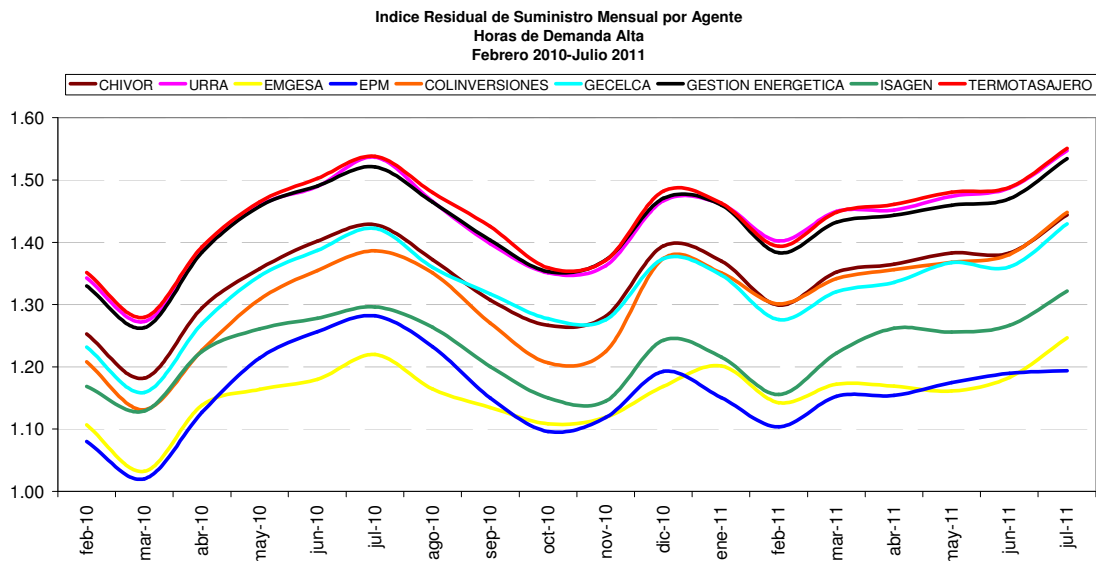


Gráfico No 29

El índice residual de suministro parece validar la ausencia de poder de mercado. Aún los dos mayores agentes, requerirían cerca de 20 puntos adicionales para adquirir una posición pivotal.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 30 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.

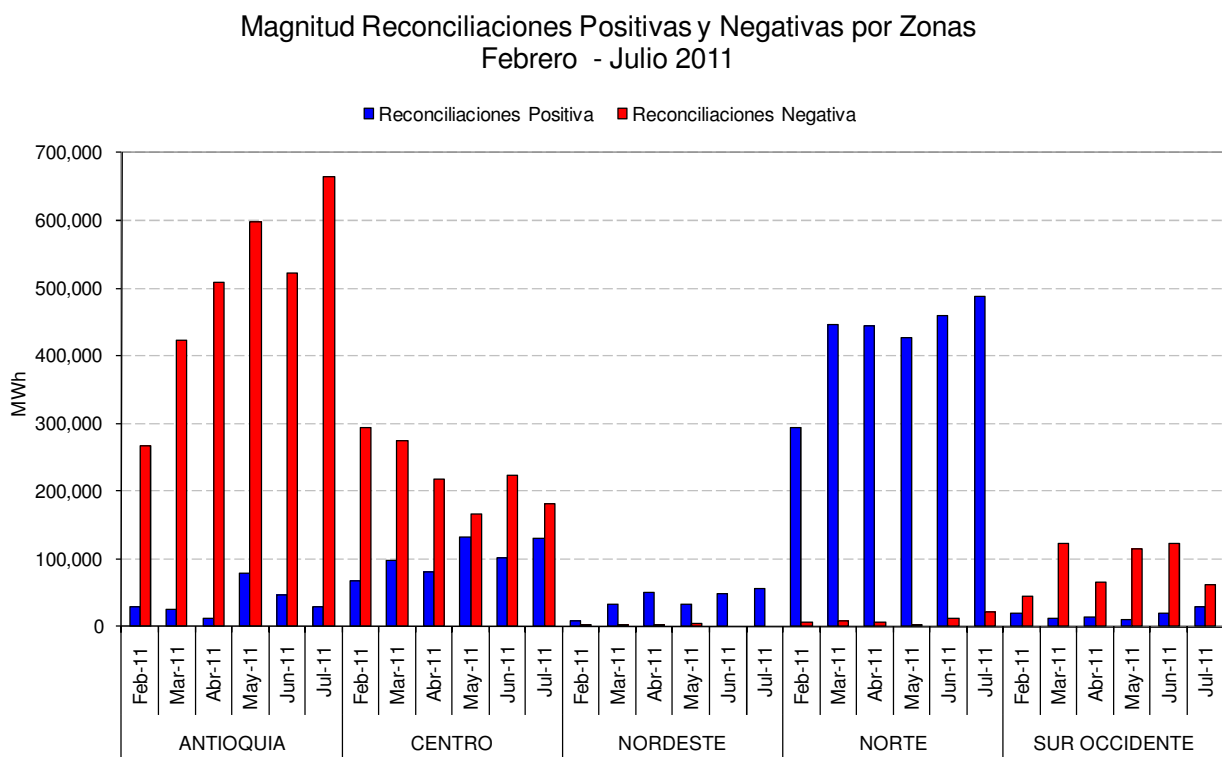


Gráfico No 30

En julio la magnitud de las reconciliaciones positivas presentó un aumento en las zonas Norte y Centro; además las reconciliaciones negativas aumentaron en Antioquia y disminuyeron en Centro y Suroccidente.

3.4.2 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 31-a y 31-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.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas
Febrero - Julio 2011

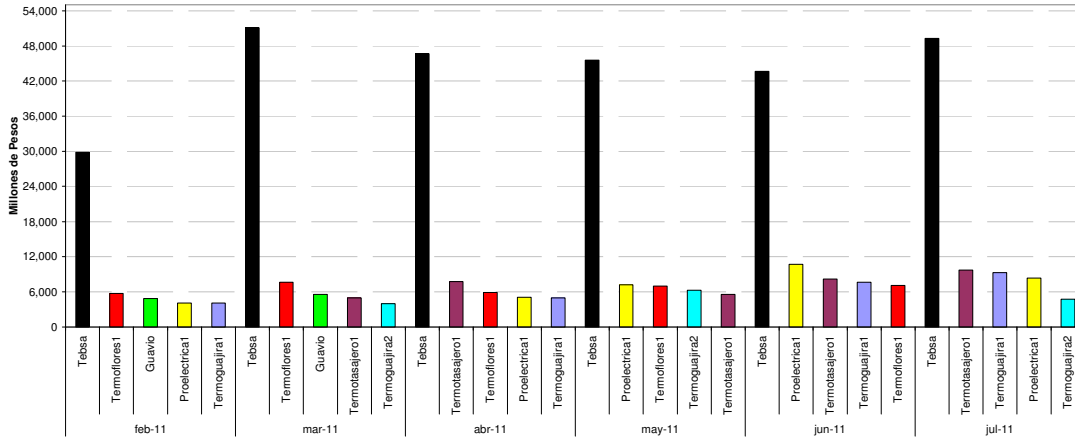


Gráfico No 31-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas
Febrero - Julio 2011

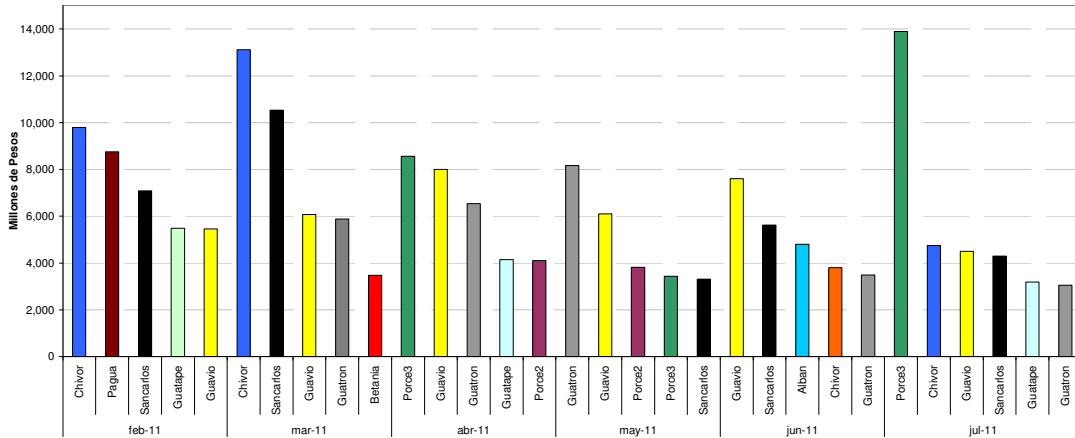


Gráfico No 31-b

La participación por plantas en las reconciliaciones positivas mantuvo un patrón de comportamiento similar al de los meses anteriores, en cambio en julio las reconciliaciones negativas ahora se concentraron en la planta de Porce 3 y además Chivor, Guavio y San Carlos tuvieron una participación importante en estas reconciliaciones.

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

El gráfico No 32 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.

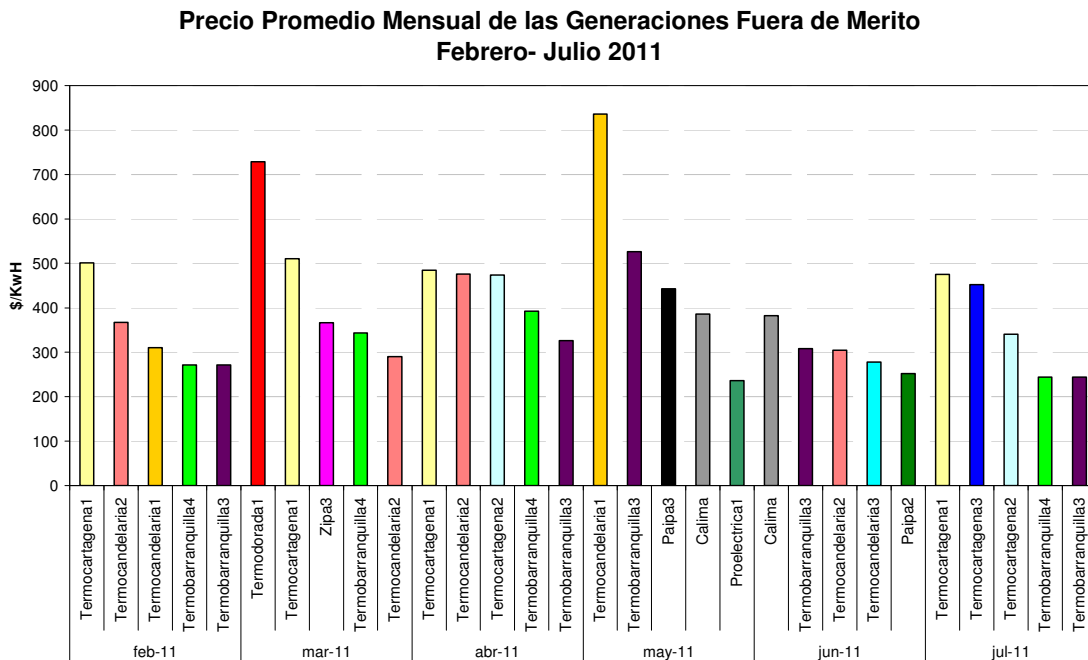


Gráfico No 32

En julio se presentaron precios para la generación fuera de mérito, superiores a \$450/kWh en TermoCartagena, lo cual refleja un costo de generación utilizando combustibles líquidos.

3.5.2 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 33 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

En julio el costo de las restricciones alcanzó la cantidad de \$60.000 millones de pesos, el aumento ocurrido está asociado al incremento en la generación de seguridad por restricciones de la red eléctrica y por soporte de voltaje del SIN.

**Costo Total de restricciones Para el Sistema
Agosto 2008 - Julio 2011**

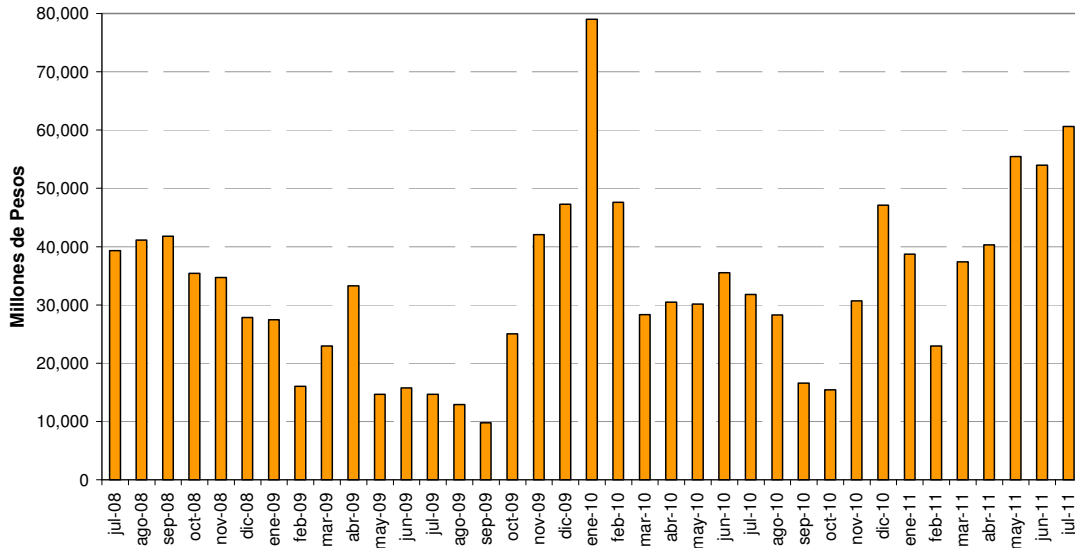


Gráfico No 33

3.6 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.6.1 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

**PRECIO DEL AGC VS PRECIO DE BOLSA
Agosto de 2009 a Julio de 2011**

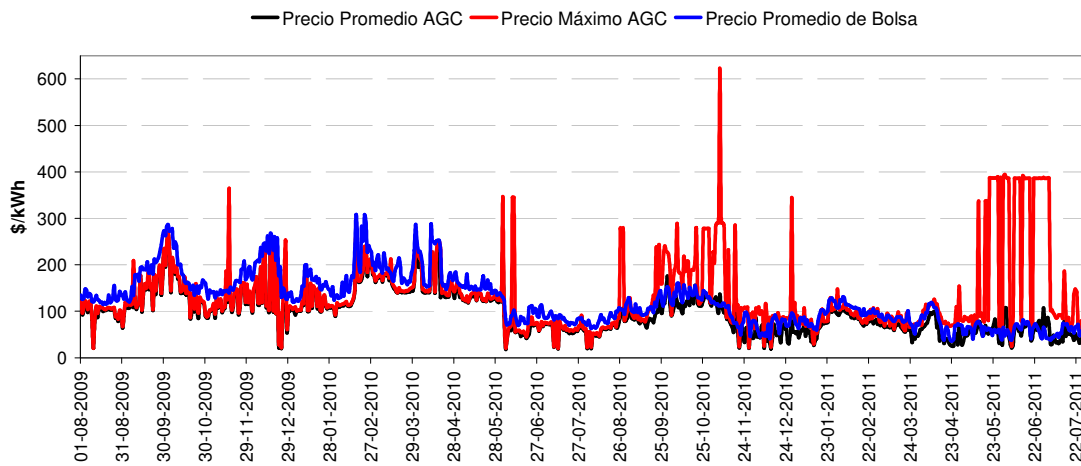


Gráfico No 34

El gráfico No 34 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. Se observa en julio una caída del precio máximo del AGC que se había situado cerca de \$400/kWh.

3.6.2 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 35 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

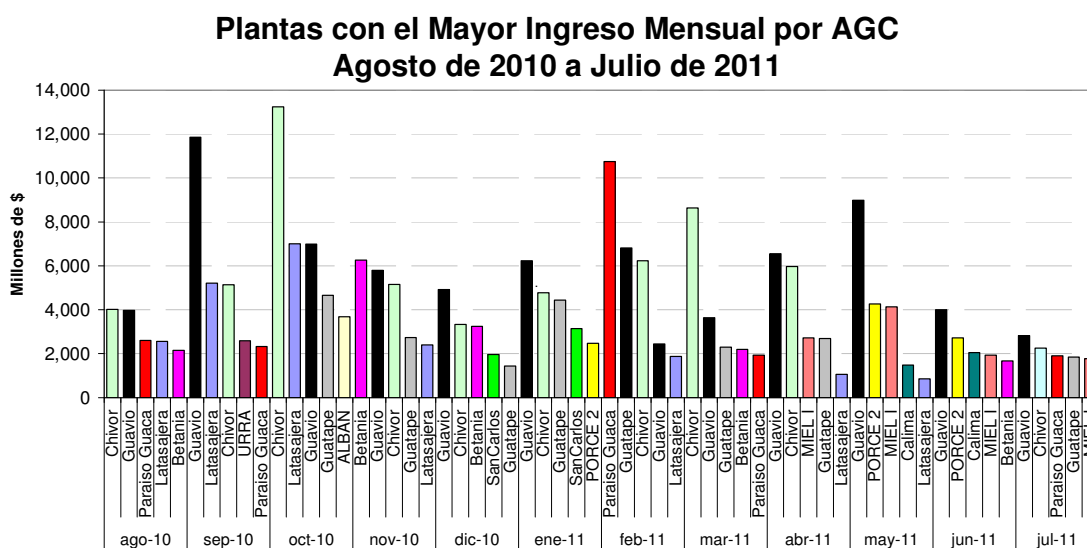


Gráfico No 35

En julio la planta con el mayor ingreso por servicio de AGC continuó siendo Guavio, en este mes retornaron también como prestadoras importantes del servicio, Chivor, Paraíso-Guaca y Guatapé.

3.6.3 Distribución del Servicio de AGC

El gráfico No 36 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.

Distribución del Servicio de AGC Julio de 2011

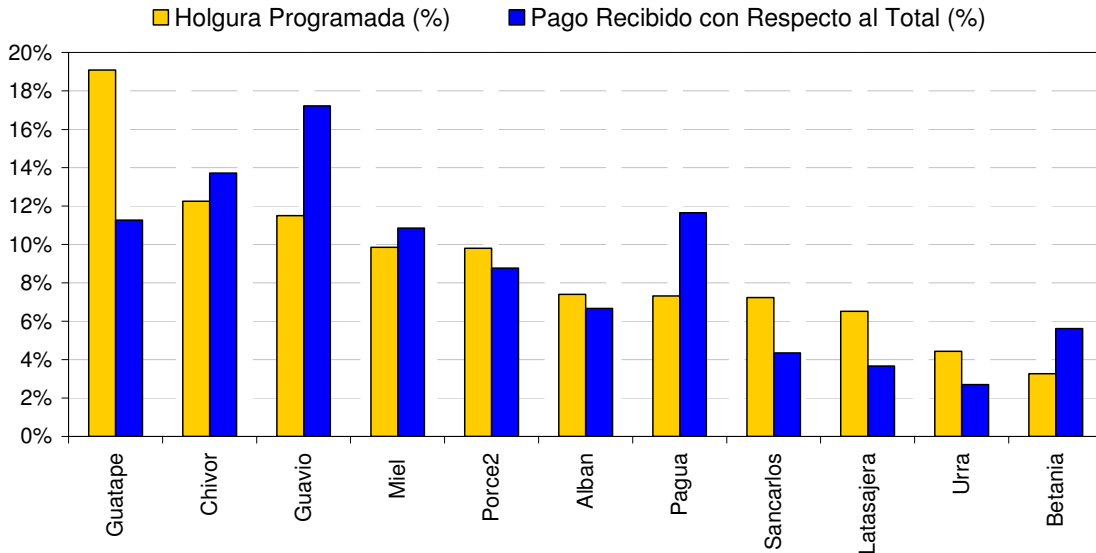


Gráfico No 36

En julio Guavio, Pagua, Betania y Chivor recibieron remuneraciones porcentuales superiores a la cantidad de servicio de AGC suministrado. Estos desbalances fueron compensados con menores remuneraciones principalmente en San Carlos, La tasajera y Urrá.

3.6.4 Costo mensual del servicio de RSF

El gráfico No 37 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.

Se observa como los costos mensuales del servicio de AGC han venido disminuyendo desde el mes de febrero de 2011, en forma consistente con la disminución de precios que ha presentado el spot.

Valor del AGC Mensual Agosto de 2008 a Julio de 2011

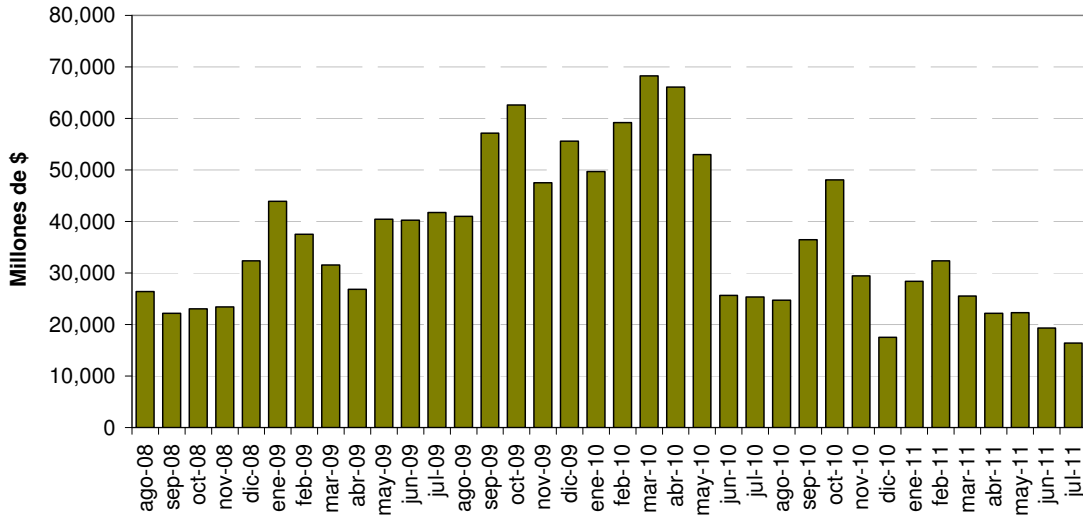


Gráfico No 37

3.7 Indicadores Operativos

3.7.1 Mantenimientos de Generación por Agente

**CONSIGNACIONES DE GENERACION POR AGENTE
Febrero-Julio 2011**

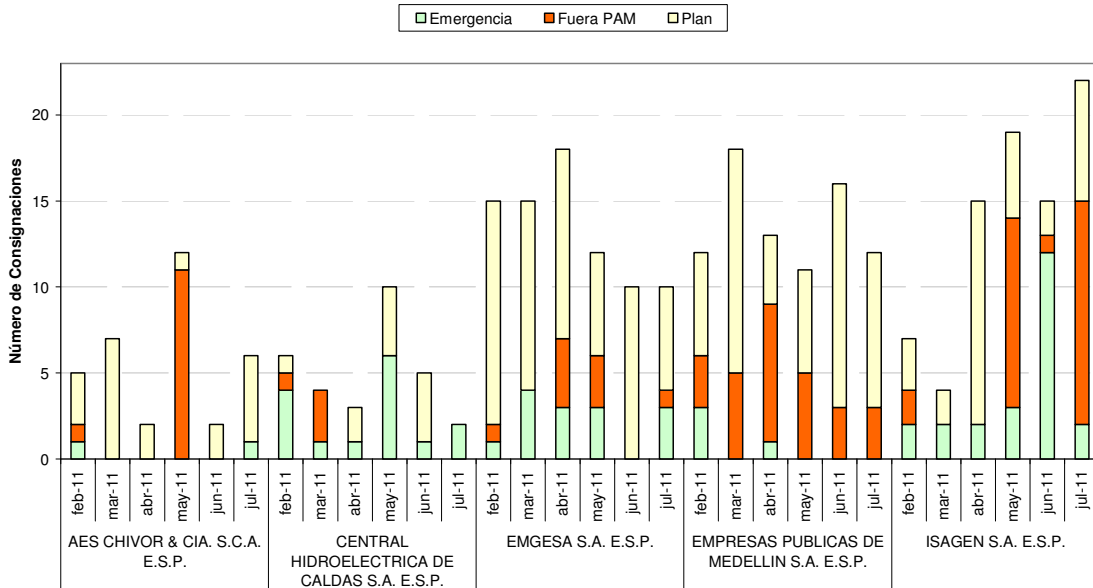


Gráfico No 38

El gráfico No 38 muestra el número de consignaciones de generación en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.

En julio Isagen presentó un aumento del 47% en el número de consignaciones con respecto a junio, adicionalmente, el número de consignaciones que en junio ocurrieron por emergencias, en julio se identificaron como realizadas fuera del plan de mantenimientos semestral.

3.7.2 Consignaciones de Transmisión por Agente

El gráfico No 39 muestra el número de consignaciones de transmisión nacional y regional en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.

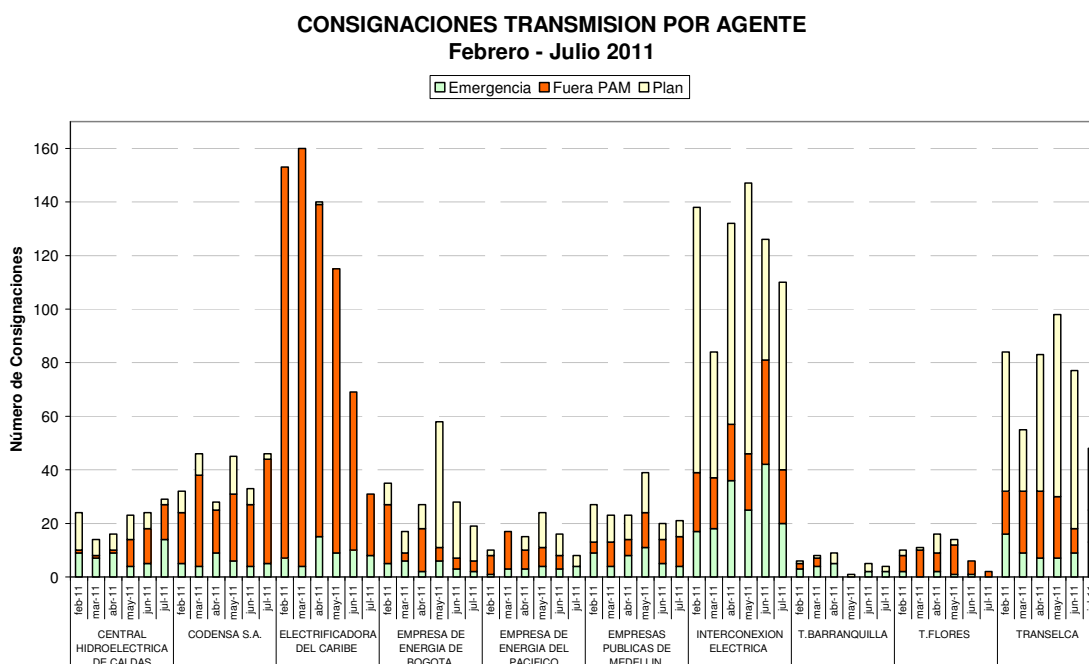


Gráfico No 39

Es interesante notar como Electricaribe en julio logró disminuir sustancialmente el número de consignaciones fuera del plan semestral de mantenimientos de transmisión que venían ocurriendo en los meses anteriores; una disminución importante también se observa en Transelca.

3.7.3 Eventos de Salidas de Subestaciones

La tabla No 5 presenta la información correspondiente a las salidas de subestaciones del SIN, ocurridas entre el 1 de enero y el 31 de julio de 2011. Esta información se ha extractado de los informes definitivos de eventos realizados por XM, en virtud de lo dispuesto en la Resolución CREG 080 de 1999.

Tabla No 5

No Total de Eventos en 2011	No de Eventos en julio de 2011	Empresa Operadora de la Subestación	Subestaciones Afectadas	Observaciones
7		Termoflores ESSA Emgesa Electrohuila TranSelca ISA	Flores a 230 kV Bucaramanga a 115 kV Betania a 115 kV Altamira a 230 kV Chinú a 110 kV Urrá a 230 kV	Eventos de meses anteriores
	1	EMSA	La Reforma 115 kV	Eventos Analizados en junio

3.7.4 Protecciones que Ocasionaron Salidas de Subestaciones

La tabla No 6 presenta para los meses transcurridos del año 2011, la información correspondiente al tipo de actuación de las protecciones que causaron desenergización de subestaciones, la cual pudo ocurrir por la operación de sus protecciones o por la operación de otras protecciones del sistema.

Tabla No 6

Actuación de protecciones que ocasionaron apertura de las S/Es	Número de casos (2011)
Actación adecuada	4
Actación indeseada en ausencia de falla	1
Actación inadecuada con falla	2
Total	7