

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 82 – 2013

INCERTIDUMBRES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Preparado por:

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

Bogotá, Agosto 20 de 2013

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	INCERTIDUMBRES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	2
2.1	INCERTIDUMBRE HIDROLÓGICA	2
2.2	INCERTIDUMBRE DEL ABASTECIMIENTO DE LÍQUIDOS	5
2.3	INCERTIDUMBRE DE LA EXPANSIÓN DEL STN.....	6
2.3.1	<i>Area Oriental</i>	7
2.3.2	<i>Subárea Atlántico</i>	8
2.3.3	<i>Otras Areas</i>	9
2.4	INCERTIDUMBRE DE LA EXPANSIÓN DEL STR.....	9
2.4.1	<i>Antioquia</i>	10
2.4.2	<i>Atlántico</i>	10
2.4.3	<i>Bolívar</i>	11
2.4.4	<i>Córdoba – Sucre</i>	11
2.4.5	<i>Cerromatoso</i>	12
2.4.6	<i>Guajira – Cesar - Magdalena</i>	12
2.4.7	<i>Santander</i>	12
2.4.8	<i>Norte de Santander</i>	12
2.4.9	<i>Boyacá</i>	12
2.4.10	<i>Valle</i>	13
2.4.11	<i>Cauca – Nariño</i>	13
2.4.12	<i>Huila – Tolima</i>	13
2.4.13	<i>Caldas – Quindío – Risaralda</i>	14
2.5	INCERTIDUMBRE EN LA GENERACIÓN DE SEGURIDAD.....	14
2.6	INCERTIDUMBRE OCASIONADA POR TERMOCOL	15
2.7	REFLEXIONES	17
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM	20
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	20
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	20
3.1.2	<i>Demanda del Sistema</i>	21
3.1.3	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía</i>	21
3.1.4	<i>Aportes Hídricos Agregados</i>	22
3.1.5	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible</i>	23
3.1.6	<i>Nivel de los Embalses</i>	24
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	24
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	24
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	25
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	25
3.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación</i>	26
3.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa</i>	27
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez</i>	28
3.2.7	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo</i>	29
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	29
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio</i>	29
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	30
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad</i>	31
3.3.4	<i>Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología</i>	31
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	32
3.3.6	<i>Índice de Lerner Mensual</i>	33
3.3.7	<i>Índice Residual de Suministro</i>	34

3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	35
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa</i>	35
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas.....</i>	35
3.4.3	<i>Costo de Reconciliaciones por Zonas.....</i>	36
3.4.4	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones.....</i>	36
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	37
3.5.1	<i>Generación Fuera de Mérito</i>	37
3.5.2	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito.....</i>	38
3.5.3	<i>Costo Mensual de Restricciones</i>	38
3.6	INDICADORES OPERATIVOS	39
3.6.1	<i>Mantenimientos de Generación por Agente.....</i>	39
3.6.2	<i>Consignaciones de Transmisión por Agente.....</i>	40

Resumen Ejecutivo

A partir de la creación del Mercado de Energía Mayorista, el suministro de la demanda al Sistema Interconectado Nacional, en general se ha realizado en forma adecuada; sin embargo, las condiciones de incertidumbre que se presentan en la actualidad podrían afectar la confiabilidad del suministro. Los factores que están generando condiciones de incertidumbre tienen que ver con:

- La baja hidrología que se ha presentado y consecuentemente los bajos niveles de los embalses reportados.
- Los problemas logísticos y de suministro para contar con un abastecimiento confiable de combustibles líquidos en caso de requerirse.
- Los efectos de los retrasos en la expansión tanto del sistema de transmisión nacional como regional y la necesidad imperante de cumplir con las fechas de entrada en operación de las obras definidas para mitigar las consecuencias de los atrasos mencionados.
- Las cantidades importantes de generación de seguridad requeridas para manejar los problemas de control de voltaje y atrapamiento de generación, ocasionadas por los retrasos de la expansión, que en algunas áreas llevan tal generación muy cerca de su límite máximo.
- La imposibilidad de cumplimiento de la fecha de entrada en operación del proyecto Termocol y las maniobras jurídicas llevadas a cabo por los inversionistas del proyecto.

La segunda parte de este informe incluye el análisis de desempeño del MEM en el mes de julio de 2013, destacándose que la generación del sistema reaccionó en forma importante con un crecimiento del 5,3% con respecto al mes anterior, al parecer relacionado con altas temperaturas y mayores consumos en el sector residencial. La generación térmica cubrió el crecimiento en la demanda y la reducción de los despachos hidráulicos.

El crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual con respecto al mismo mes de julio del 2012 fue 2,7%; se mantuvieron estables las ventas de energía eléctrica a Venezuela, las exportaciones a Ecuador mantuvieron bajos niveles y aumentaron las importaciones de éste país a 6,11 GWh, como consecuencia de las buenas condiciones de los precios ofertados.

Los aportes hídricos de julio estuvieron por debajo de la media histórica para este mes; excepto mayo, todos los meses desde septiembre de 2012 han reportado hidrologías por debajo del patrón histórico, lo cual aunque no ha sido decretado oficialmente como

comportamiento de Niño, si ha correspondido a niveles similares de las hidrologías de Niño y en el caso particular de los meses de junio y julio de 2013 los aportes son tan bajos como los del Niño 1991-1992, que corresponde al más crítico de los últimos 20 años.

Las reservas hídricas del embalse agregado del SIN correspondieron al 55,7% de la capacidad útil, nivel que para el mes de julio es el menor registrado desde el año 2004; el embalse de la central de Guatapé a final de mes registró un nivel de 41,6%, el de Chivor 58,3% y Guavio 70,3%.

El precio promedio en Bolsa de julio fue \$236,47/kWh, similar al del mes de abril y no solo fue muy elevado sino que mostró una variabilidad significativa, sin duda influido por la combinación de bajas hidrologías y un nivel agregado de embalse bajo para esta época del año. El costo unitario de las restricciones fue bajo y correspondió a \$4.60/kWh.

Desde mayo los precios spot se separaron completamente de la dinámica observada históricamente en el mercado y el precio en julio, de lejos constituye un record para este período del año y supera en hasta en 3 veces el promedio histórico. Sin contar con un horizonte suficientemente amplio para juzgar esta dinámica, la serie de precios observada parece responder a un cambio estructural en el proceso de formación de precios, que si no se reversa hacia la media, requerirá identificar los orígenes de este comportamiento del mercado y eventualmente aplicar correctivos.

Salvo contadas excepciones, las estrategias de oferta de los principales recursos hidráulicos se trazaron para seguir el comportamiento del mercado. De todos los recursos a gas instalados, el mercado solo pudo contar con tres plantas, el resto de plantas o no cuentan con acceso a gas natural o practicaron lo que en libros de texto se denomina retención financiera de la capacidad. En contraste, los recursos a carbón se ofertaron a precios eficientes y jugaron un papel importante en la base del despacho.

La función de distribución de precios de la oferta agregada se desplazó en forma paralela hacia arriba, para todo el rango relevante de demanda. Como consecuencia, los precios se incrementan sin que necesariamente se observe un aumento en el poder de mercado medido a través del índice de Lerner, lo cual parece ser el caso ocurrido en el mes de julio.

El número de consignaciones de generación de Isagen registradas por emergencia y fuera del plan de mantenimientos son significantes y llama la atención Electricaribe por

el número de consignaciones de transmisión y por el porcentaje de consignaciones de emergencia que necesariamente reflejan el estado de la red y las restricciones que se presentan.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Incertidumbres del Sistema Interconectado Nacional, b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de julio del 2013.

a) Incertidumbres del SIN

El CSMEM presenta un análisis de los diferentes factores que generan incertidumbre en el suministro confiable de la demanda, los cuales están asociados con la baja hidrología que se ha presentado, los problemas logísticos y de suministro de combustibles líquidos, los efectos de los retrasos en la expansión tanto del sistema de transmisión nacional como regional, las cantidades de generación de seguridad requeridas para manejar los problemas de control de voltaje y atrapamiento de generación y la imposibilidad de cumplimiento de la fecha de entrada en operación del proyecto Termocol.

b) Análisis de Desempeño del MEM

Los indicadores que el CSMEM utiliza para analizar el desempeño del MEM están relacionados al comportamiento del sistema, la evolución de los precios en la bolsa de energía, el comportamiento de las ofertas, el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones, el mercado de contratos bilaterales, el servicio de regulación secundaria de frecuencia, el comportamiento operativo de los equipos de generación y transmisión y el mercado secundario de gas. En este informe se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes de julio de 2013, un comportamiento que merece destacarse.

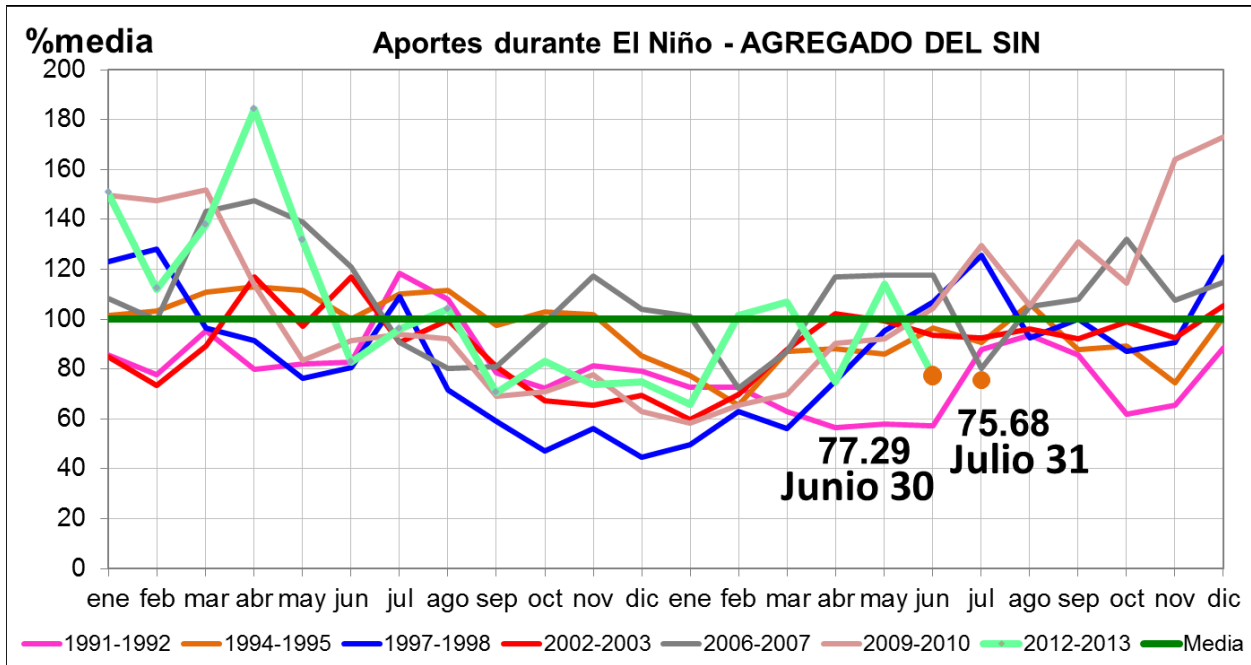
2 Incertidumbres del Sistema Interconectado Nacional

Actualmente el Sistema Interconectado Nacional está abocado a operar bajo condiciones de incertidumbre que tienen relación con:

- La baja hidrología que se ha presentado y consecuentemente los bajos niveles de los embalses reportados hasta la fecha;
- Los problemas logísticos y de suministro para contar con un abastecimiento confiable de combustibles líquidos en caso de requerirse;
- Los efectos de los retrasos en la expansión tanto del sistema de transmisión nacional como regional y la necesidad imperante de cumplir con las fechas de entrada en operación de los proyectos definidos para mitigar las consecuencias de los atrasos mencionados;
- Las cantidades importantes de generación de seguridad requeridas para manejar los problemas de control de voltaje y atrapamiento de generación, ocasionadas por los retrasos de la expansión y que en algunas áreas llevan tal generación muy cerca de su límite máximo, que se agrava aún más por los bajos niveles de embalse, que restringen el número de unidades de generación de seguridad.
- La imposibilidad de cumplimiento de la fecha de entrada en operación del proyecto Termocol y las maniobras jurídicas llevadas a cabo por los inversionistas del proyecto.

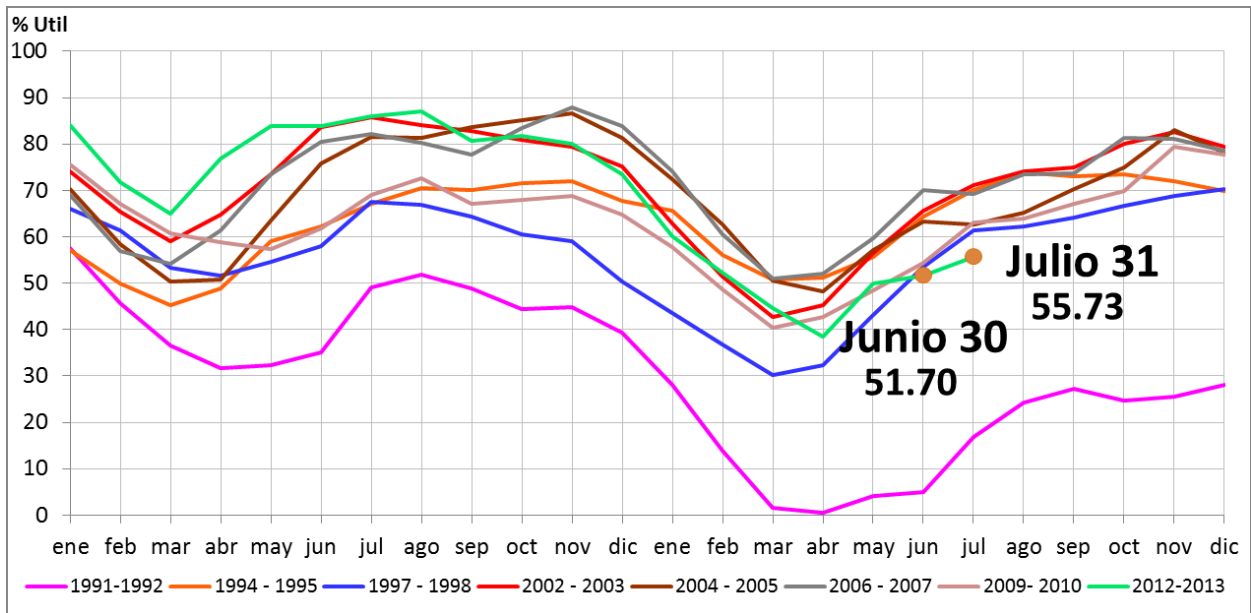
2.1 Incertidumbre Hidrológica

Como se observa en el gráfico No 1 la hidrología agregada de los aportes a los embalses del SIN, desde junio del 2012 con un par de excepciones, consistentemente ha estado por debajo de la media histórica, lo cual aunque no ha sido decretado oficialmente como comportamiento de Niño, si ha correspondido a niveles similares de las hidrologías de Niño y en el caso particular de los meses de junio y julio de 2013 (77.3% y 75.7% respectivamente), los aportes son tan bajos como los del Niño 1991-1992 que corresponde al más crítico de los últimos 20 años.



Información suministrada por XM.

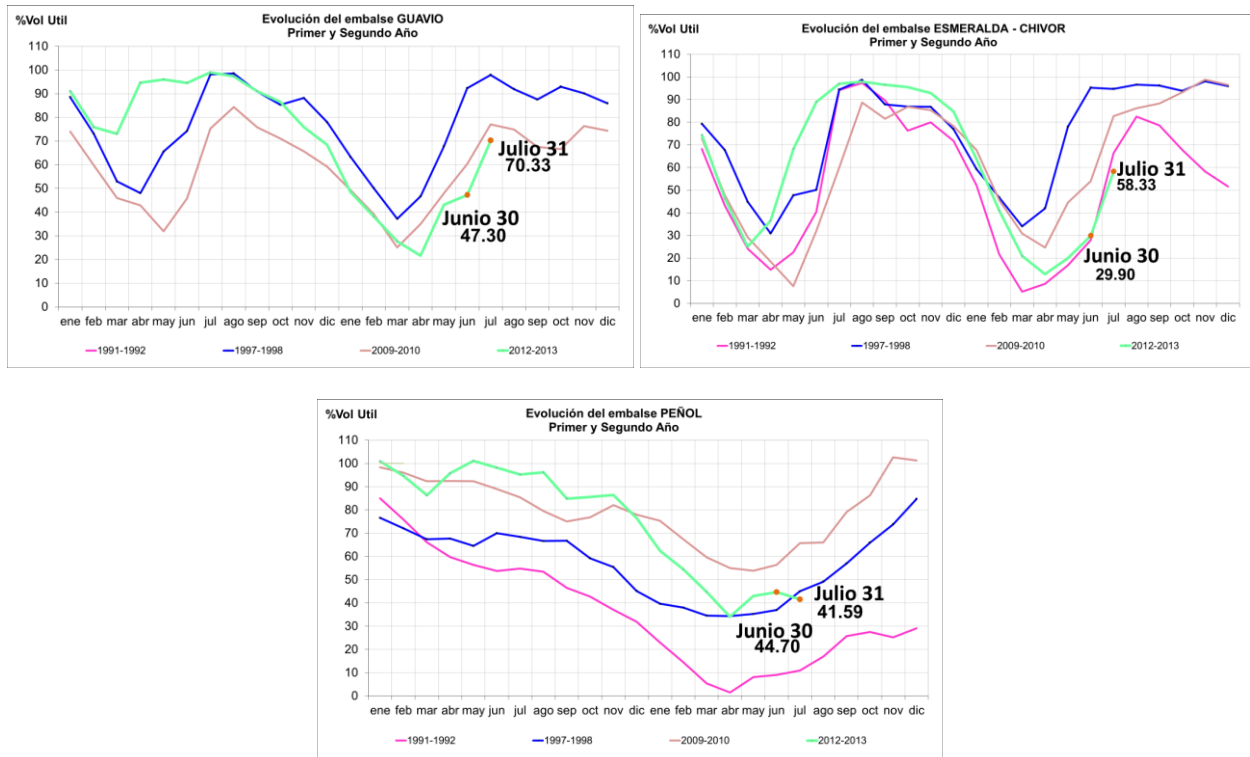
Gráfico No 1



Información suministrada por XM.

Gráfico No 2

El gráfico No 2 presenta el nivel del embalse agregado del SIN frente a las reservas hídricas en eventos pasados del Niño. Los niveles alcanzados en los meses de junio y julio de 2013 (51.7% y 55.7% respectivamente) son similares a los ocurridos en los Niños 1995-1997 y 2009-2010. Es importante mencionar que el nivel agregado actual se vio favorecido por la presencia del fenómeno de la Niña ocurrido a partir del segundo semestre del 2010 y hasta el primer semestre de 2012.



Información suministrada por XM.

Gráfico No 3

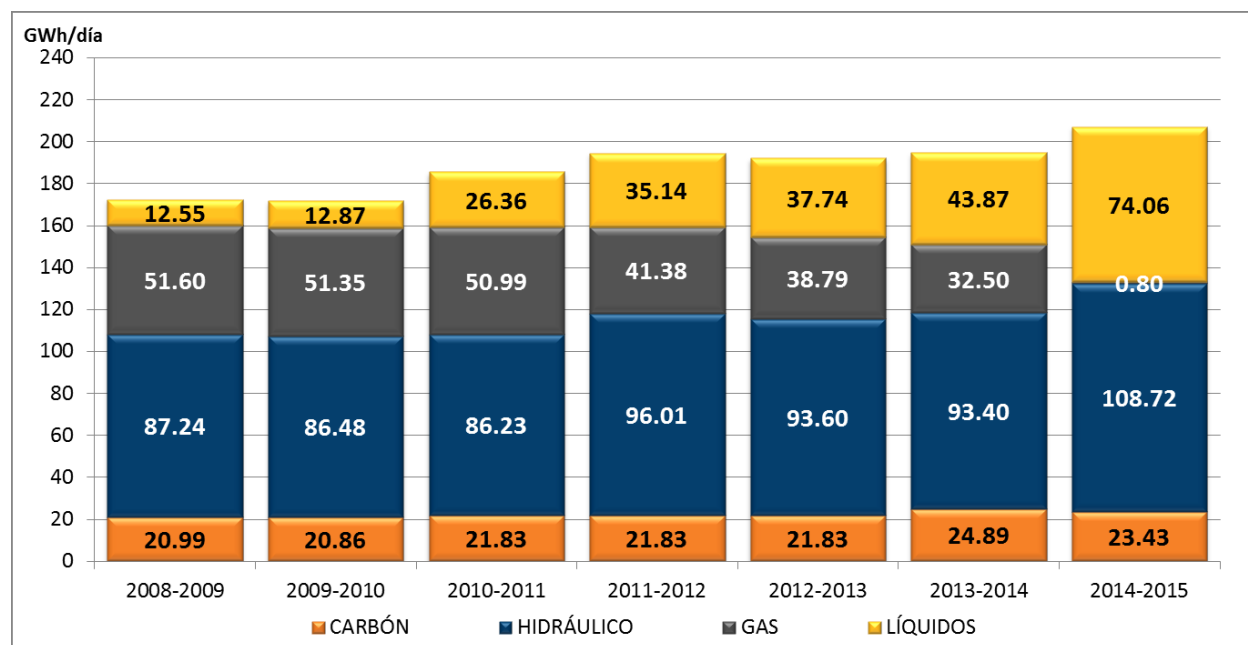
El gráfico No 3 muestra el comportamiento de los embalses de Guavio, Esmeralda (Chivor) y el Peñol (Guatapé). Individualmente estos embalses que pueden ser considerados los más representativos del SIN en cuanto a su volumen de almacenamiento, presentan un desempeño operativo semejante al de Niños críticos pasados.

El panorama hidrológico anterior es preocupante e incierto, en el sentido que de no aumentarse los aportes hídricos del SIN en los meses venideros que son de invierno, podría presentarse la necesidad de utilizar intensivamente generación térmica en el SIN, para asegurar el abastecimiento de la demanda. Según las simulaciones

realizadas por XM, para asegurar el abastecimiento de la demanda en el mediano plazo, se requiere un nivel mínimo de 60% del embalse agregado al comienzo de la próxima estación de verano 2013-2014 y una disponibilidad adecuada del parque térmico e hidráulico.

2.2 Incertidumbre del Abastecimiento de Líquidos

Con hidrologías críticas y para asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica, durante el verano 2013-2014 se puede requerir generación térmica en cantidades superiores a los registros históricos, los cuales podrían superar los 90 GWh-día. Bajo estas condiciones se requeriría generación térmica con combustibles líquidos por encima de los registros máximos históricos, lo cual representa una exigencia que no ha sido probada en el SIN respecto a la producción, transporte y reabastecimiento de combustible líquidos de las plantas.



Información suministrada por XM.

Gráfico No 4

El gráfico No 4 muestra la ENFICC del SIN a partir de la vigencia 2008-2009; se observa que para la vigencia 2013-2014 el componente térmico es de 101.3 GWh-día equivalentes al 52% de la ENFICC total; esta situación se vuelve más crítica en el periodo 2014-2015 con un incremento sustancial en el respaldo de combustibles líquidos que sustituyen la ENFICC a gas y alcanza en total 74 GWh-día. El Niño 2009-

2010 demostró que cuando hay escasez de recursos hidráulicos, el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del SIN depende 50% de los recursos térmicos.

La sustitución del gas por combustibles líquidos es muy delicada, porque además de la necesidad de importarlos, la generación de electricidad no es confiable porque no existe la infraestructura y logística suficiente con tal fin; también implicará un incremento importante en las tarifas de electricidad (a manera de ejemplo, la oferta promedio de generación con gas está en el rango de \$300/kWh, mientras la de generación con combustibles líquidos es de \$1.200/kWh). Por otra parte, 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 y además, Ecopetrol no posee compromisos contractuales de suministro con destino al sector termoeléctrico¹.

El CSMEM considera incierta y preocupante la logística actual de suministro, transporte y almacenamiento de combustibles líquidos, que permita entregar en forma efectiva las cantidades respaldadas en las obligaciones de energía firme, durante períodos prolongados de tiempo. Así mismo, a pesar de los esfuerzos realizados, sigue siendo prioritario institucionalizar la coordinación entre los sectores gas, líquidos y electricidad como una de las acciones fundamentales para mejorar la confiabilidad del SIN.

2.3 Incertidumbre de la Expansión del STN

Los planes de expansión de la UPME definen una serie de proyectos cruciales para la operación y la confiabilidad del SIN en el año 2015. Sin embargo para casi todos ellos, aún no se han realizado las convocatorias y por tanto no tienen inversionistas definidos; esto implica que la entrada en operación de estos proyectos es prácticamente inviable y su impacto en el SIN será de consideración, además requerirán proyectos adicionales para mitigar los efectos de sus atrasos que se traducirán en reducción de confiabilidad y mayores tarifas para los usuarios, ocasionadas por las restricciones y generaciones de seguridad que ellos causarán y los sobrecostos de las obras y los proyectos para aliviar sus retrasos².

De otra parte, aún no se adoptado el plan de expansión 2013-2026.

¹ Informe No 77 del CSMEM, “Comportamiento del MEM en los últimos cuatro años”, Marzo 18 de 2013.

² Informe No 79 del CSMEM, “Falencias de la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional”, Mayo 20 de 2013.

2.3.1 Area Oriental

El proyecto que genera el mayor grado de incertidumbre en el STN es Nueva Esperanza 500/230/115 kV, que debió entrar en operación en octubre de 2011 y ha sido reprogramado sucesivamente, tal que en la actualidad la posible fecha de entrada sería en el 2016. Este hecho pone en serio riesgo la atención, no solo de la demanda de la zona oriental, sino también de toda la demanda nacional. Originalmente el proyecto incrementaba la capacidad de transferencia desde el nivel a 500 kV y además disminuía el número requerido de unidades de generación de seguridad en el área, para el soporte de tensión.

El retraso hace que el área tenga menor margen para el manejo de voltaje y ha obligado a definir una serie de medidas de mitigación:

- Para atender la demanda máxima del 2013 se requiere:
 - ✓ la entrada de 50 Mvar de compensación capacitiva en Ubaté.
 - ✓ que todos los recursos de generación del área garanticen su máxima capacidad de suministro de potencia reactiva.
 - ✓ contar con la máxima disponibilidad de la red de transmisión nacional y regional.
- Para atender la demanda del 2014 se requiere:
 - ✓ compensación capacitiva de 100 Mvar en el área Meta.
 - ✓ instalación de un SCV de 240 Mvar en el Tunal 230 kv, el cual inicialmente estaba definido en Nueva Esperanza.
 - ✓ instalar en la subestación Bacatá el autotransformador 500/115 kV de Nueva Esperanza (hoy en bodega), sin embargo para ello se requiere que la UPME oficialice el proyecto.
 - ✓ de manera temporal hasta la entrada del proyecto Norte 230kV, es necesario efectuar reconfiguración en la red de 115kV.
- En el año 2015:
 - ✓ la entrada en operación del STATCOM de 200 Mvar en Bacatá 500 kV, proyecto que para su realización necesita que la UPME efectúe una convocatoria.
 - ✓ en caso que el proyecto Norte 230 kV no entre a tiempo, será necesario utilizar generación de seguridad en Termozipa.

El retraso de cualquiera de estas medidas de mitigación compromete seriamente la confiabilidad del STN y la atención de la demanda a nivel regional y nacional.

Adicionalmente en el área Oriental los siguientes proyectos son cruciales para la atención adecuada de la demanda:

- En la subestación La Reforma se requiere la entrada del tercer transformador 230/115 kV para respaldar la contingencia de uno de los dos existentes, este transformador debía haber entrado en el 2013 y está programado para el 2014.
- Línea Chivor II – Norte - Bacatá 230 kV: programado para el 2015; su atraso produciría incremento en la probabilidad de demanda no atendida en el área Oriental, congestión en la red a 115 kV y problemas de estabilidad de tensión en el norte de Bogotá.
- Subestación Suria 230 kV: se requiere su entrada en el 2015 y aún no tiene definido inversionista; su atraso produciría demanda no atendida bajo condiciones normales de operación y ante contingencias sencillas a nivel del STR, así como deterioro de la calidad del servicio que aumentará con la conexión de cargas petroleras en el área.

2.3.2 Subárea Atlántico

La subestación Caracolí 220 kV definida en el plan de expansión 2012-2025 fue programada para entrar en operación en el 2015; sin embargo, aún no tiene definido inversionista, lo cual no permitirá su entrada antes del 2016.

Actualmente se presentan problemas de atrapamiento de generación en Atlántico, que serían solucionados parcialmente con la entrada en operación del proyecto Caracolí. Para el año 2015 será necesario programar 200 MW de generación de seguridad a nivel de 110kV, para cubrir las restricciones en transformación; además, ocurrirían sobrecargas en estado normal de operación. En estas condiciones los problemas operativos y de confiabilidad en el área se incrementarán.

Con la entrada del proyecto Caracolí sería posible disminuir de 80% a 21%, los despachos de Flores 1 y 4 que comprometen la seguridad de la subárea Atlántico ante contingencias en la red de 115 kV. Adicionalmente un 27% de los despachos de Flores 1 y 4 no requerirían generación de seguridad en Tebsa o Barranquilla.

El atraso del proyecto Caracolí además de implicar problemas operativos y de des-optimización económica, ante contingencias sencillas en transformación 220/110kV en Atlántico, podría generar el colapso total de la subárea al no contar con la suficiente generación a nivel 110 kV para cubrir esta restricción.

2.3.3 Otras Areas

Otros proyectos del STN que generan incertidumbre en referencia a su fecha oportuna de entrada y que en caso de presentar atrasos tendrían un impacto importante en el suministro de la demanda y la confiabilidad del sistema son:

- Transformador Copey 500/230 kV: aún no ha sido aprobado en el plan de expansión. Ante contingencia del transformador existente se presenta desatención de la demanda. En la actualidad exige generación de seguridad.
- Línea Chinú – Montería – Urabá 220 kV: su fecha de entrada programada es el año 2015, sin embargo, aún no tiene inversionista definido. Su atraso produciría aumento de la probabilidad de demanda no atendida en Córdoba y Sucre por congestión de la red y el deterioro de la calidad del servicio por bajas tensiones ante contingencias.
- Línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV: su fecha de entrada programada es el año 2015, sin embargo, aún no tiene inversionista definido. Su atraso produciría atrapamiento de generación del norte y oriente de Antioquia y disminución de confiabilidad en la red de Antioquia (Área de Medellín), por lo que se aumentará la probabilidad de desatención de demanda ante contingencias sencillas.

2.4 Incertidumbre de la Expansión del STR

Los problemas existentes en la infraestructura de los sistemas regionales de transmisión también incrementan seriamente la incertidumbre en la operación del SIN. Estos problemas a pesar de haber sido identificados hace varios años por XM y reportados en los informes del CSMEM No 79³, 77⁴, 74⁵, 62⁶, persisten y cada vez hacen más crítica la operación de la red, debido a que no se han realizado las expansiones requeridas en forma oportuna.

Los sistemas regionales son deficitarios para atender la demanda de energía adecuadamente, ocasionan incremento en la generación de seguridad y aumento del costo de las restricciones y del costo de la energía a los usuarios finales. Esta situación ha requerido aumentar el número de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema - ESPS, para minimizar la desatención de demanda en los STR, los cuales en

³ Op cit 2.

⁴ Op cit 1.

⁵ Informe No 74 del CSMEM, “Confiabilidad del MEM – Generación - Transmisión”, Octubre 23 del 2012.

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

términos pragmáticos significan racionamientos de energía en prácticamente todas las regiones del país. En la mayoría de regiones operativas la cargabilidad de un buen número de transformadores y/o circuitos de transmisión es cercana al 100% bajo condiciones normales de operación, lo cual impide efectuar los mantenimientos requeridos.

2.4.1 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 sería resuelta con la entrada en operación de la subestación Guayabal 220 kV y de la línea Bello – Guayabal – Ancón a 220 kV que estaba prevista para septiembre del 2015, pero ha sido reprogramada para el 2016.

2.4.2 Atlántico

En los últimos 5 años en Atlántico el crecimiento de la demanda en promedio ha sido 5% anual y en dicho periodo sólo se ha ejecutado un proyecto de expansión que fue el segundo transformador Flores 220/110 kv y el acople de barras en 110 kV. Por falta de expansión de la red de transporte y de 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. Específicamente en la actualidad se presentan las siguientes situaciones operativas:

- Agotamiento de la capacidad de la red a nivel de 220 kV, 110 kV y 34.5 kV, situación identificada por el CND desde el año 2005.
- Agotamiento del nivel de cortocircuito de las subestaciones Tebsa y Flores.
- Actualmente, en algunos periodos se presenta Demanda no Atendida – DNA, por sobrecarga del transformador Sabanalarga 220/110 kV y no existe definida ninguna medida para mitigar y corregir el problema.
- Se tienen habilitados 5 Esquemas Suplementarios de Protección – ESPS en la subárea, para minimizar los impactos de contingencias N-1.
- Se programan límites de transferencia entre elementos (cortes), con el objetivo de garantizar la seguridad y confiabilidad de la subárea ante contingencias sencillas. Para mitigar la situación se opera desacoplada la subestación Flores y se balancea la generación entre Tebsa y Flores.
- Las plantas del área cuentan con inflexibilidades importantes.

Frente a los problemas anteriores, la única obra de expansión con que se cuenta es el proyecto Caracolí 220 kV y sus obras asociadas, que solo entrará en operación en el año 2016.

2.4.3 Bolívar

Para resolver la operación crítica ocasionada por el agotamiento de la capacidad de transformación 220/66 kV y de la red de 66 kV, en mayo de 2013 entró en operación el proyecto de la subestación el Bosque, que debió haber entrado en mayo del 2011, así mismo se reconfiguró la red de 66 kV para obtener su enmallamiento. Ahora bien, debido a un error en la configuración de los devanados de los transformadores existentes en la red de 66 kV, una vez instalado el transformador del Bosque se encontró que no era compatible, lo cual llevó a:

- Reconfigurar la red enmallada de 66 kV, para volver a una estructura radial.
- Con el transformador el Bosque 220/66 kV, alimentar solamente la carga del Bosque y Chambacú, limitando así la capacidad del transformador a 100 MW de sus 150 MW nominales y reduciendo la confiabilidad de atención de ésta demanda.
- Aún no existe fecha definida para la normalización de las conexiones.

Adicionalmente en el área Bolívar persisten los siguientes problemas operativos:

- La red a 66 kV del doble anillo de Cartagena requiere aumento del nivel de tensión.
- Se mantienen los esquemas ESPS para mitigar el riesgo de desatención de la demanda.
- Se despacha generación fuera de mérito en Proeléctrica.
- Existen bajas tensiones en El Carmen 110 kV y Zambrano 66 kV, que presentan posible desatención de la demanda. Esta situación requiere la instalación de compensación capacitiva, que aún no tiene aprobación de la UPME.

2.4.4 Córdoba – Sucre

Se mantiene una situación eléctrica crítica en el área debido al agotamiento de la capacidad de transformación en Chinú 500/110 kV:

- Se presenta desatención de la demanda bajo condición normal de operación.
- Se mantienen operativos los esquemas ESPS.
- La solución incluye la instalación de un tercer transformador en Chinú que entrará en operación en el 2013 y la línea Chinú – Montería – Urabá a 220 kV, que entrará en septiembre del 2015.

2.4.5 Cerromatoso

El agotamiento de la capacidad de transformación 500/115 kV ocasiona:

- Desatención de la demanda ante contingencia y posible colapso del área.
- Se mantienen esquemas suplementarios ESPS.
- La generación de seguridad requerida se obtendrá con la entrada de la planta de Gecelca.
- Se requiere la instalación de un tercer transformador que entrará en operación en junio de 2014.

2.4.6 Guajira - Cesar - Magdalena

Debido al agotamiento de la capacidad de transformación 220/110 kV en Cuestecitas, Valledupar y Copey se presenta:

- Desatención de la demanda ante contingencias.
- Necesidad de implementar esquemas suplementarios ESPS.
- Electricaribe tiene proyectos para reforzar la transformación; sin embargo, no han sido aprobados por la UPME y su entrada en operación está planeada para más de 3 años.

2.4.7 Santander

En Santander los transformadores de Barranca, Palos y Bucaramanga y la red de 115 kV presentan alta cargabilidad y desatención de la demanda. Se requiere expansión de la capacidad de transformación; sin embargo, no se tienen obras definidas ni estudios presentados por el Operador de red ante la UPME.

2.4.8 Norte de Santander

En Norte de Santander ante contingencias se presenta demanda no atendida en Ocaña, Belén y San Mateo. Se requiere expansión de la capacidad de transformación, enmallamiento de la red de 115 kV y la instalación de esquemas suplementarios ESPS. Las obras aprobadas entrarán en el 2016.

2.4.9 Boyacá

En Boyacá se presenta sobrecarga de un autotransformador de Paipa 230/115 kV ante la salida de otro, lo cual requiere generación de seguridad en Paipa o Yopal. Esta

situación aún no tiene obras definidas, ni el Operador de Red ha presentado estudios ante la UPME.

2.4.10 Valle

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 en Calima. El segundo banco de transformación está programado para entrar en operación en el 2013, aunque presenta atrasos.

2.4.11 Cauca – Nariño

La situación operativa del área se resume a continuación:

- Ante contingencia del transformador San Bernardino 230/115 kV se presenta 100% de desatención de la demanda. También existe desatención de la demanda ante contingencia de la línea San Bernardino – Popayán 115 kV.
- La situación anterior aún no tiene obras definidas por parte de los Operadores de Red.
- 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 y ayudará a resolver el problema de San Bernardino.

2.4.12 Huila – Tolima

La entrada en operación de la central de Amoyá en mayo del 2013 ha generado las siguientes situaciones operativas:

- En junio de 2012 la revisión de la coordinación de protecciones necesarias para la entrada de la central Amoyá, identificó riesgos en la detección de algunas fallas de las subestaciones El Bote, Tuluní y Prado 115 kV, por lo tanto se recomendó la implementación de un esquema de protecciones selectivo, que no fue llevado a cabo.
- En septiembre del 2012, para garantizar la seguridad del área y de los equipos en las diferentes condiciones de red, se recomendó operar el enlace Natagaima – Prado 115 kV abierto y Natagaima – El Bote a 115 kV cerrado.
- Con la entrada en operación de Amoyá, durante los meses de mayo y junio se presentaron 5 eventos sobre las líneas Natagaima – Tuluní 115 kV, 10 eventos sobre El Bote – Natagaima 115 kV y 5 eventos sobre Prado – Natagaima 115

kV, cuando la generación de Amoyá está por encima de 60 MW. Estos eventos dejaron en promedio una carga desatendida de 60 MWh en el norte del Huila incluyendo su capital Neiva (demanda máx. 140 MWh).

- En la actualidad Amoyá con capacidad de 80 MW, continúa limitada a 60 MW por las dificultades con la operación de los enlaces anteriormente mencionados.

2.4.13 Caldas – Quindío – Risaralda

El 14 de julio, EEP realizó el traslado de aproximadamente 40 MW de la subestación La Rosa 115 kV (CHEC) a la subestación Dosquebradas 115 kV (EEP), por medio de un transformador de 75 MVA 115/33 kV. Esto ha generado las siguientes situaciones operativas:

- Bajo esta condición, la contingencia del transformador Cartago 230/115 kV hace que la sobrecarga del enlace La Rosa – Dosquebradas 115 kV sea más alta, requiriendo mayor generación de seguridad a nivel de 115 kV en el Valle (Calima, Termoemcali, Termovalle o Albán).
- Con la entrada en operación del proyecto de la subestación Armenia 230/115 kV a finales del 2013, se cargará aún más el circuito La Rosa – Doquebradas 115 kV.
- Con la entrada del segundo transformador Cartago 230/115 kV en el año 2014, a pesar de eliminar la restricción que origina la contingencia del transformador de Cartago, la salida del circuito Virginia – Cartago 230 kV provocará sobrecargas no admisibles en el circuito La Rosa – Dosquebradas 115 kV.
- Hasta el momento no hay definición de las obras requeridas por parte de los OR EEP, CHEC y EPSA y se ha generado un litigio entre ellos.

2.5 Incertidumbre en la Generación de Seguridad

Las cantidades importantes de generación de seguridad que requiere el SIN para manejar las múltiples restricciones operativas de la red de transmisión que ocasionan los retrasos de la expansión: control de voltaje, atrapamiento de generación y soporte ante contingencias N-1, presentan incertidumbre adicional a corto y mediano plazo.

Las plantas hidráulicas pueden suministrar la energía firme comprometida en las OEF con bajos niveles de los embalses y aún con unidades generadoras indisponibles. Sin embargo, en algunas áreas operativas, los requisitos de la generación de seguridad llegan muy cerca del límite máximo de unidades generadoras de las plantas y si existen unidades indisponibles, se presenta incertidumbre en la entrega de la generación de

seguridad, esto se agrava aún más cuando existen bajos niveles de los embalses, que restringen el número de unidades de generación de seguridad.

2.6 Incertidumbre Ocasionada por Termocol

El proyecto Termocol propiedad del Grupo Poliobras, es una planta de generación térmica dual que opera con combustibles líquidos o gas, de 202 MW de capacidad y una ENFICC de 1.682 GWh-año asignada en Obligaciones de Energía Firme - OEF para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2012 y el 30 de noviembre de 2032; fue adjudicada en la primera subasta de Cargo por Confiabilidad realizada en el año 2008 por la CREG, con lo cual Poliobras se obligó a poner en operación comercial el proyecto el 1 de diciembre de 2012.

La demanda de electricidad (usuarios finales) del país se comprometió a reconocer a Poliobras pagos futuros del orden de 446 millones de dólares, con el compromiso de que el proyecto se construyera y entrara a generar en las condiciones y en la fecha comprometida en la subasta del Cargo por Confiabilidad.

Posterior a la subasta, algunos analistas, incluido el CSMEM⁷, manifestaron su preocupación por que la planta Termocol fuera de “segunda mano”, ya que la expansión del parque generador debe asegurar la confiabilidad del sistema e incluir plantas que técnicamente estén en condiciones operativas óptimas para garantizar los compromisos de abastecimiento requeridos. Por otra parte, no se consideraba equitativo que una planta de segunda mano recibiese la misma remuneración del cargo por confiabilidad, que plantas nuevas con tecnología de punta. Esta experiencia sirvió para que la CREG realizara los ajustes necesarios a la regulación y así evitar una nueva ocurrencia de esta situación.

En el año 2011 los auditores del proyecto reportaron que el mismo se hallaba en un estado crítico de desarrollo, debido a la falta del cierre financiero, de la aprobación del punto de conexión, así como la no contratación de los trabajos principales para el proyecto⁸. En esas condiciones los auditores consideraban que existía una alta probabilidad que el plazo declarado para la operación comercial de la planta no se pudiera cumplir.

⁷ Informe No 29 del CSMEM, “Subasta del Cargo por Confiabilidad – Impacto en el MEM”, Julio 25 de 2008.

⁸ Informe No 64 del CSMEM, “Plan de Expansión de Generación – Cancelación y Atraso de Algunos Proyectos”, Noviembre 14 de 2011.

El plazo original de entrada del proyecto (diciembre de 2012) se postergó al 1 de diciembre de 2013, mediante la “Subasta de Reconfiguración” de venta realizada por la CREG en julio del 2012⁹. Sin embargo, Poliobras no ejecutó los trabajos siguiendo el cronograma al que se había obligado, como consta en el informe del auditor Lee Infante, asignado para tal fin.

Específicamente el proyecto tenía 180 días de atraso, determinando que la nueva fecha de entrada en operación comercial podría ser el 31 de mayo de 2014. En ese sentido, Poliobras estaba obligado a registrar Contratos de Respaldo para cubrir las Obligaciones de Energía Firme del 1 de diciembre de 2013 al 31 de mayo de 2014. No obstante lo anterior, Poliobras tampoco presentó dichos contratos. Teniendo en cuenta lo anterior, XM atendiendo a la reglamentación del MEM procedió a hacer efectiva la carta de crédito (garantía) del EFG BANK, por valor de 25 millones de dólares, debiendo retirar el proyecto del Cargo por Confiabilidad para la atención de la demanda.

Poliobras presentó el día 17 de junio de 2013 una acción de Tutela en contra de XM, por una presunta violación al debido proceso, derecho de defensa y derecho al trabajo, en donde afirma que debió darse aplicación a un procedimiento diferente al establecido en el MEM para el cargo por confiabilidad. Posteriormente XM recibió orden del Juzgado para que procediera de manera inmediata a la suspensión provisional de todos los actos tendientes a la ejecución de la garantía y perdida o revocación de la obligación de energía firme, la cual fue acatada por XM.

XM además procedió a contestar la tutela indicando entre otros, que la regulación del mercado no prevé procedimientos de carácter administrativo, precisamente porque se trata de un régimen especial, previsto en la Ley 142 de 1994.

El 9 de julio de 2013, tanto XM como la CREG presentaron impugnación al fallo de tutela, solicitando su revocación; a esta impugnación se unió ANDEG. Así mismo XM presentó ante el tribunal administrativo de Cundinamarca una acción de tutela contra el juzgado Cincuenta de Bogotá, por violación manifiesta del debido proceso y por la sentencia dictada, solicitando suspensión del cumplimiento de la sentencia de tutela.

XM notificó a Poliobras acreditar la renovación de la garantía ante la CREG, como mínimo hasta el día 11 de julio del año 2014, obligación que debió ser ejecutada por Poliobras con fundamento en la adjudicación de la “Subasta de reconfiguración”. Dicha

⁹ Informe No 77 del CSMEM, “Comportamiento del MEM en los últimos cuatro años”, Marzo 18 de 2013.

renovación no fue ejecutada configurándose un nuevo evento de incumplimiento. Por lo anterior, XM solicitó a EFG Bank en Suiza, nuevamente el pago de la garantía, informándole que esta ejecución obedecía a un incumplimiento diferente al incumplimiento que estaba en discusión judicial.

El 29 de julio se dio el fallo de segunda instancia mediante el cual revocaba el fallo de tutela proferido el 2 de julio y en consecuencia negó la tutela por improcedente, ante lo cual XM reiteró su solicitud del pago de la garantía ante el EFG Bank.

La empresa panameña Bolus Assets (accionista de Poliobras y otorgante de la garantía a favor de los mismos), presentó el 2 de agosto ante el Tribunal Superior de Bogotá una acción de Tutela contra los Jueces 50 y 37, con el argumento de no haber sido vinculada al proceso y quien dice ser afectada directa con la decisión. Al interior de la misma también cuestiona que XM no la vinculó en el proceso de cobro.

Después de afrontar XM la controversia jurídica mencionada con la firma Poliobras por el incumplimiento en la construcción de Termocol, finalmente el EFG Bank honró la garantía por US\$ 24.958.177, dinero que hace parte del mecanismo establecido para defender los intereses de los usuarios de energía eléctrica cuando los proyectos de generación no entran en operación en el tiempo establecido. Además el Tribunal Superior de Bogotá negó la tutela que presentó Bolus Assets.

2.7 Reflexiones

- Para garantizar a corto plazo el abastecimiento confiable de electricidad, es fundamental que las plantas térmicas puedan contar con los combustibles líquidos que podrían requerirse y que los cronogramas de los proyectos de transmisión nacional y regional definidos para mitigar los atrasos existentes, se cumplan estrictamente.
- Ante condiciones adversas de la hidrología, el precio de escasez y las obligaciones futuras de energía de los agentes, no constituyen herramientas suficientes para auto regular el comportamiento de los generadores, en el sentido de ahorrar agua para el verano.
- Para asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica, durante el próximo verano y con hidrologías críticas se podrían requerir 90 GWh de generación térmica, esto implicaría generar con combustibles líquidos por encima de los registros máximos históricos. El CSMEM considera incierta y preocupante la

logística actual de suministro, transporte y almacenamiento de combustibles líquidos, para entregar las cantidades de líquidos que respaldan las obligaciones de energía firme.

- La mayoría de proyectos de expansión importantes para la operación y la confiabilidad del SIN en el año 2015, aún no tienen inversionistas definidos, lo cual implica que su entrada en operación es prácticamente inviable, reduciendo la confiabilidad del sistema y aumentando las tarifas para los usuarios. En este sentido es importante que la UPME tome las acciones del caso.
- El atraso de la subestación Nueva Esperanza que debió entrar en operación en octubre de 2011, ha requerido la definición de una serie de obras de mitigación que además de su impacto económico, exigen el cumplimiento estricto del cronograma de ejecución, de lo contrario se compromete la confiabilidad del STN y la atención de la demanda a nivel regional y nacional.
- Los problemas existentes en los sistemas regionales de transmisión persisten y cada vez hacen más crítica la operación de la red, debido a que no se han realizado las expansiones requeridas en forma oportuna, bien sea por parte de los Operadores Regionales o a través de terceros adjudicados por la UPME. En la mayoría de regiones operativas la cargabilidad de un buen número de transformadores y/o circuitos de transmisión es cercana al 100% bajo condiciones normales de operación, lo cual impide efectuar los mantenimientos requeridos.
- En algunas áreas operativas, los requisitos de la generación de seguridad están muy cerca del límite máximo de unidades generadoras y al existir unidades indisponibles, se presenta incertidumbre en la entrega de la generación de seguridad, lo cual se agrava aún más cuando existen bajos niveles de los embalses, que restringen el número de unidades de generación de seguridad.
- Si las acciones jurídicas interpuestas por Termocol hubieran sido exitosas, los inversionistas del sector eléctrico habrían perdido la confianza en el mismo, con graves consecuencias difíciles de cuantificar, pero que con toda seguridad terminarían afectando a los usuarios de la demanda. Además, la estructura operativa y financiera del MEM habría sido afectada.

- El proceso desarrollado en el sector a través de las subastas de energía firme ha dejado experiencias enriquecedoras que han servido para mejorar la regulación al respecto. No obstante, el caso Termocol enseña que la CREG debe asegurarse que los agentes que participen en las subastas sean sólidos, demostrando experiencia y capacidad operativa y una robustez financiera acorde con las obligaciones de energía firme que pretenden subastar.

3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de julio de 2013 tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

El gráfico No 5 y la tabla No 1 presentan las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para los dos últimos años.

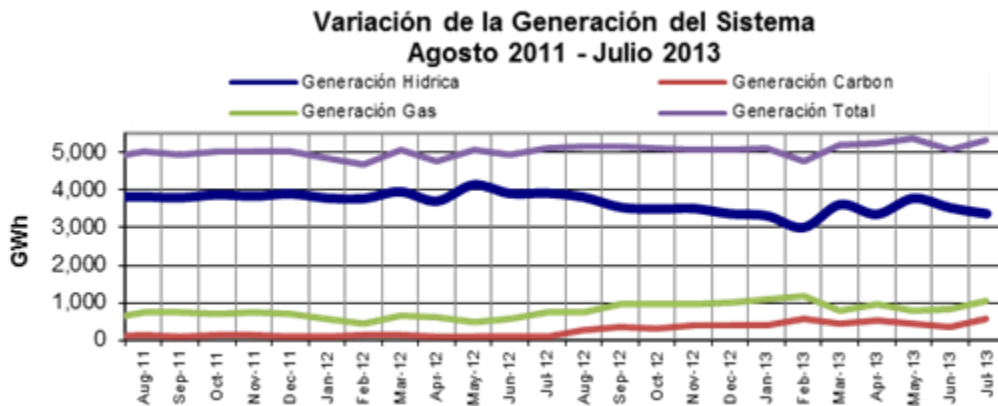


Gráfico No 5

Tabla No 1

Tipo de Generación		Promedio Ultimo Año	julio-12	junio-13	julio-13	Variación JUN 13 - JUL 13	Variación JUL 12 - JUL 13	Variación Ultimo Año- JUL 13
Térmica	Hídrica	3,475.86	3,918.92	3,526.28	3,372.14	-4.37%	-13.96%	-2.98%
	Total Térmica	1,373.40	893.73	1,211.57	1,644.16	35.70%	83.97%	19.71%
	Gas	950.20	772.56	845.56	1,052.67	24.49%	36.26%	10.78%
	Carbón	423.39	98.99	352.88	572.44	62.22%	478.26%	35.20%
	Fuel Oil-ACPM	31.12	22.17	13.13	19.05	45.11%	-14.08%	-38.77%
Menores		256.28	248.24	282.44	270.92	-4.08%	9.13%	5.71%
Cogeneradores		28.03	29.94	32.02	33.54	4.75%	12.02%	19.63%
Total		5,133.57	5,090.83	5,052.31	5,320.75	5.31%	4.52%	3.65%

En julio la generación eléctrica del sistema reaccionó en forma importante con un crecimiento del 5,3% respecto al mes anterior y un 4.5% con respecto a julio del 2012. Al parecer este comportamiento estuvo relacionado con altas temperaturas y mayores consumos en el sector residencial. La generación térmica casi dobla los niveles observados en julio del año anterior, cubriendo el crecimiento en la demanda y la

reducción de los despachos hidráulicos, tal que contribución total del parque térmico se elevó a 30.9%.

3.1.2 Demanda del Sistema

El gráfico No 6 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años. El crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual para julio con respecto al mismo mes del 2012 fue 2,7%, mientras el crecimiento para el acumulado de los 7 meses del año fue 3.2%.

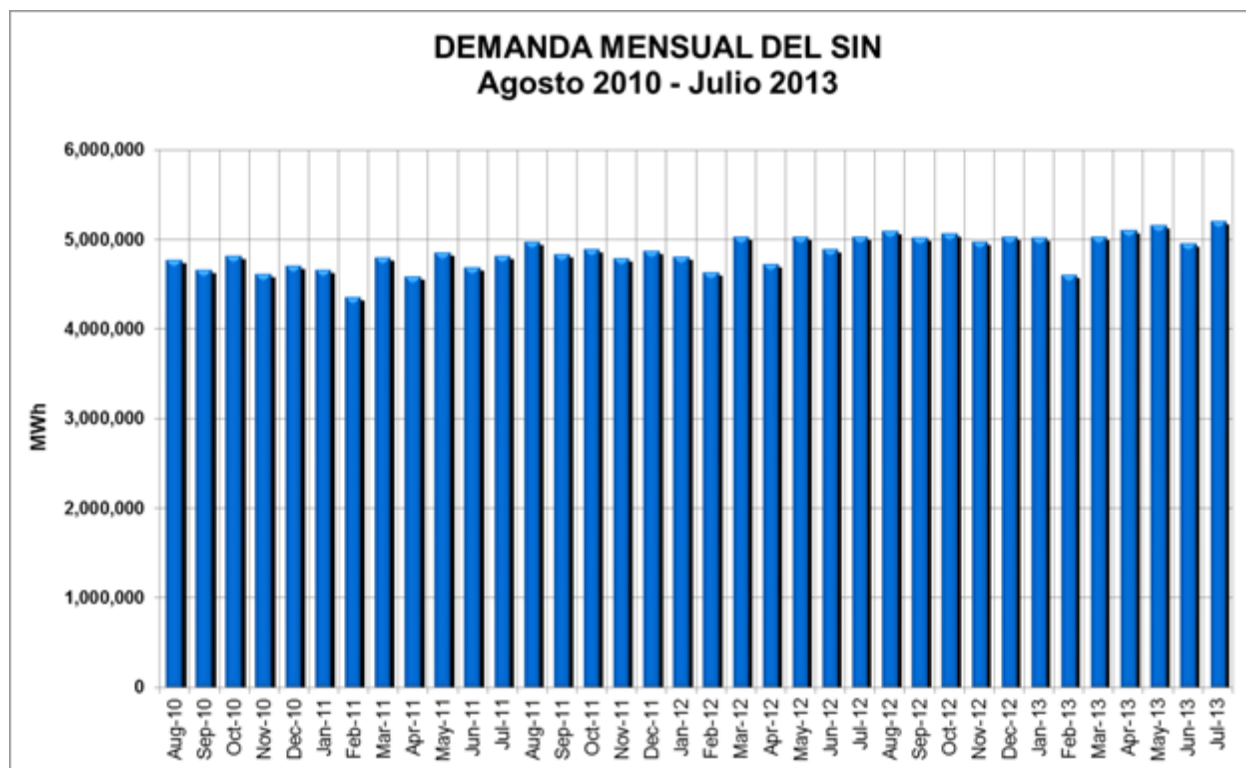


Gráfico No 6

3.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

El gráfico No 7 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años.

En julio se mantuvieron estables las ventas de energía eléctrica a Venezuela; las exportaciones a Ecuador mantuvieron los bajos niveles registrados en el mes anterior. Así mismo, se importaron de Ecuador 6,11 GWh como consecuencia de las buenas condiciones de los precios ofertados.

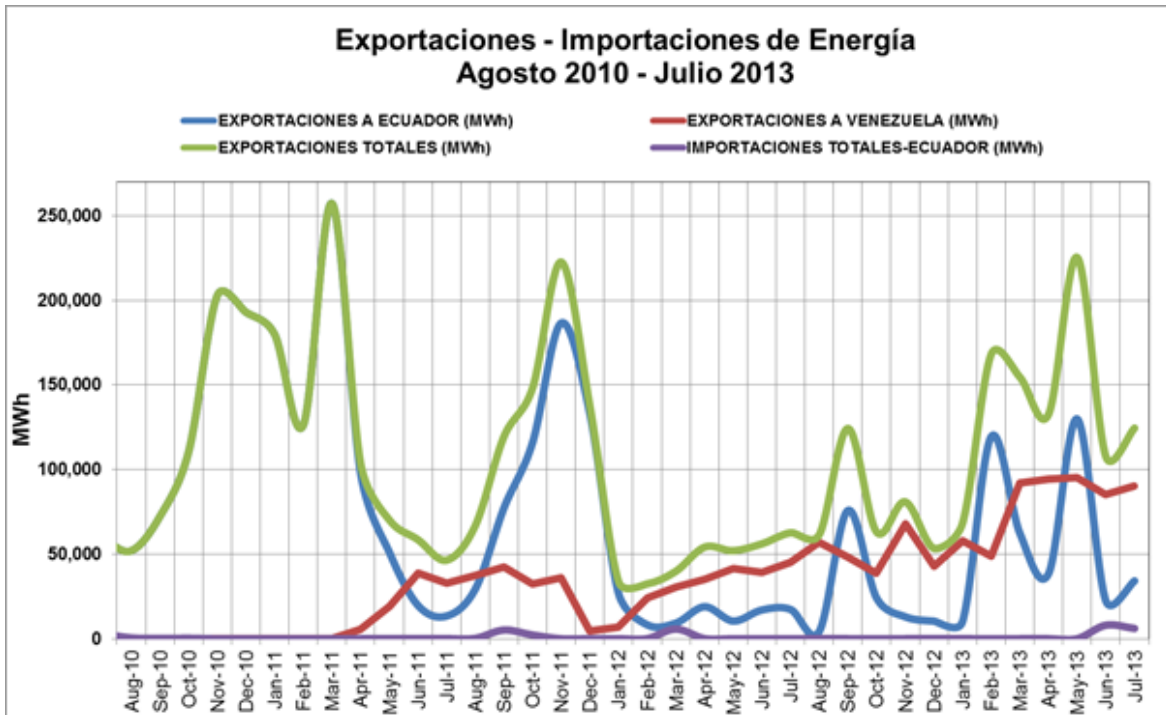


Gráfico No 7

3.1.4 Aportes Hídricos Agregados

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

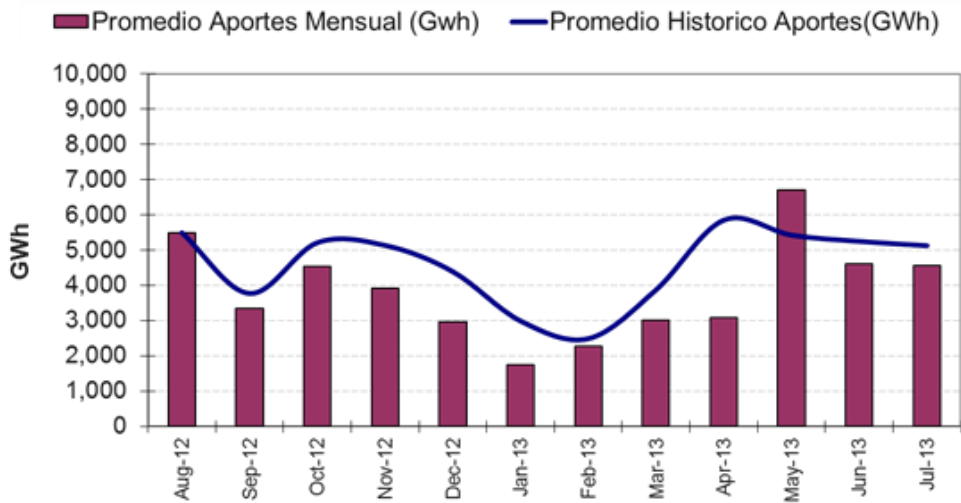


Gráfico No 8

El gráfico No 8 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

En julio los aportes hídricos al SIN fueron de 4.558,3 GWh, por debajo de la media histórica para este mes. Si se exceptúa mayo, todos los meses desde septiembre de 2012 han reportado hidrologías por debajo del patrón histórico.

3.1.5 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 9 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.

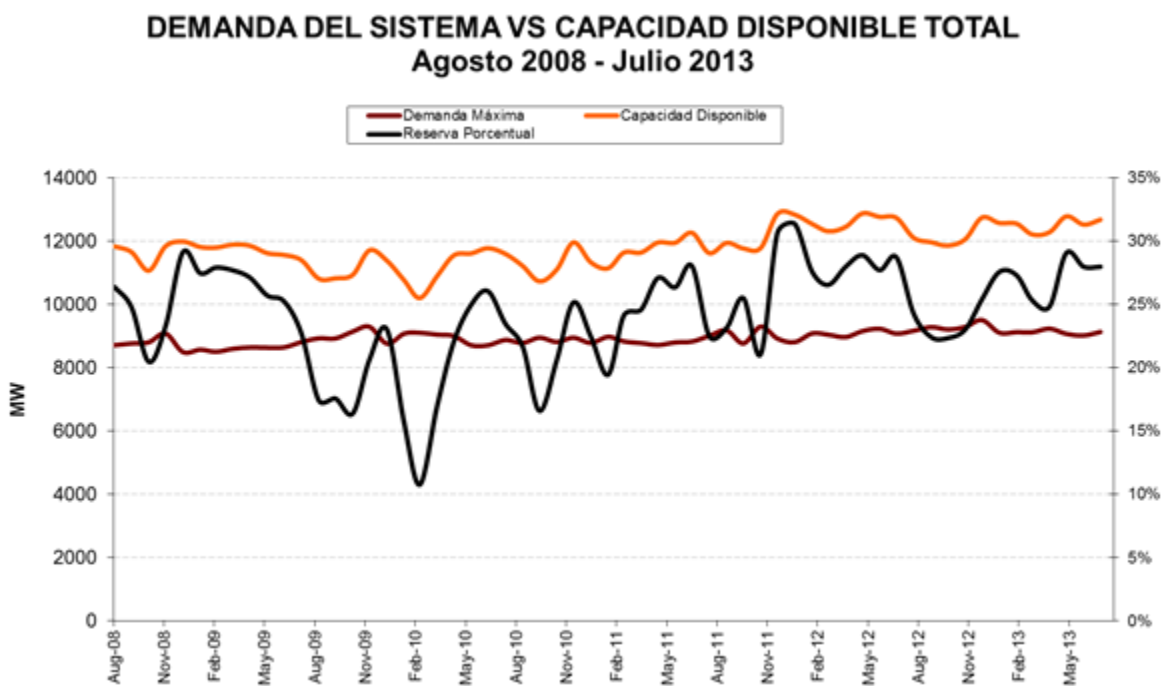


Gráfico No 9

En los últimos meses la capacidad disponible y el margen de reserva se han sostenido en niveles elevados; en julio la demanda máxima de potencia fue 9.127 MW.

3.1.6 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 10 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN, en julio las reservas hídricas ascendieron a 8.420 GWh correspondientes al 55,7% de la capacidad útil. Este nivel de embalse para los meses de julio es el menor registrado desde el año 2004.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de julio Oriente acumuló 68,1%, Centro 66,3%, Caribe 56,8%, Valle 55.1% y Antioquia 40%. El embalse del Peñol (Guatapé) registró 41,6%, Miel 46,3%, Calima 49,7%, Esmeralda (Chivor) 58,3%, Betania 65,2%, Guavio 70,3% y Salvajina 71.7%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 10 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.

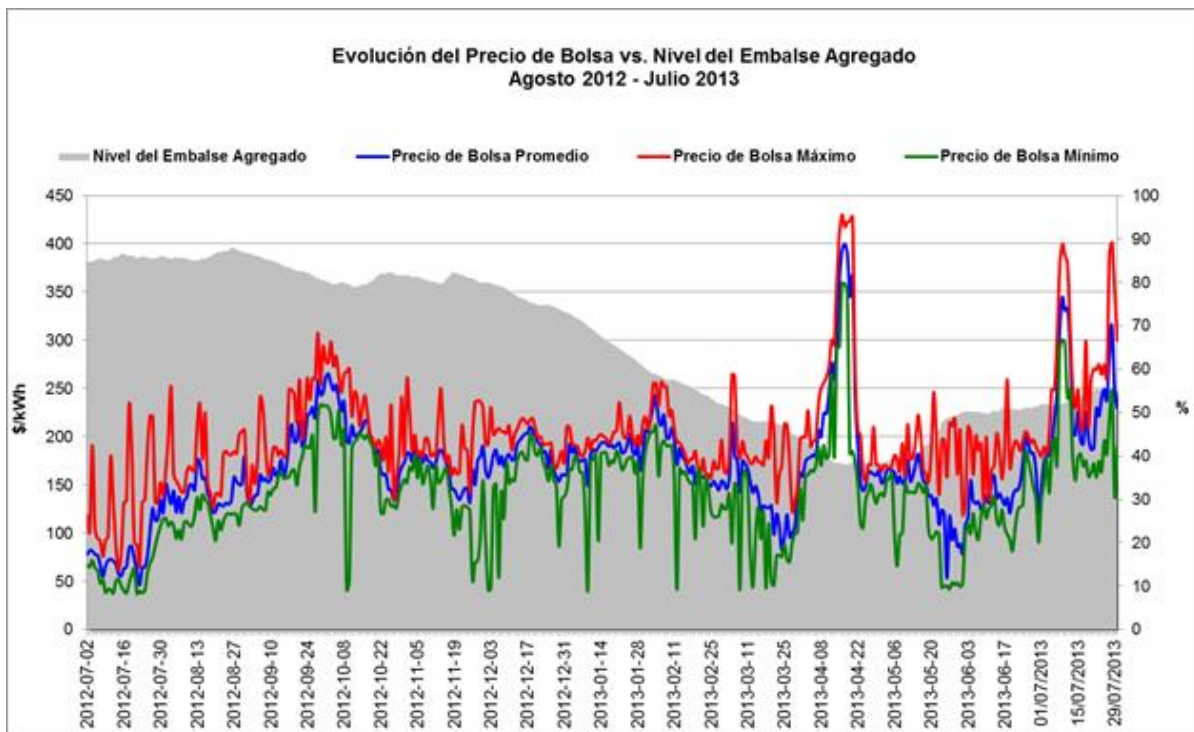


Gráfico No 10

En julio el precio de bolsa no solo fue muy elevado sino que mostró una variabilidad significativa, sin duda influido por la combinación de bajas hidrologías y un nivel agregado de embalse bajo para esta época del año.

En dos ocasiones el precio alcanzó la barrera de \$400/kWh, durante uno de estos eventos el precio para horas de baja demanda se acercó a \$300/kWh. El precio promedio en julio fue \$236,47/kWh similar al del mes de abril, el máximo \$401,47/kWh y el mínimo \$133,46/kWh.

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 11 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.

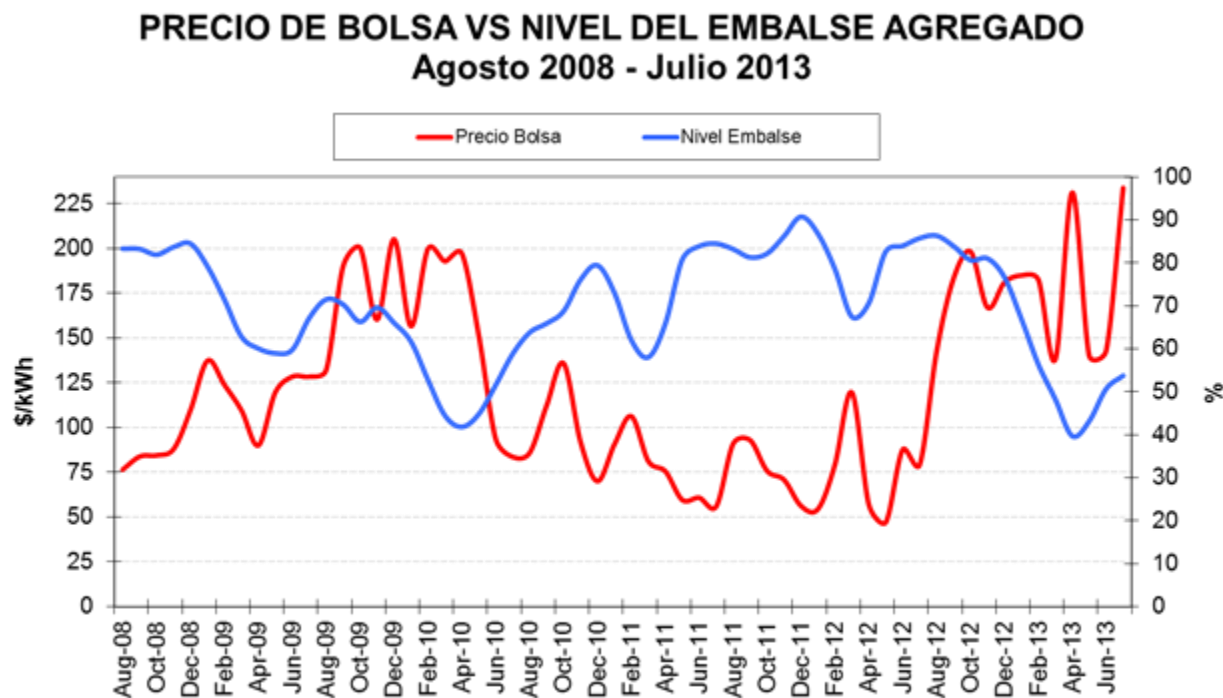


Gráfico No 11

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 12 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.

Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

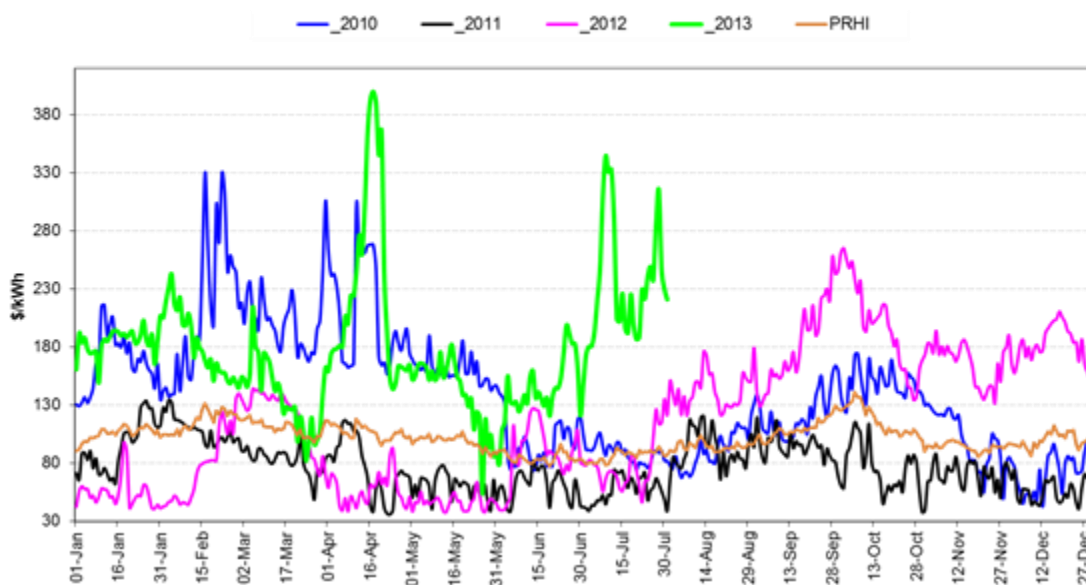


Gráfico No 12

Los precios spot desde mayo de 2013 se separaron completamente de la dinámica observada históricamente en el mercado. El nivel observado, de lejos constituye un record para este período del año y supera en hasta en 3 veces el promedio histórico. Aún sin contar con un horizonte suficientemente amplio para juzgar esta dinámica, la serie observada parece responder a un cambio estructural en el proceso de formación de precios. Si esta tendencia alcista no se reversa hacia la media, será necesario identificar los orígenes de este comportamiento del mercado y eventualmente, aplicar correctivos.

3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

El gráfico No 13 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.

Como se observa, el desplazamiento de los precios se dio en forma relativamente uniforme bajo todas las condiciones de demanda a lo largo del día y correspondió en promedio a \$100/kWh.

Precio de Bolsa Horario vs Generación

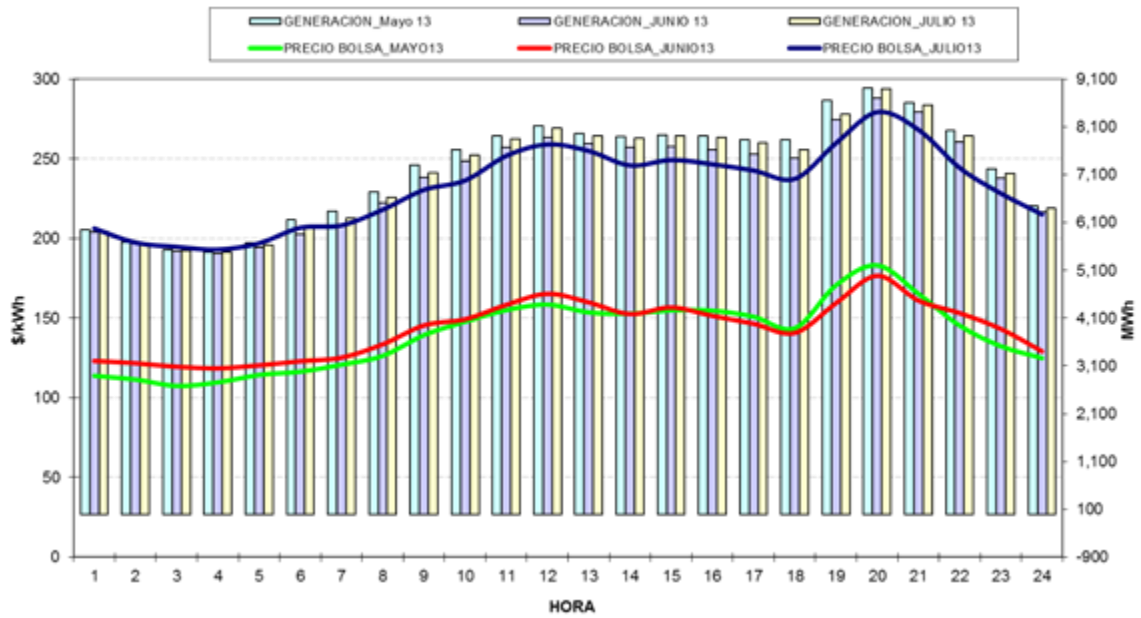


Gráfico No 13

3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

Distribución del Precio de Bolsa

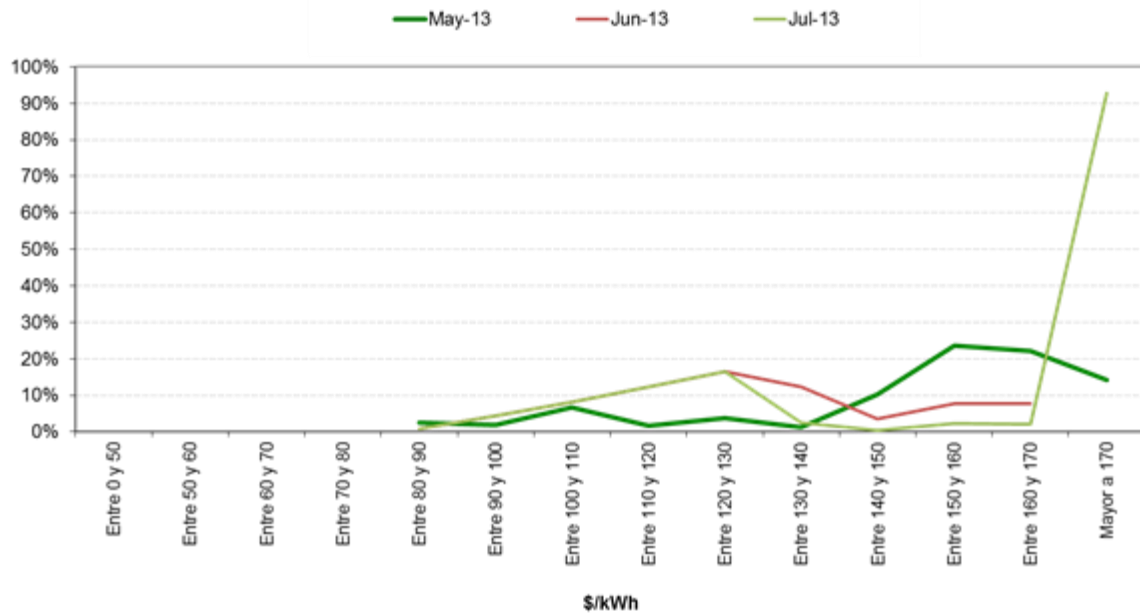


Gráfico No 14

El gráfico No 14 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses. Como resultado del incremento de precios, la función de densidad de los precios de bolsa se desplazó completamente a la derecha, con el mayor porcentaje de precios observados por encima de \$170/kWh.

3.2.6 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 15 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses.

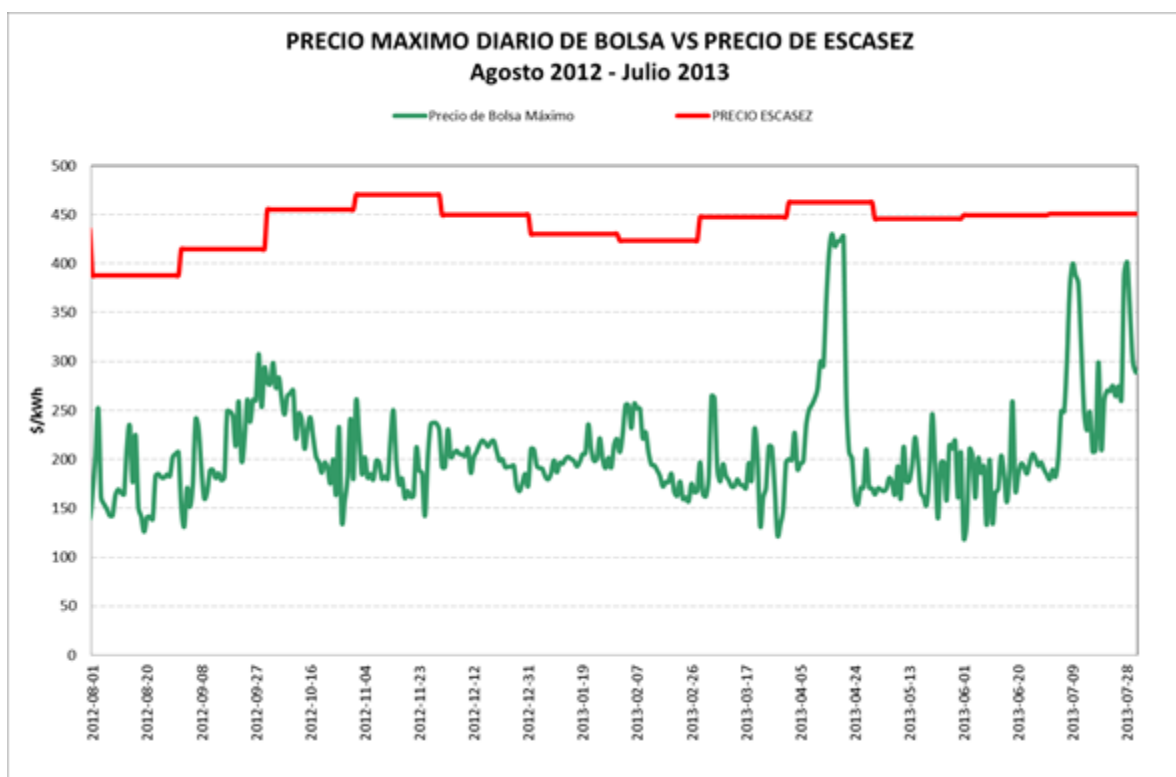


Gráfico No 15

Para julio el precio de escasez fue \$450,75/kWh; a pesar de la escalada alcista, el precio de bolsa no alcanzó a tocar el precio de escasez. Este resultado es consistente con los incentivos y habilidad de los agentes para evitar que el mercado supere este umbral, con lo cual se desatarían los compromisos de energía firme adquiridos.

3.2.7 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. Se visualiza en julio el aumento del despacho de las plantas térmicas.

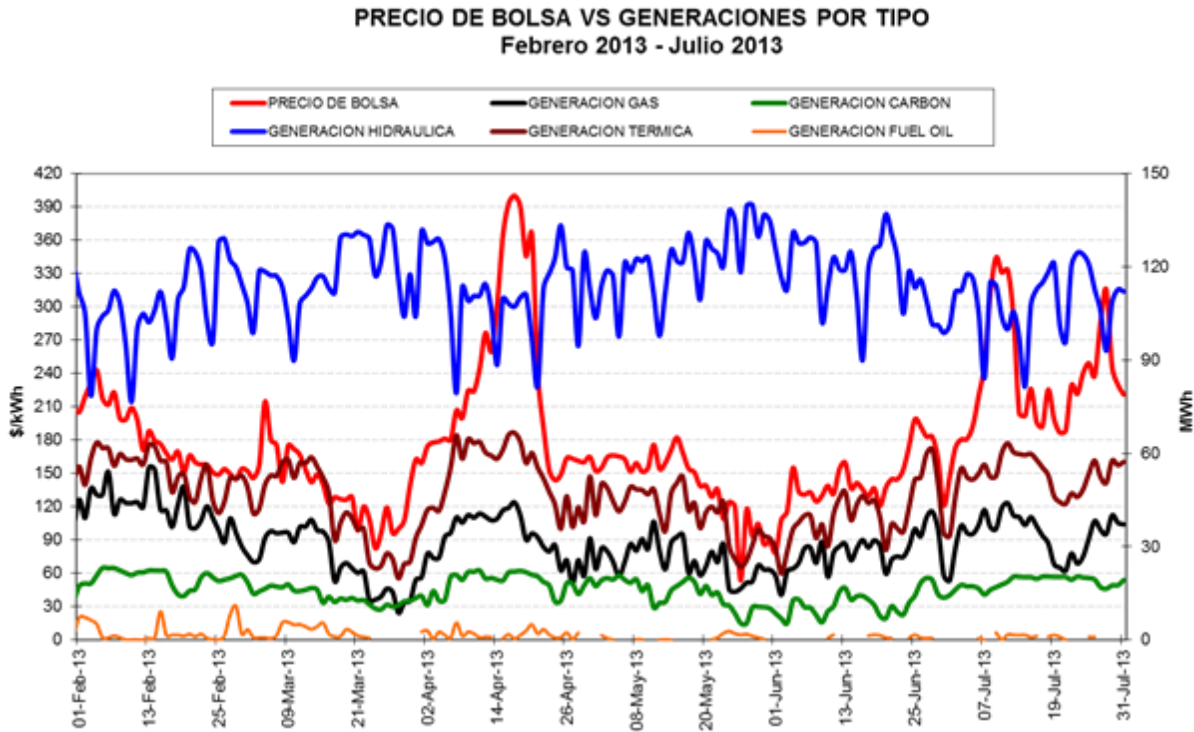


Gráfico No 16

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 17 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.

En el período el agente con un mayor número de coincidencias entre precio de oferta y el precio de bolsa fue Isagen, seguido de Emgesa y Chivor. Este resultado se explica por el papel que cumplieron en la formación de precios San Carlos, Guavio y Chivor. Conjuntamente estas tres empresas marcaron el precio 67,9% del tiempo.

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa
Junio 2012 - Julio 2013**

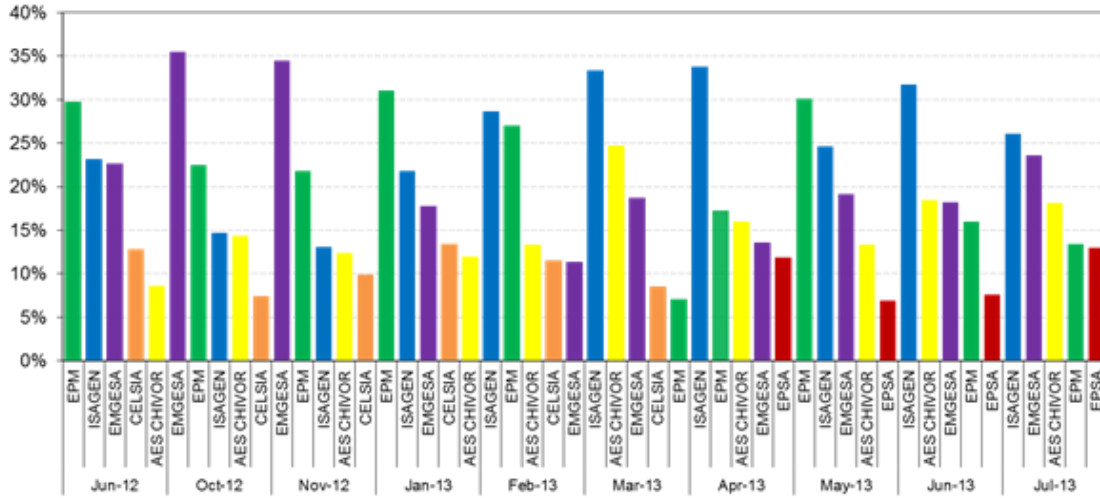


Gráfico No 17

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa
por Rangos de Precio en \$/kWh
Febrero 2013 - Julio 2013**

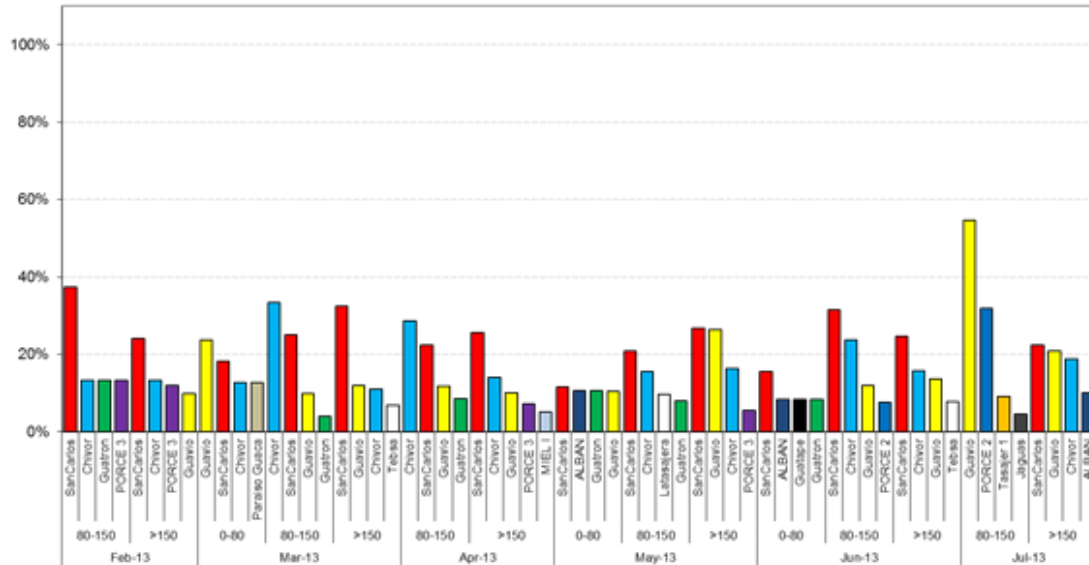


Gráfico No 18

El gráfico No 18 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de dos rangos de precios de oferta. A pesar del mayor despacho térmico en julio, las plantas con más incidencia en la formación de precios de bolsa fueron las hidráulicas: San Carlos, Guavio y Chivor.

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.

Salvo contadas excepciones como Playas que presentó vertimientos, Urrá y Salvajina, las estrategias de oferta de los principales recursos hidráulicos se trazaron para seguir el comportamiento del mercado. Este patrón se ciñó exactamente a las tres plantas con mayores coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa.

De todos los recursos a gas instalados, el mercado solo pudo contar con Tebsa, Flores 4 y Centro, esta última a precios muy competitivos la mayor parte del mes. El resto de plantas o no cuentan con acceso a gas natural o practicaron lo que en libros de texto se denomina retención financiera de la capacidad. En contraste, los recursos a carbón se ofertaron a precios eficientes y jugaron un papel importante en la base del despacho.

Durante todo julio la disponibilidad de Chivor y Playas fue 30% y 70% respectivamente; San Carlos a final del mes presento 50% de disponibilidad.

3.3.4 Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología

El gráfico No 19 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 y carbón, en los últimos 12 meses. Se evidencia que el proceso alcista en los precios de bolsa es consecuencia directa de ofertas elevadas de los recursos hídricos.

Ofertas Promedio Diarias por Tipo de Tecnología Agosto 2012 - Julio 2013

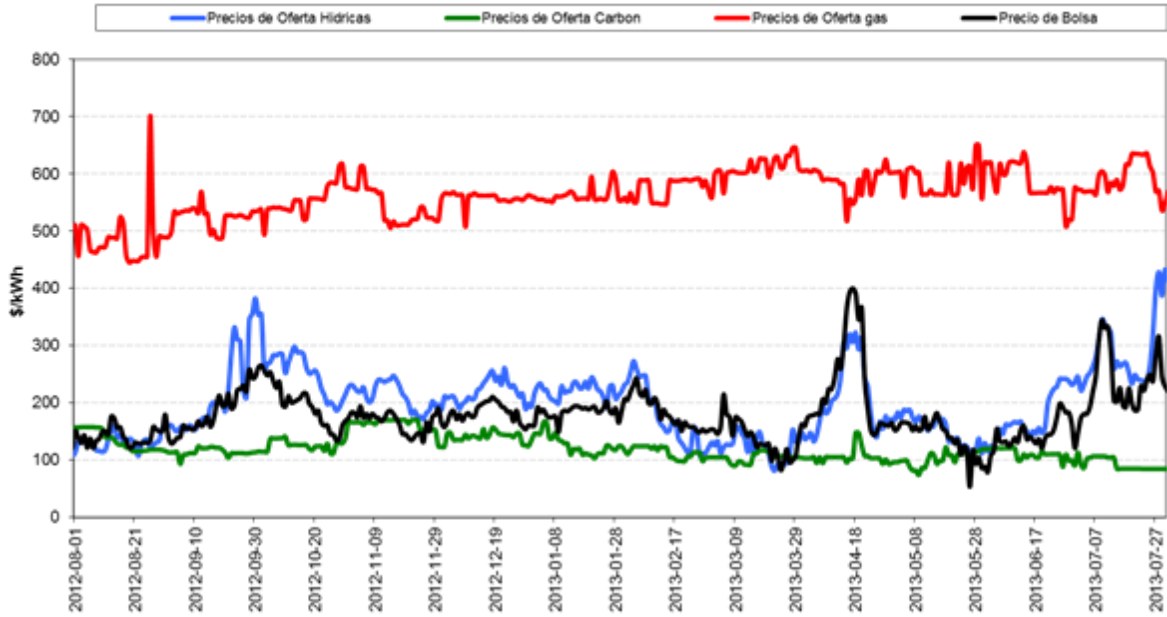


Gráfico No 19

3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 20 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.

CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO

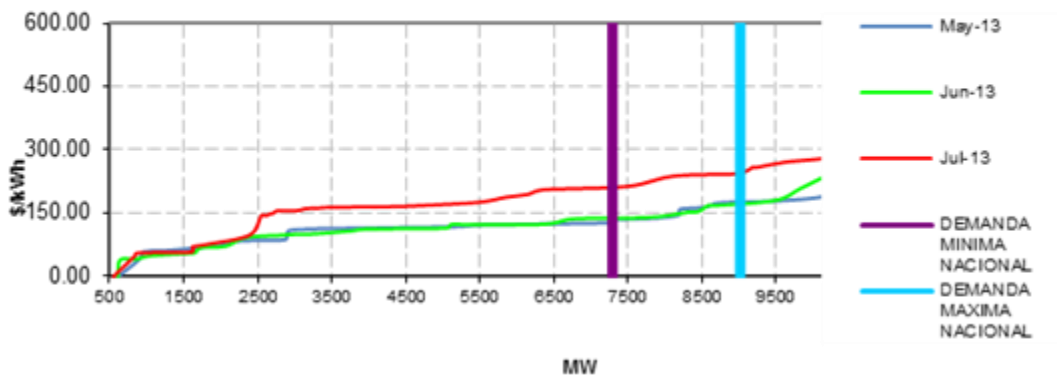


Gráfico No 20

Como lo muestra la función de distribución de precios, el desplazamiento de la oferta se dio en forma paralela para todo el rango relevante de demanda.

3.3.6 Índice de Lerner Mensual

Los gráficos No 21-a y 21-b presentan para los principales agentes del mercado, 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.

Una consecuencia del desplazamiento paralelo en la curva de oferta agregada, es que los precios se incrementan sin que necesariamente se observe un aumento en el poder de mercado medido a través del índice de Lerner; éste parece ser el caso ocurrido en el mes de julio.

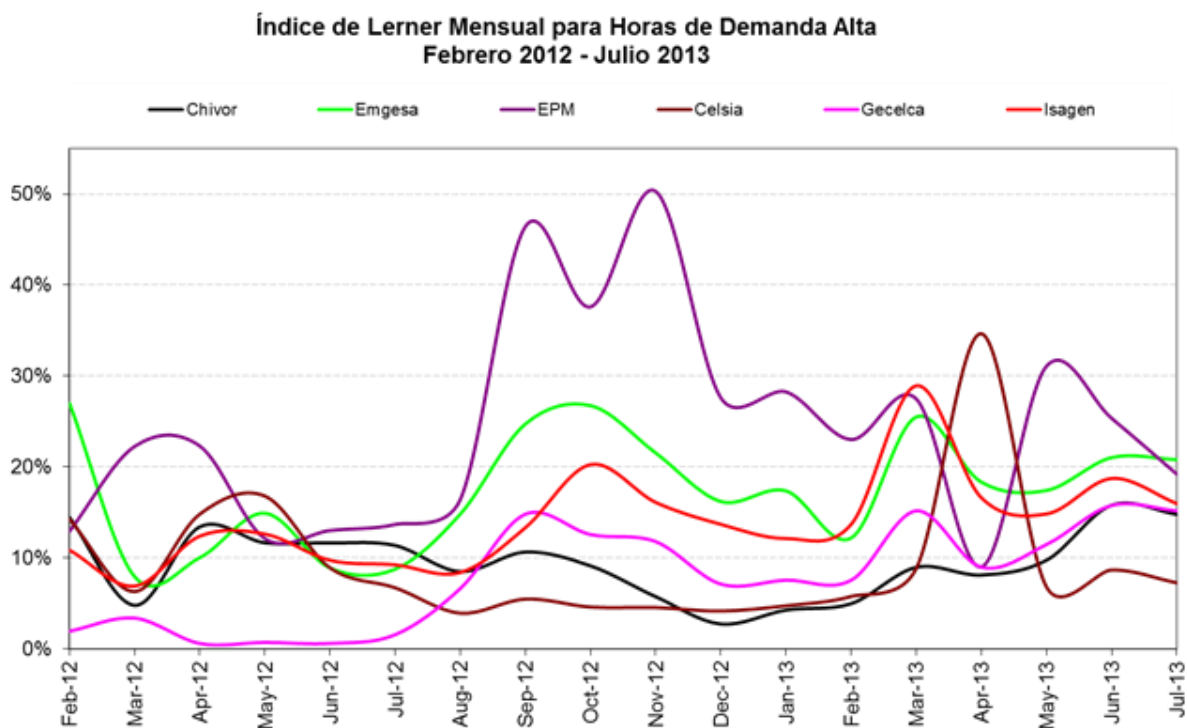


Gráfico No 21-a

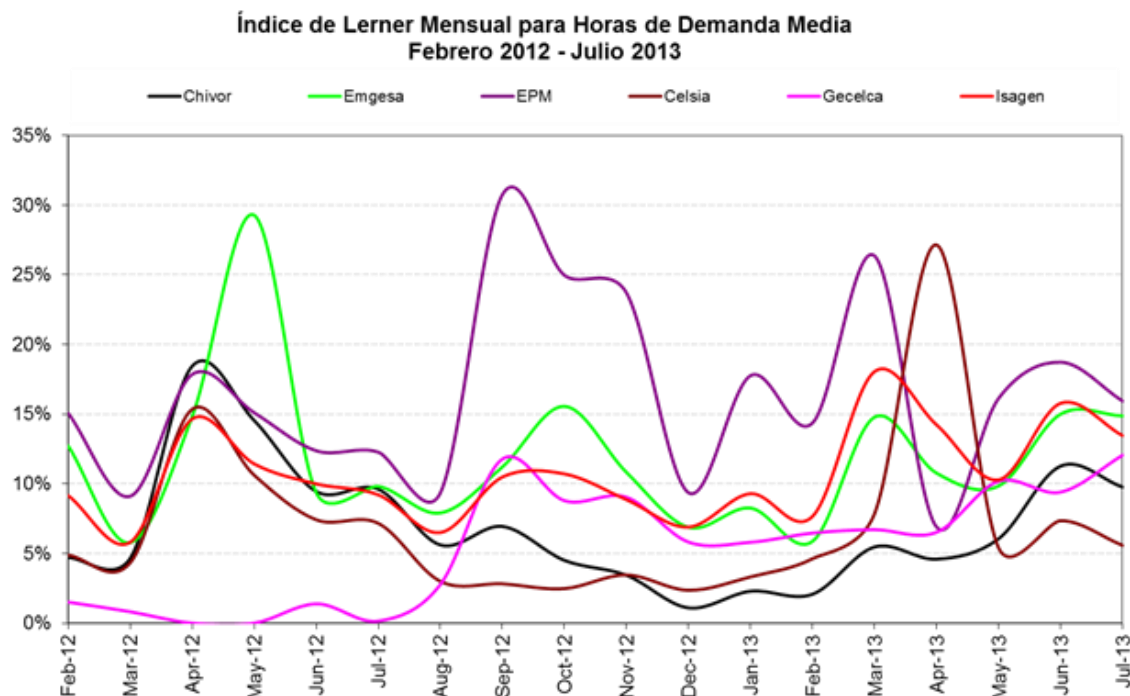


Gráfico No 21-b

3.3.7 Índice Residual de Suministro

Los gráficos No 22-a y 22-b presentan, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para los periodos de demanda alta y media respectivamente en los últimos diez y ocho meses.

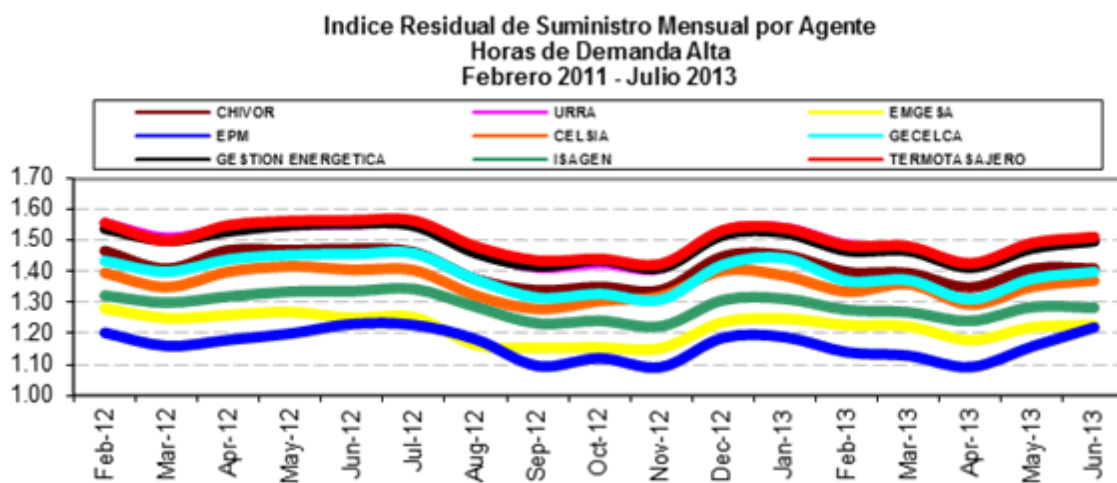


Gráfico No 22-a

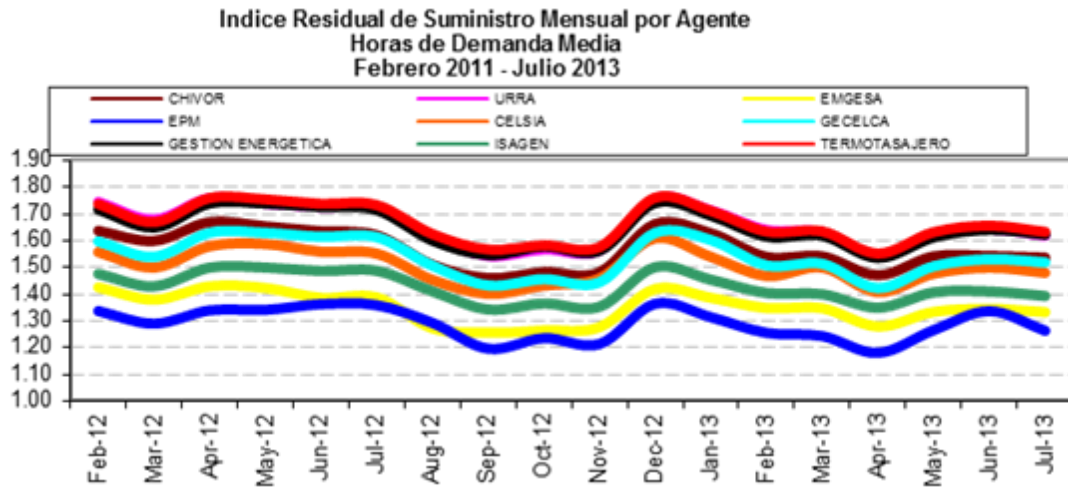


Gráfico No 22-b

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 23 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.

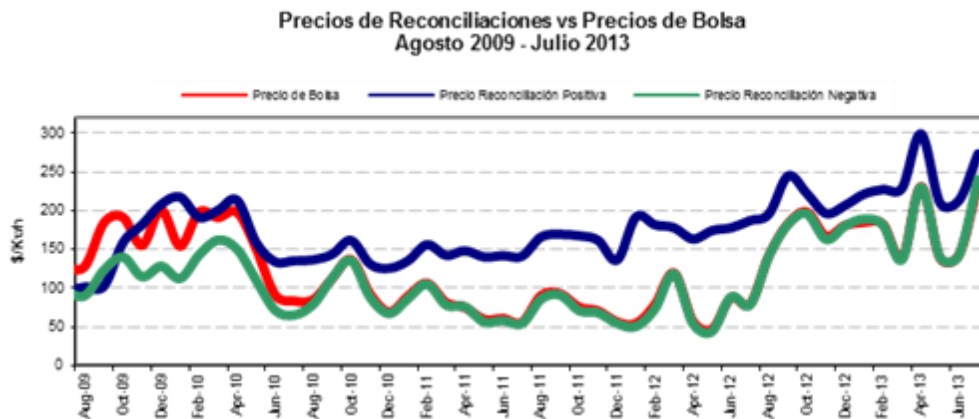


Gráfico No 23

3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 24 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos cuatro años.

Magnitud De Las Reconciliaciones Positivas y Negativas Agosto 2009 - Julio 2013

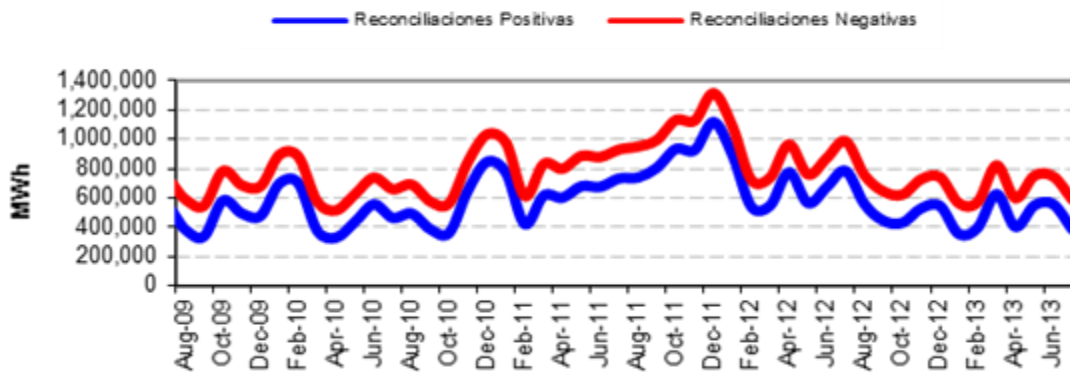


Gráfico No 24

3.4.3 Costo de Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 25 muestra el costo de las reconciliaciones positivas y negativas por zonas, a nivel mensual, para los últimos seis meses.

Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Febrero 2013 - Julio 2013

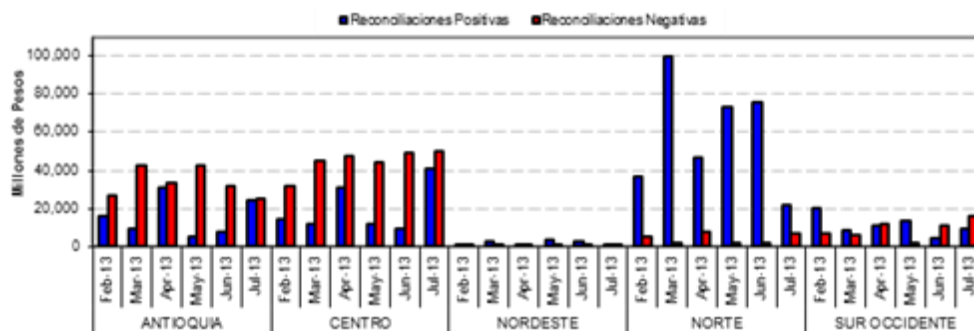


Gráfico No 25

3.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

El gráfico No 26 presenta las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas a nivel mensual, para los últimos 6 meses. En julio la planta con la mayor participación en reconciliaciones del SIN fue Guavio.

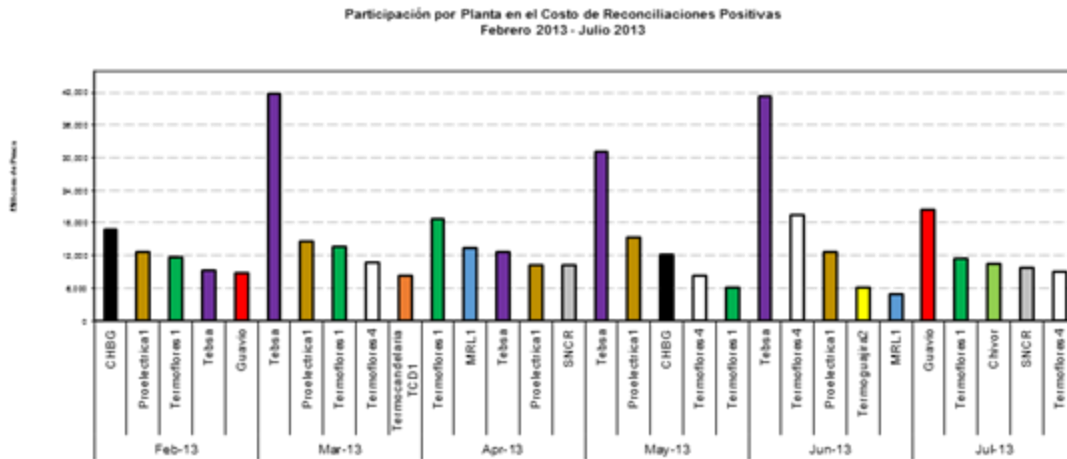


Gráfico No 26

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Generación Fuera de Mérito

El gráfico No 27 presenta la cantidad de energía diaria (GWh/día) generada fuera de mérito en los últimos doce meses.

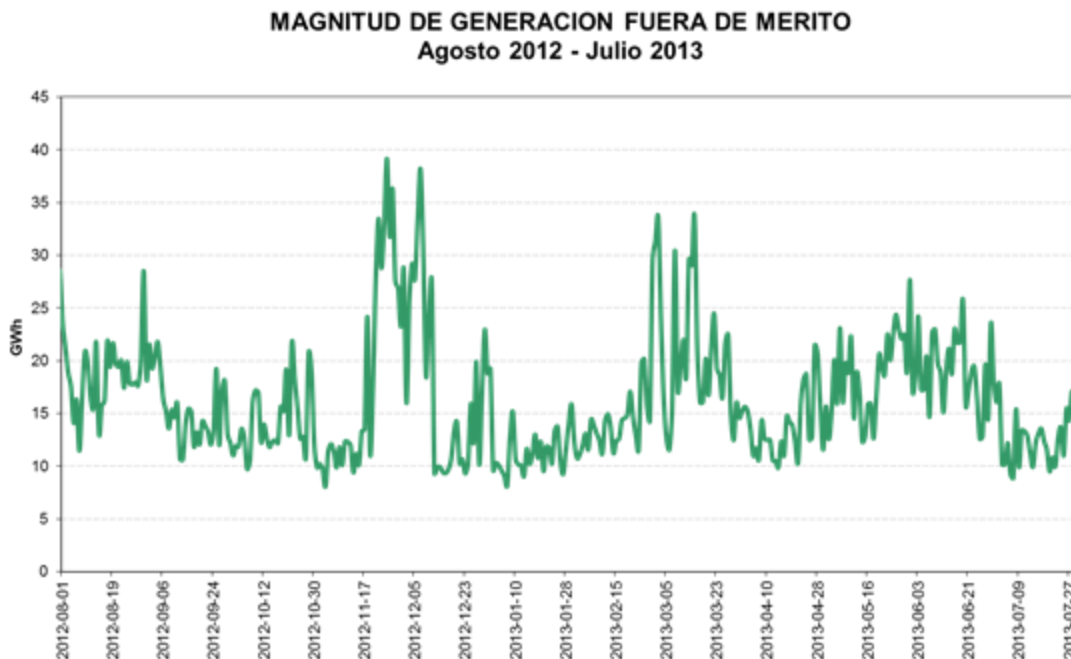


Gráfico No 27

3.5.2 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

El gráfico No 28 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses. En Termo-Cartagena el precio de la generación fuera de mérito alcanzó los \$1.000/kWh.

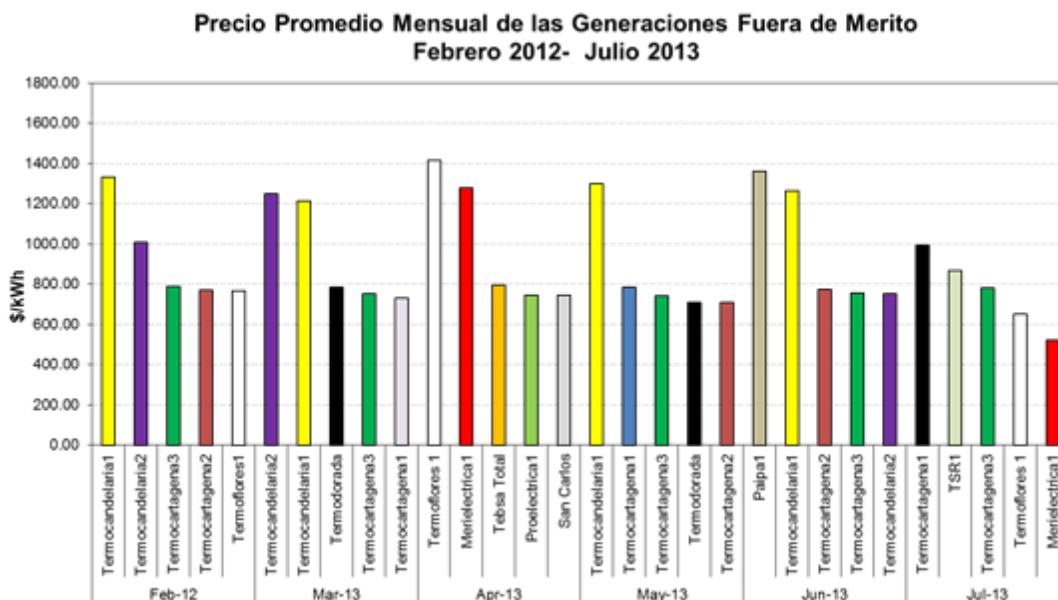


Gráfico No 28

3.5.3 Costo Mensual de Restricciones

El gráfico No 29 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años. En julio el costo de las restricciones fue \$24.191 millones, correspondiendo a un costo unitario de \$4.60 /kWh.



Gráfico No 29

3.6 Indicadores Operativos

3.6.1 Mantenimientos de Generación por Agente

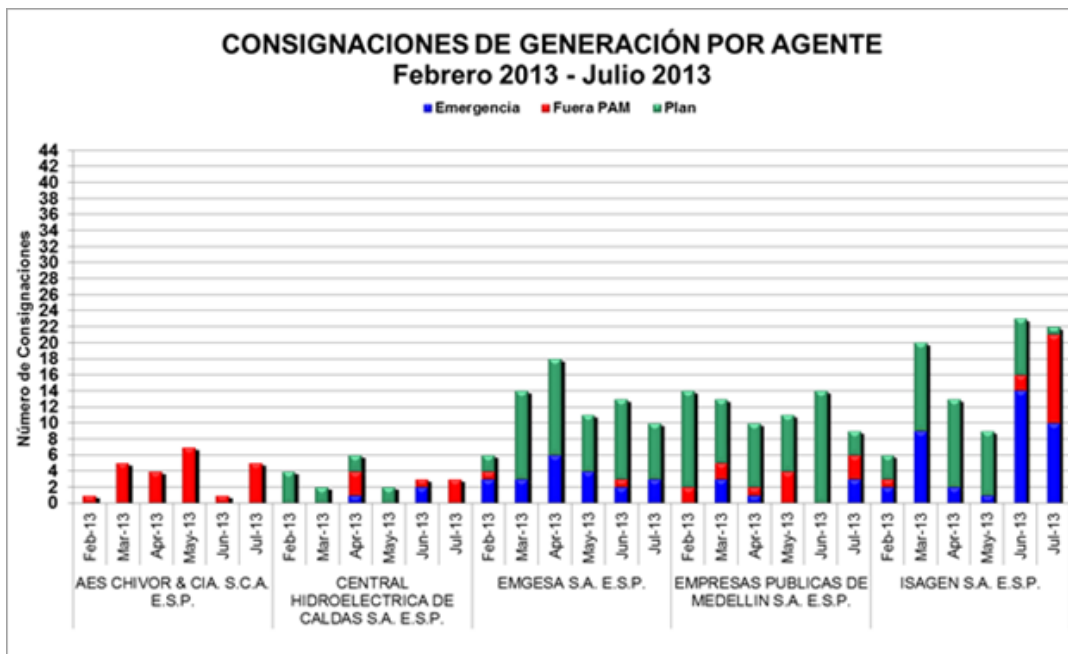


Gráfico No 30

El gráfico No 30 muestra el número de consignaciones de generación en los últimos seis meses, para los principales agentes del MEM. En junio y julio el número de consignaciones por emergencia de Isagen fue importante y en julio casi todas las consignaciones se registraron fuera del plan de mantenimientos o por emergencias.

3.6.2 Consignaciones de Transmisión por Agente

El gráfico No 31 muestra el número de consignaciones de transmisión nacional y regional en los últimos seis meses, para los principales agentes del MEM. Llama la atención Electricaribe por el número de consignaciones respecto a otros agentes transmisores y especialmente el porcentaje de consignaciones de emergencia que necesariamente reflejan el estado de la red y las restricciones que se presentan.

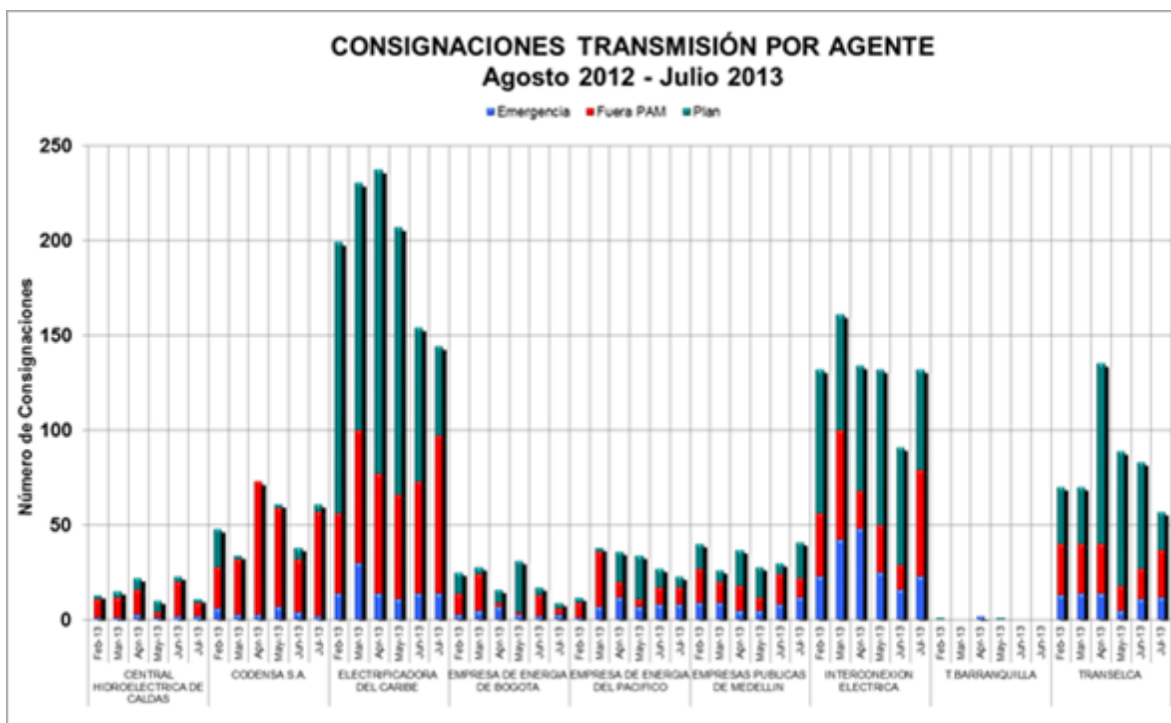


Gráfico No 31