

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

## **COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Informe No 74 – 2012**

### **CONFIABILIDAD DEL MEM GENERACION - TRANSMISION**

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Octubre 23 de 2012**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.....</b>	<b>2</b>
2.1	EXPECTATIVA DE OCURRENCIA DEL NIÑO .....	2
2.2	ASPECTOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN DEL MEM .....	2
2.3	ESTATUTO DE RIESGO DE RACIONAMIENTO .....	3
2.4	OEFS DE PLANTAS TÉRMICAS.....	4
2.5	SUMINISTRO DE GAS NATURAL.....	6
2.6	SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS .....	7
2.7	PLAN DE EXPANSIÓN 2012-2014.....	7
2.8	REFLEXIONES.....	8
<b>3</b>	<b>CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>10</b>
3.1	CAUSAS DE LAS GENERACIONES DE SEGURIDAD .....	10
3.1.1	Área Caribe.....	10
3.1.2	Área Oriental .....	11
3.1.3	Área Nordeste.....	11
3.2	RESTRICCIONES DEL SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL - STR.....	11
3.2.1	Antioquia.....	12
3.2.2	Atlántico.....	12
3.2.3	Bolívar.....	13
3.2.4	Córdoba – Sucre.....	13
3.2.5	Cerromatoso.....	14
3.2.6	Guajira – Cesar - Magdalena.....	14
3.2.7	ESSA.....	14
3.2.8	CENS.....	15
3.2.9	EBSA - ENERCA .....	15
3.2.10	Bogotá.....	15
3.2.11	Meta.....	16
3.2.12	Valle.....	16
3.2.13	Cauca – Nariño.....	16
3.2.14	Huila – Tolima.....	17
3.2.15	Caldas – Quindío – Risaralda .....	17
3.3	RESTRICCIONES DEL SISTEMAS DE TRANSMISIÓN NACIONAL - STN .....	17
3.4	REFLEXIONES.....	18
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....</b>	<b>20</b>
4.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA .....	20
4.1.1	Generación del Sistema .....	20
4.1.2	Demanda del Sistema.....	21
4.1.3	Exportaciones e Importaciones de Energía.....	22
4.1.4	Aportes Hídricos Agregados .....	22
4.1.5	Vertimientos.....	23
4.1.6	Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....	24
4.1.7	Desviación del Despacho Ejecutado Respecto al Programado.....	25
4.1.8	Nivel de los Embalses .....	27
4.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA .....	27
4.2.1	Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....	27
4.2.2	Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado.....	28
4.2.3	Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos.....	29
4.2.4	Precios de Bolsa Horarios vs Generación.....	29

4.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	30
4.2.6	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	31
4.2.7	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural.....</i>	32
4.2.8	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo.....</i>	32
4.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	33
4.3.1	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	33
4.3.2	<i>Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología.....</i>	34
4.3.3	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa.....</i>	35
4.3.4	<i>Índice de Lerner Mensual.....</i>	35
4.3.5	<i>Índice Residual de Suministro.....</i>	37
4.3.6	<i>Índice Residual de Suministro Diario.....</i>	38
4.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES.....	39
4.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	39
4.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas.....</i>	39
4.4.3	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones.....</i>	40
4.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	41
4.5.1	<i>Generación Fuera de Mérito.....</i>	41
4.5.2	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito.....</i>	42
4.5.3	<i>Costo Mensual de Restricciones.....</i>	43
4.6	MERCADO DE CONTRATOS.....	43
4.6.1	<i>Cubrimiento de Contratos.....</i>	43
4.6.2	<i>Precio Promedio de Contratos.....</i>	44
4.6.3	<i>Distribución del Precio de Contratos.....</i>	45
4.6.4	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida.....</i>	45
4.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	46
4.7.1	<i>Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada.....</i>	46
4.7.2	<i>Precio del AGC vs Precio de Bolsa.....</i>	47
4.7.3	<i>Servicio de AGC por Planta.....</i>	47
4.7.4	<i>Costo Mensual del Servicio de RSF.....</i>	48
4.8	INDICADORES OPERATIVOS.....	49
4.8.1	<i>Mantenimientos de Generación por Agente.....</i>	49
4.8.2	<i>Consignaciones de Transmisión por Agente.....</i>	50

## Resumen Ejecutivo

En este informe el CSMEM analiza la confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión del SIN, bajo la posibilidad de la presencia del Niño. Aunque su severidad para el próximo verano es incierta, requiere un cuidadoso monitoreo y tomar las medidas necesarias para enfrentar condiciones críticas en caso que se agudice.

La capacidad de producción de gas natural es ligeramente superior a la demanda nacional, la entrada de la planta de tratamiento de Cupiagua generará un excedente que aumentará la confiabilidad de las plantas térmicas bajo condiciones de Niño; sin embargo, dicha planta proyectada para operar en agosto del 2012, ni ha entrado, ni se conoce aún una fecha concreta.

Aunque se han disminuido los cuellos de botella en el transporte de gas natural, todavía subsisten restricciones que exigen la utilización de combustibles líquidos para la generación térmica en el interior del país, en el gasoducto de la Costa persisten las limitaciones operativas por avería en el tramo que cruza el lecho del río Magdalena y se presentan bajas presiones que afectan los despachos de las plantas térmicas.

Se requiere con urgencia el perfeccionamiento y expedición del estatuto de riesgo de racionamiento por parte de la CREG, para que todos los agentes conozcan claramente las reglas del juego a seguir en caso de radicalizarse el fenómeno del Niño

La incapacidad del sector gas para resolver sus problemas, ha llevado a que las Obligaciones de Energía Firme para el verano 2012-2013 estén soportadas 18.5% con plantas utilizando combustibles líquidos; en forma aproximada, esto implica la movilización de alrededor de 60.000 barriles diarios de combustible, para los cuales no es evidente que exista una logística robusta. Además, no todos los contratos de respaldo con líquidos han sido realizados con agentes en capacidad de asegurar su entrega en los sitios convenidos y en el momento solicitado. Hoy en día estos problemas debieran ser la mayor prioridad de las autoridades del sector energético.

Aunque se pueda sobrellevar el Niño con la utilización de combustibles líquidos, el impacto en las tarifas será considerable, el costo económico para el país va a ser enorme y con toda certeza se va a traducir en malestar social y podría generar una presión política para modificar las reglas de juego en el mercado mayorista. Esto además es ineficiente desde el punto de vista asignativo, porque genera rentas y puede afectar severamente la competitividad de varios sectores productivos.

Respecto a la transmisión, el desarrollo de la infraestructura de los sistemas regionales continúa siendo deficitario para atender la demanda de energía adecuadamente y ocasiona incremento en la generación de seguridad, aumento del costo de las restricciones y del costo de la energía a los usuarios finales. Además, ha requerido un aumento importante del número de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema, instalados con el fin de minimizar la desatención de demanda en los STR, que tienen presencia en prácticamente todas las regiones del país.

Los casos mas críticos ocurren en aquellas regiones, donde bajo operación normal y disponibilidad total de los activos, se presentan sobrecargas en los equipos, requiriendo efectuar deslastre de cargas y posponer los mantenimientos. La expansión de transformación incumple el mandato regulatorio que prohíbe las desconexiones de equipos adicionales ante la ocurrencia de contingencias sencillas.

La situación actual del STR ocasiona además problemas de voltaje y suministro de potencia reactiva, que se suplen anti-económicamente desde el STN con generaciones de seguridad, reactores/condensadores, esquemas VQC para el control de tensión y compensadores estáticos de reactivos SVC.

Dado que una porción muy importante de los costos de restricciones, es debida a la generación de seguridad para el soporte de voltajes, el CSMEM considera fundamental revisar la regulación existente sobre el manejo y la remuneración de la potencia reactiva, para evitar que se continúe la práctica de abastecerla desde el STN.

La CREG puso en consideración de los agentes el proyecto de resolución 198 de 2011, el cual define los aspectos concernientes a: responsabilidades del planeamiento, obligaciones de los OR, convocatorias, remuneración de los activos, garantías e interventoría en la ejecución de los proyectos. Ha transcurrido un año y aún no se ha expedido la resolución reglamentaria definitiva, en consecuencia el mecanismo de libre competencia (participación de terceros en la ejecución de los proyectos) y el control del cronograma de ejecución de los proyectos, son inexistentes.

La segunda parte de este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en el mes de septiembre. El crecimiento anual de la generación se situó en 3.95%, observándose una caída importante en la participación de los despachos hidroeléctricos, cediendo espacio a las térmicas, con un marcado crecimiento de las de carbón. Este cambio se puede explicar por las condiciones de Niña que imperaron el año pasado, los relativamente bajos aportes hidrológicos y los anuncios de una alta probabilidad de Niño que se dieron en este semestre.

El crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual fue de 4.7%, cerrando la brecha con el crecimiento del PIB que había mostrado durante el año y superando la tasa de crecimiento proyectada por la UPME para el escenario alto. Debido a la reducción de la disponibilidad comercial, se presentó una caída en el margen de reserva de potencia.

En septiembre los aportes hídricos al SIN fueron 69.9% de la media histórica, rompiendo el patrón de hidrologías por encima del promedio histórico que caracterizó el clima durante todo el año. Al final del mes el nivel agregado de los embalses correspondió al 80.7% de la capacidad útil, similar a la del mismo mes del año 2011.

Los redespachos corrigieron desviaciones en exceso que presentaron los despachos y que en algunos casos sobrepasaron los 1.200 MWh. Se alcanzó un déficit de 2.000 MWh en el despacho, que supera el 20% de la demanda, dejándolo fuera de los límites esperados del error de predicción de la carga y necesariamente reflejando una situación operativa especial. Esto sugiere revisar la regulación establecida con respecto al cumplimiento del despacho por parte de las plantas generadoras y las penalizaciones en que incurrirán éstas cuando no siguen las órdenes. A nivel del sistema, es importante establecer un índice de calidad para monitorear el despacho, que tome en consideración las desviaciones de la generación real.

Se sostuvo la tendencia creciente de los precios de bolsa que inició en julio; en los últimos tres meses los precios de bolsa se multiplicaron por cuatro. La escalada alcista de que se ha dado tanto en horas de alta, como de baja demanda, coincide con un proceso de des-acumulación de reservas hídricas en los embalses, pero con niveles aún muy elevados; sin embargo, no se descarta que factores especulativos asociados a la probabilidad de un nuevo Niño, hayan contribuido a consolidar este proceso.

El precio del gas natural regulado se mantiene en niveles elevados; es importante constatar si parte del parque térmico se ha beneficiado con los menores precios que se negociaron en el Pie de Monte, en el marco de las transacciones regidas por la resolución CREG 118 de 2011.

Las cotizaciones de los recursos hidroeléctricos permanecieron en aumento y modularon los precios de bolsa. Algunas plantas de gran capacidad de generación y reservas, ofertaron a precios realmente bajos. En el otro extremo, varios recursos cotizaron a niveles muy por encima de la bolsa; otros agentes que presumiblemente fijaron el precio de bolsa, siguieron con sus ofertas la escalada alcista.

Tampoco es fácil entender las estrategias del parque térmico en el mercado, algunos agentes encontraron gas a precios competitivos y sostuvieron precios de oferta muy competitivos, en algunos casos por debajo de \$100/kWh. Varias plantas continúan cotizando por fuera del rango de valores del despachado en merito, mientras las ofertas de la generación basada en carbón se redujeron.

El índice de Lerner se está situando en niveles preocupantes en horas de demanda media y alta; en el caso de EPM alcanza un 30% y 46% en horas de demanda media y alta, para Emgesa el índice se situó en 24% en demanda alta. Estos niveles de poder de mercado deben ser monitoreados porque permiten estrategias que pueden alejar el mercado de equilibrios eficientes.

Los índices residuales de suministro en septiembre son totalmente coherentes con los índices de Lerner y claramente corroboran la existencia de poder de mercado. A nivel diario existieron comportamientos pivotaes en el mercado.

Se presentó una disminución importante de la generación fuera de mérito, la cual se vio reflejada en la reducción de la magnitud de las reconciliaciones positivas, como consecuencia de la escalada de precios del spot que lleva a cubrir la generación de seguridad con plantas despachadas en mérito, además que todas las líneas de interconexión de la Costa permanecieron disponibles, eliminando generación de seguridad en el área. El costo unitario de las restricciones fue 7.2 \$/kWh.

Las transacciones en bolsa han venido disminuyendo y en septiembre se situaron por debajo del 25%, disminuyendo así también la exposición al riesgo de los agentes comercializadores, mientras que el nivel de energía transada en contratos ha venido aumentando, tomando el espacio cedido en la bolsa.

Desde julio el costo del servicio de AGC se ha venido incrementando, siguiendo la misma tendencia del precio de bolsa, aunque la oferta comercial permaneció en buen nivel alrededor de los 4.500 MW.

EPM presentó un incremento muy importante de sus consignaciones de generación por emergencia, por fuera del plan de mantenimiento y en el acumulado total. En Emgesa similarmente el incremento de las consignaciones de emergencia y totales también fue considerable.

# **1 Introducción**

El presente informe contiene tres partes: a) Confiabilidad del sistema de generación, b) Confiabilidad del sistema de transmisión y c) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de septiembre del 2012.

## **a) Confiabilidad del Sistema de Generación**

Se analiza la confiabilidad del sistema de generación bajo la posibilidad de la presencia del fenómeno del Niño, incluyendo los aspectos actuales relevantes de la operación del SIN, el estatuto de riesgo de abastecimiento, las Obligaciones de Energía Firme de las plantas térmicas, las condiciones de suministro del gas natural, el suministro de combustibles líquidos y los impactos del plan de expansión de generación. Finalmente se presentan reflexiones al respecto.

## **b) Confiabilidad del Sistema de Transmisión**

Se analiza la confiabilidad del sistema de transmisión, partiendo de las causas que originan la generación de seguridad a nivel de las regiones y se presenta un examen pormenorizado de las restricciones operativas que afectan hoy en día los sistemas de transmisión regional en cada una de las sub-áreas operativas. También se relacionan las restricciones que afectan el sistema de transmisión nacional y finalmente se incluyen una serie de reflexiones sobre la confiabilidad de los sistemas de transmisión.

## **c) 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 septiembre de 2012, un comportamiento que merece destacarse.

## **2 Confiabilidad del Sistema de Generación**

### **2.1 Expectativa de Ocurrencia del Niño**

En relación a la existencia del fenómeno del Niño, de acuerdo a la información meteorológica internacional publicada por la NCEP, en comparación con los últimos meses, la posibilidad para que se desarrolle El Niño durante el otoño/invierno 2012-13 del Hemisferio Norte ha disminuido. Sin embargo el pronóstico oficial favorece la continuación entre condiciones de un ENSO-neutral/El Niño débil para el invierno 2012-13 del hemisferio norte, con la posibilidad de que ocurra fortalecimiento durante los próximos meses.

Sin embargo, desde el punto de vista de los aportes hidrológicos agregados asociados a los embalses de las plantas hidroeléctricas del SIN, en septiembre registraron 3.341 GWh correspondientes al 69.9% de la media histórica para este mes.

A pesar de los niveles elevados en los embalses, desde finales de julio los precios de bolsa se han venido incrementando sustancialmente, comportamiento asociado a las expectativas de un próximo Niño hacia finales del año. Consecuentemente, la generación térmica en este mismo periodo ha venido aumentando en forma importante, compensando la disminución de la generación hidráulica y el aumento de la demanda.

### **2.2 Aspectos Relevantes de la Operación del MEM**

En la operación del Mercado de Energía Mayorista de los últimos meses, se han presentado algunos aspectos que impactan la confiabilidad del suministro, a saber:

- El crecimiento de la demanda en septiembre alcanzó el 4.7% respecto a la demanda de septiembre del 2011, el cual fue superior a la tasa de crecimiento proyectada por la UPME para el escenario alto. Este crecimiento fundamentalmente está jalonado por la demanda no regulada que para el mismo mes presentó un crecimiento del 7.6%, mientras que el crecimiento de la demanda regulada fue de 2.1%. Ahora bien, dentro de la demanda no regulada, se destaca el crecimiento obtenido por el sector de minas y canteras (25.3%), lo que permite suponer que el crecimiento de la demanda puede llegar a ser sostenido.

- Las exportaciones de energía a Ecuador y Venezuela en septiembre fueron solamente de 75.8 y 48.4 GWh respectivamente; sin bien, ellas no son comparables a los volúmenes exportados en el pasado, actualmente están ocasionando desembalsamientos adicionales a los requeridos por la demanda doméstica.
- Durante septiembre, los generadores térmicos a base de gas natural en la costa Atlántica y Termosierra, han venido presentando desviaciones importantes en los despachos de generación, ya que sus generaciones reales han sido inferiores a su disponibilidad declarada. Como causas de estas desviaciones se mencionan algunos problemas de abastecimiento de gas, pero principalmente problemas de presión en los gasoductos y de arranque de algunas plantas. Esta situación ocasiona que los re-despachos requeridos, compensen la disminución de la generación térmica con una mayor utilización de la generación hidráulica.
- Los factores de conversión de la plantas hidráulicas y eficiencias de las plantas térmicas declarados por los agentes generadores, en algunos casos obedecen a estrategias comerciales y no necesariamente reflejan las condiciones operativas de las máquinas. Esta situación está ocasionando un desbalance en el despacho de unidades y consecuentemente su des-optimización.

### **2.3 Estatuto de Riesgo de Racionamiento**

El estatuto de riesgo de racionamiento en esencia persigue establecer reglas claras en la operación del mercado bajo condiciones deficitarias de energía, con el fin de evitar los traumatismos ocasionados por posibles intervenciones del MEM. Al respecto existe la resolución CREG 076 de 2012, que aún es un proyecto de resolución.

Referente al proyecto de resolución mencionado, es importante resaltar las siguientes consideraciones:

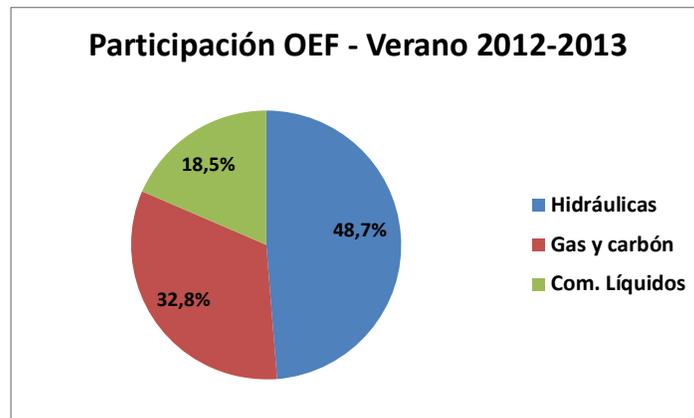
- El inicio del período de riesgo de desabastecimiento se producirá cuando el indicador “Oceanic Niño Index”, publicado por la “National Oceanic and Atmospheric Administration” de los Estados Unidos, sea superior a 0.5 durante tres períodos consecutivos. Teniendo en cuenta que este indicador es de tipo global, el CSMEM considera que para la iniciación del periodo de riesgo de desabastecimiento, también se deben considerar las particularidades del

comportamiento hidrológico de las cuencas de los ríos que alimentan los embalses de las plantas hidráulicas del SIN.

- Las pruebas de calentamiento propuestas para las plantas térmicas con Obligaciones de Energía Firme, son importantes y necesarias en el contexto del riesgo de racionamiento. Sin embargo, las pruebas propuestas solo determinan la disponibilidad física de las plantas térmicas, sin considerar el suministro requerido de combustibles para cumplir con las obligaciones OEF.

## 2.4 OEFs de Plantas Térmicas

La Obligaciones de Energía Firme para el verano 2012-2013 están soportadas 48.7% con plantas hidroeléctricas, 32.8% con plantas térmicas a gas y carbón y 18.5% con plantas térmicas utilizando combustibles líquidos.



**Gráfico No 1**

Para el verano 2012 – 2013, las OEFs corresponden a 191 GWh/día, frente a la demanda máxima del mes de septiembre de 178 GWh/día, lo cual representa hoy en día un margen de 7.3% de holgura; necesariamente este margen de holgura disminuirá en el verano 2012-2013, dado el crecimiento normal de la demanda y en particular, el aumento de demanda debido al incremento de temperatura en la estación de verano y bajo el fenómeno del Niño.

La tabla No 1 muestra los requerimientos de gas natural y combustibles líquidos correspondientes a la ENFICC del verano 2012-2013 <sup>1</sup>. Las cifras totales de combustibles son 393 GBTUD de gas natural y 346.8 GBTUD de combustibles líquidos.

De la cantidad total de gas requerido el 66% está respaldado con contratos de suministro en firme y el restante 34% con contratos de Opciones de Compra de Gas – OCG contra exportaciones de gas a Venezuela. Así mismo, la cantidad en líquidos requeridos representa el 47% del total del combustible.

**Tabla No 1 – Combustibles Requeridos – ENFICC Verano 2012-2013**

PLANTA	GAS (GBTUD)		LIQUIDOS (GBTUD)		
	Firme	OCG	FO6	FO2	JET A1
Proelectrica	16				
Tebsa	110	92			
TermoValle	36				
Merrielectrica		38			
Barranquilla			34		
Cartagena			55		
Candelaria				75	
TermoSierra				60,6	
TermoDorada					12
TermoCentro	23	5			27
TermoEmcali	16			38,2	
Flores	57			45	
Gas	162	130			
Líquidos	0		89	135,6	12
Duales	96	5		83,2	27
Total	258	135	89	218,8	39
	393			346,8	

Como se verá más adelante, la infraestructura del suministro y transporte del gas natural en el país se ha fortalecido; sin embargo, el abastecimiento de gas natural al parque de generación térmica en condiciones extremas, aún presenta restricciones que no han sido tenidas en cuenta en la asignación de las ENFICC y OEF, debido a que se realizaron con base en las capacidades de suministro y transporte contratadas por las plantas, sin considerar los parámetros de confiabilidad para transporte y suministro establecidas en la regulación.

<sup>1</sup> XM, Documento XM – CND – 156, Septiembre 13 de 2012.

## 2.5 Suministro de Gas Natural

La capacidad de producción de gas natural es ligeramente superior a la demanda nacional actual; con la entrada de la planta de tratamiento de Cupiagua de 140 MPCD, se generará un excedente que aumentará la confiabilidad de las plantas térmicas del SIN bajo condiciones de Niño; sin embargo, dicha planta que estaba proyectada para entrar en operación en agosto del 2012, ni ha entrado, ni se conoce aún una fecha concreta de su entrada.

Para aumentar la firmeza de los contratos de abastecimiento de gas a las plantas térmicas, que actualmente es del 66% de las OEF a gas, Ecopetrol cuenta con excedentes por contratar hasta el 2013 de aproximadamente 110 GBTUD<sup>2</sup>; sin embargo, los agentes han acudido al respaldo con combustibles líquidos, debido principalmente a que los porcentajes “take or pay” exigidos en los contratos, son considerados demasiado altos con respecto a los despachos de las plantas térmicas.

El 34% de las OEF a gas que actualmente se respalda con contratos OCG, también podría ser aumentado ya que solo el 25% de estos contratos OCG está comprometido por Ecopetrol<sup>3</sup>.

Con la ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Ballenas – Barranca de 260 a 330 MPCD, la construcción del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga de 45 MPCD y la ampliación del gasoducto Cusiana – Vasconia de 210 a 390 MPCD, si bien se han disminuido los cuellos de botella en el transporte gas natural, todavía subsisten restricciones que exigen la utilización de combustibles líquidos para la generación térmica en el interior del país.

Otro problema que afecta el abastecimiento de gas en la Costa Atlántica y el Magdalena medio, como se mencionó anteriormente, está relacionado con inyecciones insuficientes y bajas presiones que se vienen presentando en estos gasoductos. Adicionalmente, en el gasoducto de la Costa persisten las limitaciones operativas debidas a la avería en el tramo Palermo – Barranquilla que cruza el lecho del río Magdalena, causada por un fenómeno erosivo del río.

---

<sup>2</sup> Javier Gutiérrez P., Ecopetrol, “Rompiendo Paradigmas”, XV Congreso Naturgas, Cartagena, Marzo de 2012.

<sup>3</sup> Op cit 2.

## 2.6 Suministro de Combustibles Líquidos

El 18.5% del total de las OEF del SIN están respaldadas con combustibles líquidos (ver gráfico No 1); en forma aproximada, estos combustibles implican la movilización de alrededor de 60.000 barriles diarios, para los cuales se requiere tener disponible la logística del caso. Al respecto, también cabe mencionar que los requerimientos finales de combustibles líquidos, dependerán de la disponibilidad existente de gas natural.

Si bien es cierto que las OEF respaldadas con combustibles líquidos requirieron demostrar la contratación de tales combustibles, la situación actual es que no todos estos contratos han sido realizados con agentes que estén en capacidad de asegurar la entrega de los combustibles en los sitios previamente convenidos y en el momento solicitado.

## 2.7 Plan de Expansión 2012-2014

La tabla No 2 presenta el estado del plan de expansión del periodo 2012-2014, de acuerdo con el resultado de las auditorías a las plantas Amoyá y Gecelca, la Resolución MME 18-0664 de 2012 para Termocol e informes de Isagen para Sogamoso.

**Tabla No 2 – Estado del Plan de Expansión 2012-2014**

EXPANSION GENERACION 2012 - 2014					
PROYECTO	AGENTE	Capacidad	OEF		Fecha de Entrada
		MW	Fecha	GWh-año	
Amoyá	Isagen	78	Dic 1 2011	215	1a Unidad - Oct 15 2012 2a Unidad - Nov 26 2012
Gecelca-3	Gecelca	150	Dic 1 2012	1 120	Abr 14 2013
Termocol	Poliobras	210	Dic 1 2012	1 682	Ago 31 2013
Sogamoso	Isagen	800	Dic 1 2014	400	1a Unidad - Dic 30 2013 2a Unidad - Feb 28 2014 3a Unidad - Abr 30 2014
<b>TOTALES</b>		<b>1 238</b>		<b>3 417</b>	

Son de especial interés la entrada de los proyectos Amoyá y Gecelca, dado que corresponden a refuerzos importantes del parque generador para la próxima estación de verano; además, no menos importantes serán los proyectos Termocol y Sogamoso en caso de prolongación del fenómeno del Niño.

## 2.8 Reflexiones

- La severidad de los efectos del fenómeno del Niño para el próximo verano es todavía incierta y requiere un cuidadoso monitoreo y además tomar las medidas del caso para que si el fenómeno se agudiza, el SIN este listo para enfrentar condiciones críticas.
- Es fundamental para el MEM conocer la fecha cierta de entrada en operación de la planta de tratamiento de gas de Cupiagua, con la cual se mejora la confiabilidad del abastecimiento eléctrico.
- No obstante el fortalecimiento de la infraestructura del suministro y transporte del gas natural en el país, aún persisten problemas que deben ser corregidos a la brevedad posible, pues afectan los despachos de las plantas térmicas, donde la generación real obtenida es inferior a la disponibilidad declarada.
- Es necesario auditar los factores de conversión declarados por las plantas hidráulicas y las eficiencias de las plantas térmicas, puesto que en algunos casos por razones de estrategia comercial, no reflejan las condiciones operativas de las máquinas, lo cual ocasiona des-optimización del despacho.
- Nuevamente el país se ve enfrentado con gran probabilidad al fenómeno del Niño y el sector eléctrico no cuenta aún con un estatuto de riesgo de racionamiento vigente. Su perfeccionamiento y expedición se requiere con urgencia para que todos los agentes conozcan claramente las reglas del juego a seguir.
- La condición para la iniciación del periodo de riesgo de desabastecimiento, además de tener en cuenta consideraciones de tipo climático global, debería considerar las particularidades del comportamiento hidrológico de las cuencas de los ríos que alimentan los embalses de las plantas hidráulicas del SIN.
- El origen del consumo de combustibles líquidos para la generación de electricidad, radica en la incapacidad del sector gas para resolver sus problemas y es así como hoy en día el 18.5% del total de las OEF del SIN están respaldadas con combustibles líquidos. No obstante, en caso de tener que enfrentar un Niño, no todos los contratos de suministro de líquidos que

respaldan las OEF fueron realizados con agentes en capacidad de asegurar su entrega en los sitios y momento solicitados, ni es evidente la robustez de la logística para garantizar el suministro de todos los combustibles líquidos requeridos. Hoy en día estos problemas debieran ser la mayor prioridad de las autoridades del sector energético.

- Aunque se pueda sobrellevar el Niño con la utilización de combustibles líquidos, el impacto en las tarifas será considerable, el costo económico para el país va a ser enorme y con toda certeza se va a traducir en malestar social y podría generar una presión política para modificar las reglas de juego en el mercado mayorista.
- Es bien sabido que el costo marginal varía en función del Heat Rate, la localización y el tipo de combustible de cada planta, lo cual para la generación con líquidos podría implicar un costo entre \$240/kWh y \$440/kWh<sup>4</sup>. Esto además 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.

---

<sup>4</sup> Informe No 61 del CSMEM, “Posible necesidad de combustibles líquidos para abastecer el mercado de contratos del MEM”, Agosto 14 de 2011.

### **3 Confiabilidad del Sistema de Transmisión**

El desarrollo de la infraestructura de transmisión, especialmente en los Sistemas de Transmisión Regional – STR, en buen número de casos ha sido deficitario para atender la demanda de energía adecuadamente, lo cual ha ocasionado: un Incremento en la generación de seguridad, en el costo de las restricciones y en el costo de la energía a los usuarios finales. Además, ha significado un aumento del número de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema – ESPS instalados con el fin de minimizar la desatención de demanda en los STR.

#### **3.1 Causas de las Generaciones de Seguridad**

XM elaboró un informe de análisis de las principales causas de los problemas asociados a las restricciones en la infraestructura de transmisión y al incremento en el costo de operación del sistema eléctrico<sup>5</sup>, del cual se colige que la mayor parte de la generación fuera de mérito en el último año se concentra en las áreas Caribe (65%), Oriental (18%) y Nordeste (8%).

##### **3.1.1 Área Caribe**

A pesar de contar con tres líneas de interconexión de la Costa Atlántica con el interior del país, sus restricciones eléctricas y operativas limitan la atención de la demanda del área con recursos más económicos del interior del país. El incremento que presenta la generación fuera de mérito del área entre los años 2009 y 2011, obedece a las siguientes causas:

- Reactivación de los atentados sobre las líneas de interconexión, registrándose 23 en los últimos 4 años, 22 de ellos efectuados sobre los enlaces que llegan a Cerromatoso, que son los que presentan las condiciones eléctricas más restrictivas y que constituyen la principal causa del incremento en la generación fuera de mérito del área y del país.
- La aplicación de la metodología para el cálculo de la reserva rodante en áreas con probabilidad de aislamiento, definidas en los Acuerdos CNO 368, 382, 385 y

---

<sup>5</sup> XM, “Informe ejecutivo: Análisis de restricciones en el Sistema Interconectado Nacional, Documento XM CND 2012 104.

389, hace necesario prever generación de seguridad disponible para reserva en pocas horas, lo cual sumado al aumento del tiempo de aviso de varios generadores del área, ha incrementando la generación fuera de mérito del SIN.

- Cuando se exporta energía eléctrica a Venezuela, en algunos casos se requiere generación forzada para el soporte de voltajes. No obstante, el costo de ésta generación fuera de mérito es incurrido por el comercializador que representa esa demanda internacional.
- Las sub-áreas Bolívar y Atlántico tienen restricciones en las redes del STR, las cuales obligan a programar generación de seguridad, en particular en las plantas de Proeléctrica, Flores, Tebsa y Barranquilla.

Por otra parte, la utilización de combustibles líquidos desde el 2006 en varias plantas del área Caribe, ha ocasionado el aumento de los costos de la generación fuera de mérito.

### **3.1.2 Área Oriental**

A partir de la entrada de Porce III en el 2010, la indisponibilidad por atentados de los circuitos San Carlos – Porce III – Cerromatoso 500 kV, provoca el atrapamiento de cerca de 1.000 MW en la generación de Antioquia, la cual es remplazada en parte con generación fuera de mérito en el área Oriental.

### **3.1.3 Área Nordeste**

Esta área requiere generación de seguridad para el soporte de voltajes y para efectuar las exportaciones de energía a Venezuela por la línea San Mateo – Corozo 230 kV, utilizando plantas térmicas del área, específicamente en las plantas de Paipa y Termoyopal. No obstante el costo de las restricciones para soportar las exportaciones a Venezuela es asignado al comercializador que la representa.

## **3.2 Restricciones del Sistemas de Transmisión Regional - STR**

En el informe No 62 del CSMEM<sup>6</sup> se analizaron los principales problemas existentes en la operación de los Sistemas de Transmisión Regional – STR, ha pasado un año y las

---

<sup>6</sup> Informe No 62 del CSMEM, “La operación del sistema de transmisión regional al borde del colapso”, Septiembre 14 del 2011.

restricciones operativas se han incrementado comprometiendo aún más, la confiabilidad del sistema en el corto y mediano plazo.

Conjuntamente XM y la UPME revisaron las restricciones de la operación del SIN, al igual que los planes de expansión. La revisión identifica los proyectos cuya fecha de entrada en operación sólo ocurrirá en 2 años o más, aún sin considerar retrasos en la ejecución de estos proyectos. No obstante que se han ejecutado y definido proyectos que han mitigado las restricciones, no las eliminan por completo, principalmente aquellas relacionadas con el soporte de tensión.

A continuación se presenta un resumen de la situación que afrontan los sistemas de transmisión regional – STR, con base en los estudios de planeamiento operativo realizados por XM<sup>7</sup>.

### **3.2.1 Antioquia**

Ante contingencia sencilla, se presentan sobrecargas en los transformadores de Bello 220/110 kV y en el circuito Envigado – Guayabal a 110 kV, lo cual limita la generación en el norte de Antioquia. Esta situación será resuelta con la entrada en operación de la subestación Guayabal 220 kV y de la línea Bello – Guayabal – Ancón a 220 kV prevista para septiembre del 2015.

Además, también ante contingencias ocurren bajas tensiones en la subestación Vasconia 110 kV que pueden ocasionar desatención de la demanda; esta situación requiere un banco de condensadores y/o un nuevo punto de conexión al STN, recomendados para entrar en el 2013.

### **3.2.2 Atlántico**

Tal como se identificó en el informe No 62 del CSMEM, por falta de expansión de la red de transporte y la capacidad de transformación de esta área, se presenta una situación eléctrica crítica, que pone en riesgo la operación segura y confiable del sistema, aún en condiciones de disponibilidad total de la red. El agotamiento en la capacidad de transformación en Sabanalarga y en la red de 110 kV, produce desatención de la demanda, colapso de la sub-área ante contingencias y des-optimización del despacho. Para mitigar esta situación se han implementado esquemas ESPS, se opera desacoplada la subestación Flores y se balancea la generación entre Tebsa y Flores.

---

<sup>7</sup> XM, “Informe consolidado del mercado”, Septiembre del 2012.

Además en el 2013 entrará en operación el segundo transformador de Sabanalarga 220/110 kV y se desarrollan el proyecto Caracolí y el doble circuito Flores – Centro a 110 kV que entrarán en operación en septiembre del 2015.

También es necesario resolver el nivel de corto circuito de las subestaciones Tebsa y Flores 110 kV, pues el seccionamiento de barras es una solución temporal que desmejora la confiabilidad y se requiere entonces repotenciar la subestación.

### **3.2.3 Bolívar**

La restricción operativa más crítica del área continua siendo el agotamiento de la capacidad de transformación 220/66 kV y de la red a 66 kV del doble anillo de Cartagena, lo cual ocasiona riesgo de desatención de la demanda. Para mitigar dicha situación se han implementado esquemas de ESPS y se despacha generación fuera de mérito en Proeléctrica. Para resolver la restricción operativa se requiere: el proyecto de la subestación Bosque que debió entrar en operación en mayo del 2011 y cuya fecha de entrada actual es marzo de 2013; un segundo transformador 220/66 kV en la subestación El Bosque que entrará en abril del 2014 y un transformador 220/66 kV en la subestación Bolívar que se encuentra en estudio por parte de la UPME.

Adicionalmente existen bajas tensiones en El Carmen 110 kV y Zambrano 66 kV, que además de las condiciones operativas fuera de rango, presentan posible desatención de la demanda. Esta situación operativa que requiere la instalación de compensación capacitiva, aún no tiene definidas obras ni estudios presentados por el Operador de Red ante la UPME.

La sub-área Bolívar también presenta limitación en la importación de energía que exige el despacho de generación fuera de mérito en el área y que será resuelta con el segundo circuito Bolívar – Cartagena a 220 kV, previsto para el año 2016.

### **3.2.4 Córdoba – Sucre**

Se mantiene una situación eléctrica crítica en el área debido al agotamiento de la capacidad de transformación en Chinú 500/110 kV, presentando desatención de la demanda ante contingencias y posible colapso de área. Para mitigar el problema se mantienen operativos los esquemas ESPS; la solución incluye la instalación de un tercer transformador en Chinú actualmente en construcción, que entrará en operación

en el 2013 y la línea Chinú – Montería – Urabá a 220 kV, que entrará en septiembre del 2015.

### **3.2.5 Cerromatoso**

El agotamiento de la capacidad de transformación 500/115 kV ocasiona desatención de la demanda ante contingencia y posible colapso del área, lo cual se mitiga con esquemas suplementarios ESPS y requiere la instalación de un tercer transformador, actualmente en construcción, que entrará en operación en junio de 2014.

### **3.2.6 Guajira – Cesar - Magdalena**

Debido al agotamiento de la capacidad de transformación 220/110 kV en Santa Marta, Fundación y Cuestecitas, se presenta desatención de la demanda ante contingencias; para mitigar esta situación se requiere implementar esquemas suplementarios ESPS y otras medidas para el control de carga. La solución incluye la instalación de un tercer transformador en Santa Marta que entrará en diciembre del 2012; la línea Santa Marta – Río Córdoba a 110 kV, programada para entrar en diciembre del 2013, pero que presenta atrasos en la construcción; un tercer transformador requerido en Cuestecitas, aún no ha sido definido ni tiene estudios presentados por el Operador de Red ante la UPME.

Otro problema es la existencia de bajas tensiones ante contingencia en el transformador de Copey 500/220 kV, lo cual además ocasiona desatención de la demanda y hace necesario programar generación de seguridad para el soporte de voltaje. La instalación de un segundo transformador recomendado para el 2014, presenta retrasos.

Con la próxima conexión de la central Termocol, el enlace Santa Marta – Termocol presentará alta cargabilidad y atrapamiento de generación, lo cual requiere repotenciar dicho enlace y la entrada del segundo circuito Cuestecitas – Valledupar a 220 kV en el 2013, proyectos que presentan atrasos.

### **3.2.7 ESSA**

En Santander se requiere expansión de la capacidad de transformación y de la red de transmisión debido a su agotamiento, lo cual ocasiona riesgo de desatención de la demanda y para mitigarlo se requiere implementar esquemas suplementarios ESPS. La solución de esta situación requiere un nuevo punto de conexión al STN y/o refuerzo de

los puntos actuales; sin embargo, al respecto no se tienen obras definidas, ni estudios presentados por el Operador de red ante la UPME.

### **3.2.8 CENS**

En Norte de Santander se requiere expansión de la capacidad de transformación para evitar el riesgo de desatención de la demanda; para mitigar esta situación se requiere el enmallamiento de la red de 115 kV y la instalación de esquemas suplementarios ESPs. La solución implica la construcción de un nuevo punto de conexión al STN o el refuerzo de los existentes, cuya entrada está recomendada para el 2013.

### **3.2.9 EBSA - ENERCA**

En Boyacá se presenta sobrecarga de un autotransformador de Paipa 230/115 kV ante la salida de otro; para evitar riesgo de desatención de la demanda se requiere un nuevo punto de conexión al STN o el refuerzo de los existentes. Esta situación aún no tiene definidas obras, ni el Operador de Red ha presentado estudios ante la UPME.

En Casanare la red de 115 kV presenta agotamiento, para evitar el riesgo de desatención de la demanda se requieren las líneas Aguaclara – Aguazul – Yopal a 115 kV, las cuales entrarán en marzo de 2013.

### **3.2.10 Bogotá**

Se presentan sobrecargas de los transformadores de conexión al STN ante contingencia del autotransformador en Bacatá 500/115 kV, e igualmente en el autotransformador 500/115 kV ante contingencia del autotransformador 500/230 kV. La solución requiere la entrada en operación del proyecto Nueva Esperanza, actualmente en construcción y que entrará en noviembre del 2013.

En el norte de la sabana de Bogotá se presentan bajas tensiones ante contingencias en líneas del STR; además para máximo despacho en Chivor y mínima generación en Guavio, ocurren sobrecargas ante contingencias en los circuitos Guavio – Chivor 230 kV. La solución requiere la construcción de las líneas Chivor – Chivor 2 – Norte – Bacatá a 230 kV y doble transformación 230/110 kV, proyectos que entrarán en operación en el 2015.

La salida del enlace Primavera – Bacatá 500 kV causa bajas tensiones requiriendo generación de seguridad en el área oriental. Las obras requeridas para el control de voltaje aún no tienen definición por parte de la UPME.

### **3.2.11 Meta**

Se presenta agotamiento en la capacidad de transformación en Reforma 230/115 kV, lo cual genera riesgo de desatención de la demanda ante contingencias. Para mitigar el problema se requiere la instalación de esquemas suplementarios ESPS; su solución requiere la entrada en operación de un tercer transformador programado para diciembre de 2013 y la ejecución del proyecto Suria 230/115 kV y sus obras asociadas contempladas para entrar en operación en septiembre de 2015.

Ante contingencias de la línea Guavio – Reforma 230 kV, se presentan bajas tensiones en la red y des-optimización del despacho que requieren generación de seguridad. La solución de esta situación operativa se obtiene con los proyectos Nueva Esperanza (2013) y Suria (2015), mencionados anteriormente.

### **3.2.12 Valle**

En condiciones de alta generación térmica en el área, persisten las sobrecargas en el anillo Yumbo – La Campiña - Chipichape a 115 kV, ocasionando atrapamientos de generación. Se requiere la repotenciación del anillo y su ejecución está en revisión por parte de la UPME.

Con alta generación hidráulica se presenta agotamiento de la transformación en San Marcos 230/115 kV, requiriendo generación de seguridad a nivel de 115 kV. La solución está relacionada al proyecto Alférez 230/115 kV y sus obras asociadas, programadas para entrar en operación en noviembre de 2014.

Ante contingencia del autotransformador de Cartago 230/115 kV, se presentan sobrecargas en la línea La Rosa – Dos Quebradas a 115 kV, que requieren generación de seguridad y la instalación de esquemas suplementarios ESPS. El segundo banco de transformación ya fue conceptualizado por la UPME y está programado para entrar en operación en el 2013, aunque presenta atrasos.

### **3.2.13 Cauca – Nariño**

Se presenta agotamiento de la capacidad de transformación de Jamondino existiendo riesgo de desatención de la demanda y necesidad de implementar esquemas suplementarios ESPS. El segundo transformador está programado para entrar en operación en el 2013.

#### **3.2.14 Huila – Tolima**

Ante contingencias sencillas, la red de 115 kV presenta sobrecargas y bajas tensiones, ocasionando riesgo de desatención de la demanda y generación fuera de mérito en Prado. Con el fin de eliminar este problema, se desarrollan los proyectos Betania – Sur 115 kV y Brisas – Mirolindo 115 kV con fecha de entrada en el 2012, un nuevo punto de conexión en la red del Huila que entrará en el 2013 y refuerzos en los circuitos a nivel de 115 kV que aunque están programados para entrar en operación en el 2013, presentan retrasos.

#### **3.2.15 Caldas – Quindío – Risaralda**

Ante contingencias sencillas en la transformación de Esmeralda 230/115 kV, se producen sobrecargas en el transformador paralelo, ocasionando riesgo de desatención de la demanda, la necesidad de mantener operativos los esquemas suplementarios ESPS y requiere generación de seguridad en Insula, San Francisco y Esmeralda. Estos problemas se solucionarán con la entrada del proyecto Armenia 230/115 kV en noviembre de 2013 y un tercer transformador en Esmeralda que entrará en el 2014.

Ante contingencia del autotransformador de San Felipe 230/115 kV, se ocasionan bajas tensiones, situación que será resuelta con la entrada del proyecto Purnio 230/115 kV en el 2014.

### **3.3 Restricciones del Sistemas de Transmisión Nacional - STN**

En adición a las restricciones operativas que presenta el STR, existen también restricciones en el STN, las cuales se describen a continuación:

- Ante contingencia en el autotransformador de Ocaña 500/230 kV, se presentan bajas tensiones en el área Nordeste, ocasionado riesgo de desatención de la demanda que requiere generación de seguridad. Este problema se resolverá con la entrada en operación en junio del 2013 de la subestación Sogamoso 500/230

kV, la reconfiguración de la línea Primavera – Ocaña 500 kV y sus obras asociadas en 230 kV.

- El límite de importación de energía del área del Caribe y la indisponibilidad de una de las líneas a 500 kV Porce 3 – Cerromatoso o Primavera – Cerromatoso, exigen generación de seguridad ocasionando sobrecostos operativos. La solución se obtendrá con la entrada en operación en el 2017 del doble circuito Ituango – Cerromatoso – Chinú – Copey a 500 kV, proyecto que aún no ha sido estructurado por la UPME.
- Con altos despachos de generación térmica se presenta congestión en la red del Atlántico y en la línea Fundación – Copey 220 kV, la cual genera atrapamientos de generación. La solución está asociada a la entrada en operación en septiembre del 2015 del proyecto Caracolí y sus obras complementarias.
- El límite de importación de energía en el área Suroccidental exige generación de seguridad en el área ocasionando sobrecostos operativos. La solución está asociada con los proyectos: línea Medellín – Virginia a 500 kV, líneas Virginia – Alférez y San Marcos – Alférez a 500 kV, doble transformación en Alférez 500/230 kV y la reconfiguración del circuito Juanchito – Pance entrando a Alférez 230 kV. Estos proyectos están recomendados para entrar en operación en el 2017.

### **3.4 Reflexiones**

- El estado actual de los sistemas de transmisión regional continúa siendo grave y ocasiona desatención parcial de la demanda, incremento en la generación de seguridad requerida, aumento del costo de las restricciones y en la tarifas a los usuarios finales. Su mayor criticidad ocurre en aquellas regiones, donde bajo operación normal y disponibilidad total de los activos, ya se presentan sobrecargas en los equipos, requiriendo efectuar deslastres de carga que conllevan racionamientos de la demanda. Dadas las condiciones de la red regional, los mantenimientos requeridos no se pueden llevar a cabo, incrementando el número de fallas y afectando la continuidad del servicio.
- Para mitigar la demanda no atendida – DNA y minimizar los riesgos de colapso de grandes bloques de carga ante contingencias sencillas, por agotamiento de los equipos del STR, el número de Esquemas Suplementarios de Protección del

Sistema – ESPS instalados se ha incrementado en forma considerable y tienen presencia en prácticamente todas las regiones del país.

- La expansión de transformación es deficiente e incumple el mandato regulatorio que prohíbe las desconexiones de equipos adicionales ante la ocurrencia de contingencias sencillas.
- Tal como se identificó previamente, las deficiencias del STR ocasionan problemas de voltaje y suministro de potencia reactiva, que se suplen desde el STN con generaciones de seguridad, reactores/condensadores, esquemas VQC (para el control de la tensión que actúan sobre los taps de transformadores y conectan reactores, condensadores o líneas) y con compensadores estáticos de reactivos SVC.
- Teniendo en cuenta que: a) una porción muy importante de los costos de restricciones, es debida a la generación de seguridad para el soporte de voltajes y b) la compensación de potencia reactiva, económica y técnicamente presenta la mayor efectividad a nivel de las redes de baja tensión; el CSMEM considera fundamental revisar la regulación existente sobre el manejo y la remuneración de la potencia reactiva, para suplir los requerimientos asociados a la necesidad de compensación de los STR y SDL, evitando que se continúe con la práctica anti-económica de abastecerlos desde el STN.
- La CREG con el fin de definir los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional, mediante mecanismos de libre competencia, puso en consideración de los agentes el proyecto de resolución CREG 198 de 2011, el cual define los aspectos concernientes a: responsabilidades del planeamiento, obligaciones de los OR, convocatorias, remuneración de los activos, garantías e interventoría en la ejecución de los proyectos. Ha transcurrido un año y aún no se ha expedido la resolución reglamentaria definitiva, en consecuencia el mecanismo de libre competencia (participación de terceros en la ejecución de los proyectos) y el control del cronograma de ejecución de los proyectos, son inexistentes.

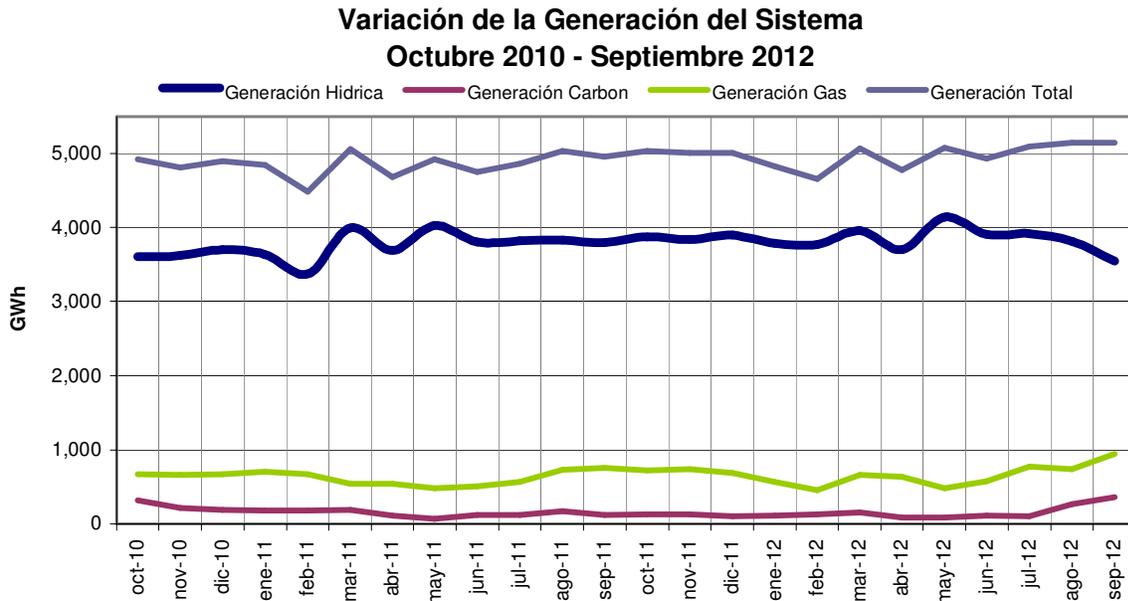
## 4 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de septiembre de 2012 tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

### 4.1 Comportamiento del sistema

#### 4.1.1 Generación del Sistema

El gráfico No 2 y la tabla No 3 presentan las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para los dos últimos años.



**Gráfico No 2**

**Tabla No 3**

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	septiembre/11	agosto/12	septiembre/12	Variación AGO 12 - SEP 12	Variación SEP 11 - SEP 12	Variación Ultimo Año- Septiembre 12
Hídrica	3,846.69	3,796.19	3,814.24	3,544.28	-7.08%	-6.64%	-7.86%
Térmica	Total Térmica	831.02	888.98	1,337.60	30.47%	50.46%	60.96%
	Gas	664.97	753.30	947.02	27.32%	25.72%	42.42%
	Carbón	147.12	118.74	261.20	38.30%	204.24%	145.54%
	Fuel Oil-ACPM	22.06	16.94	29.33	45.17%	73.12%	32.99%
Menores	273.31	231.15	270.25	232.76	-13.87%	0.70%	-14.84%
Cogeneradores	29.34	33.88	31.97	31.10	-2.73%	-8.21%	6.00%
Total	4,980.35	4,950.19	5,141.70	5,145.73	0.08%	3.95%	3.32%

En septiembre el crecimiento anual de la generación de energía eléctrica se situó en 3.95%, observándose una caída importante en la participación de los despachos hidroeléctricos, cediendo espacio a las térmicas, con un marcado crecimiento de las de carbón. Este cambio en la composición de la generación se puede explicar por las condiciones de Niña que imperaron el año pasado y los relativamente bajos aportes hidrológicos y los anuncios de una alta probabilidad de Niño que se dieron en este semestre.

Para septiembre de 2012, la generación hidráulica se redujo a 68.9%, la térmica aumentó a 26.0%, las menores y cogeneradores correspondieron al 5.1%.

#### 4.1.2 Demanda del Sistema

El gráfico No 3 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años.

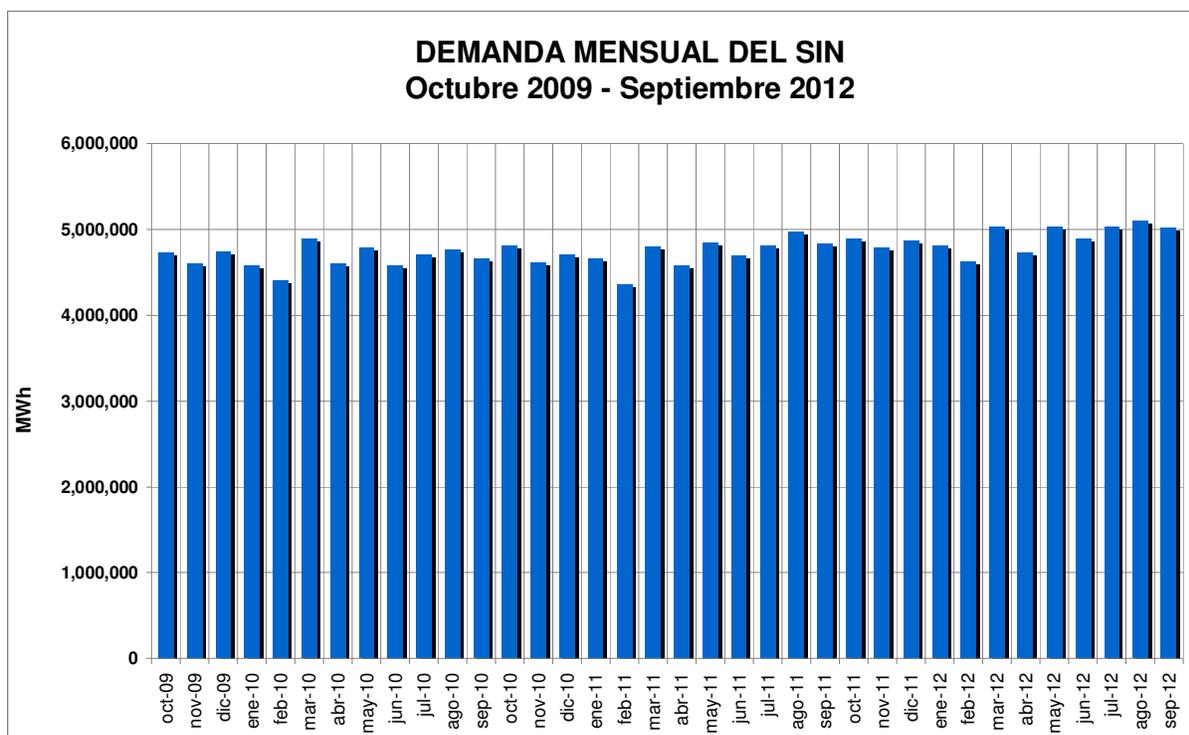


Gráfico No 3

El crecimiento promedio ponderado (pondera días comerciales, sábados y domingos-festivos) de la demanda de energía mensual, para el mes de septiembre fue de 4.7%, cerrando la brecha con el crecimiento del PIB que había mostrado durante el año y

superando la tasa de crecimiento proyectada por la UPME para el escenario alto. Este crecimiento fundamentalmente fue jalado por la demanda no regulada de 7.6%, mientras que el crecimiento de la demanda regulada fue 2.1%.

### 4.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

El gráfico No 4 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años. En septiembre se reactivaron las exportaciones a Ecuador sin alcanzar los niveles registrados en septiembre del 2011.

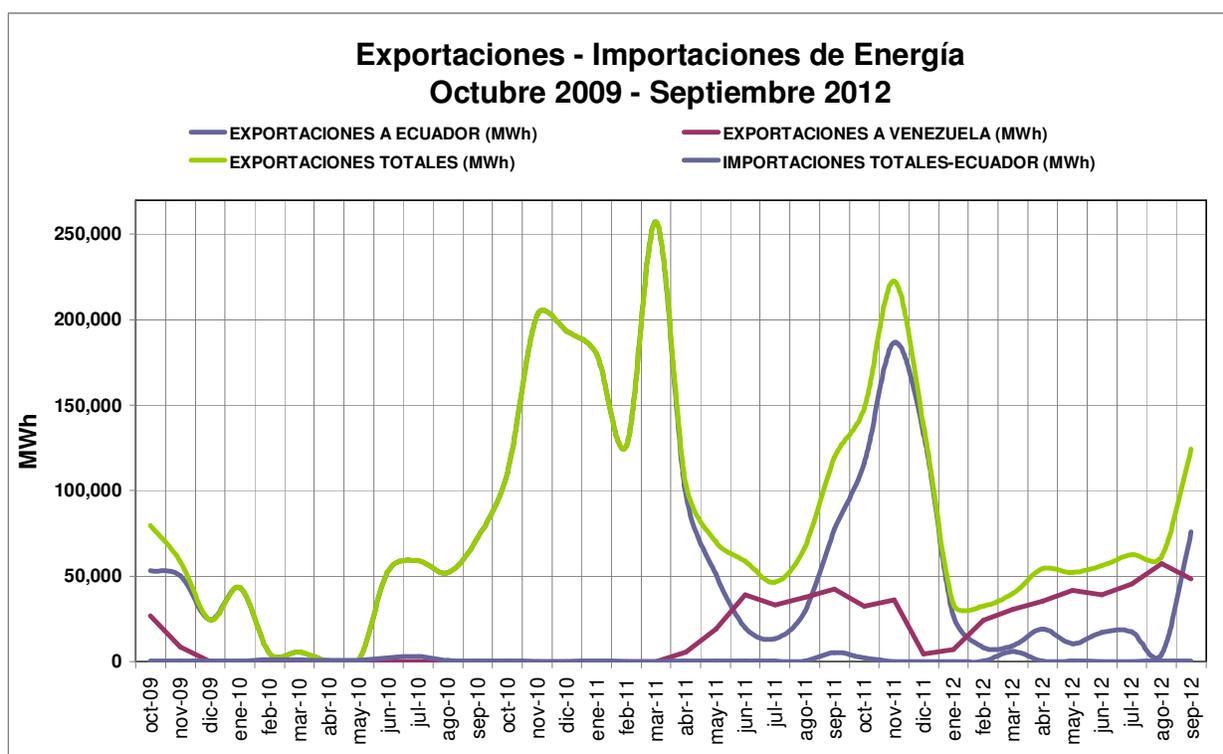


Gráfico No 4

### 4.1.4 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 5 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico. En septiembre los aportes se situaron por debajo del promedio, rompiendo el patrón de hidrologías por encima del promedio histórico que caracterizó el clima durante todo el año.

Los aportes al SIN fueron de 3.341 GWh (69.9% de la media histórica), inferiores en 1.298 GWh a los registrados en el mismo mes del año pasado. Excepto el área Caribe, en todas las regiones se dio una disminución en los aportes energéticos.

## APORTES HIDRICOS AGREGADOS

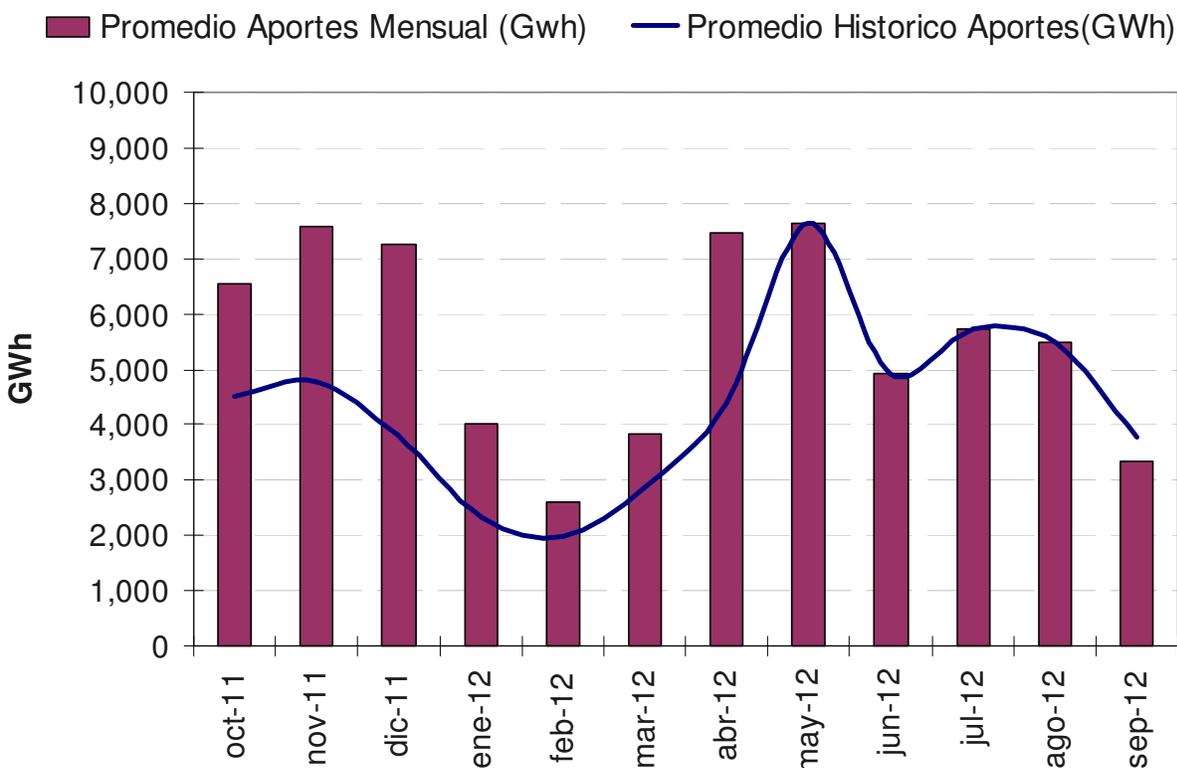
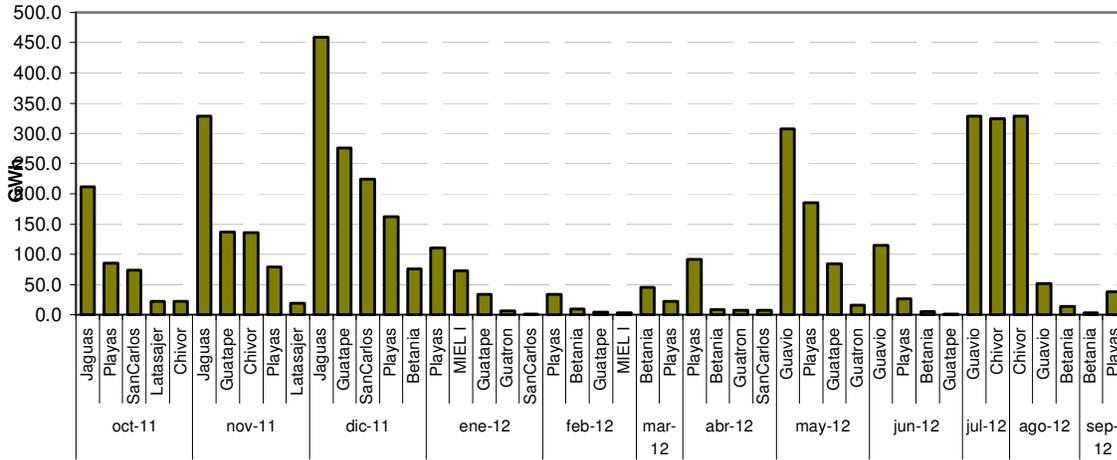


Gráfico No 5

### 4.1.5 Vertimientos

El grafico No 6 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. Obviamente, ante las bajas hidrológicas no se reportaron vertimientos de importancia en el sistema de embalses. El principal vertimiento ocurrió en Playas, causado por el mantenimiento de una unidad generadora.

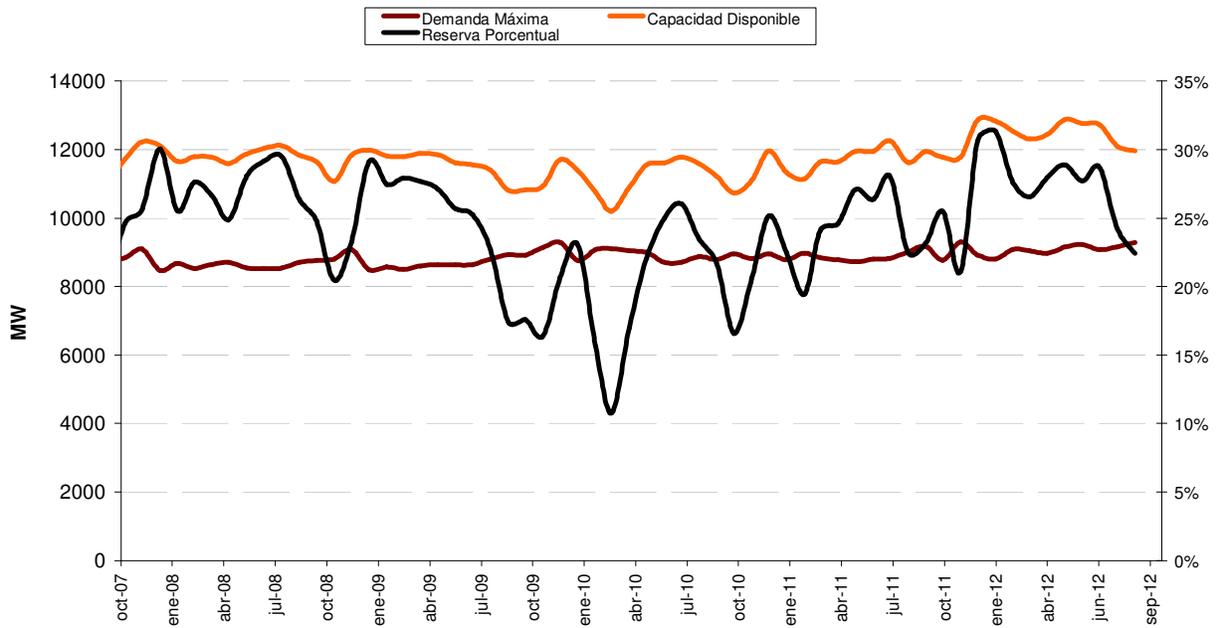
**Vertimientos Mensuales  
Octubre 2011 - Septiembre 2012**



**Gráfico No 6**

**4.1.6 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible**

**DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL  
Octubre 2007 - Septiembre 2012**



**Gráfico No 7**

El gráfico No 7 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.

La demanda máxima de potencia en septiembre fue 9.280 MW. La caída marcada en el margen de reserva ocurrió como resultado del alto crecimiento de demanda, como se mencionó anteriormente y de la reducción de la disponibilidad comercial.

#### **4.1.7 Desviación del Despacho Ejecutado Respecto al Programado**

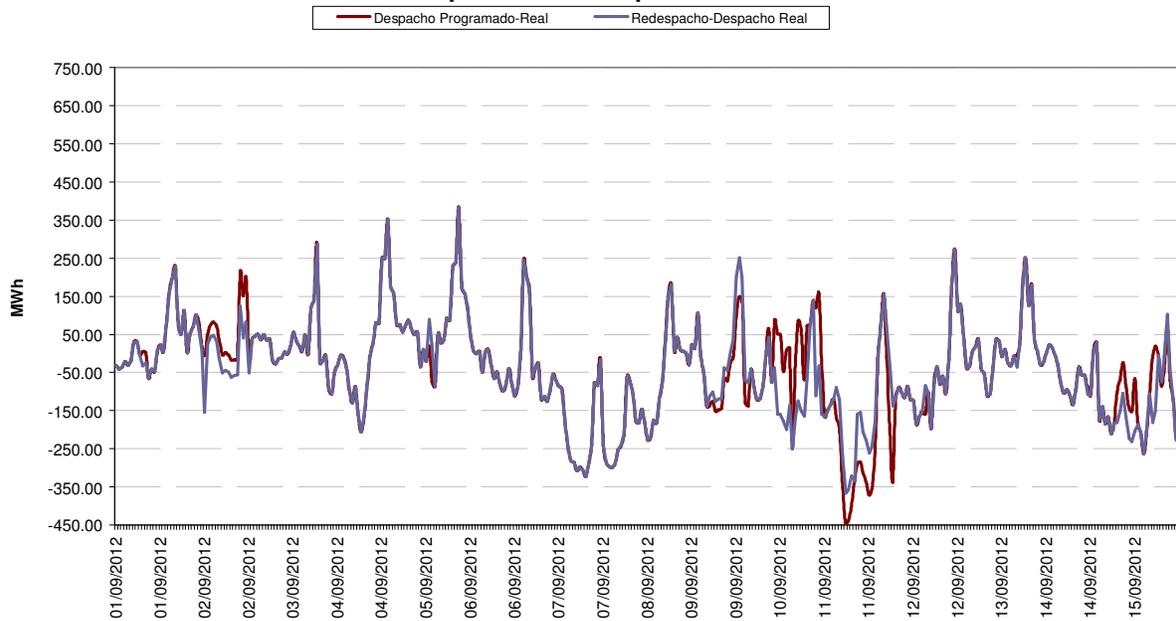
Los gráficos No 8-a y 8-b presentan a nivel horario, las desviaciones en MWh correspondientes al despacho programado menos la generación real y el re-despacho menos la generación real del SIN.

En general el despacho programado en septiembre fue inferior al real, especialmente durante la primera quincena de septiembre. Los descargos del despacho y redespacho de los días 11 y 12 estuvieron influenciados por las desviaciones que presentaron los generadores térmicos a base de gas en la costa Atlántica, causadas por problemas de abastecimiento de gas, presión en los gasoductos y de arranque de algunas plantas.

En los días 21 a 23 y 28 a 30, los redespachos corrigieron las desviaciones en exceso que presentaron los despachos y que sobrepasaron los 1.200 MWh. Sin embargo, dramático fue el déficit de 2.000 MWh en el despacho que ocurrió el 24 de septiembre y que también fue compensado en el redespacho; ésta desviación que supera el 20% de la demanda, está fuera de los límites esperados del error de predicción de la carga y necesariamente refleja una situación operativa especial.

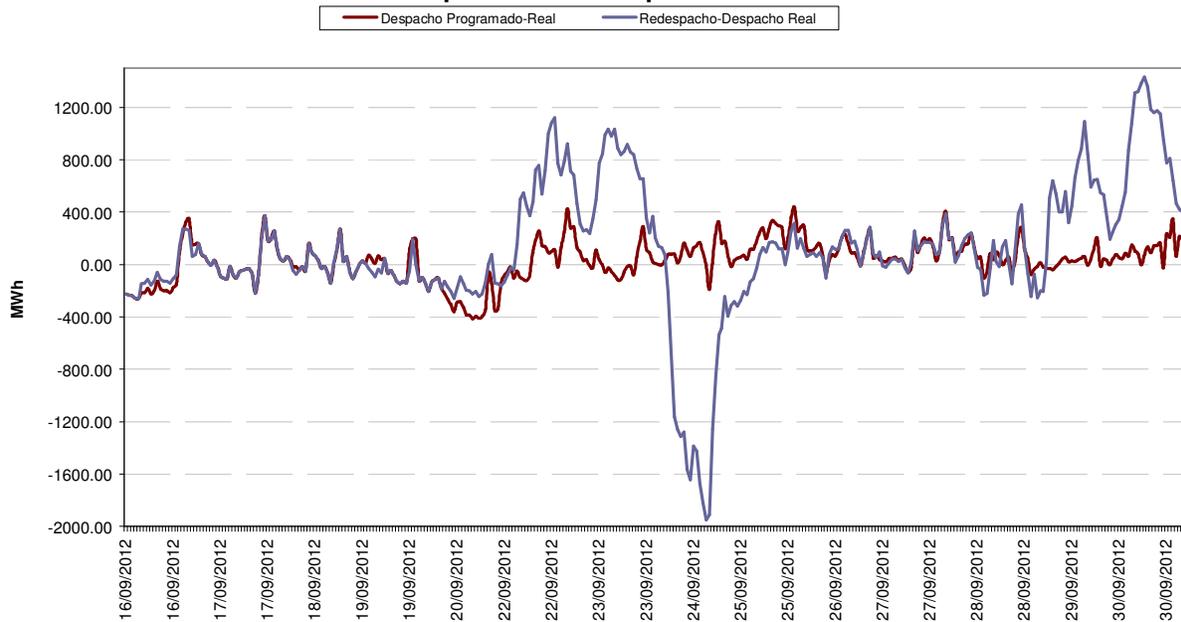
En concepto del CSMEM, se debe revisar la regulación establecida con respecto al cumplimiento del despacho por parte de las plantas generadoras y las penalizaciones en que incurren éstas cuando no siguen las órdenes del despacho. De otra parte el CSMEM considera importante que a nivel del CNO se establezca un índice de calidad para monitorear el despacho, que tome en consideración las desviaciones de la generación real; obviamente, el cumplimiento del despacho es un reflejo importante del comportamiento en la operación del sistema.

**Desviación Horaria Despacho Ejecutado respecto al Programado  
Septiembre 1 - Septiembre 15**



**Gráfico No 8-a**

**Desviación Horaria Despacho Ejecutado respecto al Programado  
Septiembre 16 - Septiembre 30**



**Gráfico No 8-b**

#### 4.1.8 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 9 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN; al final de septiembre el nivel agregado de los embalses correspondió al 80.7% de la capacidad útil, equivalente a 12.296 GWh, similar al mismo mes del año 2011. En comparación con el mes de agosto estas reservas disminuyeron 971 GWh lo que equivale a un decrecimiento del 7%.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de septiembre Oriente acumuló 91.3%, Centro 81.1%, Caribe 78.5%, Antioquia 76.1% y Valle 40.8%. Los embalses de Esmeralda (Chivor), Guavio y Playas registraron niveles por encima del 90%; Peñol (Guatapé) registró 84.9%.

### 4.2 Evolución de los precios de Bolsa

#### 4.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 9 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario para los últimos 12 meses.

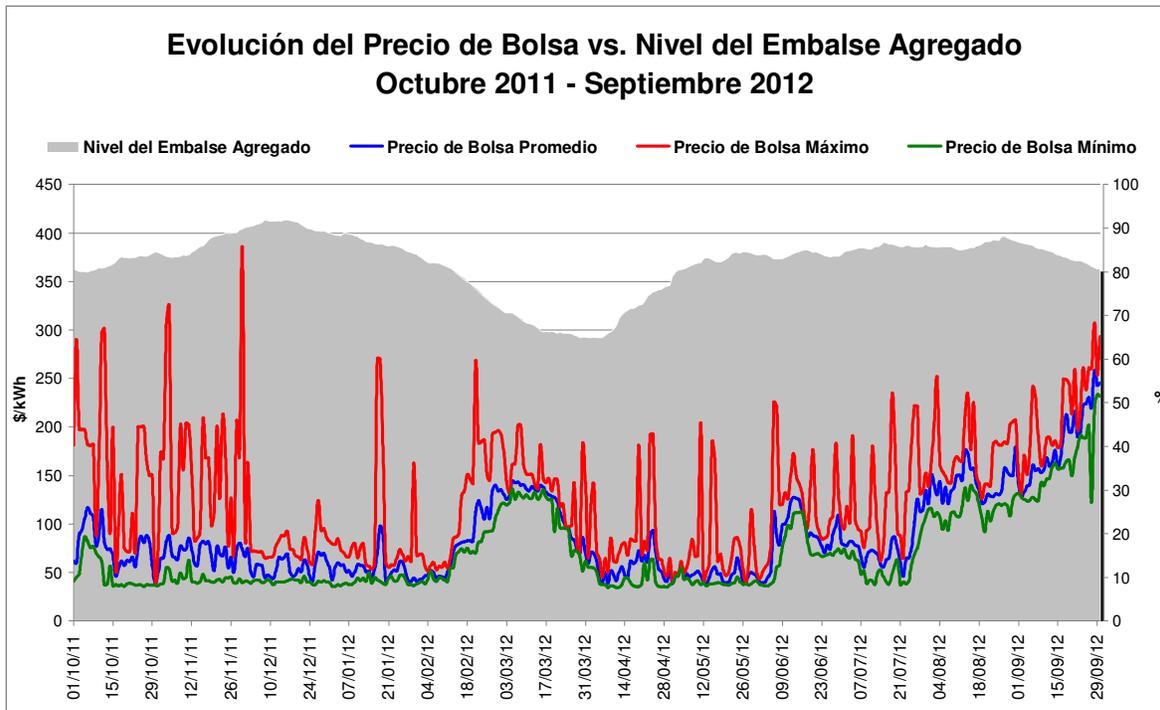


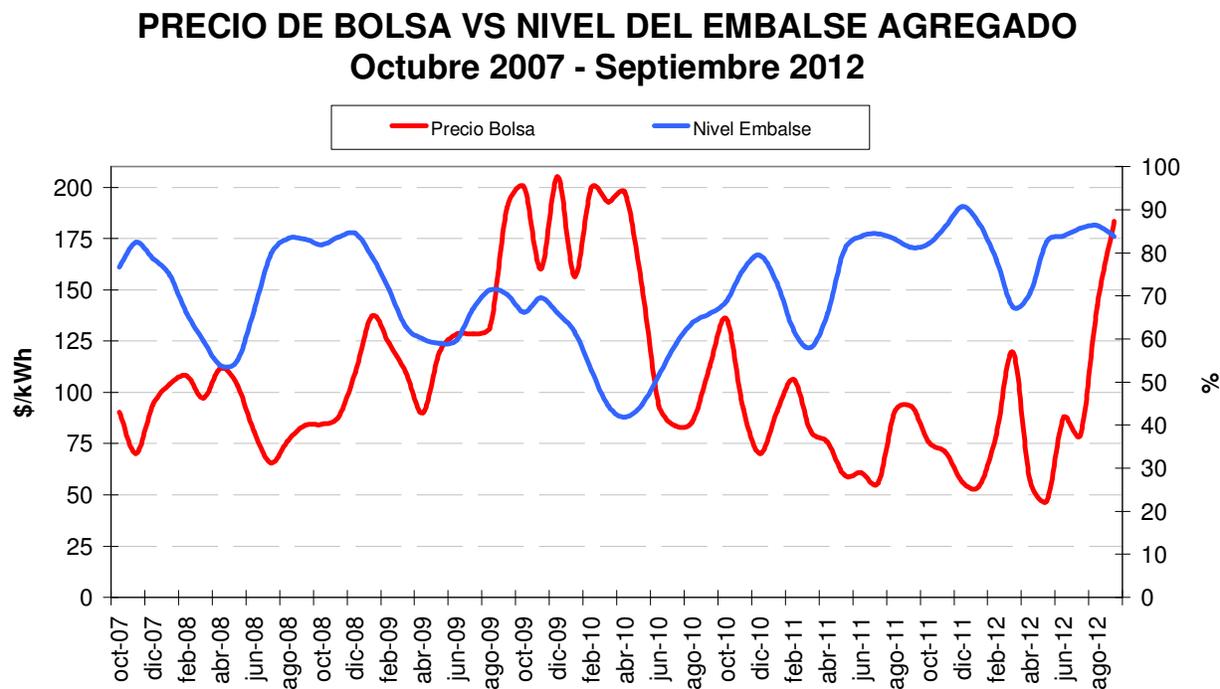
Gráfico No 9

Durante el mes se sostuvo la tendencia creciente de los precios de bolsa que inició en julio; en los últimos tres meses los precios de bolsa se multiplicaron por cuatro, pasando de valores aproximados de \$50/kWh a \$200/kWh. La escalada alcista de precios que se ha dado tanto en horas de alta, como de baja demanda, coincide con un proceso de des-acumulación de reservas hídricas en los embalses, pero con niveles aún muy elevados; sin embargo, no se descarta que algunos factores especulativos asociados a la probabilidad de un nuevo Niño, hayan contribuido a consolidar este proceso.

El precio de bolsa promedio en septiembre fue de \$183.57/kWh, el precio máximo ocurrió el día 28 con \$307.51/kWh y el valor mínimo se presentó el día 27 con \$122.34/kWh.

#### 4.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 10 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.

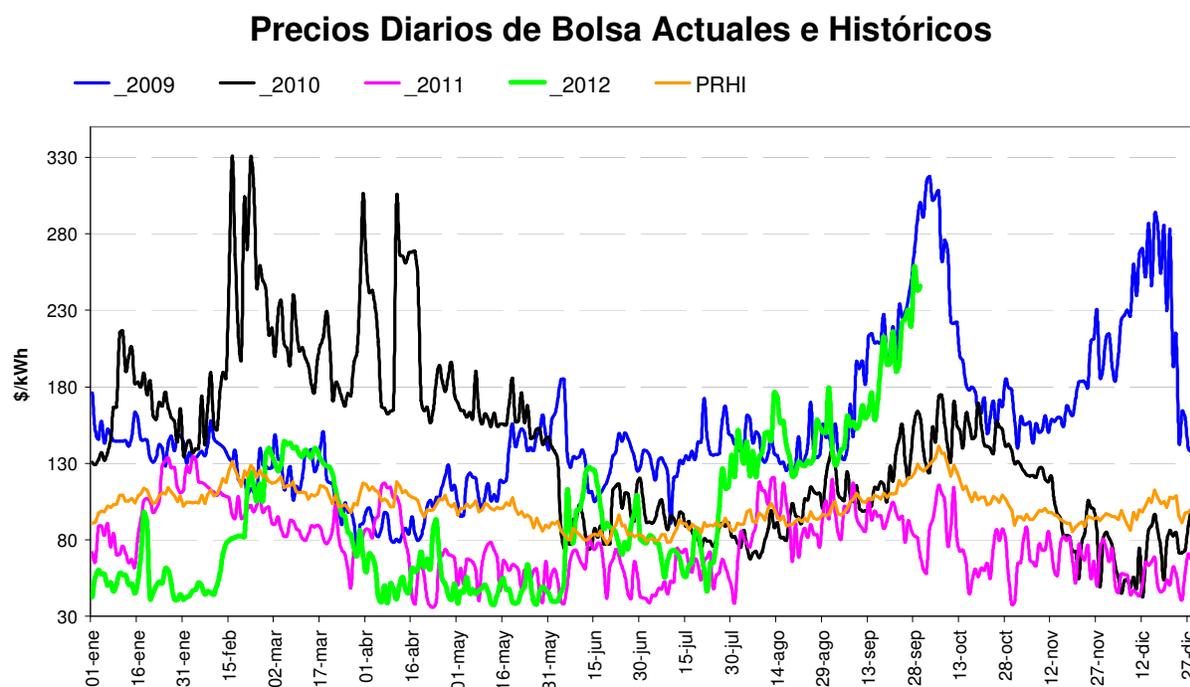


**Gráfico No 10**

El gráfico ilustra claramente la sobre reacción del mercado. Es normal que en períodos de reducción de embalses el precio del spot aumente; en septiembre la correlación entre estas variables fue particularmente marcada.

#### 4.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

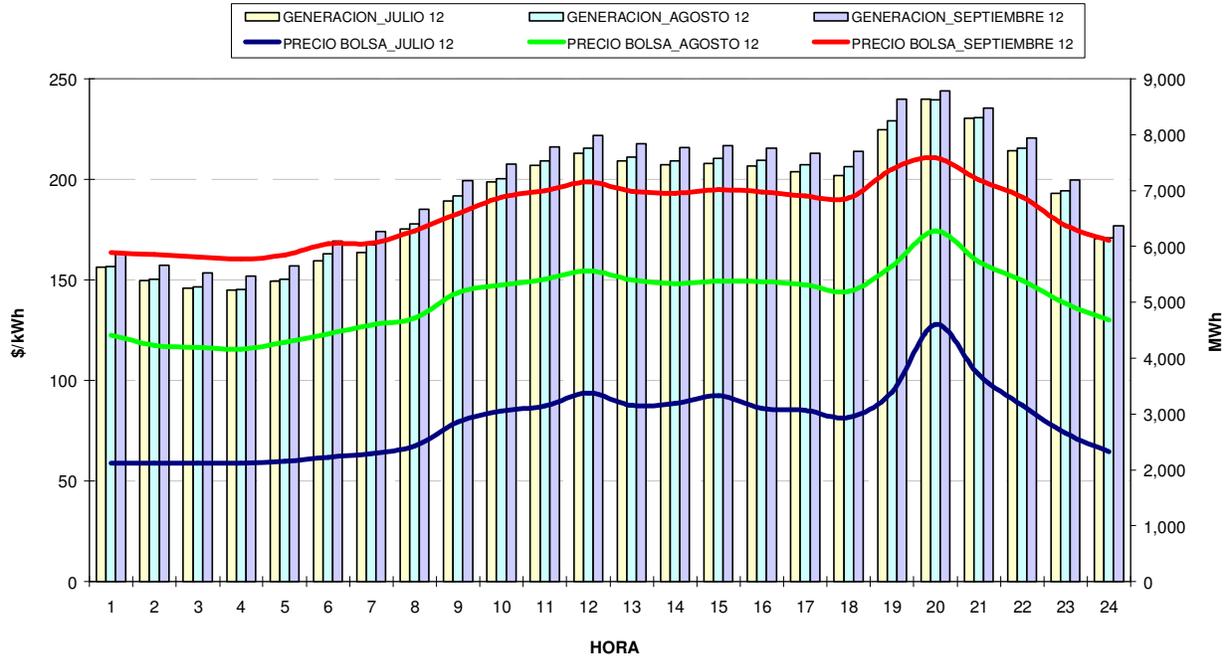
El gráfico No 11 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes. Los precios en septiembre estuvieron por encima del promedio histórico siguiendo la misma tendencia que ocurrió en el Niño 2009-2010, a pesar de condiciones relativamente favorables en el nivel de embalse.



#### 4.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

El gráfico No 12 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.

### Precio de Bolsa Horario vs Generación



**Gráfico No 12**

Durante el mes analizado, no solo aumentaron los precios sino que se aplanó la distribución horaria en la bolsa; en otras palabras el aumento fue más que proporcional en horas de baja demanda, tal que la valoración del agua de los agentes con recursos hidráulicos jugó un papel importante en este comportamiento del mercado.

#### 4.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 13 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

La función de distribución por rangos de precio se desplazó totalmente a la derecha corroborando el comentario al gráfico anterior.

## Distribución del Precio de Bolsa

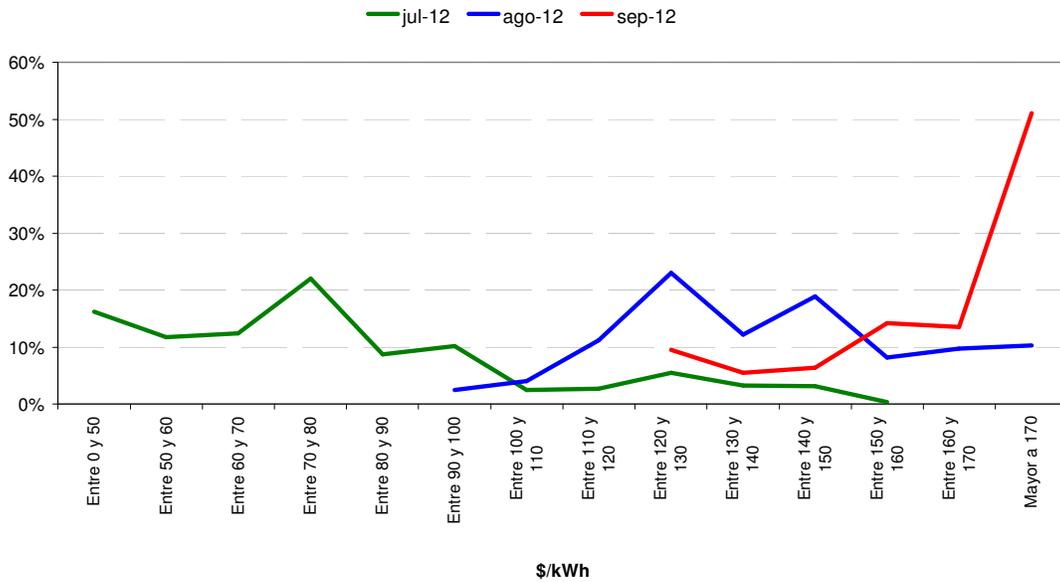


Gráfico No 13

### 4.2.6 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

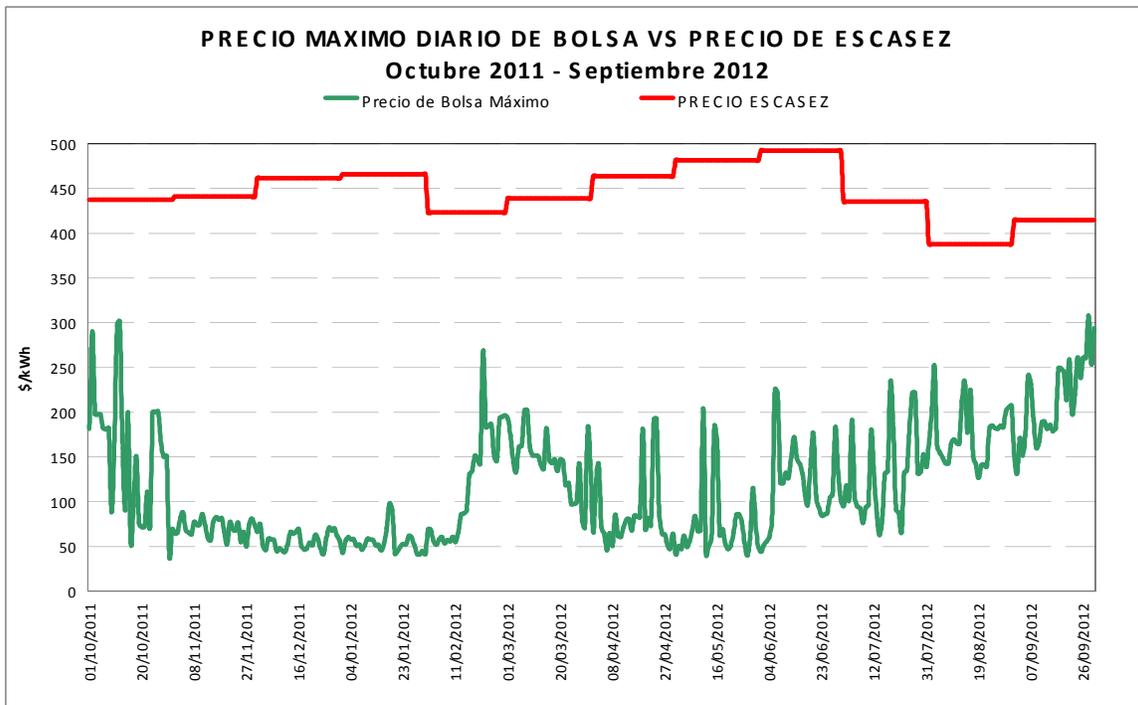
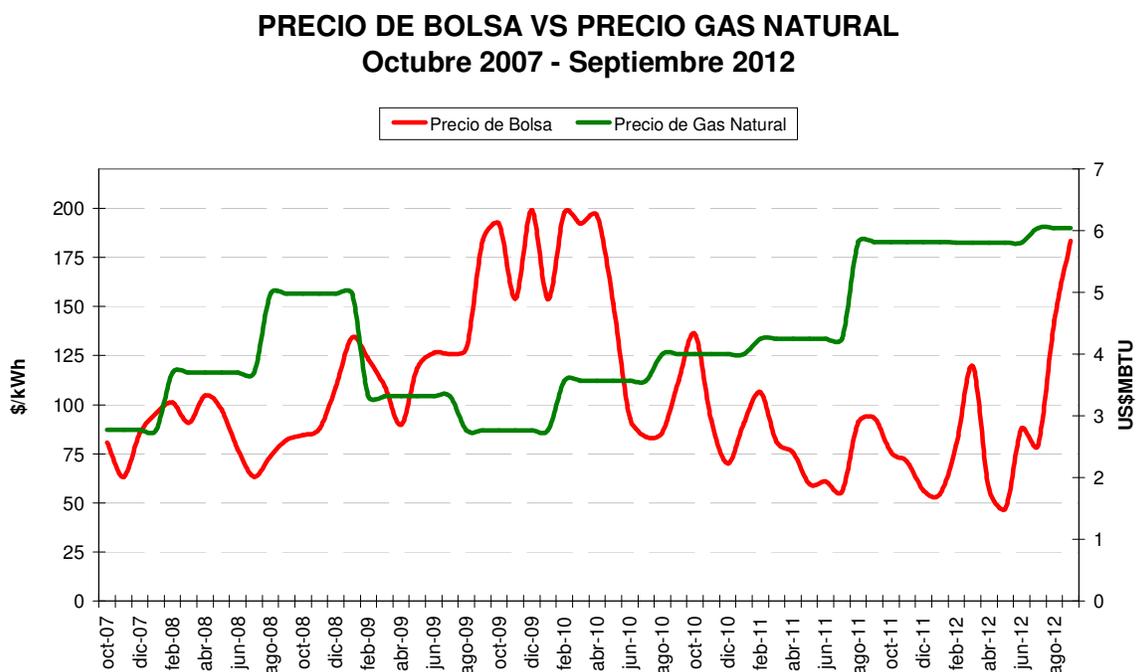


Gráfico No 14

El gráfico No 14 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses. En septiembre el precio de escasez fue \$414.75/kWh y no obstante el aumento de precios en la bolsa, los registros máximos aún se encuentran distantes del umbral de escasez.

#### 4.2.7 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

El gráfico No 15 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.



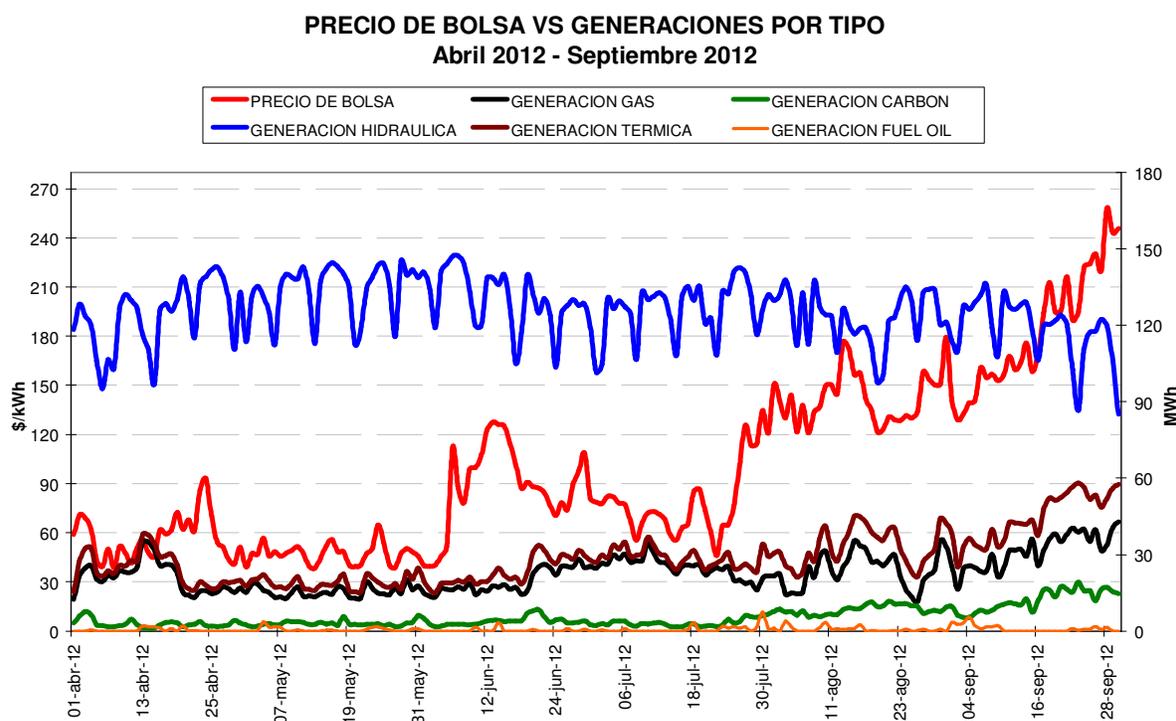
**Gráfico No 15**

El precio del gas natural regulado se mantiene en niveles elevados. Es importante constatar si parte del parque térmico se ha beneficiado con los menores precios que se negociaron en el Pie de Monte, en el marco de las transacciones regidas por la resolución CREG 118 de 2011.

#### 4.2.8 Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo

El gráfico No 16 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 6 meses. La generación hidroeléctrica cedió espacio a la térmica, con un marcado aumento en la participación del carbón.



**Gráfico No 16**

### 4.3 Comportamiento de Ofertas

#### 4.3.1 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.

El comportamiento de las plantas hidroeléctricas es difícil de interpretar, algunas de gran capacidad de generación y reservas, como Guatapé, Jaguas, Playas, Pagua ofertaron a precios realmente bajos. En el otro extremo, varios recursos cotizaron a niveles muy por encima de la bolsa; este es el caso de Calima, Miel y Urrá. Finalmente, otra serie de agentes que presumiblemente fijaron el precio de bolsa, siguieron con sus

ofertas la escalada alcista; en este último grupo se incluyen Porce 2, Porce 3, San Carlos, Betania y con mayor volatilidad Chivor.

Tampoco es fácil entender las estrategias del parque térmico en el mercado, algunos agentes encontraron gas a precios competitivos como Centro y Sierra y sostuvieron precios de oferta muy competitivos, en algunos casos por debajo de \$100/kWh y \$120/kWh respectivamente. Tebsa y Flores 4 por su parte, situaron sus ofertas en el rango de \$180/kWh. Finalmente varias plantas continúan cotizando por fuera del rango de valores del despachado en merito. En carbón se destacan las cotizaciones bajas de Paipa 4. Las otras plantas reportadas ofertaron en cercanías de \$150/kWh.

En septiembre la disponibilidad de Playas y Jaguas fue 67% y 50% respectivamente, durante dos semanas Pagua presentó disponibilidad del 67%. También durante dos semanas, Tasajero estuvo totalmente indisponible y la disponibilidad de Guajira fue del 67%; Centro durante una semana presentó disponibilidad del 50%.

### 4.3.2 Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología

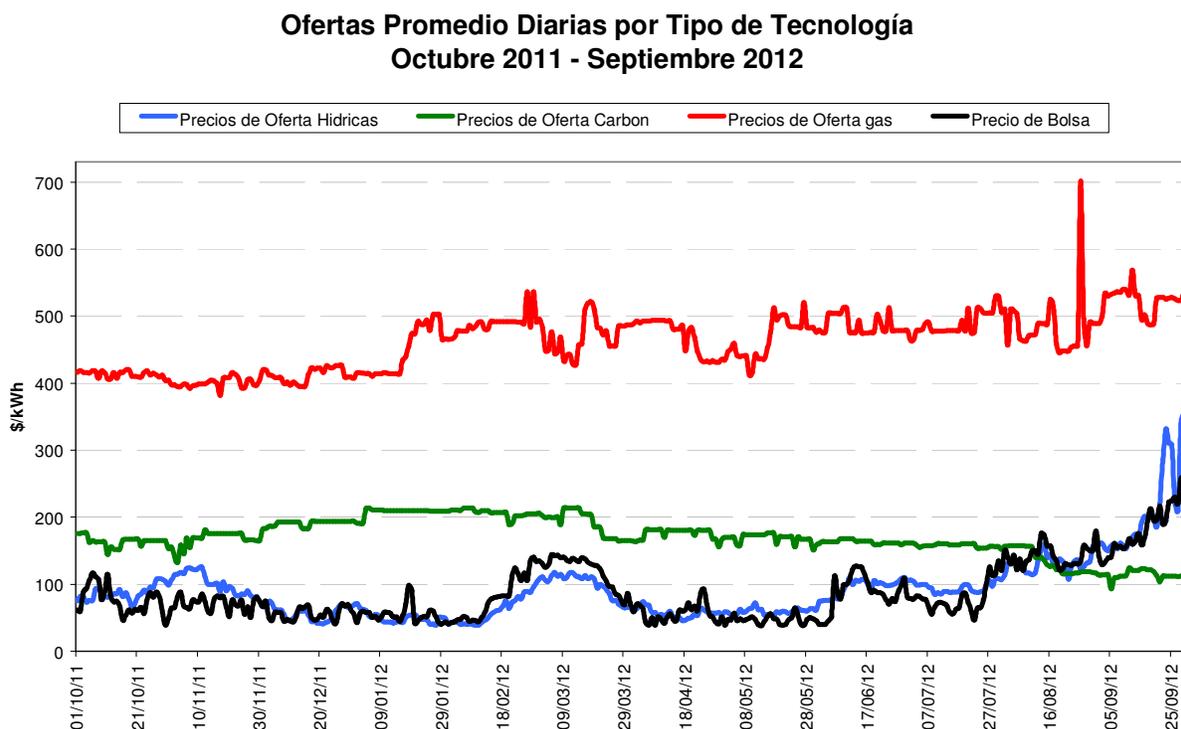
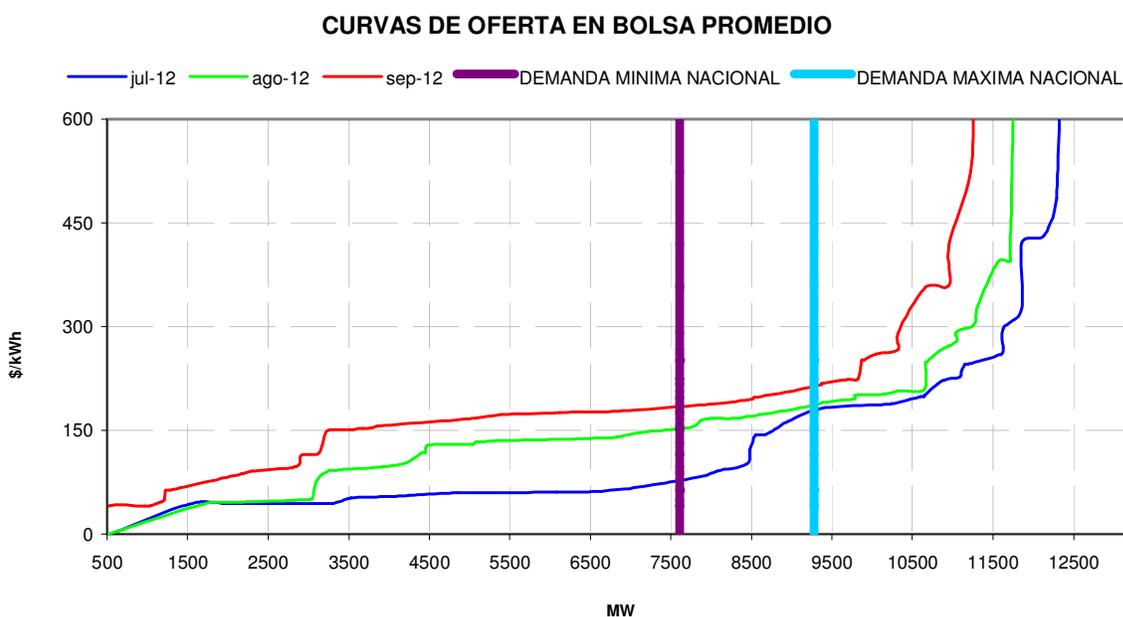


Gráfico No 17

El gráfico No 17 muestra los precios de bolsa diarios y los precios de oferta diaria media para cada uno de los tipos de tecnología de generación: hidráulica, gas, carbón, en los últimos doce meses. Las cotizaciones de los recursos hidroeléctricos permanecieron en aumento y modularon los precios de bolsa, mientras las ofertas de la generación basada en carbón se reducían.

### 4.3.3 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.



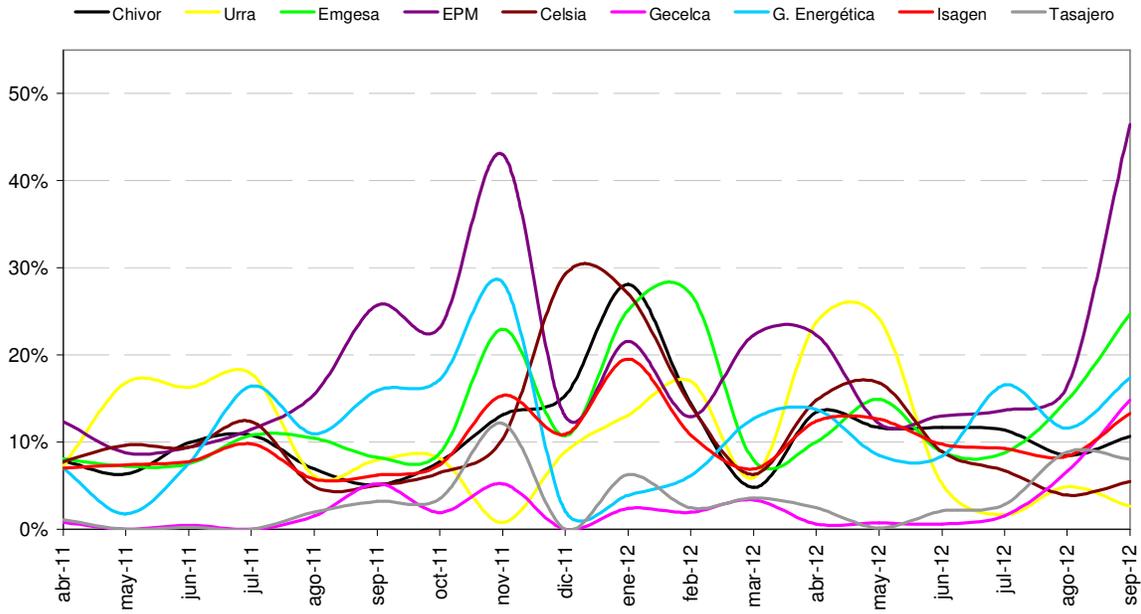
**Gráfico No 18**

Como resultado del aumento de las cotizaciones, la oferta en septiembre se desplazó hacia arriba, en prácticamente todo el espectro de la demanda.

### 4.3.4 Índice de Lerner Mensual

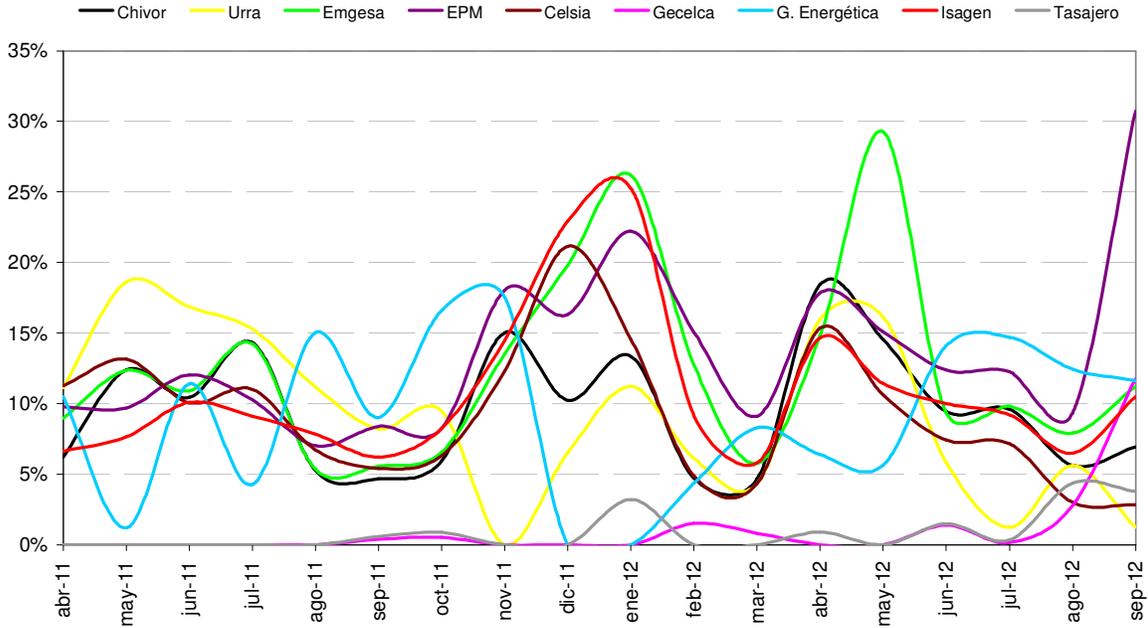
Los gráficos No 19-a y 19-b presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner promedio mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual neta (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para los periodos de demanda alta y media, en los últimos diez y ocho meses.

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta  
Abril 2011 - Septiembre 2012**



**Gráfico No 19-a**

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media  
Abril 2011 - Septiembre 2012**

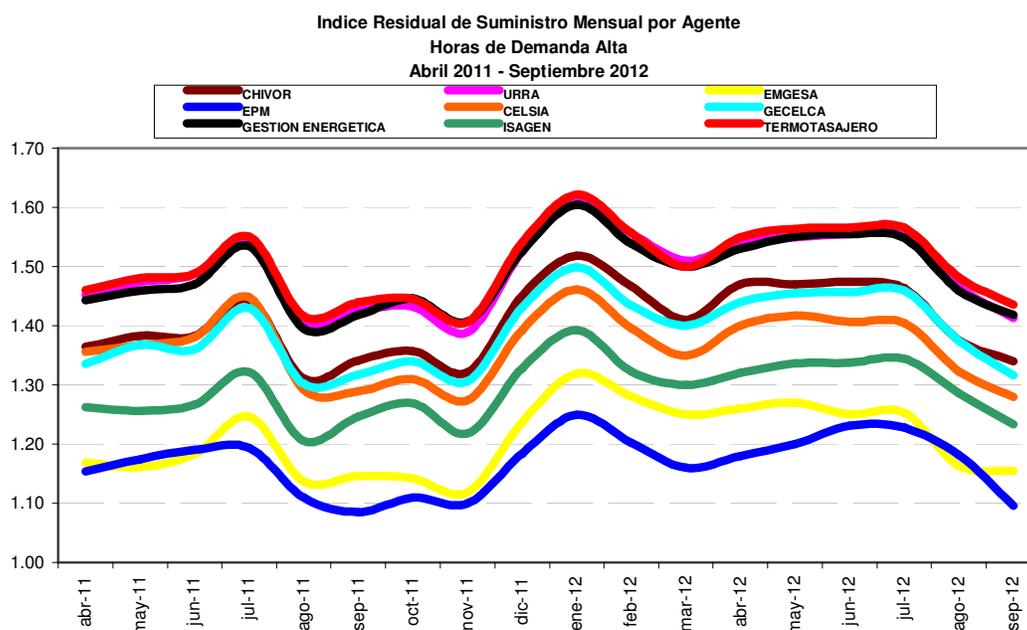


**Gráfico No 19-b**

Puesto que la curva de oferta se aplanó, el impacto en el índice de Lerner y el poder de mercado no es generalizado. No obstante, para los mayores agentes el índice se está situando en niveles preocupantes en horas de demanda media y alta. En el caso de EPM el Lerner alcanza un 30% y 46% en horas de demanda media y alta, respectivamente; en el caso de Emgesa el índice se sitúa en 24% en demanda alta. Estos niveles de poder de mercado deben ser monitoreados porque permiten estrategias que pueden alejar el mercado de equilibrios eficientes.

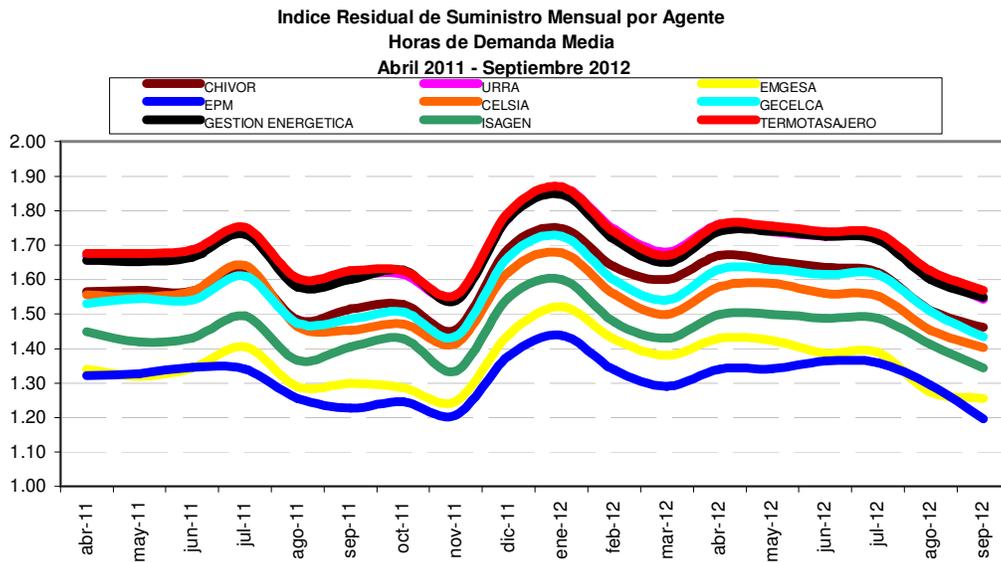
#### 4.3.5 Índice Residual de Suministro

Los gráficos No 20-a y 20-b presentan, 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.

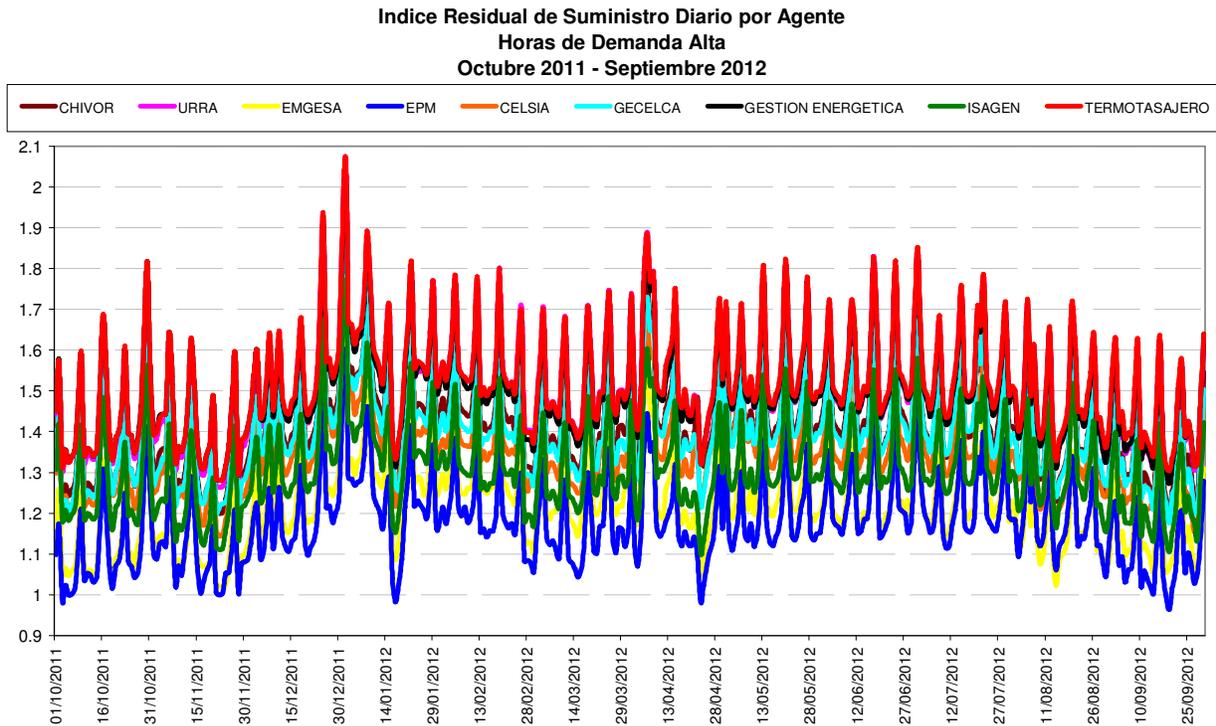


**Gráfico No 20-a**

Los índices residuales de suministro en septiembre son totalmente coherentes con los índices de Lerner; desde julio presentan disminución y en septiembre para demanda alta, EPM se situó en 1.10 y Emgesa en 1.15. Estos valores claramente corroboran la existencia de poder de mercado.



### 4.3.6 Índice Residual de Suministro Diario

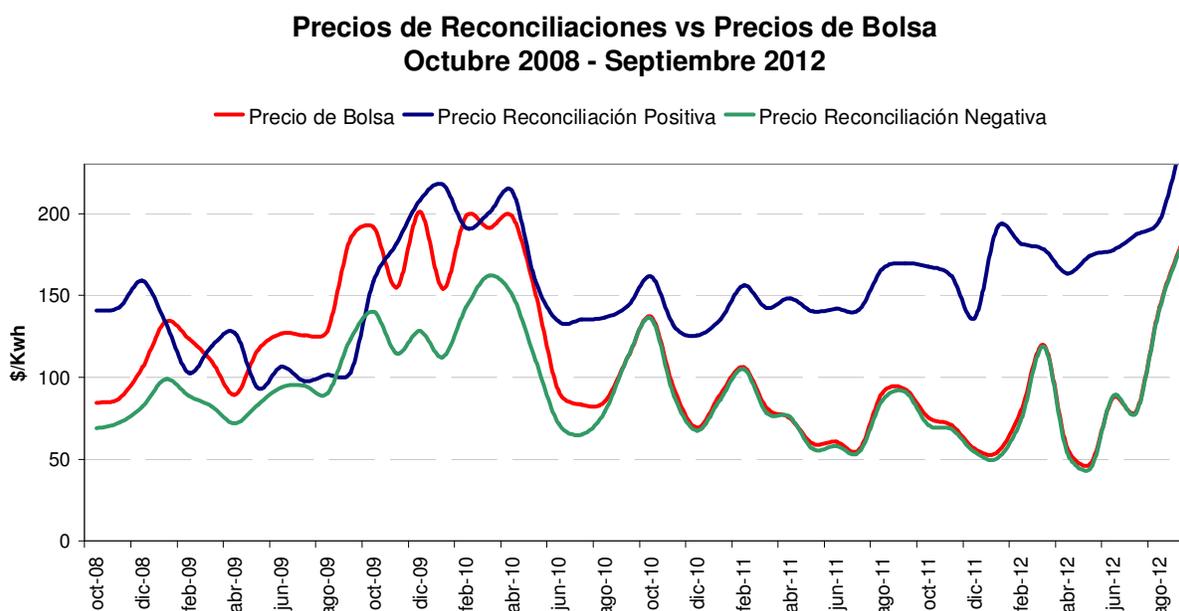


El gráfico No 21 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro diario, para el periodo de demanda alta, en los últimos doce meses. Merece destacarse que durante septiembre existieron comportamientos pivotaes en el mercado.

## 4.4 Comportamiento de Reconciliaciones

### 4.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 22 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses.



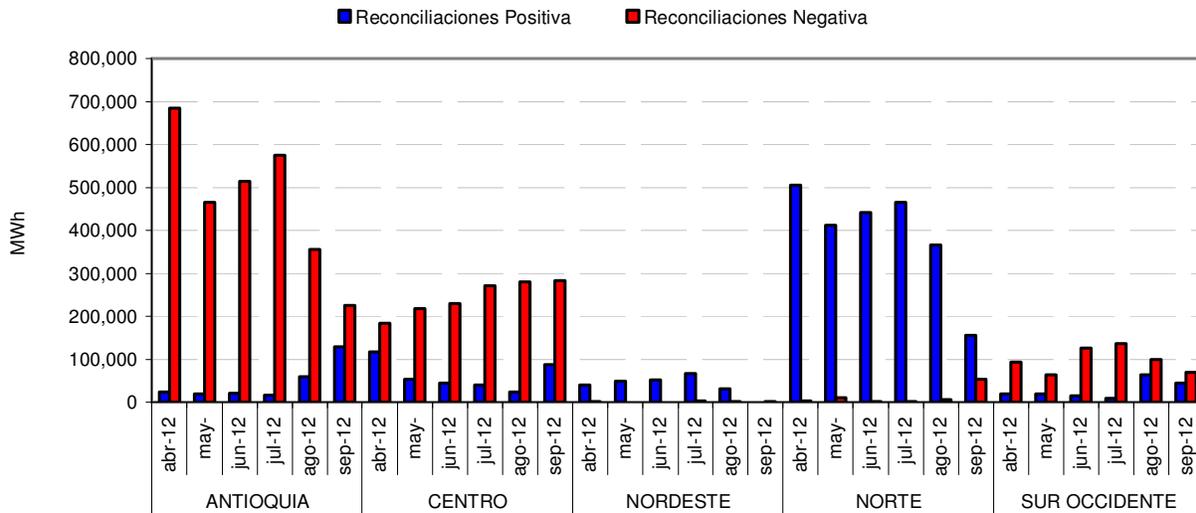
**Gráfico No 22**

En septiembre el precio promedio de las reconciliaciones positivas superó los \$225/kWh, siguiendo la tendencia alcista de los precios del spot.

### 4.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 23 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos seis meses y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas  
Abril 2012 - Septiembre 2012



**Gráfico No 23**

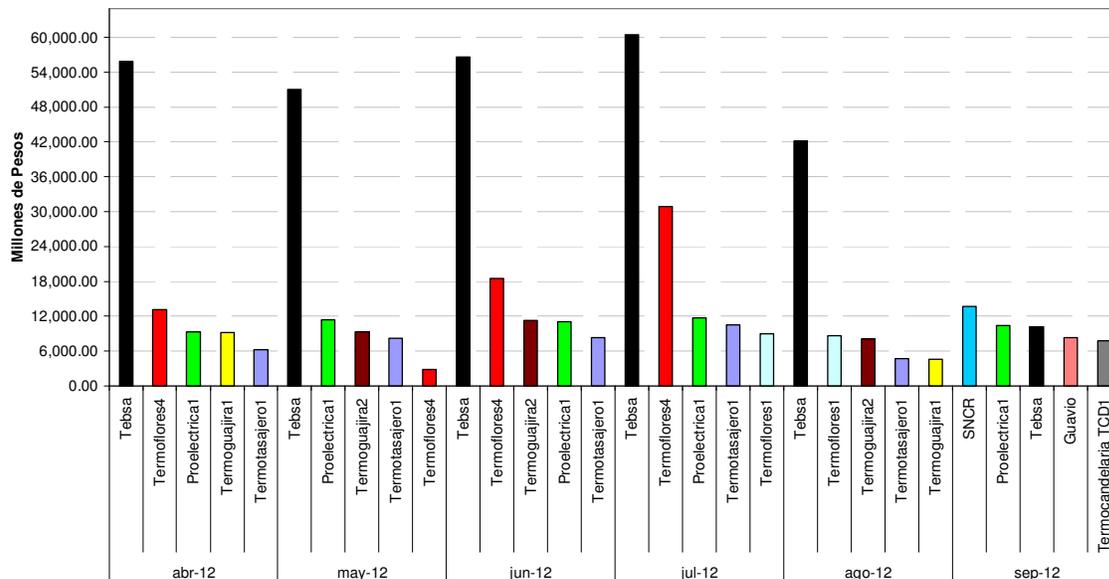
En septiembre la magnitud de las reconciliaciones positivas disminuyó considerablemente, como consecuencia de la escalada de precios del spot que lleva a cubrir la generación de seguridad con plantas despachas en mérito.

#### 4.4.3 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

El gráfico No 24 presenta las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

En septiembre el patrón de comportamiento de las plantas con la mayor participación en reconciliaciones cambió sustancialmente, como se mencionó anteriormente debido a la subida de precios en bolsa, parte de la generación de seguridad quedó en mérito; además las ofertas elevadas de las plantas hidráulicas, persiguiendo el ahorro del recurso hídrico, las convierten en plantas fuera de mérito.

**Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas  
Abril 2012 - Septiembre 2012**



**Gráfico No 24**

## 4.5 Comportamiento de Restricciones

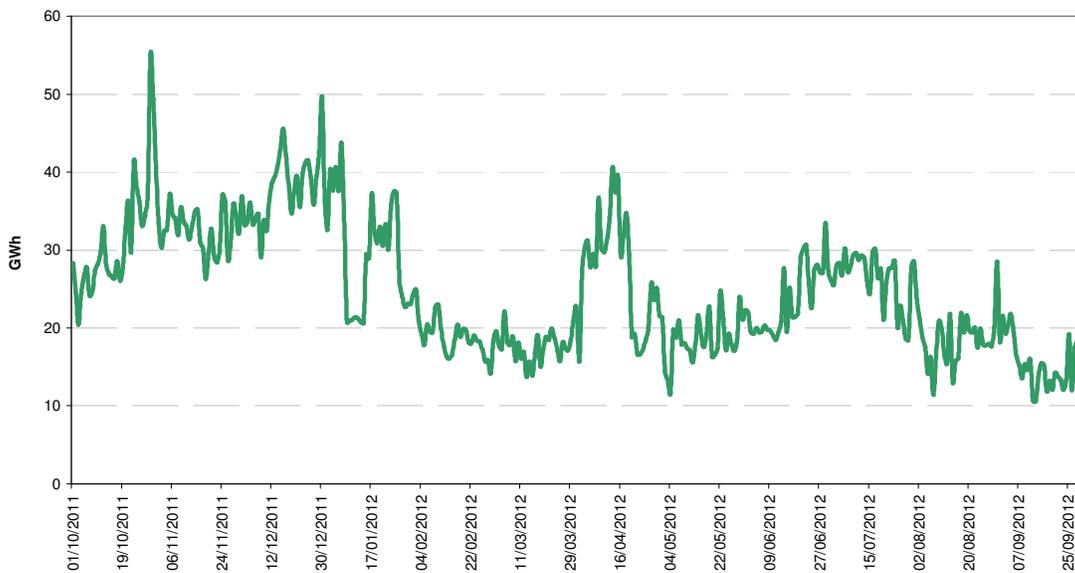
### 4.5.1 Generación Fuera de Mérito

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

En septiembre se presentó una disminución importante de la generación fuera de mérito respecto al mes anterior, la cual se vio reflejada en la reducción de la magnitud de las reconciliaciones positivas analizadas anteriormente. Adicionalmente a la subida de los precios en bolsa, todas las líneas de interconexión de la Costa permanecieron disponibles, eliminando generación de seguridad en el área.

Los costos unitarios de las restricciones en la primera semana de septiembre se incrementaron debido a la generación de seguridad con líquidos que se requirió en Bolívar, por la apertura de las líneas que salen de Ternera a Bolívar y a Sabanalarga.

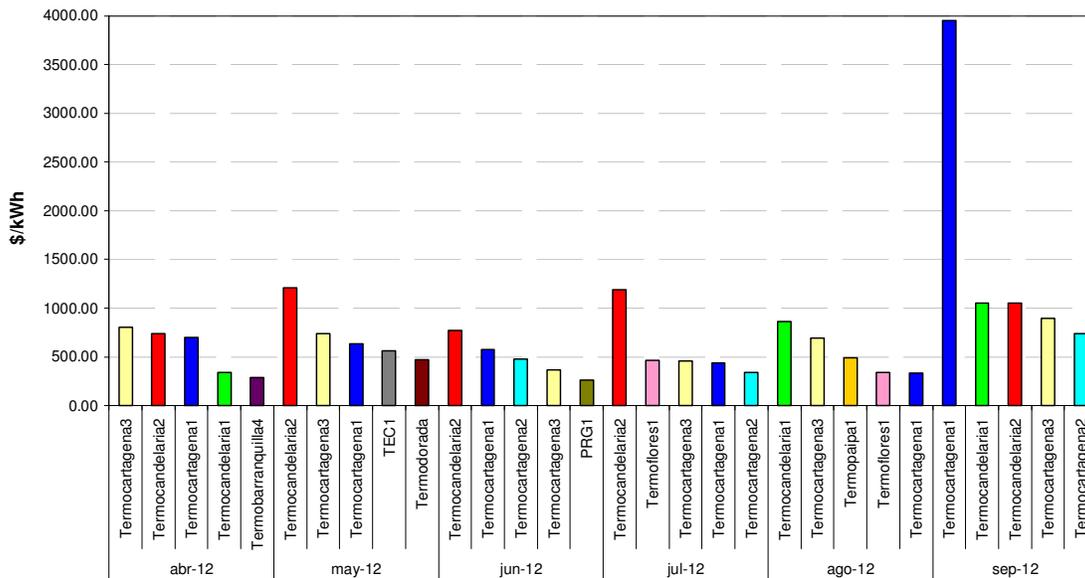
**MAGNITUD DE GENERACION FUERA DE MERITO  
Octubre 2011- Septiembre 2012**



**Gráfico No 25**

**4.5.2 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito**

**Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito  
Abril 2012- Septiembre 2012**



**Gráfico No 26**

El gráfico No 26 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.

### 4.5.3 Costo Mensual de Restricciones

El gráfico No 27 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años. El costo de las restricciones en septiembre fue \$36.730 millones, correspondiendo a un costo unitario de 7.2 \$/kWh.

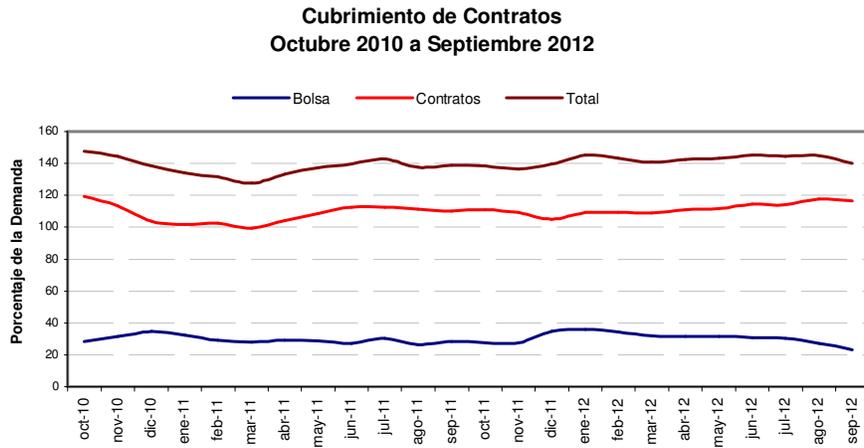


**Gráfico No 27**

## 4.6 Mercado de Contratos

### 4.6.1 Cubrimiento de Contratos

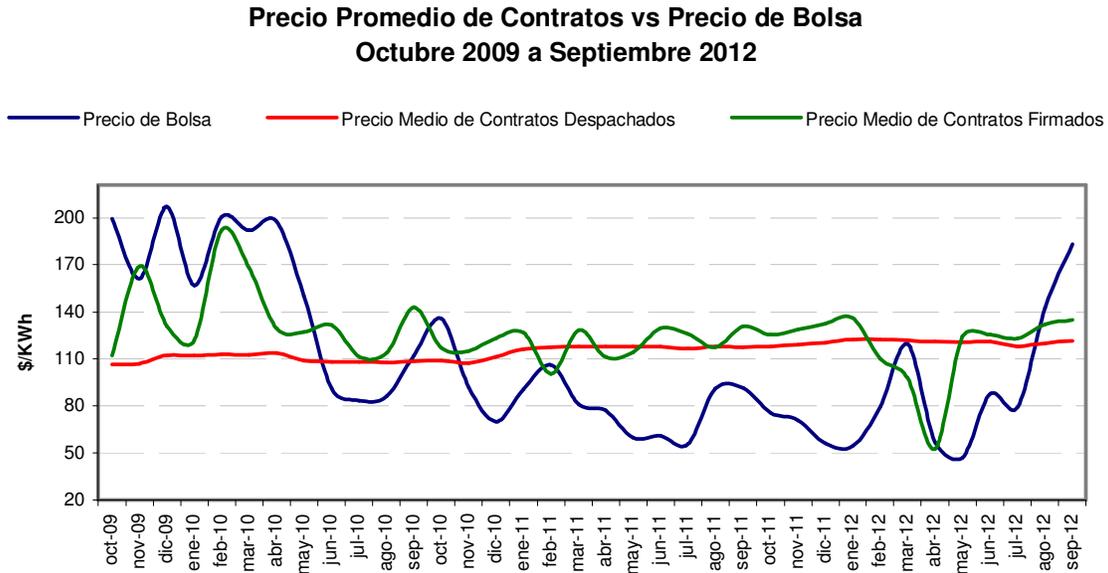
El gráfico No 28 presenta a nivel mensual la evolución de la composición de bolsa vs contratos y el total (bolsa más contratos), como porcentaje de la demanda para el sistema total, para un periodo de dos años.



**Gráfico No 28**

Las transacciones en bolsa han venido disminuyendo y en septiembre se situaron por debajo del 25%, disminuyendo así también la exposición al riesgo de los agentes comercializadores, mientras que el nivel de energía transada en contratos ha venido aumentando, tomando el espacio cedido en la bolsa.

#### 4.6.2 Precio Promedio de Contratos

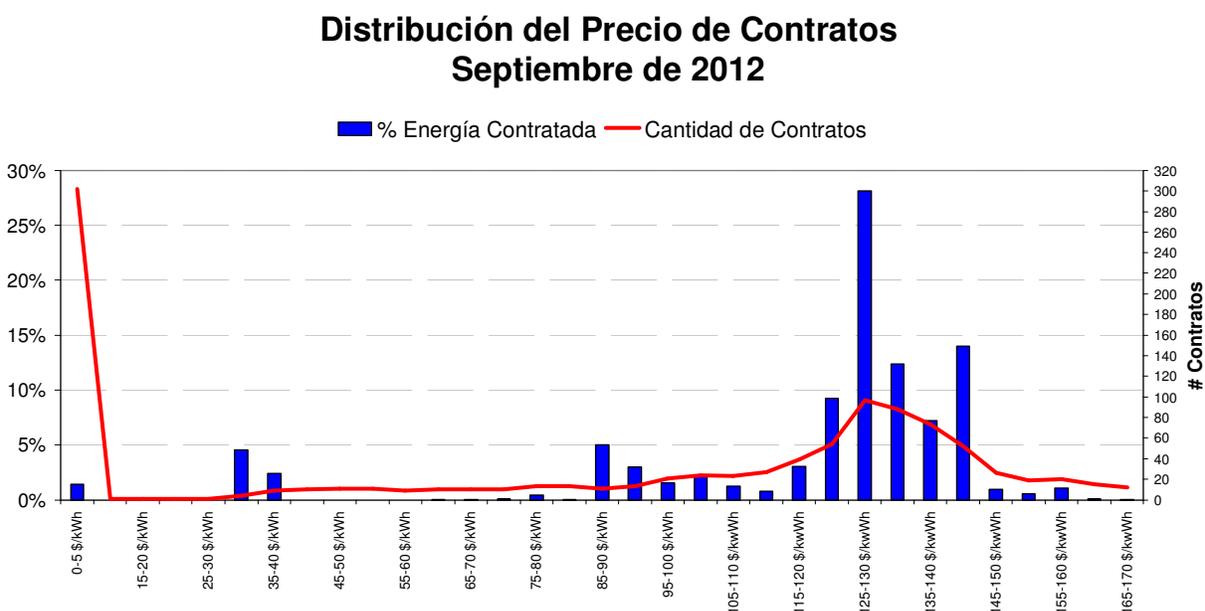


**Gráfico No 29**

El gráfico No 29 presenta a nivel mensual la evolución del precio promedio de los contratos despachados y de los contratos firmados en el mes vs el precio de bolsa, para un periodo de tres años.

### 4.6.3 Distribución del Precio de Contratos

El gráfico No 30 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de septiembre de 2012, en intervalos de \$5/kWh. Tal como sucedió en agosto, el mayor número de contratos despachados en septiembre ocurrió en el rango de \$125/kWh y \$130/kWh.



**Gráfico No 30**

### 4.6.4 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 31 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada, para la demanda no regulada (descontados los contratos entre generadores) y para los contratos de respaldo entre generadores, vs el precio de Bolsa, en los últimos tres años.

### Precio de Contratos por Tipo de Demanda Servida Octubre 2009 a Septiembre 2012

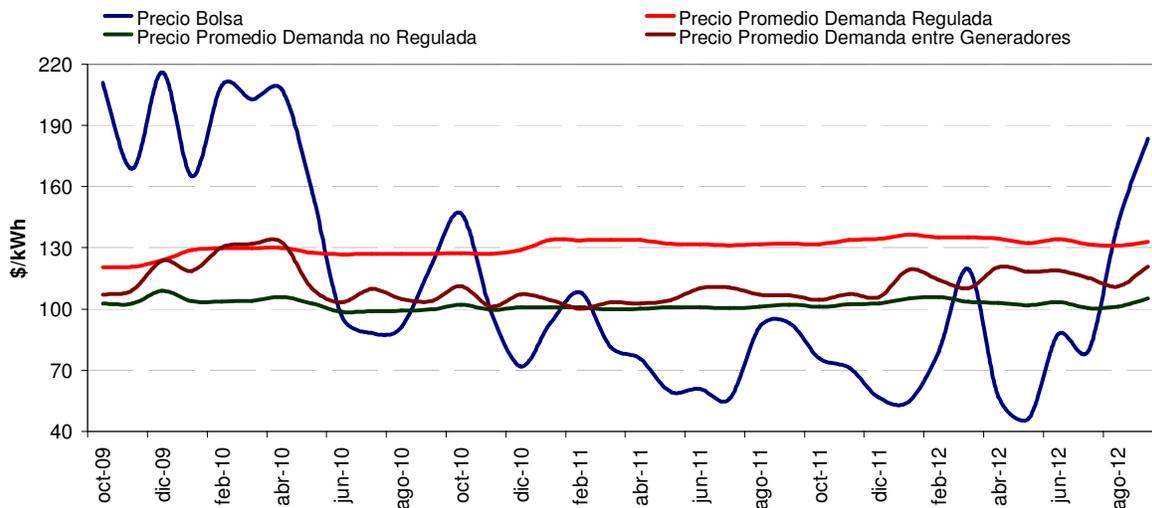


Gráfico No 31

## 4.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

### 4.7.1 Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada

#### Costo Diario AGC VS Disponibilidad Declarada Octubre 2011- Septiembre 2012

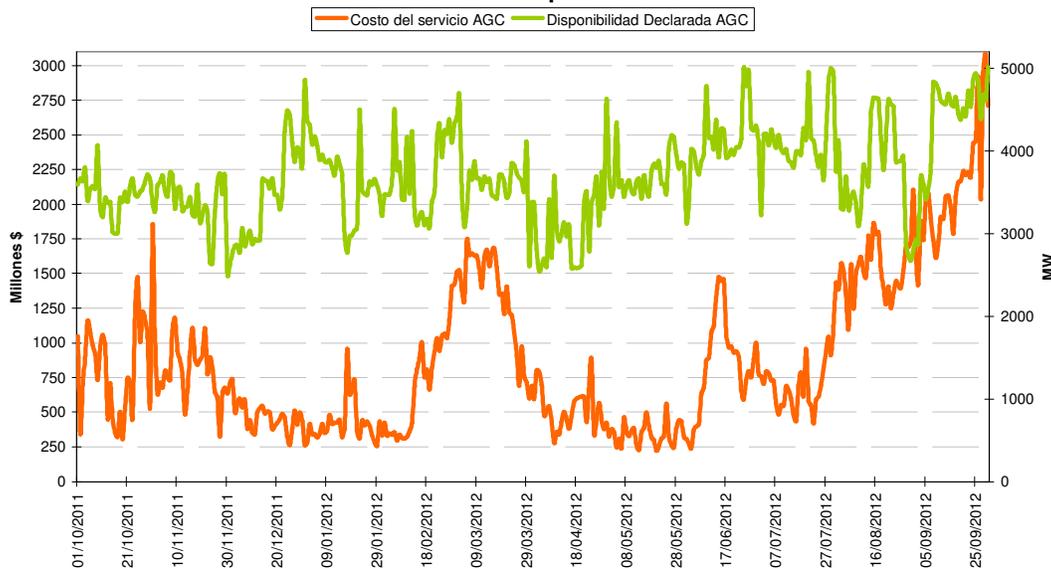


Gráfico No 32

El gráfico No 32 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.

Desde julio el costo del servicio de AGC se ha venido incrementando, siguiendo la misma tendencia del precio de bolsa, aunque la oferta comercial permaneció en buen nivel alrededor de los 4.500 MW.

#### 4.7.2 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

El gráfico No 33 presenta a nivel diario, el valor promedio diario, el valor máximo horario del precio del AGC (PRAGC) y el precio promedio diario de Bolsa en \$/kWh, para los últimos 18 meses.

#### PRECIO DEL AGC VS PRECIO DE BOLSA Abril 2011 a Septiembre 2012

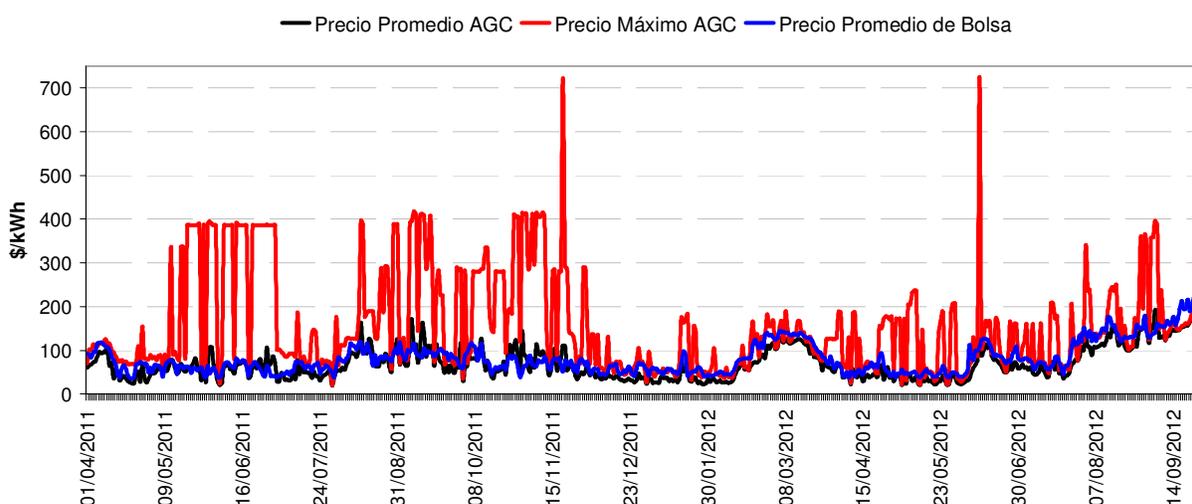


Gráfico No 33

#### 4.7.3 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 34 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año. Se observa como las plantas de Chivor y Guavio con niveles de embalse superior al 90%, pasaron a liderar la prestación de este servicio.

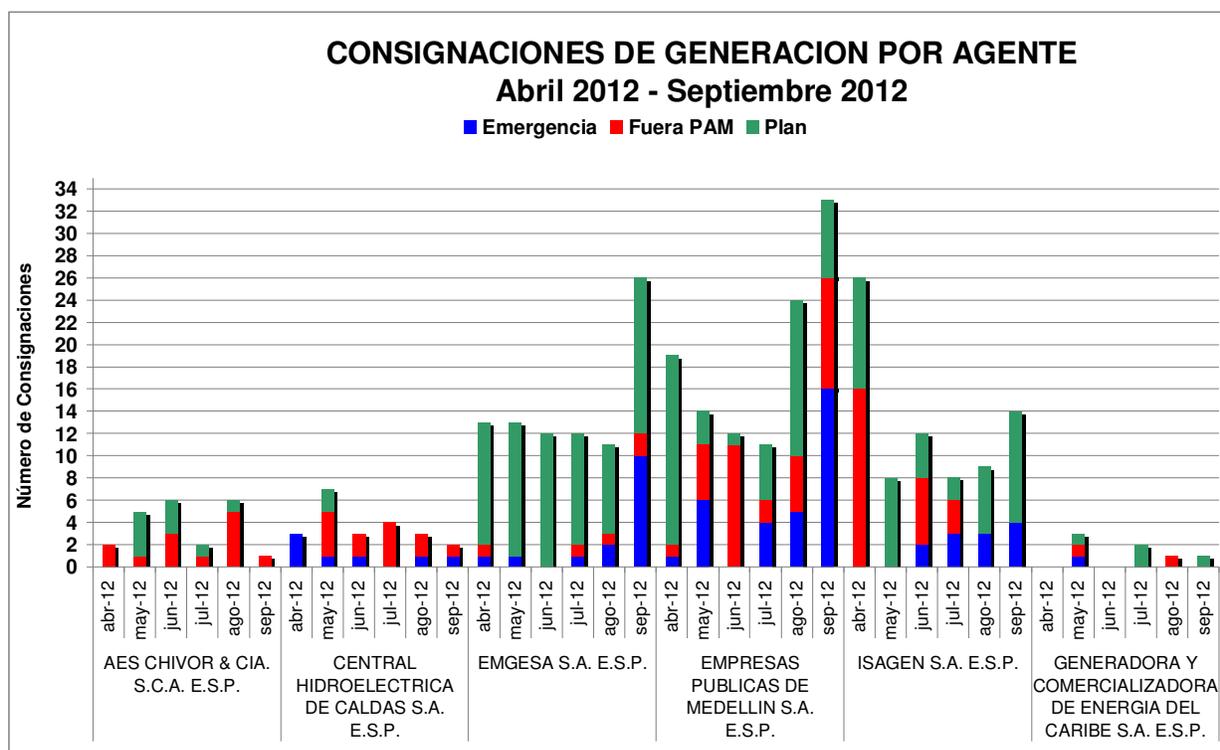


El gráfico No 35 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años. En septiembre el costo total del servicio volvió a tomar valores similares a los presentados durante el Niño del año 2010.

## 4.8 Indicadores Operativos

### 4.8.1 Mantenimientos de Generación por Agente

El gráfico No 36 presenta el número de consignaciones de generación en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.



**Gráfico No 36**

EPM presentó un incremento muy importante de sus consignaciones de generación por emergencia, por fuera del plan de mantenimiento y en el acumulado total. En Emgesa similarmente el incremento de las consignaciones de emergencia y totales fue considerable. Estas situaciones necesariamente impactaron la disponibilidad comercial del parque generador.

## 4.8.2 Consignaciones de Transmisión por Agente

El gráfico No 37 presenta el número de consignaciones de transmisión nacional y regional en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.

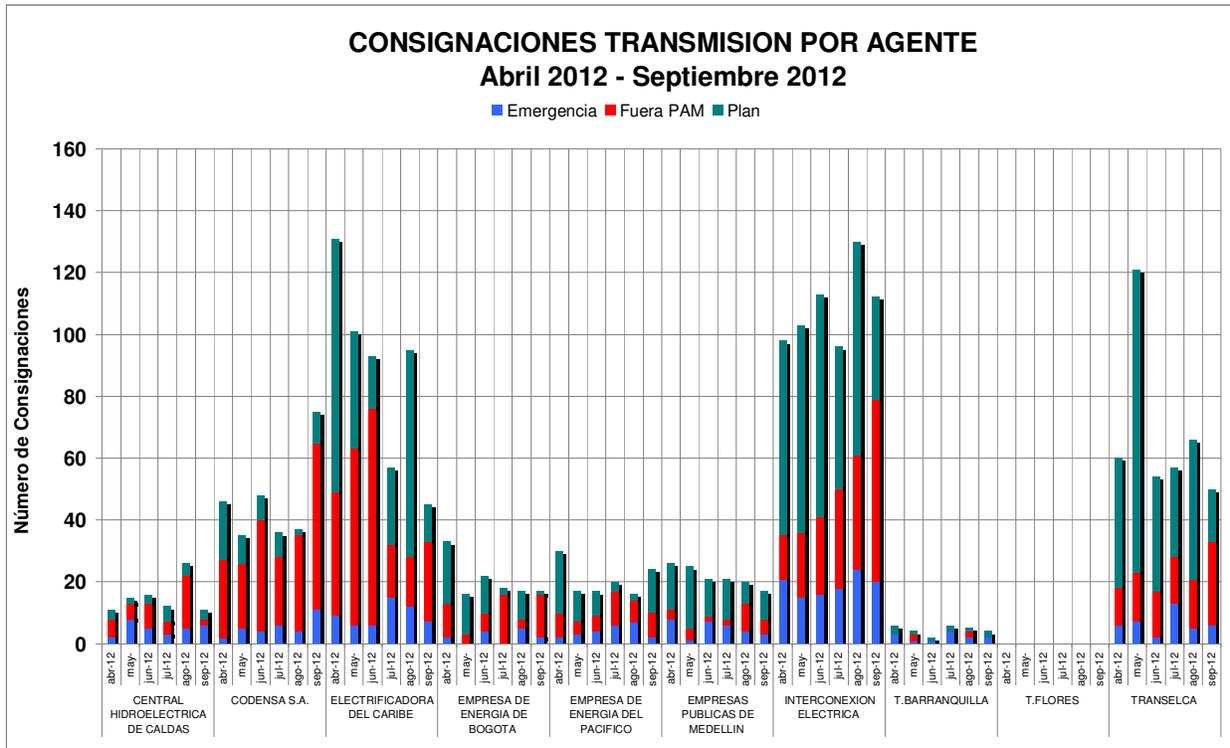


Gráfico No 37