

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 64 – 2011

PLAN DE EXPANSION DE GENERACION

CANCELACION Y ATRASO DE ALGUNOS PROYECTOS

Preparado por:

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

Bogotá, Noviembre 14 de 2011

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	CANCELACIÓN Y ATRASO DE ALGUNOS PROYECTOS	2
2.1	INTRODUCCIÓN	2
2.2	CANCELACIÓN DE PORCE IV Y MIEL II	2
2.3	ATRASO DE LOS PROYECTOS AMOYÁ, GECELCA 3 Y TERMOCOL	2
2.4	OEF ASIGNADAS EN LA PRIMER SUBASTA	3
2.5	EFFECTOS DE LAS CANCELACIONES Y ATRASOS	4
2.5.1	Respecto a OEF	4
2.5.2	Respecto a la Interconexión con Panamá	5
2.5.3	Respecto a Necesidades de Gas	6
2.6	PRÓXIMA SUBASTA 2015-2016	6
2.6.1	Bases de la Subasta	6
2.6.2	Cambios Regulatorios	7
2.6.3	Alternativas Tecnológicas	9
2.7	REFLEXIONES	9
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM	11
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	11
3.1.1	Generación del Sistema	11
3.1.2	Demanda del Sistema	11
3.1.3	Exportaciones e Importaciones de Energía	12
3.1.4	Aportes Hídricos Agregados	13
3.1.5	Vertimientos	13
3.1.6	Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible	14
3.1.7	Desviación del Despacho Real	15
3.1.8	Nivel de los Embalses	16
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	16
3.2.1	Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado	16
3.2.2	Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado	17
3.2.3	Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos	18
3.2.4	Precios de Bolsa Horarios vs Generación	19
3.2.5	Distribución del Precio de Bolsa	19
3.2.6	Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez	20
3.2.7	Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural	21
3.2.8	Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo	22
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	22
3.3.1	Agentes Marcadores del Precio	22
3.3.2	Plantas Marcadoras del Precio	23
3.3.3	Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad	24
3.3.4	Curvas de Oferta Promedio en Bolsa	25
3.3.5	Índice de Lerner Mensual	25
3.3.6	Índice de Lerner Diario	27
3.3.7	Índice Residual de Suministro	28
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	28
3.4.1	Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas	28
3.4.2	Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas	29
3.4.3	Participación de las Plantas en Reconciliaciones	30
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	31
3.5.1	Generación Fuera de Mérito	31
3.5.2	Costo Mensual de Restricciones	31
3.5.3	Generación Inflexible como Porcentaje de Demanda	32

3.6	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	33
3.6.1	<i>Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada</i>	33
3.6.2	<i>Precio del AGC vs Precio de Bolsa</i>	34
3.6.3	<i>Distribución del Servicio de AGC</i>	34
3.7	INDICADORES OPERATIVOS.....	35
3.7.1	<i>Consignaciones de Transmisión por Agente</i>	35
3.7.2	<i>Eventos Importantes del SIN</i>	36

Resumen Ejecutivo

Este informe analiza los efectos de la cancelación de dos proyectos del plan de expansión y de los atrasos que de acuerdo a las auditorías presentan algunos proyectos. Así mismo, se incluye un resumen de los parámetros de la próxima subasta de Obligaciones de Energía Firme - OEF, las modificaciones regulatorias efectuadas a las reglas de la subasta y unas reflexiones sobre los temas tratados.

El CSMEM considera que gracias al esquema adoptado por Colombia y la regulación desarrollada por la CREG, la cancelación y atrasos de proyectos del plan de expansión de generación, no ponen en peligro el abastecimiento adecuado de la demanda y la confiabilidad del SIN. En particular la dinámica del esquema de garantías y de subastas, en este caso ha permitido realizar a tiempo los correctivos necesarios.

El proyecto Porce IV propiedad de EPM, con asignaciones OEF a partir de diciembre de 2015, fue cancelado debido a problemas relacionados con la adquisición de predios e invasión de pobladores ajenos a la región. El proyecto Miel II propiedad de la Promotora Miel II con asignaciones OEF a partir de diciembre de 2014, fue cancelado por incumplimiento en la actualización de la garantía que respaldaba la obligación.

De acuerdo con la auditoría, el proyecto Amoyá presenta atraso de diez meses en su construcción, el proyecto Gecelca 3 un atraso de dos meses y el proyecto Termocol se encuentra en un estado crítico debido a problemas con el cierre financiero, la aprobación del punto de conexión y la contratación de los trabajos principales y existen altas probabilidades de que no se cumpla el plazo de entrada en operación comercial. Desde el punto de vista de las OEF, el impacto de estos atrasos no es significativo, máxime cuando las OEF asignadas superan ampliamente la demanda máxima proyectada.

La cancelación de Porce IV, presenta su máximo efecto a partir de diciembre de 2017, que sumado a la cancelación de Miel II, representa una disminución total de 1.146 GWh-año sobre un total de 78.044 GWh-año.

Dado que la cancelación de Miel II ocurrió después de la definición de la segunda subasta, su efecto aunque muy pequeño solo podrá ser compensado dentro de la realización de la tercera subasta; de otra parte la cancelación de Porce IV si era conocida y su efecto ya fue considerado en la oferta de la segunda subasta.

Si bien desde el punto de vista de las OEF, la cancelación de los proyectos Miel II y Porce IV y el atraso de Amoyá no afectan la confiabilidad del abastecimiento de la demanda, de las simulaciones realizadas por XM se obtuvo que la demanda puede ser atendida en forma satisfactoria hasta el año 2016, a partir del 2017 se requiere la entrada de los proyectos resultantes de la segunda subasta. El sector termoeléctrico podría consumir alrededor 400 GBTUD en los próximos veranos, lo cual indica la necesidad de contar con una alta disponibilidad de gas natural en los casos de hidrologías para condiciones de Niño.

Las modificaciones efectuadas por la CREG a las reglas de las subastas OEF para el cargo por confiabilidad, han sido realizadas con base en un análisis detallado de las experiencias obtenidas en la primera subasta. Merecen destacarse los cambios relacionados con la definición de plantas nuevas, la restricción de participación de plantas térmicas cuando sus costos variables de combustible superen el precio de escasez - parte combustible, el nivel de incertidumbre a la función de demanda de la subasta, el cambio en la información entregada en cada ronda, y la ejecución obligatoria de la subasta de sobre cerrado para plantas GPPS (plantas con periodo de construcción superior al de planeación).

Por otra parte la CREG analizó la conveniencia de realizar subastas por tecnología y concluyó que éstas no cambiarían el nivel de firmeza del sistema, pero si afectarían el nivel de competitividad del esquema.

En cuanto al desarrollo de los proyectos de generación tanto hidroeléctricos como termoeléctricos, el CSMEM ve con preocupación que los problemas ambientales y de carácter social, tales como la expedición de licencias, la adquisición de predios y las expectativas de la población, estén obstaculizando el desarrollo normal de los proyectos, al punto de llevarlos a su cancelación.

La experiencia reciente y exitosa de Gecelca con la construcción de una planta termoeléctrica a base de carbón, muestra como esta tecnología basada en el recurso primario más abundante que tiene el país, es competitiva y puede participar activamente en el mercado.

La segunda parte de este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en el mes de octubre, donde la generación de energía acumulada anual (sep 2010 – oct 2011) tuvo un crecimiento de 3.6%; de otra parte para este mismo periodo acumulado la demanda eléctrica creció 2.3% anual, que representa menos de la mitad del crecimiento del PIB.

Los aportes hídricos al SIN significaron un incremento de 19% respecto a los promedios históricos para este mes; el nivel del embalse agregado del SIN a final del mes correspondió al 84.5% de la capacidad útil.

El nivel de precios de bolsa cayó aún más en octubre, en comparación con los niveles ya bajos de los meses anteriores, transmitiendo la señal de abundancia del recurso hídrico, pero en horas de alto consumo aún se observa una alta volatilidad y niveles de precios elevados. El máximo precio horario promedio se desplazó de la hora 20 a la hora 19.

Las condiciones hidrológicas han permitido que los mayores costos del gas natural no se transmitan de forma importante en la formación del precio de bolsa. No obstante, el precio del gas está más de un 50% por encima del referente internacional. Cuando se requiera la generación térmica, los precios tan elevados del gas natural podrían presionar el spot eléctrico al alza de forma significativa.

Las plantas con vertimientos ofertaron al precio mínimo permitido, también se observó el papel de plantas con muy baja capacidad de embalse en la formación de precio en horas de alta demanda. En general las ofertas de las plantas térmicas han retornado a niveles “normales” que recogen las condiciones del mercado de insumos, no obstante, las plantas a carbón están ofertando por encima de los precios históricos, probablemente por el aumento en el costo de este combustible.

La magnitud de las reconciliaciones positivas mantuvo su tendencia de crecimiento, lo cual obedece principalmente a los atentados en la red de transmisión en la parte nor-oriental de Antioquia que impiden las transferencias de energía a la costa Caribe y los atrapamientos de generación existentes en la zona Norte. Consecuentemente, la generación fuera de mérito mantuvo su tendencia creciente, que además presentó un pico correspondiente a las medidas precautelativas con generaciones de seguridad el día de elecciones.

Desde el mes de abril, los precios máximos del AGC se han mantenido oscilando entre \$300/kWh y \$400/kWh, valores que son elevados y sin relación con los bajos precios de bolsa; esta situación podría indicar un comportamiento estratégico de algunos agentes en la prestación del servicio.

En cuanto a mantenimientos en octubre, en Electricaribe todas las consignaciones de transmisión se realizaron fuera del plan de mantenimiento programado o fueron de emergencia, en Codensa se presentó una situación similar.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Cancelación y atraso de algunos proyectos del plan de expansión, b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de octubre del 2011.

a) Cancelación y Atraso de Algunos Proyectos del Plan de Expansión

En este informe se efectúa un análisis de los efectos que tienen sobre el plan de expansión de generación, dos proyectos que han sido cancelados, así como algunos atrasos identificados por las auditorías realizadas. Se presenta un resumen de los parámetros de la próxima subasta de Obligaciones de Energía Firme - OEF, las modificaciones regulatorias efectuadas a las reglas de la subasta y unas reflexiones sobre los temas tratados.

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 octubre de 2011, un comportamiento que merece destacarse.

2 Cancelación y Atraso de Algunos Proyectos

2.1 Introducción

Asociado al cargo por confiabilidad se definieron las subastas de Obligaciones de Energía Firme - OEF, las cuales tienen por objeto asignar las OEF entre los generadores y los inversionistas, para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes. La primera de estas subastas se realizó en el año 2008 y definió el plan de expansión de generación a partir de diciembre de 2011 y hasta diciembre de 2018.

A continuación se presentan los efectos de la cancelación de dos proyectos de ese plan de expansión y de los atrasos que de acuerdo a las auditorías presentan algunos proyectos. Así mismo, se incluye un resumen de los parámetros de la próxima subasta, las modificaciones regulatorias efectuadas a las reglas de la subasta y unas reflexiones sobre los temas tratados.

2.2 Cancelación de Porce IV y Miel II

El proyecto Porce IV propiedad de EPM, con capacidad de 400 MW, una ENFICC (Energía firme para el Cargo por Confiabilidad) de 962 GWh-año, con asignaciones OEF a partir de diciembre de 2015, fue cancelado debido principalmente a problemas relacionados con la adquisición de predios e invasión de pobladores ajenos a la región. Debido a esta situación la CREG inició una actuación administrativa respecto al incumplimiento grave e insalvable del proyecto.

El proyecto Miel II propiedad de la Promotora Miel II (consorcio EPSA-GENSA), con una capacidad de 135.2 MW y una ENFICC de 184 GWh-año asignada en OEF a partir de diciembre de 2014. De acuerdo con la firma auditora, el proyecto presenta atrasos en la construcción que son recuperables; por otra parte, sus OEF han sido retiradas por incumplimiento en la actualización de la garantía que respaldaba la obligación y consecuentemente se hizo efectiva dicha garantía.

2.3 Atraso de los Proyectos Amoyá, Gecelca 3 y Termocol

El proyecto hidroeléctrico Amoyá, propiedad de Isagen, tiene una capacidad de 78 MW y una ENFICC de 215 GWh-año asignada en OEF a partir de diciembre 1 de 2011. De

acuerdo con la auditoría, el programa de construcción presenta atrasos que llevarían a la puesta en operación comercial el 20 de septiembre de 2012. Para cubrir este atraso, Isagén amplió el monto y la vigencia de la garantía.

El proyecto termoeléctrico a carbón Gecelca 3 de propiedad de Gecelca, tiene una capacidad de 150 MW y una ENFICC de 1.120 GWh-año asignada en OEF a partir de diciembre de 2012. De acuerdo con la firma auditora presenta un pequeño atraso de dos meses en la construcción.

El proyecto termoeléctrico Termocol a base de gas, propiedad del Grupo Poliobras, tiene una capacidad de 210 MW y una ENFICC de 1.682 GWh-año asignada en OEF a partir de diciembre 1 de 2012. La Auditoría considera que el proyecto se encuentra en un estado crítico, ya que si no se producen a la mayor brevedad el cierre financiero y la aprobación del punto de conexión, así como la contratación de los trabajos principales para el proyecto, existen altas probabilidades de que el plazo declarado para la operación comercial de la planta no se pueda cumplir. En estas condiciones y dado que faltando un año para la entrada en operación, aún no ha salido la convocatoria de la UPME para la línea de transmisión que conectará el proyecto al SIN, el CSMEM considera que este proyecto difícilmente podrá cumplir su compromiso contractual.

2.4 OEF Asignadas en la Primer Subasta

Tabla No 1 – Plan de Expansión

EXPANSION DEL PARQUE GENERADOR 2011 - 2018									
PLANTA	AGENTE	Capacidad MW	OEF en GWh-año						
			Dic-11	Dic-12	Dic-14	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Dic-18
Existente ¹			65,710						
Porce III	EPM	660	3,363						
Amoyá	Isagen	78	215						
Miel 1	Isagen			808					
Termocol	Poliobras	210		1,682					
Gecelca-3	Gecelca	150		1,120					
Cucuana	EPSA	60			49	50			
Sogamoso	Isagen	800			400	800	1,550	2,300	2,350
Miel 2	EPSA	135			184				
Quimbo	Emgesa	420			400	850	1,350	1,650	
Porce IV	EPM	400				321	641	962	
Ituango	Hidro-Ituango	1,200							1,085
TOTALES		4,113	69,288	3,610	1,033	2,021	3,541	4,912	3,435
1 OEF de plantas actualmente en operación									

La tabla No 1 presenta las Obligaciones de Energía Firme asignadas en la primer subasta; en la tabla se han incluido además las OEF correspondientes a las plantas de generación existentes en la actualidad y las del proyecto especial Porce III, que aunque sus obligaciones inician en diciembre 1 de 2011, ya se encuentra en operación.

2.5 Efectos de las Cancelaciones y Atrasos

2.5.1 Respecto a OEF

En el gráfico No 1 se muestra la proyección de demanda máxima de energía realizada por la UPME en el mes de julio de 2011, las OEF resultantes de la primer subasta, acumuladas con las de las plantas de generación existentes, y las OEF acumuladas y afectadas por la cancelación de los proyectos Miel II y Porce IV y los atrasos de los proyectos Amoyá, Gecelca 3 y Termocol (se ha supuesto que Termocol presenta un atraso de 6 meses). En el gráfico los años mostrados corresponden a los periodos de vigencia de las OEF, de tal forma que por ejemplo el año 2012, corresponde al acumulado del periodo dic 2011 – nov 2012.

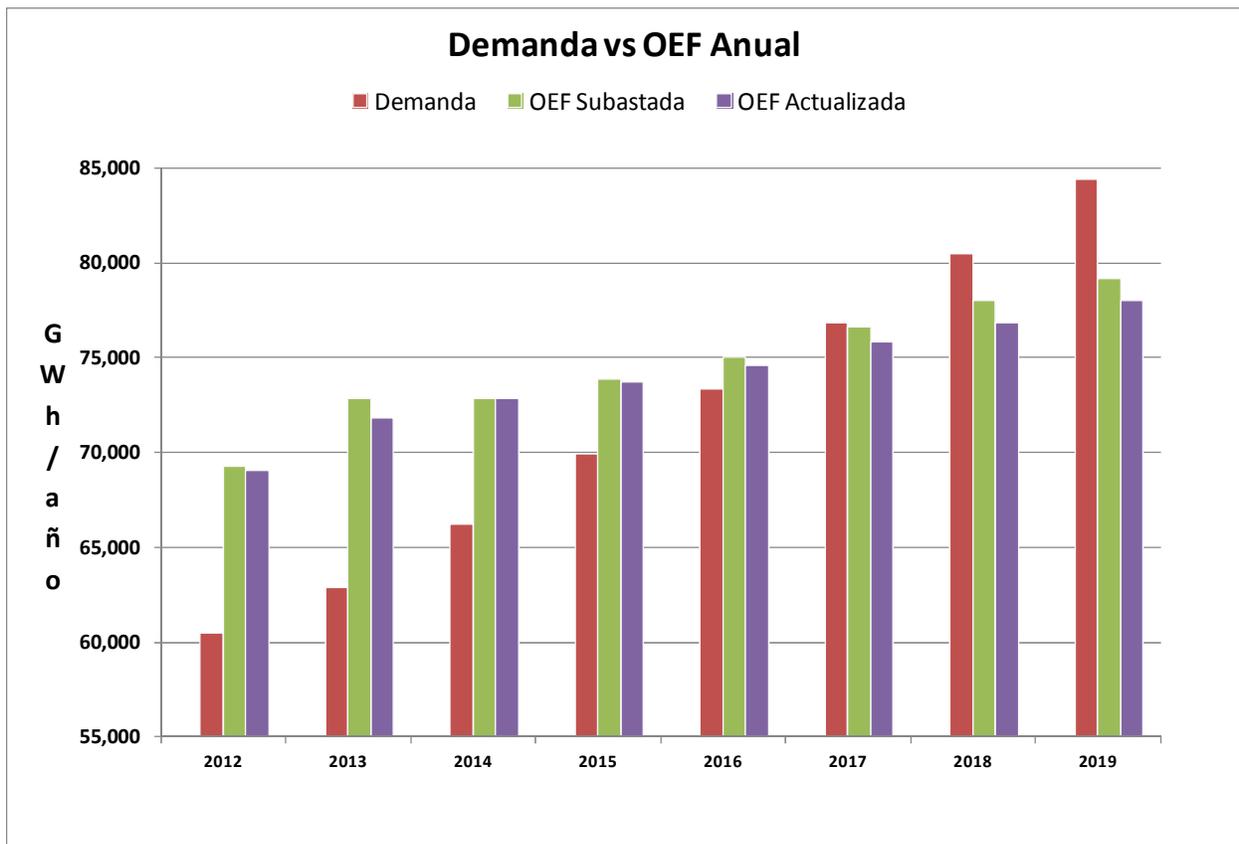


Gráfico No 1

En el gráfico se observa como el impacto del atraso de 10 meses del proyecto Amoyá, en el año 2012 (dic 2011 – nov 2012), no es significativo ni visible, ya que solo representa una disminución de 179 GWh sobre un total de 69.288 GWh-año (0.26%).

El impacto del atraso de 2 meses de Gecelca 3 y los 6 meses supuestos en Termocol, en el periodo dic 2012 – nov 2013, corresponde a una disminución de 1.029 GWh sobre un total de 72.898 GWh-año (1.41%), que tampoco es representativo, máxime cuando las OEF superan ampliamente la demanda máxima proyectada del periodo.

La cancelación del proyecto Miel II, cuyas OEF iniciaban a partir de diciembre de 2014, solo representan una disminución anual de 184 GWh sobre un total 73.931 GWh-año (0.25%).

Finalmente la cancelación de Porce IV, cuyas obligaciones iniciaban a partir de diciembre de 2015, representan en ese momento una disminución de 321 GWh; su máximo efecto ocurre a partir de diciembre de 2017, que sumado a la cancelación de Miel II, representa una disminución total de 1.146 GWh sobre un total de 78.044 GWh-año (1.46%).

En la segunda subasta de OEF a ser realizada en diciembre de 2011, la subasta de reloj descendente cubre el periodo dic 2015 – nov 2016. Dado que la cancelación de Miel II ocurrió después de la definición de esta subasta, su efecto aunque muy pequeño como ya se analizó anteriormente, no podrá ser compensado hasta la realización de la tercera subasta. De otra parte la cancelación de Porce IV si era conocida y su efecto fue considerado en la oferta de la segunda subasta.

En conclusión el CSMEM considera que de acuerdo con el balance energético presentado en el gráfico No 1, la disminución de las OEF debido a las cancelaciones y atrasos anteriormente analizados, no pone en peligro el abastecimiento adecuado de la demanda y la confiabilidad del SIN.

2.5.2 Respecto a la Interconexión con Panamá

La demanda de energía del gráfico No 1, no contempla la entrada en operación de la línea de interconexión con Panamá; su entrada se estima a finales del año 2014, con una exigencia de 2.628 GWh-año correspondientes a 300 MW promedio. En esta situación y teniendo en cuenta la cancelación de los dos proyectos y los atrasos identificados, las OEF asignadas sobrepasan la demanda total de energía en el periodo

dic 2014 – nov 2015 y consecuentemente podrá abastecerse adecuadamente la demanda asociada con esta interconexión.

A partir del año 2016, debido a la interconexión con Panamá se requerirá aumentar la OEF asignadas con nuevos proyectos de generación, ya que la demanda superará las que actualmente están asignadas. Esta situación ya está contemplada en la próxima subasta de OEF que se realizará en diciembre de 2011.

2.5.3 Respecto a Necesidades de Gas

Si bien desde el punto de vista de las OEF, la cancelación de los proyectos Miel II y Porce IV y el atraso de Amoyá no afectan la confiabilidad del abastecimiento de la demanda, por otra parte es necesario tener en cuenta que esta generación de tipo hidráulica deberá ser reemplazada con recursos térmicos y principalmente por gas, lo cual podría agudizar la ya compleja situación del abastecimiento del gas.

XM realizó simulaciones de los despachos de energía, considerando el escenario de demanda alta de la UPME, la cancelación de los proyectos Porce IV y Miel II, el atraso de un año en la fecha de entrada en los proyectos Termocol, Gecelca y Quimbo, la salida de Termovalle durante un año a partir de octubre de 2011, la interconexión con Panamá a partir de enero de 2015 y asumiendo que no existieran restricciones en el abastecimiento de gas natural.

Con los supuestos considerados, se obtuvo que la demanda puede ser atendida en forma satisfactoria hasta el año 2016. A partir del 2017 se presentan déficit debidos a la falta de nueva expansión en el largo plazo, los cuales deberían ser compensados con los proyectos resultantes de la segunda subasta. El sector termoeléctrico podría requerir cantidades de gas natural que inician alrededor 400 GBTUD en los próximos veranos, con tendencia a incrementarse con el tiempo, lo cual indica la necesidad de contar con una alta disponibilidad de gas natural, en los casos de hidrologías para condiciones de Niño.

2.6 Próxima Subasta 2015-2016

2.6.1 Bases de la Subasta

La segunda subasta para la asignación de OEF del Cargo por Confiabilidad está definida para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2015 y el 30 de noviembre de 2016 y su apertura será el 5 de diciembre de 2011. La demanda objetivo considera el escenario de proyección alto de demanda, definido por la UPME en

Noviembre de 2010, aumentado para considerar la energía requerida para atender la capacidad de la interconexión con Panamá de 300 MW y el incremento de consumo que ocurre en los procesos de refrigeración y aire acondicionado debido al incremento de la temperatura ambiente. En esta forma para la subasta de reloj descendente, la demanda objetivo se estableció en 77 TWh/año.

El costo del entrante se fijó en US\$14/MWh, el cual se calculó de acuerdo a la regulación, con base en los precios del entrante (US\$13,85/MWh) y de cierre (US\$13.998/MWh), de la primer subasta.

La entrega y apertura de sobres cerrados para la subasta GPPS se realizará el 23 de diciembre y la asignación de las OEF a agentes con GPPS tendrá lugar el 27 de diciembre de 2011.

2.6.2 Cambios Regulatorios

La resolución CREG 139 de 2011 introdujo varias modificaciones a las subastas de Obligaciones de Energía Firme, con el fin de corregir imperfecciones identificadas después de la realización de la primera subasta, un resumen se incluye a continuación:

- La definición de planta y/o unidad de generación nueva fue modificada para que los nuevos recursos con que opere el sistema correspondan a equipos de alta disponibilidad, que garanticen la confiabilidad de las obligaciones adquiridas, para lo cual a la fecha de la subasta, las turbinas y los generadores no podrán tener más de tres años de fabricación.
- El Período de Vigencia de la Obligación para el caso de las plantas y/o unidades de generación existentes será de un año; para plantas y/o unidades de generación existentes con obras, especiales y nuevas, el propietario elegirá el período de vigencia, que podrá ser entre uno y veinte años para las nuevas, entre uno y diez años para las especiales y entre uno y cinco años para las existentes con obras.
- No podrán participar plantas y/o unidades de generación térmicas nuevas, especiales o existentes con obras, cuando sus costos variables de combustible estimados superen el Precio de Escasez Parte Combustible vigente. Acá se consideraron las experiencias del Niño 2009-2010, pues cuando los costos variables son superiores al precio de escasez, las plantas son reticentes a operar ya que deben cubrir la diferencia con ingresos del cargo por confiabilidad;

además, por la posibilidad que inversionistas de riesgo capturen el cargo y después cuando se les requiera no estén; también las plantas de altos costos y baja despachabilidad, requieren un esquema de pruebas que adiciona costos para el usuario por la desoptimización de la operación y el aumento de la generación obligada.

- El precio por bloque de Energía Firme ofertado deberá estar expresado en dólares de los Estados Unidos de Norte América por MWh, con una cifra decimal. Este cambio responde al hecho que en la primera subasta, los agentes pudieron anticipar la ronda de despeje de la subasta (sexta ronda) y situaron las ofertas un par de milésimas por debajo del precio de apertura de la ronda, con lo cual presumiblemente no se reveló efectivamente el precio de reserva por debajo del cual las plantas se hubiesen retirado de la subasta.
- Se define un nivel de incertidumbre a la función de demanda de la subasta y en cada ronda se entrega la oferta total en lugar del exceso de oferta. Esta modificación persigue controlar el manejo de estrategias en el desarrollo de la subasta, dado que con la información que se reportó en la primera subasta, los agentes podían identificar cuando se convierten en pivotaes en el proceso de construcción de la función de oferta, lo que podría llevar a los agentes a aplicar estrategias para afectar el resultado de la subasta, llevándola a cerrar a un precio ineficiente.
- La subasta de sobre cerrado para plantas GPPS se realizará posteriormente a la subasta de reloj descendente, independientemente de las cantidades ofertadas. En la primera subasta, si las cantidades ofertadas por las plantas GPPS no superaban la cantidad a asignar, en cualquier año de los que se iban asignar, se eliminaba la convocatoria a la subasta de sobre cerrado y se asignaba directamente al precio de cierre de la subasta de reloj descendente. Esto permitía que los oferentes mediante el manejo de las cantidades ofertadas evitaran la subasta de sobre cerrado, pudiendo llegar a afectar la eficiencia de la subasta por el cierre del proceso competitivo. En la primera subasta, las ofertas GPSS en ningún año fueron mayores a las cantidades a asignar, aunque en varios años la energía firme de la plantas GPPS superaba las cantidades a asignar y se evitó la subasta de sobre cerrado.
- Se permite la participación en la subasta con plantas existentes que van a utilizar Gas Natural Importado en las condiciones definidas por la resolución CREG 071

de 2006 para plantas existentes, con el combustible que se comprometen garantizar, distinto a GNI. Finalizada la subasta y determinado el precio de cierre de la misma, deberán manifestar si se acogen a la opción de respaldo con Gas Natural Importado, cumpliendo el procedimiento especificado para tal fin. La construcción y operación de la infraestructura de importación deberá estar respaldada por garantía o los contratos de suministro, los cuales se deberán entregar a más tardar el 25 de junio de 2013.

2.6.3 Alternativas Tecnológicas

La CREG analizó detalladamente la conveniencia de realizar subastas por tecnología, con el fin de reducir la vulnerabilidad ante eventos climatológicos extremos. Al respecto la energía firme del cargo por confiabilidad, es la energía que es capaz de entregar continuamente la planta en condiciones críticas y así las OEF tienen la misma firmeza sin importar la tecnología. Entonces, la energía firme de las plantas hidráulicas, que se calcula con la peor condición hidrológica de aportes de la planta, tiene igual firmeza que la proveniente de las plantas térmicas.

Las subastas por tecnología no cambiarían el nivel de firmeza del sistema, pero sí afectarían el nivel de competitividad del esquema, al definir una segmentación del mercado de la confiabilidad por tecnología, lo que les daría poder de mercado, que seguramente redundara en mayores costos para el sistema. Consecuentemente la CREG no consideró recomendable la utilización de subastas por tecnología.

2.7 Reflexiones

- El CSMEM considera que gracias al esquema adoptado por Colombia y la regulación desarrollada por la CREG, la cancelación y atrasos de proyectos del plan de expansión de generación, analizados en este informe, no pone en peligro el abastecimiento adecuado de la demanda y la confiabilidad del SIN. En particular la dinámica del esquema de garantías y de subastas, en este caso ha permitido realizar a tiempo los correctivos necesarios.
- En cuanto al desarrollo de los proyectos de la infraestructura eléctrica y en particular los de generación tanto hidroeléctrica como termoeléctrica, el CSMEM ve con preocupación que los problemas ambientales y de carácter social, tales como la expedición de licencias, la adquisición de predios y las expectativas de la población, estén obstaculizando el desarrollo normal de los proyectos, al

punto de llevarlos a su cancelación, como ha sido el caso de Porce IV. Este tema será tratado en un próximo informe del CSMEM.

- En relación a la interconexión con Panamá, para el periodo de su entrada (dic 2014 – nov 2015), las OEFs existentes aseguran el abastecimiento adecuado de su demanda asociada; a partir del año 2016 se requiere aumentar la OEFs asignadas con nuevos proyectos de generación, situación ya contemplada en la próxima subasta de diciembre de 2011.
- Las modificaciones efectuadas por la CREG a las reglas de las subastas OEF para el cargo por confiabilidad, han sido realizadas con base en un análisis detallado de las experiencias obtenidas en la primera subasta. Merecen destacarse los cambios relacionados con la definición de plantas nuevas, la restricción de participación de plantas térmicas cuando sus costos variables de combustible superen el precio de escasez - parte combustible, el nivel de incertidumbre a la función de demanda de la subasta, el cambio en la información entregada en cada ronda, y la ejecución obligatoria de la subasta de sobre cerrado para plantas GPPS.
- Teniendo en cuenta entre otros, los tiempos requeridos para la obtención de una licencia ambiental en áreas marinas, para el CSMEM resulta un tiempo extremadamente corto (18 meses), la fecha en la cual el agente interesado debe entregar la garantía o los contratos de suministro para acogerse a la opción de respaldo con gas natural importado.
- La experiencia reciente y exitosa de Gecelca con la construcción de una planta termoeléctrica a base de carbón, ubicada en zona franca, muestra como esta tecnología basada en el recurso primario más abundante que tiene el país, es competitiva y puede participar activamente en el mercado.
- Teniendo en cuenta los resultados de las simulaciones realizadas por XM y dada la incertidumbre existente en relación a la disponibilidad de gas natural para el sector térmico, el CSMEM recomienda mantener un seguimiento continuo a la disponibilidad futura de gas natural para el sector eléctrico.

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 2 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón, con gas y combustibles líquidos, hidráulica y total del sistema en GWh. La generación de energía en octubre creció 2.3% con respecto al mismo mes del año anterior, a su vez este crecimiento corresponde a 7.5% en la generación hidráulica que refleja la abundancia de agua en 2011 y a una caída importante en la generación térmica a carbón y con base en combustibles líquidos. Con respecto a la generación acumulada anual a octubre, el crecimiento fue de 3.6%.

Tabla No 2

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	octubre-10	septiembre-11	octubre-11	Variacion Septiembre 11- Octubre 11	Variacion Octubre 10- Octubre 11	Variacion Ultimo Año- Octubre 11
Hidrica	3,763.92	3,607.04	3,796.19	3,877.36	2.14%	7.49%	3.01%
Térmica	778.21	1,002.69	888.98	852.29	-4.13%	-15.00%	9.52%
Gas	620.67	672.77	753.30	716.72	-4.85%	6.53%	15.48%
Carbón	148.64	316.02	118.74	127.36	7.26%	-59.70%	-14.32%
Fuel Oil-ACPM	8.99	13.90	16.94	8.20	-51.58%	-40.99%	-8.71%
Menores	281.73	287.50	231.15	269.08	16.41%	-6.41%	-4.49%
Cogeneradores	25.42	26.10	33.88	33.72	-0.46%	29.20%	32.68%
Total	4,859.69	4,923.66	4,955.39	5,034.69	1.60%	2.26%	3.60%

3.1.2 Demanda del Sistema

El gráfico No 2 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años. El crecimiento interanual para el mes de octubre de 2011 fue de 1.5%, el cual es similar al de los años anteriores para el mismo mes.

El crecimiento de la demanda eléctrica año completo se ubicó en octubre en el 2.26% anual, menos de la mitad del crecimiento del PIB. El rezago entre el consumo de energía eléctrica y el PIB es atípico y puede estar influenciado por eventos coyunturales, como las bajas temperaturas o más estructurales como tendencias de ahorro energético en los procesos de producción y consumo.

DEMANDA MENSUAL DEL SIN
Noviembre 2008- Octubre 2011

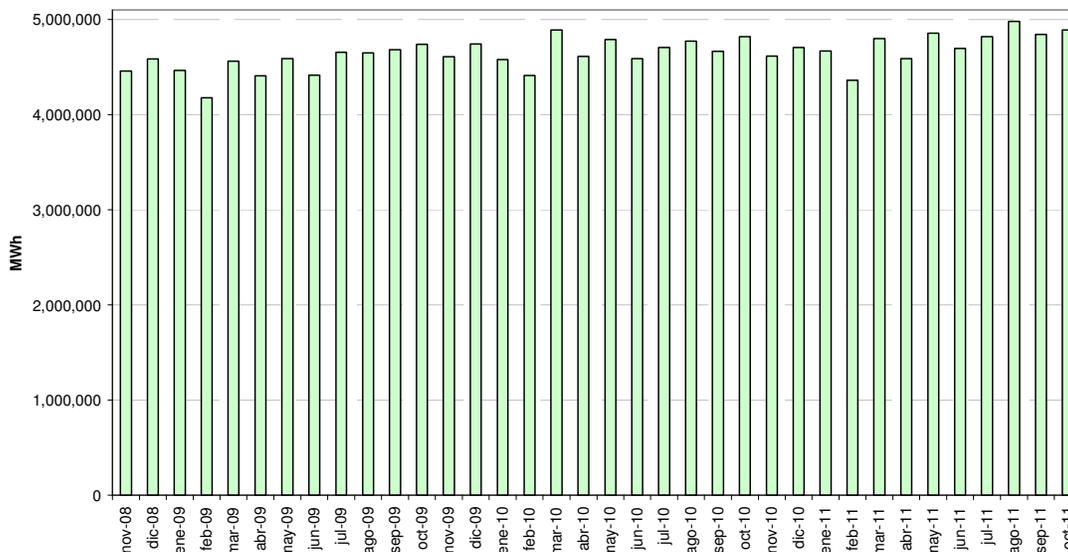


Gráfico No 2

3.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

Exportaciones - Importaciones de Energía
Noviembre 2008- Octubre 2011

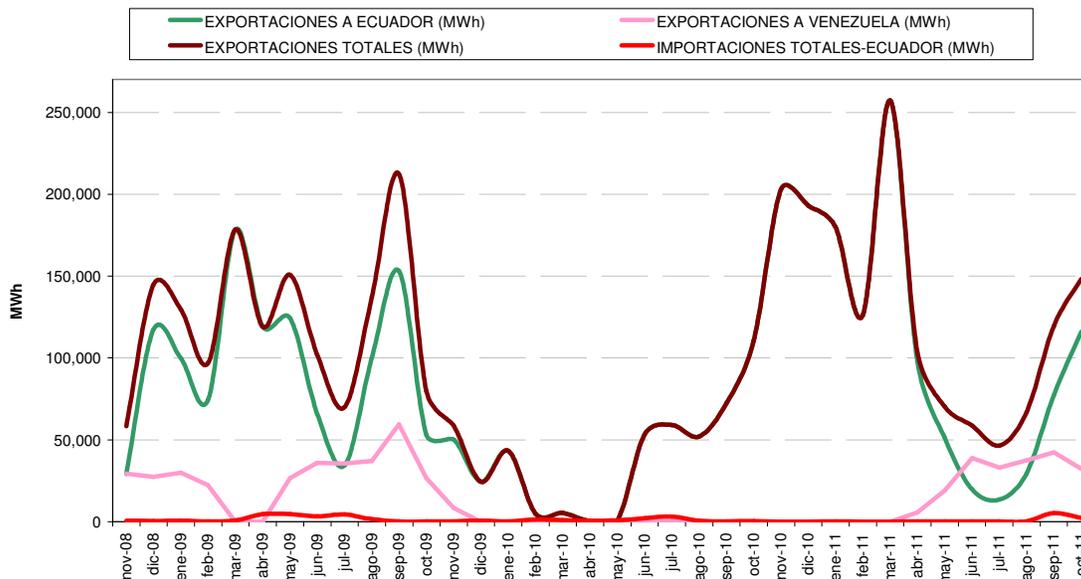


Gráfico No 3

El gráfico No 3 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años. En octubre se mantuvo la dinámica creciente de ventas de energía a Ecuador, estimuladas presumiblemente por los bajos precios que han caracterizado al spot en los últimos meses.

3.1.4 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 4 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

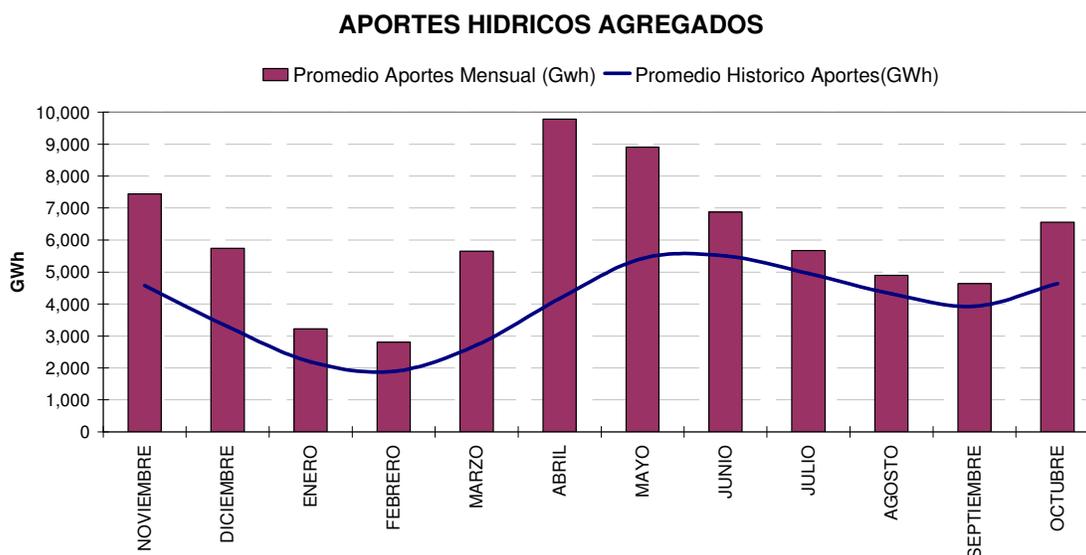


Gráfico No 4

En octubre se presentaron aportes hídricos de 6.553 GWh, los cuales representan un incremento de 19% respecto a los promedios históricos para este mes, siguiendo el patrón observado en los últimos doce meses. De acuerdo con el IDEAM, aún persisten factores característicos del Fenómeno de la Niña.

3.1.5 Vertimientos

El gráfico No 5 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. A pesar de las condiciones de abundancia, los vertimientos se han mantenido en niveles controlados y se han concentrado en Antioquía (embalses de Jaguas, Playas y San Carlos), donde el invierno fue particularmente severo durante octubre.

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

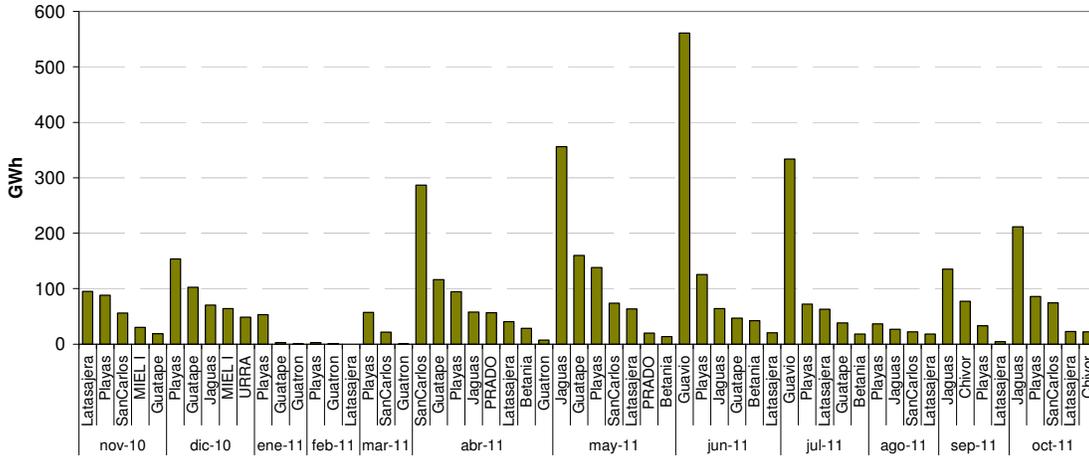


Gráfico No 5

3.1.6 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 6 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
Noviembre 2006 - Octubre 2011**

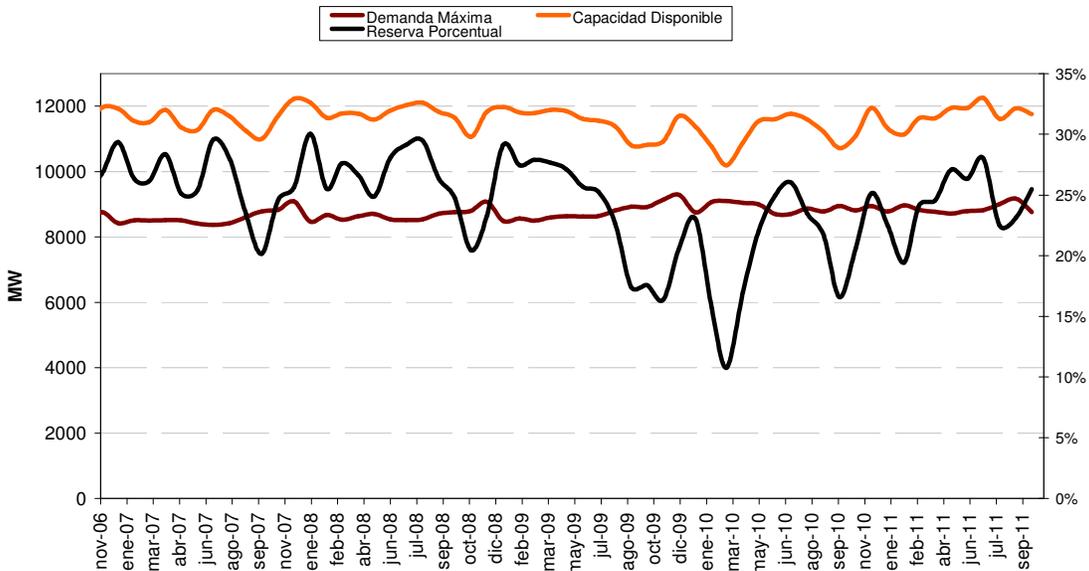
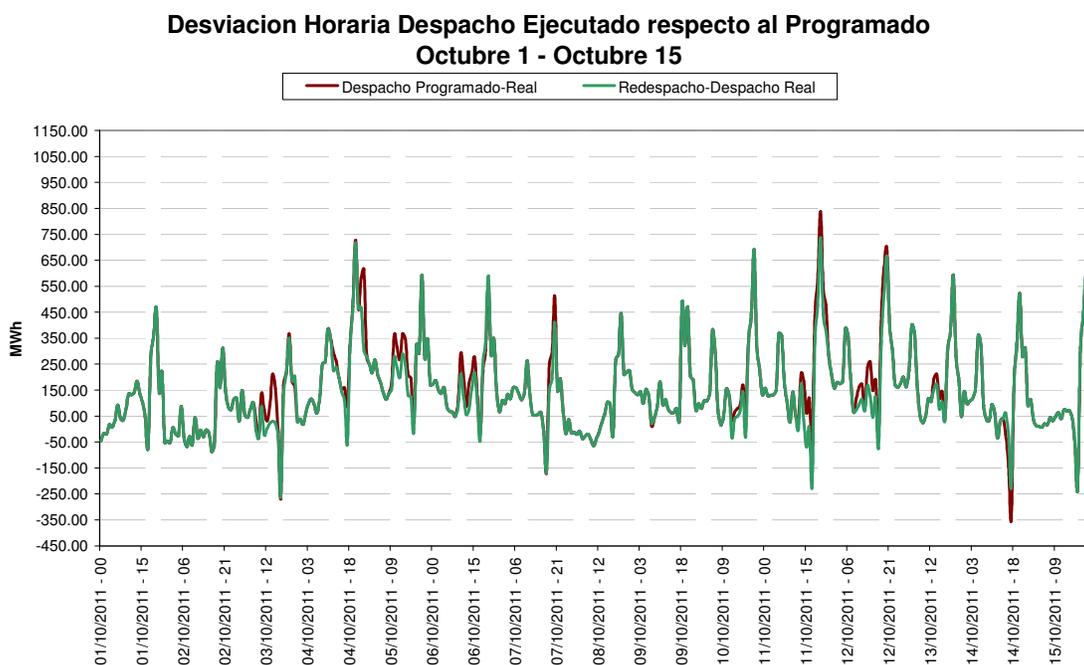


Gráfico No 6

En octubre la demanda máxima de potencia fue 8.764 MW, correspondiendo a una caída respecto al mes anterior; las condiciones de disponibilidad comercial del parque de generación han sido normales y el mes contó con un margen de reserva de capacidad aceptable con relación a los registros históricos.

3.1.7 Desviación del Despacho Real

Los gráficos número 7-a y 7-b presentan a nivel horario y para el mes de octubre, las desviaciones en MWh correspondientes al despacho programado menos la generación real y el re-despacho menos la generación real del SIN.



En la primera quincena de octubre se observa un sesgo sistemático entre la programación de despachos y el despacho real. En general el operador del sistema tiende a sobre estimar el despacho con un patrón regular de frecuencia. El sesgo se elimina en la segunda quincena (con más valores negativos de esta diferencia), pero se mantiene el comportamiento cíclico.

Se destaca el día 30 de octubre a la hora pico donde ocurrió la máxima desviación del despacho de 1.150 MWh y que aproximadamente representa un 15% de la demanda total del sistema en esa hora.

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

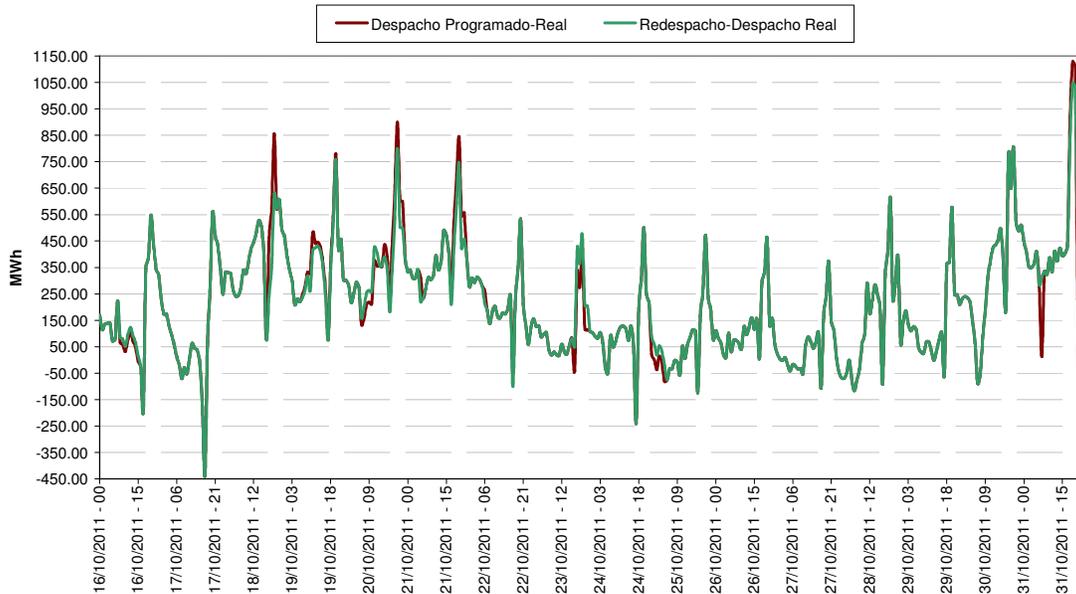


Gráfico No 7-b

3.1.8 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 8 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN; al final de octubre el nivel de los embalses correspondió al 84.5% de la capacidad útil, equivalente a 13.337 GWh. En comparación con el mes de septiembre estas reservas fueron superiores en 4.5%.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de octubre Antioquia presentó 96.1%, Oriente 91.4%, Centro 66.2%, Caribe 60.5% y Valle 58.6%. Los embalses de Peñol, Troneras, Playas y Punchiná en Antioquia terminaron el mes con niveles superiores al 100%, mientras que en el Oriente, Esmeralda terminó en 98% y Guavio en 97.6%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 8 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario para los últimos 6 meses.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Mayo a Octubre 2011

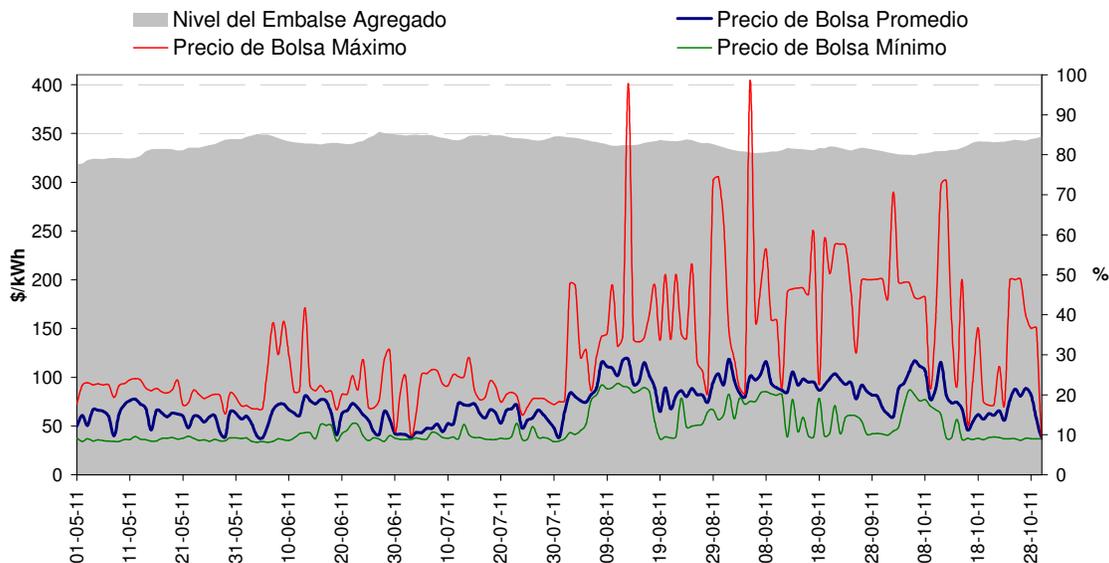


Gráfico No 8

El nivel de precios de bolsa cayó aún más en octubre, en comparación con los niveles ya bajos de los meses anteriores. El valor del precio de bolsa horario máximo fue de 301.1\$/kWh y el precio mínimo al que se tranzan en bolsa la energía en horas de baja demanda fue 35.3 \$/kWh, manteniéndose estable en o muy cerca del valor establecido en la regulación. En horas de alto consumo, aún se observa una volatilidad importante y niveles de precios elevados.

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 9 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.

Sin lugar a dudas el mercado se ha desempeñado en forma eficiente y los bajos precios en la bolsa reflejan los aportes elevados que se han venido acumulando en los embalses en los últimos meses. El precio transmite la señal de abundancia.

**PRECIO DE BOLSA VS NIVEL DEL EMBALSE AGREGADO
Noviembre 2006 - Octubre 2011**

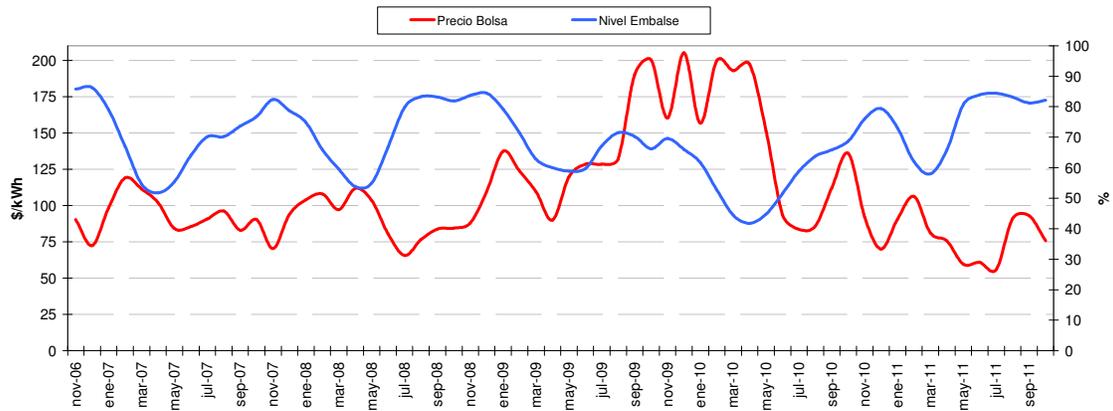


Gráfico No 9

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 10 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes. En efecto, 2011 está marcando records de precios bajos para los últimos años

Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

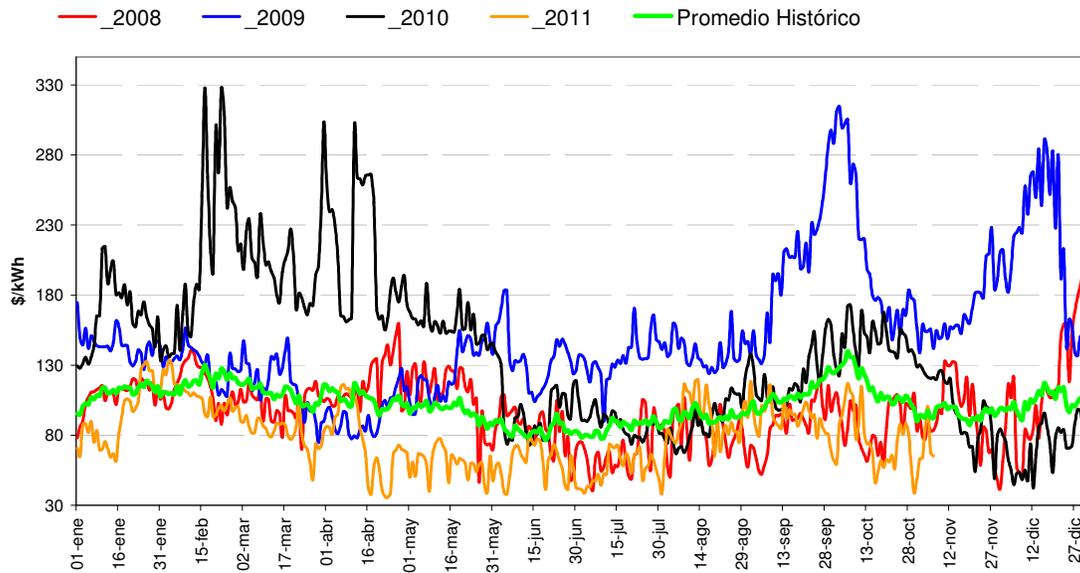


Gráfico No 10

3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

El gráfico No 11 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.

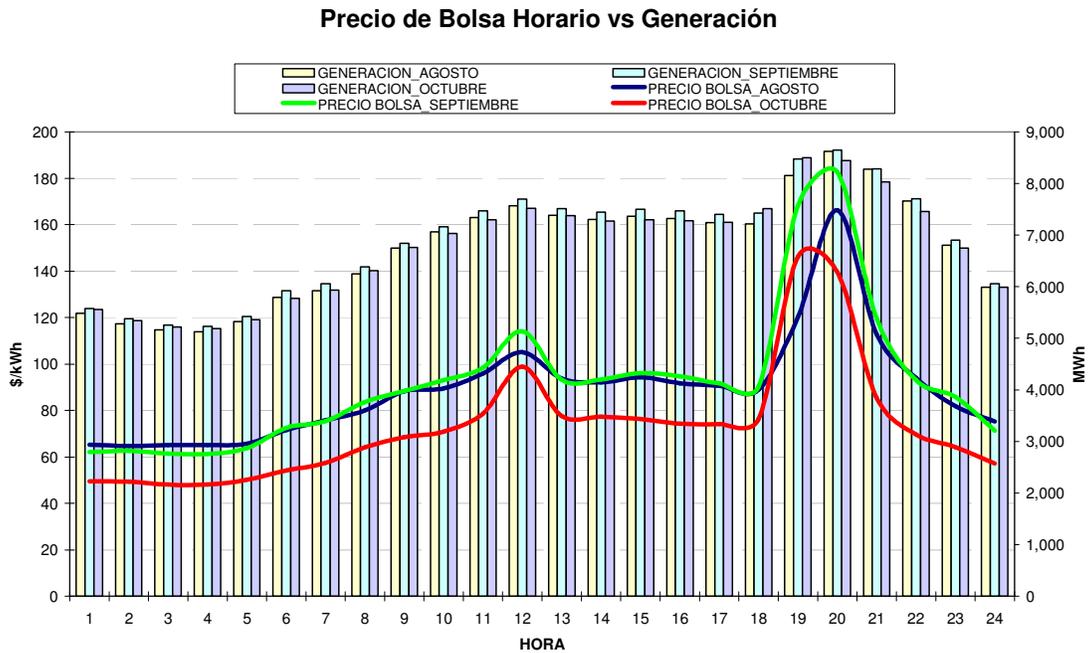


Gráfico No 11

El gráfico constata que en octubre los precios se redujeron en todas las horas del día con relación a lo observado en los meses anteriores. De importancia para destacar es el hecho que en octubre el máximo precio promedio se desplazó de la hora 20 a la hora 19.

3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 12 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

En octubre la distribución de precios se desplazó aún más hacia la izquierda, con la moda en niveles inferiores a \$50/kWh.

Distribución del Precio de Bolsa

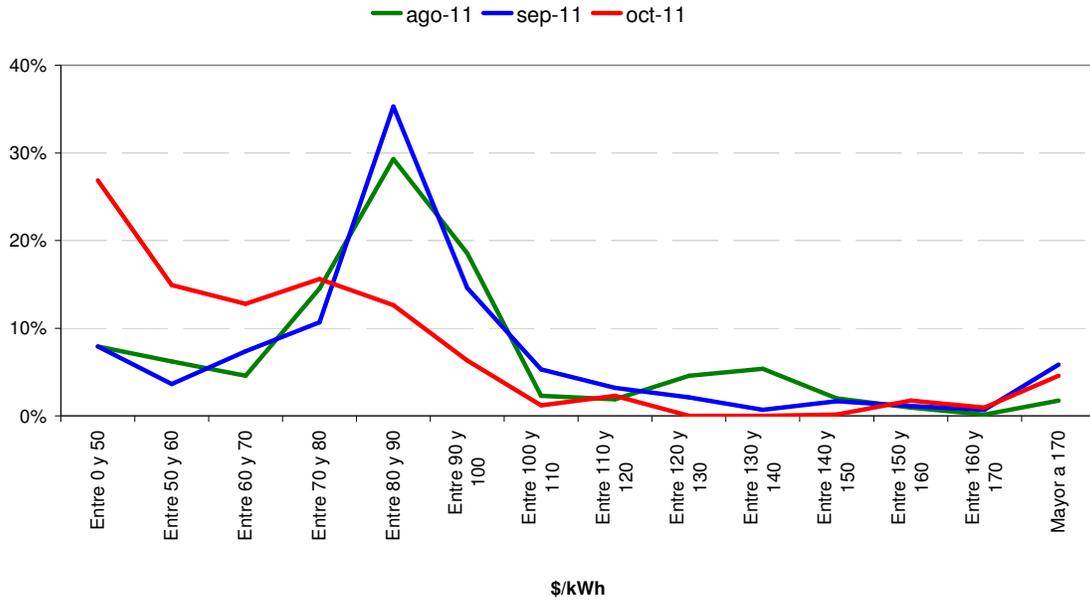


Gráfico No 12

3.2.6 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

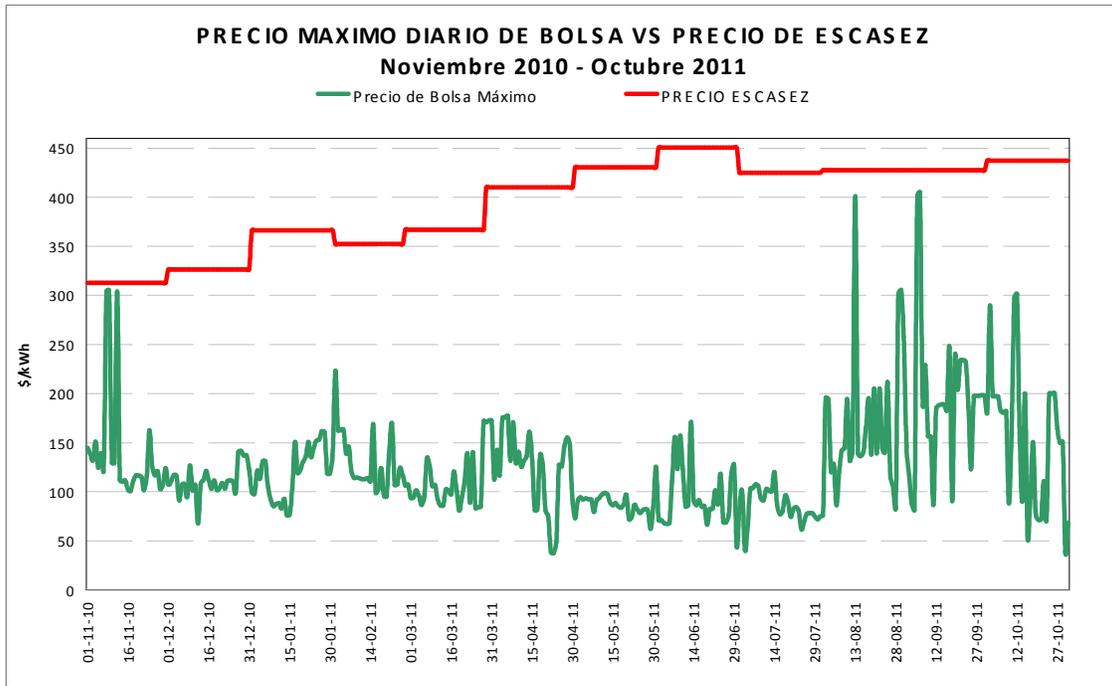


Gráfico No 13

El gráfico No 13 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses. En contraste con el precio de bolsa, el precio de escasez ha venido creciendo impulsado por el costo del gas; como resultado se ha abierto la brecha entre el precio de mercado y el de escasez en los máximos de la serie de precio.

3.2.7 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

El gráfico No 14 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.

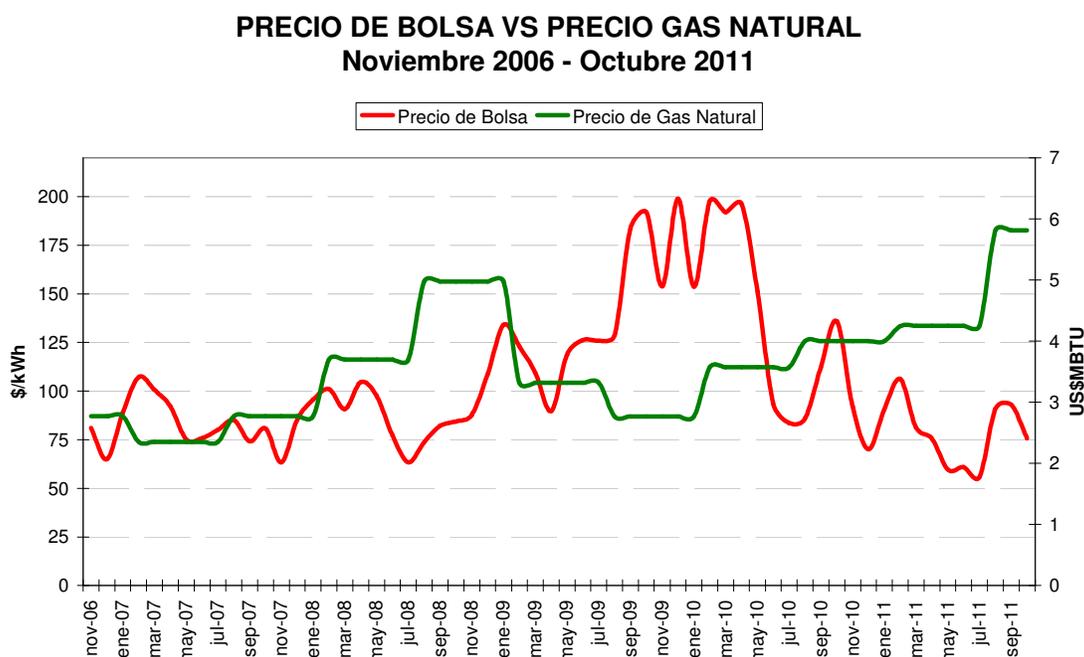


Gráfico No 14

Las condiciones hidrológicas han permitido que los mayores costos del gas natural no se transmitan de forma importante en la formación del precio de bolsa. No obstante, como se llamó la atención en el informe anterior, el precio del gas está llegando a casi US\$6/MBTU, más de un 50% por encima del referente internacional. En las condiciones actuales este nivel de precios del gas solo afecta los precios eléctricos en pocas horas; cuando se normalicen las condiciones hidrológicas, los precios tan elevados del gas natural pueden presionar el spot eléctrico al alza de forma significativa.

3.2.8 Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo

El gráfico No 15 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación diaria en GWh por tipo de tecnología, para los últimos seis meses.

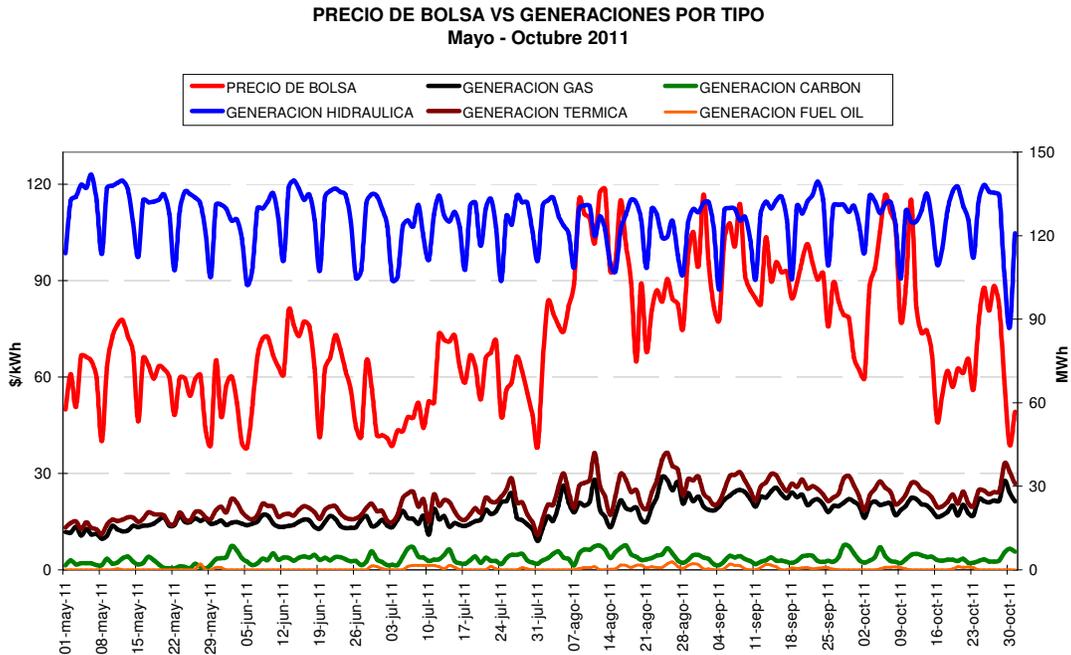


Gráfico No 15

Es interesante resaltar que el día 30 de octubre, día de elecciones, la generación hidroeléctrica cayó significativamente con respecto a los valores usuales de fines de semana, mientras que la generación térmica aumentó ligeramente.

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 16 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.

A diferencia de los meses anteriores donde el indicador de coincidencias se repartía más homogéneamente entre los agentes, en octubre con precios bajos, las coincidencias entre ofertas y precio de bolsa se concentraron un 45% en Emgesa.

El gráfico No 17 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.

Se observa que el liderazgo de precios de Emgesa se explica por las ofertas de Guavio en horas de baja demanda. En el rango \$80/kWh a \$150/kWh Alto y Bajo Anchicayá (Alban) cumplieron un papel importante en la formación de precios. Para precios superiores a \$150/kWh (demanda alta), las mayores coincidencias ocurrieron en Betania, posiblemente tratando de subir su nivel de embalse y por restricciones de caudales aguas abajo de la presa.

3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

El análisis llevado a cabo por el CSMEM en esta sección, está basado en la información recopilada 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.

Claramente los vertimientos registrados en octubre no obedecen a la estrategia de oferta de los generadores. Las plantas con vertimientos ofertaron al precio mínimo permitido, con excepción de Chivor en algunos pocos días. Guavio como se anotó anteriormente presentó ofertas que marginaron el precio de bolsa. También se observa el papel de plantas con muy baja capacidad de embalse en la formación de precio en horas de alta demanda; cuando se reduce el embalse se elevan los precios y pueden marginar a precios inferiores que las térmicas pero muy superiores al promedio de las hidráulicas.

Se destaca que en general las ofertas de las plantas térmicas han retornado a niveles “normales” que recogen las condiciones del mercado de insumos. Salvo Termocandelaria, cuyas ofertas se sitúan alrededor de los \$1.200/kWh, el resto de las plantas ofertaron en el rango de \$100/kWh y \$200/kWh. En las ofertas de Tebsa parece reflejarse el incremento en el precio del gas; Termocentro, en contraste ofertó a precios realmente competitivos. En general las plantas de carbón están ofertando por encima de los precios históricos, probablemente por el aumento en el costo de este combustible.

Durante el mes de octubre Paipa 4 y Termocentro estuvieron indisponibles 100% y 50% respectivamente; la disponibilidad de Jaguas, Termosierra, Playas, San Carlos y Chivor estuvo entre 50% y 87%, por periodos de tiempo de una a tres semanas.

3.3.4 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 18 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.

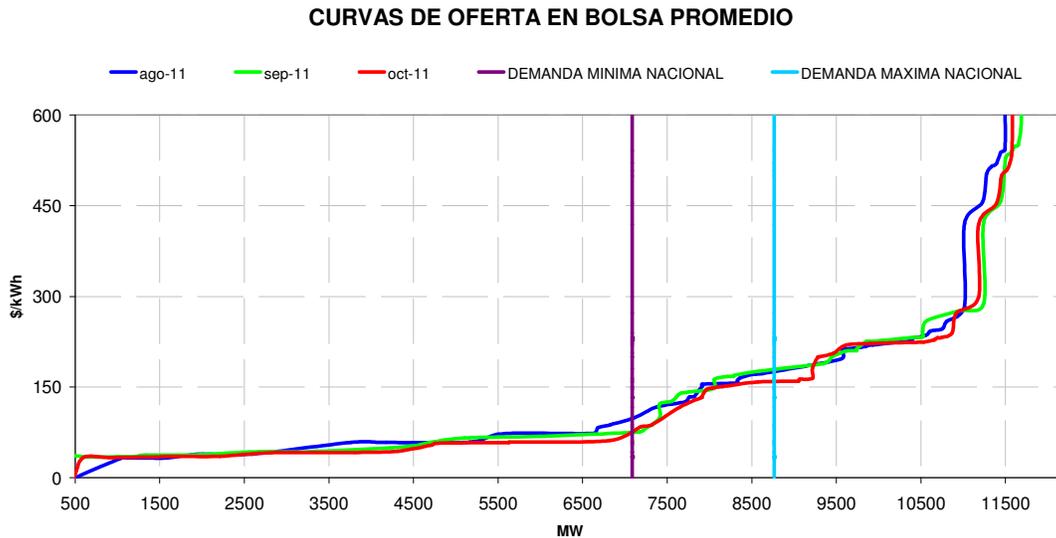


Gráfico No 18

La curva agregada promedio de oferta muestra que en octubre los niveles de precio de las ofertas se redujeron levemente en los rangos relevantes comprendidos entre demanda mínima y demanda máxima. En este rango además se suavizó la pendiente de la curva.

3.3.5 Índice de Lerner Mensual

Los gráficos No 19-a, 19-b y 19-c presentan 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 los periodos de demanda alta, media y baja, en los últimos diez y ocho meses.

Como resultado, el índice de Lerner indica niveles bajos de poder de mercado. Los agentes no tienen la habilidad de presionar al alza los precios de bolsa, salvo el caso particular de EPM en horas de alto consumo.

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta
Mayo 2010-Octubre 2011**

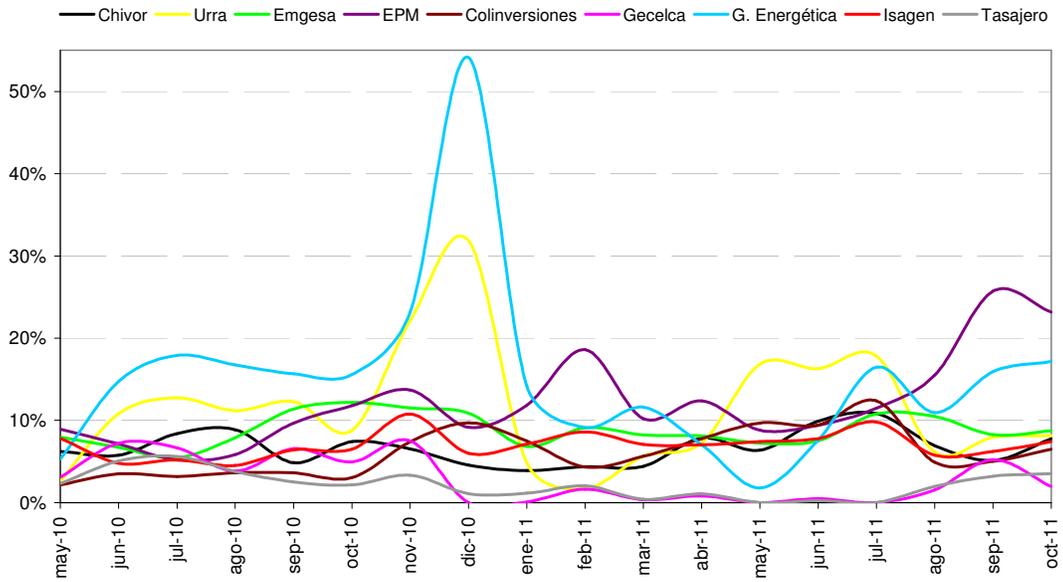


Gráfico No 19-a

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media
Mayo 2010-Octubre 2011**

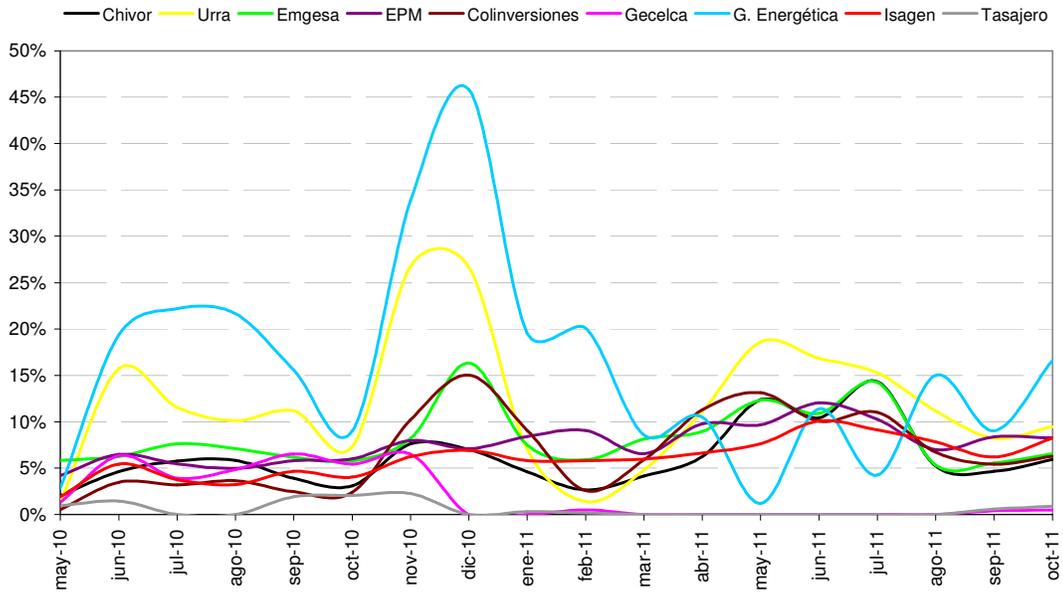


Gráfico No 19-b

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja
Mayo 2010-October 2011**

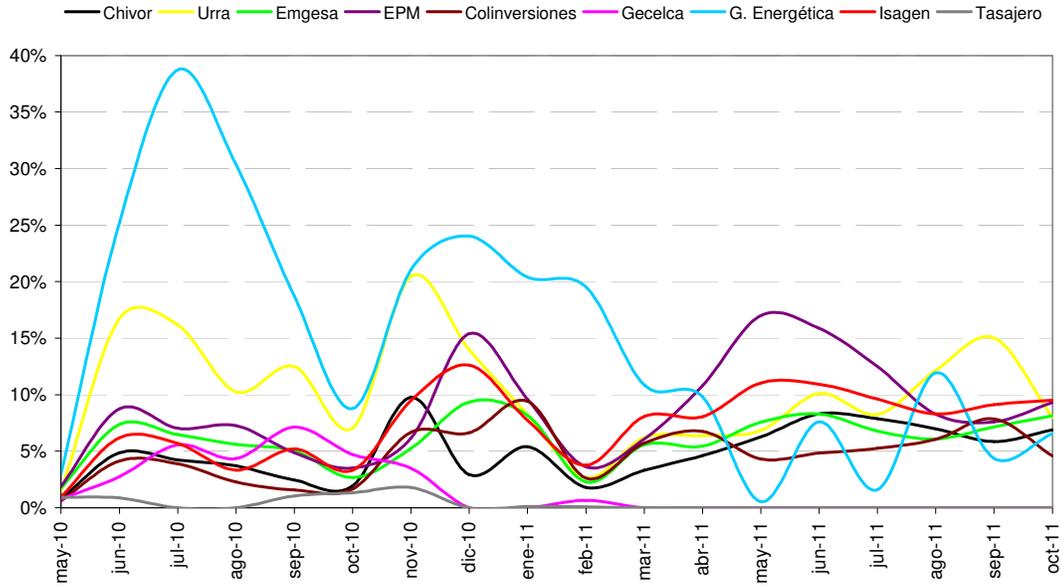


Gráfico No 19-c

3.3.6 Índice de Lerner Diario

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

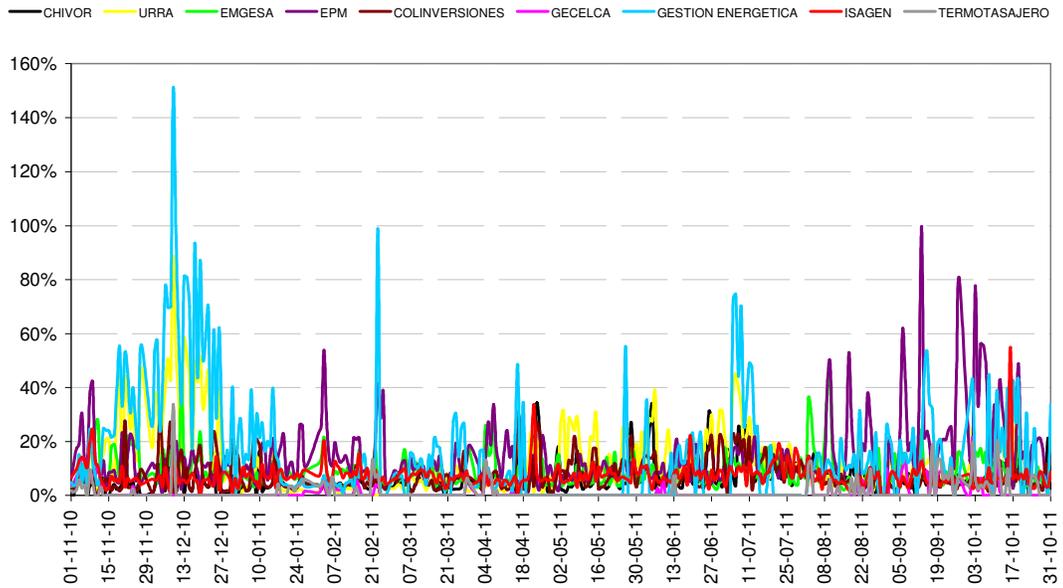


Gráfico No 20

El gráfico No 20 presenta para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner diario, para el periodo de demanda alta, en los últimos doce meses. A nivel diario se observa como el índice de Lerner para EPM y Gestión Energética, tomó valores de importancia.

3.3.7 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 21 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.

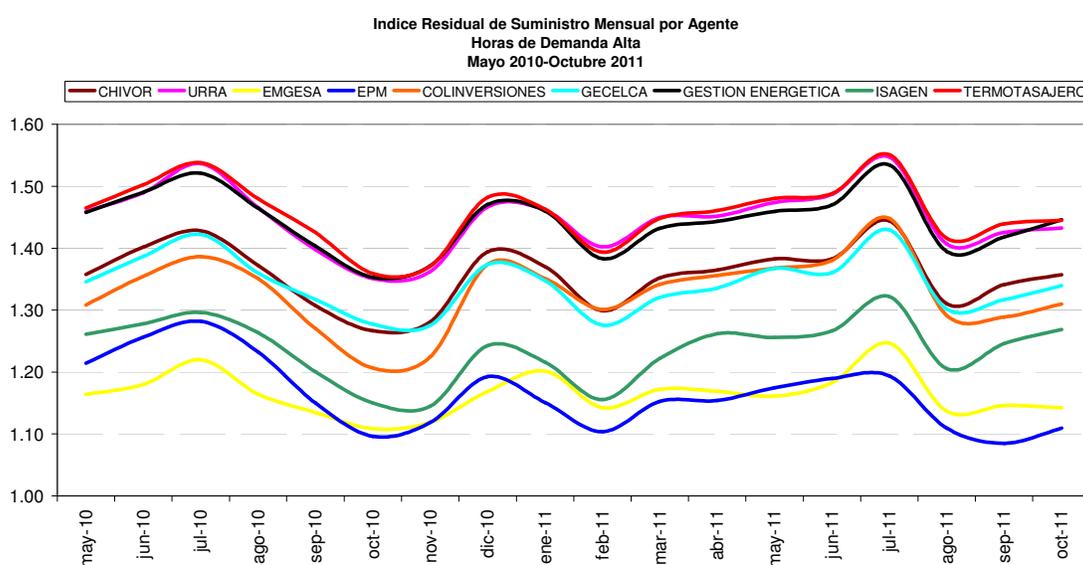


Gráfico No 21

El gráfico valida los resultados anteriores; de acuerdo con el índice residual, ninguno de los agentes en el promedio mensual mantuvo una posición pivotal, aunque índices cercanos o menores a 1.1 indican la presencia de poder de mercado.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 22 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.

Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas
 Mayo - Octubre 2011

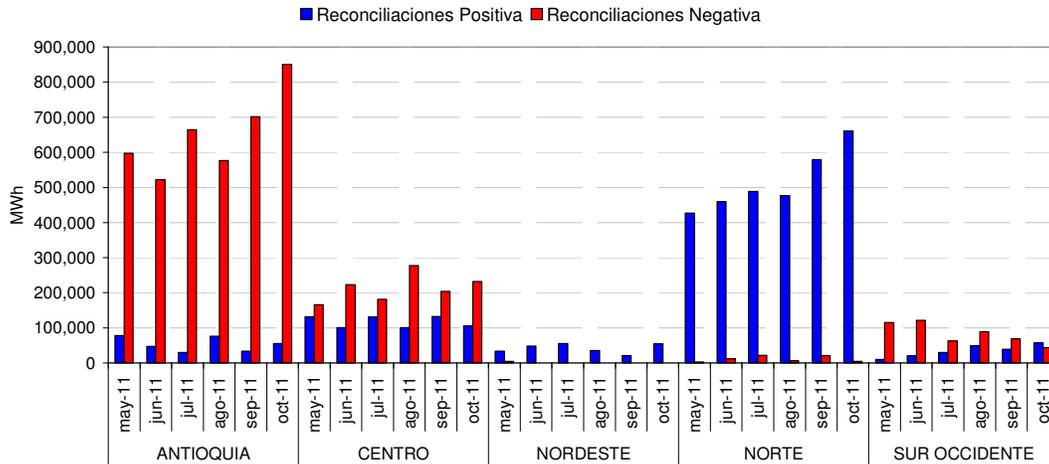


Gráfico No 22

La magnitud de las reconciliaciones positivas mantiene su tendencia de crecimiento en la zona Norte, lo cual obedece principalmente a los atentados en la red de transmisión en la parte nor-oriental de Antioquia que impiden las transferencias de energía a la costa Caribe y los atrapamientos de generación existentes en la zona Norte.

3.4.2 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 23 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos cuatro años.

Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas
 Noviembre 2007 - Octubre 2011

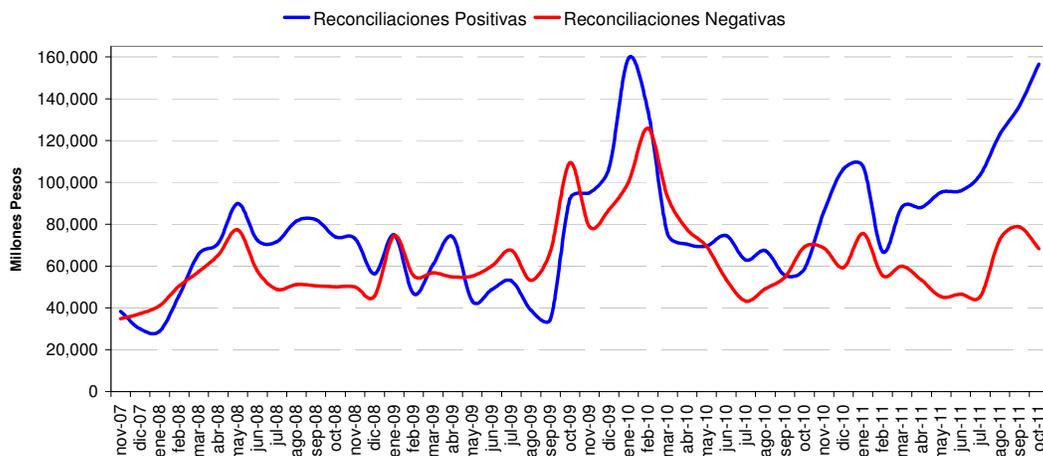


Gráfico No 23

Como consecuencia del aumento en la magnitud de las reconciliaciones positivas, el costo total de éstas se ha incrementado considerablemente, fenómeno que ocurre desde el mes de mayo.

3.4.3 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 24-a y 24-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
Mayo - Octubre 2011

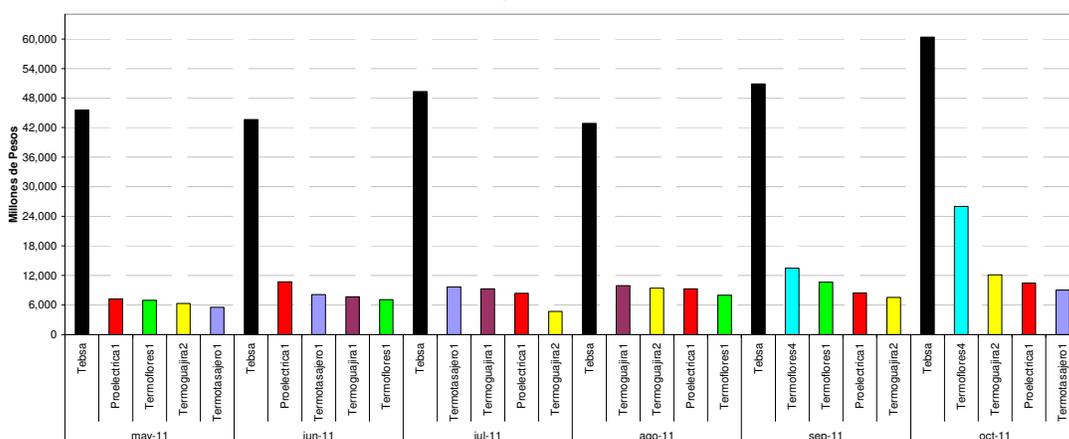


Gráfico No 24-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas
Mayo - Octubre 2011

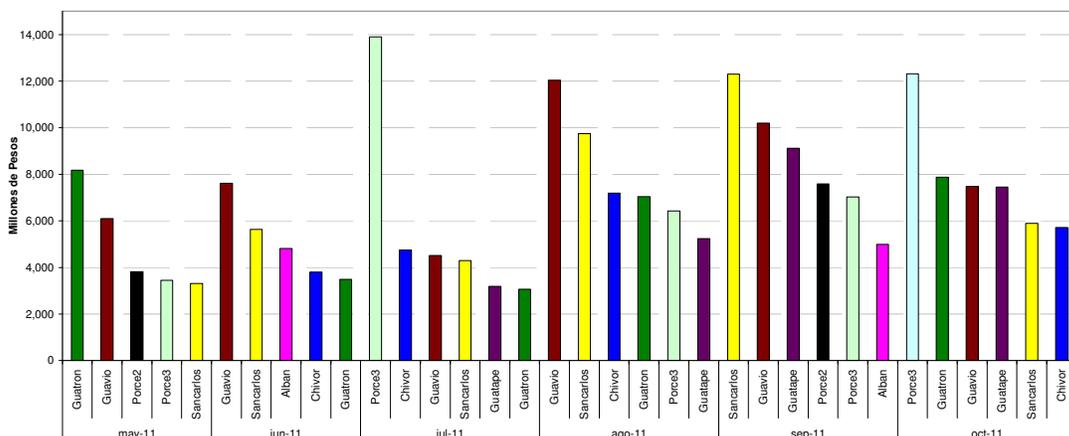


Gráfico No 24-b

Tebsa y Termoflores 4 son las plantas que más contribuyen al suministro de reconciliaciones positivas; por otra parte, Porce 3 es la planta con mayor participación

en las reconciliaciones negativas, producto de los atrapamientos de generación que ocurren en esta central debido a los atentados a la red de transmisión.

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Generación Fuera de Mérito

El gráfico No 25 presenta la cantidad de energía diaria (GWh/día), generada fuera de mérito en los últimos nueve meses.

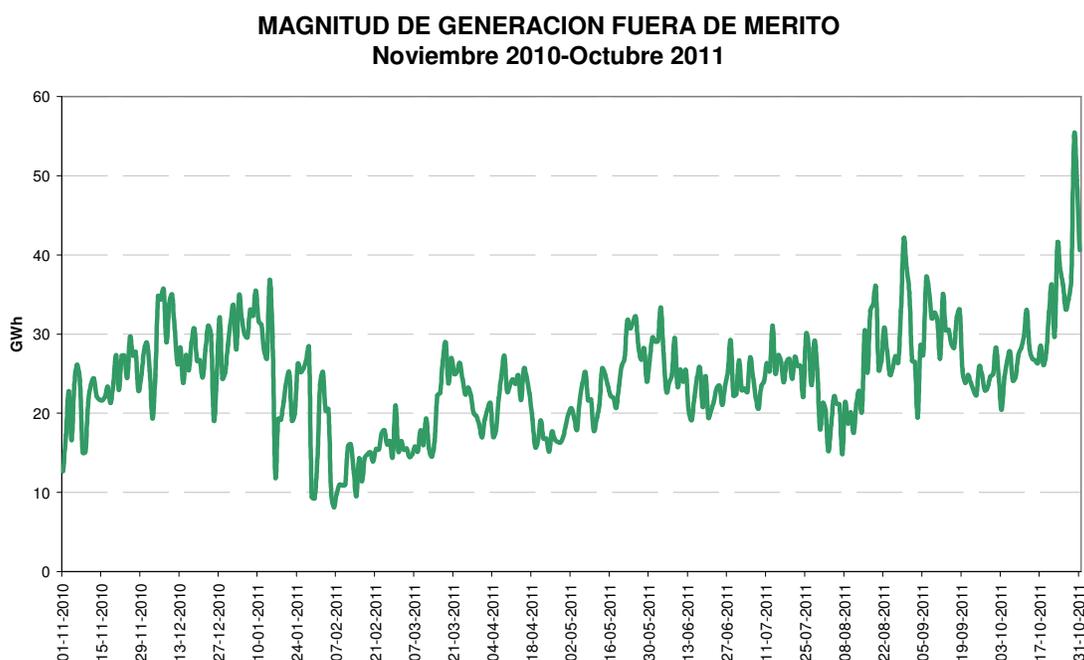


Gráfico No 25

El gráfico muestra como a partir del mes de febrero la generación fuera de mérito ha mantenido una tendencia creciente, que se exacerbó en el mes de octubre, donde además se presentó un pico el día 30, correspondiente a las medidas precautelativas con generaciones de seguridad tomadas el día de elecciones.

3.5.2 Costo Mensual de Restricciones

El gráfico No 26 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
Noviembre 2008 - Octubre 2011**

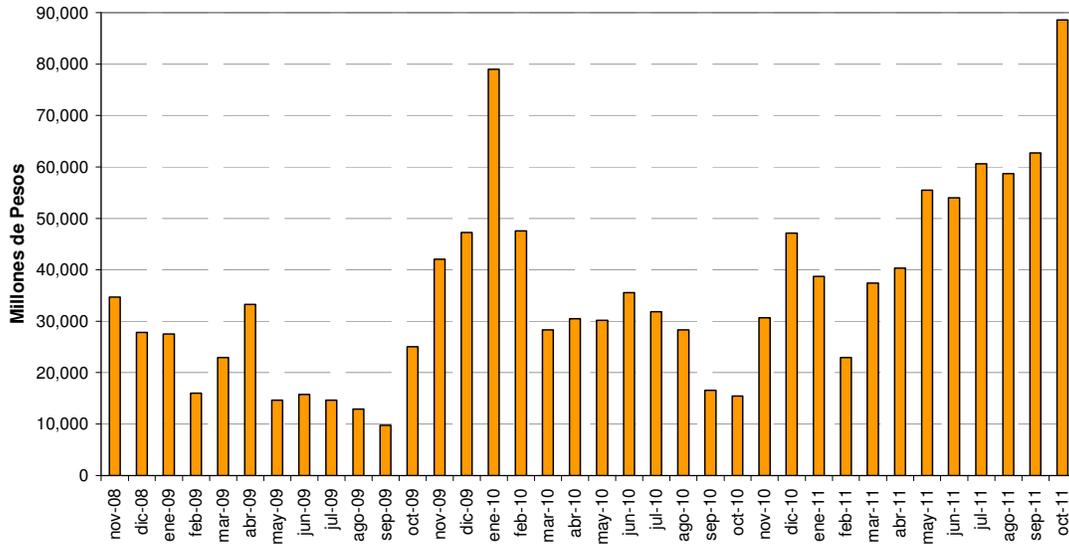


Gráfico No 26

3.5.3 Generación Inflexible como Porcentaje de Demanda

**PRECIO DE BOLSA VS INFLEXIBILIDADES
Mayo- Octubre 2011**

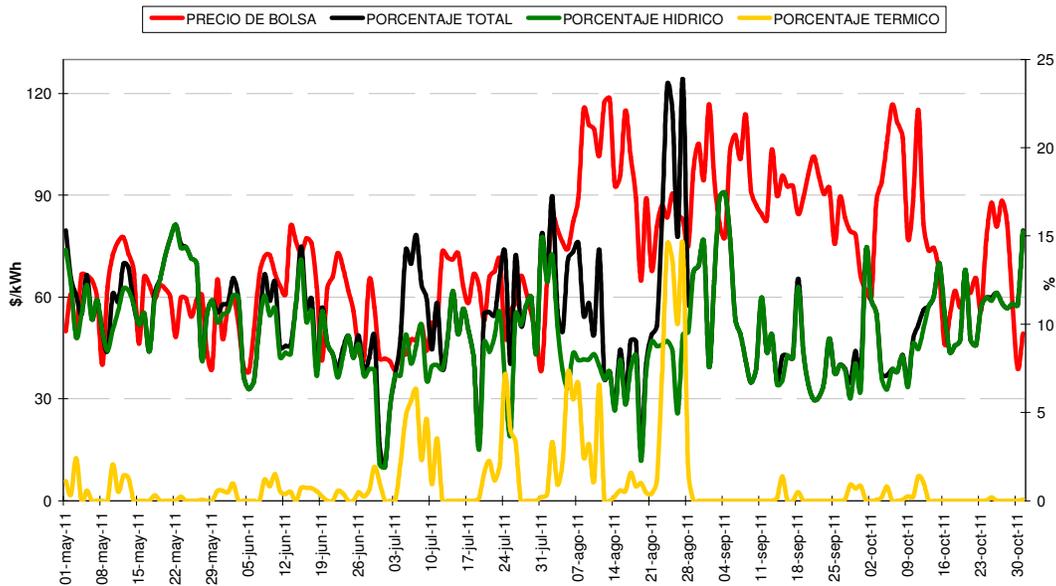


Gráfico No 27

El gráfico No 27 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación inflexible diaria expresados como porcentaje de la demanda, para los últimos 5 meses.

Se observa como al final de agosto, la generación inflexible térmica presentó un pico muy importante, mientras que a partir de octubre la generación hidráulica inflexible presenta un aumento sostenido. El CSMEM considera que esta situación debe ser analizada en detalle para encontrar las causas de este comportamiento.

3.6 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.6.1 Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada

El gráfico No 28 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.

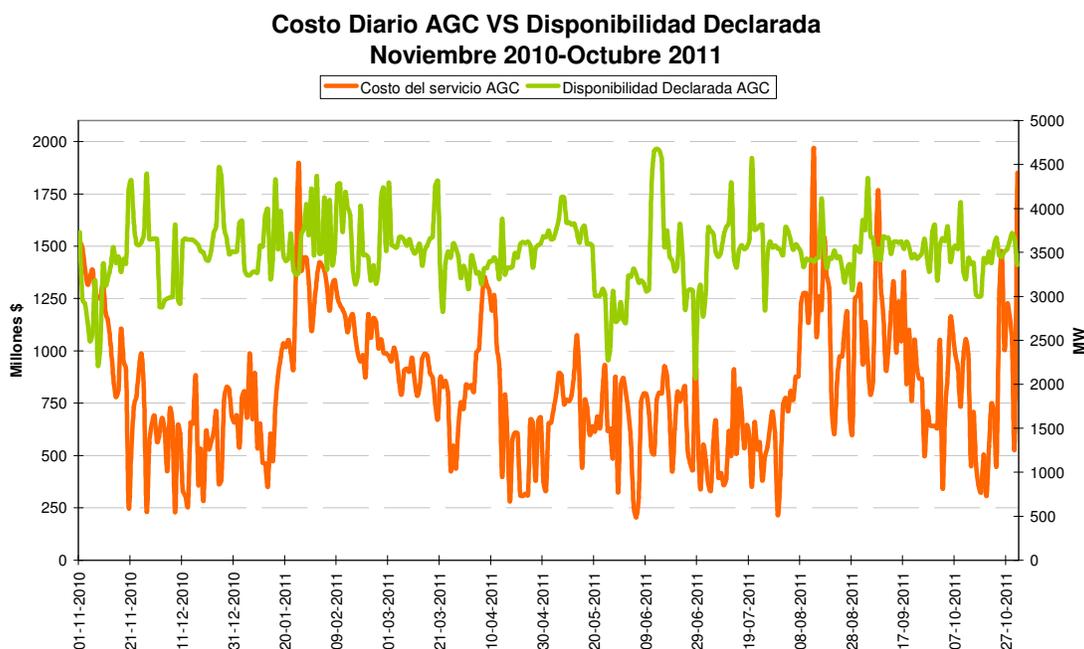


Gráfico No 28

No obstante el alto nivel de la mayoría de embalses del SIN, la disponibilidad ofertada para efectuar la regulación secundaria de frecuencia se ha mantenido en niveles estables durante la mayoría del tiempo, lo cual no presume déficit de oferta.

3.6.2 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

El gráfico No 29 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 Noviembre de 2009 a Octubre de 2011

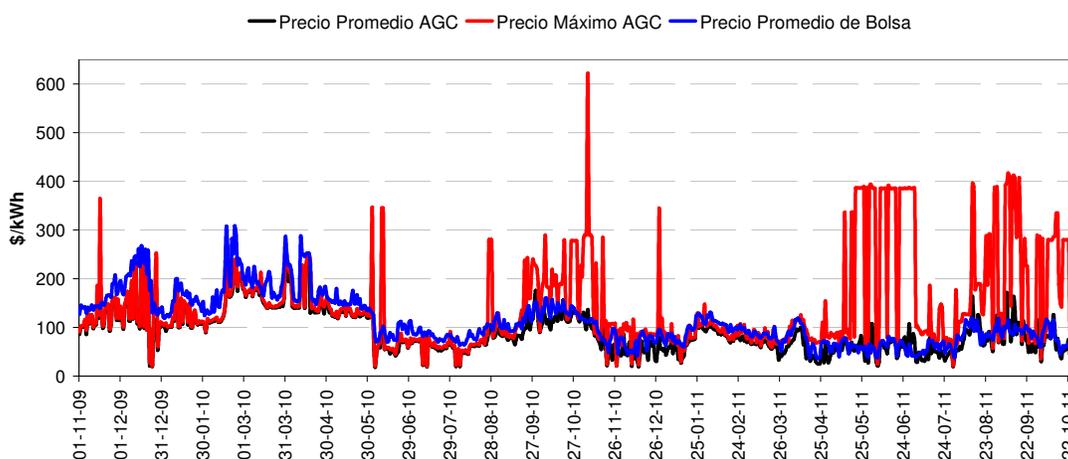


Gráfico No 29

Desde el mes de abril, los precios máximos del AGC se han mantenido oscilando entre \$300/kWh y \$400/kWh, valores que son elevados y sin relación con los bajos precios de bolsa; esta situación podría indicar un comportamiento estratégico de algunos agentes en la prestación del servicio.

3.6.3 Distribución del Servicio de AGC

El gráfico No 30 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.

En octubre Alban, Betania, Miel y Calima recibieron remuneraciones porcentuales superiores a la cantidad de servicio de AGC suministrado.

Distribución del Servicio de AGC Octubre de 2011

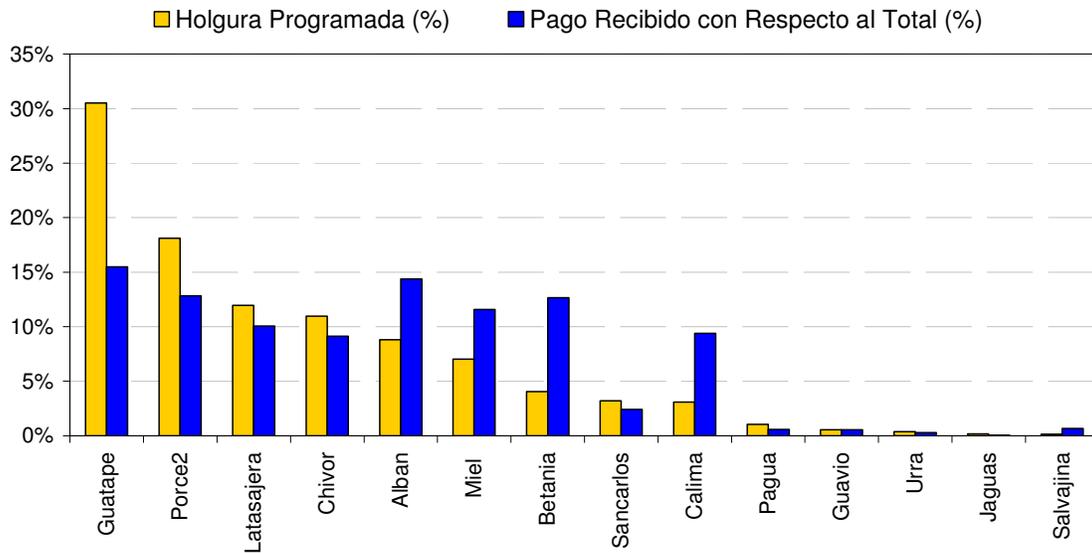


Gráfico No 30

3.7 Indicadores Operativos

3.7.1 Consignaciones de Transmisión por Agente

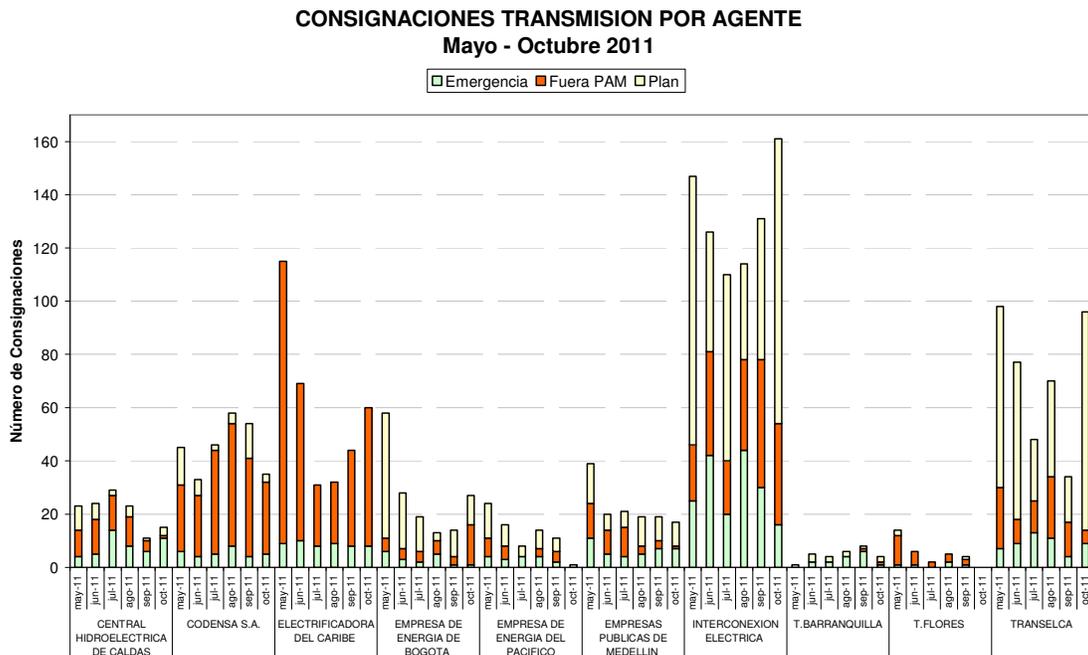


Gráfico No 31

El gráfico No 31 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.

Se observa en particular que en octubre, en Electricaribe todas las consignaciones de transmisión se realizaron por fuera del PAM o fueron de emergencia, en Codensa se presenta una situación similar, donde las consignaciones programadas son mínimas.

3.7.2 Eventos Importantes del SIN

En octubre se presentaron dos eventos que conllevaron la actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia (EDAC), los cuales se describen a continuación:

- El 5 de octubre de 2011 se presentó disparo en ambos extremos de la línea San Carlos – Porce 3 a 500 kV, ocasionado por descarga atmosférica, desviando la frecuencia a 59.39 Hz y presentando pérdida de 293 MW de carga por salida de unidades generadoras en Porce 3.
- El 10 de octubre de 2011 se presentó disparo en ambos extremos de la línea San Carlos – Porce 3 a 500 kV, ocasionado por una falla monofásica, desviando la frecuencia a 59.37 Hz y presentando pérdida de 449 MW de carga por salida de unidades generadoras en Porce 3. Además del deslastre de carga en las diferentes zonas operativas del SIN, las transferencias a Ecuador se redujeron en 147 MW.