

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 85 – 2013

IMPACTO DE LA CONTRATACION BILATERAL DEL GAS EN EL MERCADO DE ENERGIA MAYORISTA

Preparado por:

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

Bogotá, Noviembre 30 de 2013

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	IMPACTO DE LA CONTRATACIÓN BILATERAL DEL GAS EN EL MEM	2
2.1	ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	2
2.1.1	<i>Producción de Gas Natural</i>	2
2.1.2	<i>Planta de Regasificación</i>	3
2.1.3	<i>Importaciones de Venezuela</i>	4
2.1.4	<i>Exportaciones Internacionales de Gas Natural</i>	5
2.1.5	<i>Transporte de Gas Natural</i>	6
2.2	ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	7
2.3	NUEVO ESQUEMA DE COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL	8
2.3.1	<i>Asignaciones en la Contratación Bilateral</i>	8
2.3.2	<i>Riesgo de la Contratación Diaria “Tómelo o Páguelo”</i>	10
2.3.3	<i>Contratación de Transporte de Largo Plazo “Úselo o Véndalo”</i>	11
2.4	GENERACIÓN TÉRMICA EN EL ESCENARIO DE NIÑO 2014-2015.....	11
2.4.1	<i>OEFs de Plantas Térmicas</i>	12
2.4.2	<i>Simulación Operativa para Niño 2014 - 2015</i>	12
2.5	IMPACTOS EN EL MEM.....	13
2.6	REFLEXIONES	14
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM	17
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	17
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	17
3.1.2	<i>Demanda del Sistema</i>	17
3.1.3	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía</i>	18
3.1.4	<i>Aportes Hídricos Agregados</i>	19
3.1.5	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible</i>	19
3.1.6	<i>Nivel de los Embalses</i>	20
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	21
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	21
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	22
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	22
3.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación</i>	23
3.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa</i>	24
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez</i>	24
3.2.7	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural</i>	25
3.2.8	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo</i>	26
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	27
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio</i>	27
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	27
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad</i>	28
3.3.4	<i>Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología</i>	29
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	30
3.3.6	<i>Índice de Lerner Mensual</i>	30
3.3.7	<i>Índice Residual de Suministro</i>	32
3.3.8	<i>Índice Residual de Suministro Diario</i>	32
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	33
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa</i>	33
3.4.2	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	33
3.4.3	<i>Costo de Reconciliaciones por Zonas</i>	34
3.4.4	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	35

3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	35
3.5.1	<i>Generación Fuera de Mérito</i>	35
3.5.2	<i>Costo Mensual de Restricciones</i>	36
3.6	INDICADORES OPERATIVOS	37
3.6.1	<i>Mantenimientos de Generación por Agente</i>	37
3.6.2	<i>Consignaciones de Transmisión por Agente</i>	38

Resumen Ejecutivo

El CSMEM dentro de la perspectiva del Mercado de Energía Mayorista y de sus agentes, analiza el impacto de la contratación bilateral del gas natural y en particular con información actualizada, los efectos de ocurrencia del Niño 2014-2015.

La capacidad de producción promedio de gas natural es de 1.350 GBTUD y la demanda es alrededor de 1.200 GBTUD, de los cuales entre 200 y 300 GBTUD se exportan a Venezuela. Según la UPME, el país tendría suficiente gas para abastecer la demanda nacional solo hasta abril del 2018, sin contemplar la ocurrencia de un Niño.

La CREG definió la estructura que viabiliza la construcción de plantas de regasificación para importar gas natural licuado y asegurar el abastecimiento de las plantas termoeléctricas del SIN. Se prevé que la primera planta entre en operación a finales del 2016 con gas natural importado; el CSMEM considera que esto solamente es viable, si se logran obtener todas las licencias requeridas en forma expedita.

Existe la alternativa incierta de importar gas de Venezuela del proyecto Gran Mariscal Sucre, sin embargo, de acuerdo con información reciente, el gasoducto que une el oriente con el occidente Venezolano, aún tiene un tramo considerable por construirse y aplazaría las exportaciones de esta fuente a Colombia. Por otra parte, el gas del desarrollo temprano del bloque Cardon IV, solamente podría compensar parcialmente las exportaciones actuales que efectúa Colombia y no se visualizan excedentes para ser exportados en el corto plazo.

En relación a posibles exportaciones de gas natural, Pacific Rubiales y Gazprom recientemente anunciaron un acuerdo preliminar, para suministrar gas licuado por cinco años a partir del segundo trimestre del 2015, que alcanzaría el medio millón de toneladas de GNL por año y se obtendría del proyecto La Creciente. El proyecto contempla soluciones comerciales y de transporte y sirve de base para la puesta en marcha comercial de la primera unidad operativa de licuefacción flotante del mundo.

Si bien es cierto que es necesario exportar para fomentar la exploración y el desarrollo de nuevas reservas de gas natural, no deja de ser preocupante estar exportando gas a Venezuela y planeando exportar gas del campo La Creciente, cuando el país está definiendo la construcción de una planta de regasificación con gas importado, que necesariamente será más costoso que el gas nacional. Además, la supuesta autosuficiencia de gas natural con que cuenta el país, que no puede abastecer el mercado de gas ante la ocurrencia de un Niño, termina en el 2018 y como si fuera

poco, hoy requiere la utilización de combustibles líquidos importados y costosos para la generación eléctrica. Ante la disyuntiva planteada, la solución de corto plazo consiste en permitir que las exportaciones de gas sean interrumpibles, permitiendo así el gas flexible a las plantas térmicas.

Para el abastecimiento de combustibles líquidos a las plantas termoeléctricas, Ecopetrol solo está en condiciones de suministrar en Cartagena 10 KBDC de Diesel, que tendrían que ser entregados por barcaza. Además, su infraestructura de muelles y poliductos para realizar importaciones de combustibles, está copada para atender la demanda del país. Merece atención especial la complejidad de la logística de almacenamiento y transporte de líquidos, la cual es evidente en condiciones de Niño ante la necesidad de movilizar 60.000 barriles/día.

Existen alternativas logísticas que pudieran resolver las necesidades de líquidos de algunas térmicas, tal como los casos de Isagen, EPM y Celsia, cuyo suministro se hace a través de terceros con importaciones y abastecimiento directo.

El nuevo esquema de comercialización del gas natural en general ha sido muy bien recibido por la mayoría de agentes del mercado, el CSMEM dentro de la perspectiva del Mercado de Energía Mayorista y de sus agentes, analiza algunos temas que impactan la confiabilidad del MEM:

- El total de la contratación bilateral que ocurrió en la demanda térmica fue baja y algunos generadores térmicos consideran que fueron discriminados.
- Existe resistencia de los generadores térmicos a comprar gas y capacidad de transporte en firme, por los riesgos que ello implica.
- Quedó gas atrapado a partir del año 2015, sin posibilidad de venta en contratos de 5 años, el cual podría ofrecerse en contratos de duración menor.
- Los excedentes no vendidos en el proceso de contratación bilateral, podrían terminar siendo negociados directamente con Venezuela por parte de los productores, en condiciones que podrían ser menos exigentes que las definidas en la contratación bilateral. Este gas podría no estar disponible cuando la demanda interna los requiera.
- El esquema de la contratación diaria “tómelo o páguelo” representa un riesgo para el generador cuando el despacho diario sea inferior o superior a su contratación. Aparentemente esto se solucionaría con la entrada de la planta de regasificación.
- El mecanismo de contratación del servicio de transporte de gas “úselo o véndalo”, no considera los contratos de suministro y transporte de gas del cargo

por confiabilidad, que da a los generadores térmicos capacidad excedentaria para el transporte de gas.

El proceso de contratación bilateral del gas natural, en lo referente al sector termoeléctrico no asegura eficientemente el abastecimiento de gas para las plantas, debido fundamentalmente a que este sector requiere suministro flexible.

El análisis para condiciones de Niño 2014-2015, muestra que los niveles de exigencia de generación térmica están por encima de 50 GWh/día y alcanzan valores superiores a 85 GWh/día, cantidad superior a los registros históricos; de esta cantidad se requiere generación térmica con combustibles líquidos de 40 GWh-día. Además, el consumo total de gas OCG oscila entre 100 y 140 GBTUD.

El panorama energético es delicado, porque además de requerir de combustibles líquidos importados y la declaración de escasez de gas para obtener el gas OGC, la confiabilidad de la generación de electricidad es dependiente de la infraestructura y logística del suministro de líquidos durante períodos prolongados de tiempo, que no ha sido verificada.

La segunda parte de este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en el mes de octubre. La generación creció 3.24% respecto a septiembre; con relación a los niveles de octubre de 2012, la generación con carbón y la hidráulica aumentaron. El crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual fue 3,6% con respecto a octubre de 2012.

Los aportes hídricos al SIN correspondieron al 76,6% de la media histórica para este mes, consolidando un escenario de hidrología seca para los últimos doce meses; las reservas hídricas a fin de mes se mantuvieron en 63% de la capacidad útil, con lo cual el nivel agregado de los embalses del SIN continúa siendo inferior al registrado durante el Niño 2009-2010.

Los precios de bolsa se dispararon hasta alcanzar máximos superiores a \$430/kWh. Se repite de esta forma la dinámica observada en abril y dos veces en julio de este mismo año y los niveles de precios superan los del Niño 2009-2010, tal que no tienen referentes en la historia reciente del MEM. Si bien la hidrología en el 2013 ha sido baja, es posible que esta dinámica también se explique por estrecheces en el suministro de combustibles para las plantas térmicas.

A pesar de la escalada alcista, el precio de bolsa no llegó a cruzar el umbral definido por el precio de escasez. De alguna manera los agentes cuentan con la habilidad de detener el incremento de precios antes de que se activen las obligaciones de energía en firme; este comportamiento ya se había reportado en eventos alcistas anteriores y presumiblemente se explica por los costos financieros que puede ocasionar la activación de las OEF a determinados agentes. Cualquiera que sea la explicación, es claro que las OEF y el precio de escasez no han constituido un mecanismo endógeno del mercado para ahorrar recursos embalsados.

En octubre las coincidencias entre precios de oferta y precio de bolsa se distribuyeron en forma relativamente homogéneas entre los mayores agentes. Por plantas, la formación de precios del spot estuvo comandada por las estrategias comerciales de las plantas hidráulicas de mayor capacidad de generación.

El comportamiento comercial de los embalses de la cordillera oriental, no se corresponde con los niveles de embalse; Guavio y Chivor ofertaron a precios elevados marcando el precio de bolsa, aun cuando su nivel de embalse superaba el 80%; las plantas a carbón ofertaron precios competitivos y en general, la escalada de precios de bolsa respondió a incrementos en las ofertas de las hidráulicas y las térmicas a gas.

La estructura relativamente plana de la oferta hace que los índices de Lerner no reflejen un poder alto de mercado, con excepción del índice en horas de alta demanda para los dos agentes con mayor capacidad instalada de generación.

En octubre el costo de las reconciliaciones se incrementó en forma muy importante, destacándose el crecimiento del área Oriental, donde Chivor y Guavio fueron las plantas con la mayor participación superando de lejos a Tebsa.

El número de consignaciones totales de generación de Isagen prácticamente se duplicó con relación a septiembre; además la mayoría de ellas se registraron fuera del plan de mantenimiento.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Impacto de la contratación bilateral del gas en el MEM, b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de octubre del 2013.

a) Impacto de la Contratación Bilateral del Gas en el MEM

Se analiza dentro de la perspectiva del Mercado de Energía Mayorista y de sus agentes, el impacto de la contratación bilateral del gas natural.

En particular con información actualizada de los contratos de gas, se analizan los efectos de ocurrencia del Niño 2014-2015, la generación requerida en las plantas termoeléctricas y su impacto en la confiabilidad del sistema.

b) Análisis de Desempeño del MEM

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

2 Impacto de la Contratación Bilateral del Gas en el MEM

2.1 Abastecimiento de Gas Natural

Las reservas de gas natural en Colombia son, de tipo convencional ubicadas costa afuera y en la plataforma continental, como también no convencionales representadas por esquistos bituminosos (shale gas) y gas asociado al carbón. En el año 2012 las reservas totales probadas de gas natural ascendieron a 5,7 TPC.

El potencial del gas convencional es de 40 TPC y se encuentra ubicado costa afuera en el mar Caribe, en el Valle inferior del Magdalena, en el Catatumbo y en el Piedemonte Llanero.

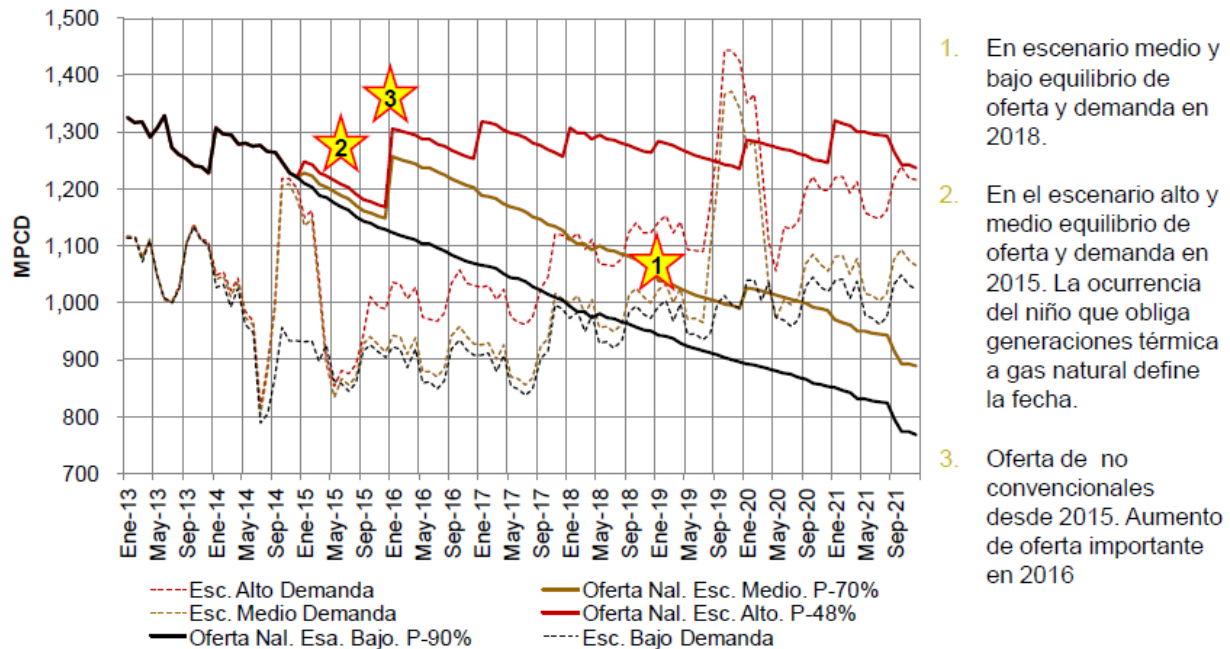
El potencial del gas no convencional es estimado entre 16 y 50 TPC, los esquistos bituminosos (15 a 42 TPC) se encuentran ubicados en el Valle del Magdalena medio y en el Catatumbo; el gas asociado al carbón (1,7 a 8,8 TPC) localizado en la Guajira y el Cesar¹.

2.1.1 Producción de Gas Natural

Actualmente la capacidad de producción promedio de gas natural es de 1.350 GBTUD, el gas producido entre los años 2009 y 2013 se destinó 83% a atender la demanda nacional y 17% para las exportaciones a Venezuela. La demanda para el año 2013 es alrededor de 1.200 GBTUD, de los cuales entre 200 y 300 GBTUD se exportan a Venezuela.

Según la UPME, con la declinación de la producción del gas en la Guajira, el país tendría suficiente gas para abastecer la demanda nacional solo hasta abril del 2018, en un escenario medio de oferta y bajo de demanda. Está pendiente de entrar en operación la expansión de la planta de tratamiento de Cupiagua de 70 MPCD, planeada para el año 2014.

¹ Ecopetrol, “Perspectivas oferta de gas natural”, IV Seminario Cosenit, Septiembre de 2013.



1. En escenario medio y bajo equilibrio de oferta y demanda en 2018.
2. En el escenario alto y medio equilibrio de oferta y demanda en 2015. La ocurrencia del niño que obliga generaciones térmica a gas natural define la fecha.
3. Oferta de no convencionales desde 2015. Aumento de oferta importante en 2016

Fuente UPME

Gráfico No 1

2.1.2 Planta de Regasificación

Con base en las Resoluciones 061 y 062 del 2013, la CREG definió la estructura que viabiliza la construcción de plantas de regasificación para importar GNL y asegurar el abastecimiento de las plantas termoeléctricas del SIN. Se prevé que la planta entre en operación a finales del 2016 y que sea construida por un Grupo de Generadores Térmicos – GT, el cual debe estar organizado mediante un vínculo jurídico que respalde sus obligaciones de energía firme – OEF con Gas Natural Importado - GNI y que acepten proveer las generaciones de seguridad con GNI.

La UPME establecerá las generaciones de seguridad diarias en términos de MPCD, a ser suministradas por cualquiera de las plantas térmicas a gas, año por año y realizará las evaluaciones económicas correspondientes, con el fin de determinar un perfil de beneficios, demostrando la conveniencia de contar con generaciones de seguridad con GNI frente a otros combustibles sustitutos. El periodo total de proyección será del 1° de diciembre del año 2015 hasta el 30 de noviembre del año 2025.

Para facilitar la importación y comercialización del gas natural licuado - GNL en el mercado nacional, la CREG estableció un procedimiento de competencia a la entrada, que garantiza un ingreso regulado a los generadores térmicos, para contar con los servicios de infraestructura portuaria para la importación del GNL, su almacenamiento y regasificación, para colocarlo en un punto de entrada al SNT a fin de poder proveer las generaciones de seguridad requeridas con GNI en el GT.

El ingreso regulado es fijo anual y remunera parte de los costos de inversión, gastos de administración, operación, mantenimiento y los demás relacionados con la infraestructura mencionada anteriormente. El costo del ingreso regulado, así como el valor del GNI requerido para proveer generaciones de seguridad fuera de mérito, se le pasarán a la demanda eléctrica a través de las “restricciones”. Para el valor del GNI requerido se tendrá en cuenta lo dispuesto para las generaciones fuera de mérito.

La ubicación de la planta será definida por el GT y debería corresponder a un sitio que permita poner el gas importado cerca del gasoducto, donde están los generadores. En principio existe un grupo interesado en la construcción en el que se encuentran Promigas, Tebsa, Flores, Candelaria y Merrieléctrica.

La planta de regasificación es una opción para generadores termoeléctricos que en un momento determinado deseen respaldar las OEFs con gas natural importado. Bajo la presencia de un Niño, la demanda de las plantas termoeléctricas del SIN requiere el 45% de la producción de gas natural nacional y en caso de atender su demanda, se reduciría el suministro de gas para otros sectores de consumo, tal como ya ocurrió durante el Niño 2009-2010.

En cuanto a la fecha de entrada prevista para la planta de regasificación – finales del 2016, el CSMEM considera que esto solamente es viable, si se logran obtener todas las licencias requeridas en forma expedita.

2.1.3 Importaciones de Venezuela

Teniendo en cuenta que el contrato de exportación de gas natural a Venezuela vence en agosto del 2014, existe la alternativa incierta de importar gas de Venezuela. El ministro de Petróleo y Minería, Rafael Ramírez expresó recientemente²: “Se revierte el sentido del gasoducto y Venezuela, con el gas que estamos trayendo del oriente del país podrá exportar ahora hacia Colombia”.

² Noticias 24, Caracas, Agosto 9 de 2013.

La intención de Petróleos de Venezuela para 2014 es comenzar a revertir el flujo de gas, a través del Gasoducto Antonio Ricaurte, que sale desde la costa oriental del lago de Maracaibo y va hasta Punta Ballenas en la Guajira Colombiana.

Con el Proyecto Gran Mariscal Sucre que comprende el desarrollo de los campos Dragón-Patao (primera fase), Mejillones-Río Caribe (segunda fase), para producir en total 1.250 MPCD, sumados al desarrollo de Cardón IV (campo Perla, costa afuera, frente a la península de la Guajira), el país “estará en capacidad de cubrir la demanda del mercado interno y tiene la posibilidad de empezar a exportar”.

De acuerdo con información reciente, el gasoducto que une el oriente (proyecto Mariscal Sucre) con el occidente Venezolano, aún tiene un tramo considerable por construirse que aplazaría las exportaciones de esta fuente a Colombia.

Sin embargo, el desarrollo temprano del bloque Cardon IV (realizado entre PDVSA, Repsol y la italiana ENI) tendrá una producción entre los 100 y 150 MPCD en el 2014, de acuerdo con declaraciones de Miguel Martínez San Martín, director financiero de Repsol, e incluye el tendido del gasoducto que irá desde el norte de la Península de Paria, hasta Maracaibo. No obstante, este gas solamente podría compensar parcialmente las exportaciones actuales que efectúa Colombia y consecuentemente no se visualizan excedentes de gas disponibles en Venezuela para ser exportados en el corto plazo a Colombia.

Ahora bien, teniendo en cuenta que las reservas en el campo Perla son de 9,5 TPC, su producción temprana podría incrementarse sustancialmente y permitir exportaciones a Colombia en el mediano plazo, mientras se desarrolla un proyecto de licuefacción que tiene planeado PDVSA.

2.1.4 Exportaciones Internacionales de Gas Natural

Venezuela

La discusión sobre la conveniencia de exportar gas natural se ha sustentado con el argumento de la necesidad de ampliar el mercado a través de las exportaciones internacionales, para evitar que las compañías petroleras pudieran frenar sus programas de exploración y desarrollo; además, con ello se potencializaban los descubrimientos nacionales de gas y se aseguraba el abastecimiento de la demanda interna.

Específicamente las exportaciones de gas natural a Venezuela fueron duramente cuestionadas y se aprobaron con base en un “canje de reservas”, inicialmente en sentido Colombia-Venezuela y posteriormente cuando Colombia las necesitara, el flujo se reversaría a través del gasoducto construido por PDVSA con una capacidad de 400 MPCD. El suministro de gas colombiano le ha permitido a Venezuela incrementar la reinyección de gas natural en los yacimientos petroleros del Lago de Maracaibo aumentando la producción; a Colombia le ha sido posible ampliar su mercado de gas natural y en teoría contar con este combustible en el momento requerido.

Como fue mencionado anteriormente, este contrato de exportación de gas natural a Venezuela vencerá a mediados del 2014, fecha en la cual debería revertirse el flujo de gas, teniendo en cuenta la apretada situación de abastecimiento de gas natural en Colombia.

Pacific Rubiales

Pacific Rubiales y la compañía rusa Gazprom recientemente anunciaron un acuerdo preliminar, para un contrato de suministro por cinco años de gas natural licuado GNL, a partir del segundo trimestre del 2015, que alcanzaría el medio millón de toneladas de GNL por año y se obtendría del proyecto La Creciente y los nuevos campos descubiertos en el norte de Colombia.

El proyecto incluye la construcción y desarrollo de barcazas de licuefacción y regasificación, una nave para transporte y suministro de GNL y el desarrollo de un gasoducto entre La Creciente y Tolú.

Este acuerdo en caso de cristalizarse contempla soluciones comerciales y de transporte, sirve de base para la puesta en marcha comercial de la primera unidad operativa de licuefacción de GNL flotante del mundo, con una fórmula de precios vinculada con los mercados de petróleo crudo internacionales.

2.1.5 Transporte de Gas Natural

Las plantas térmicas del interior del país utilizan la capacidad de transporte de los gasoductos Ballena – Barranca 330 MPCD, Cusiana – Vasconia 390 MPCD, Barranca - Mariquita – Cali 168 MPCD, Morichal – Yopal 4 MPCD, y aún presentan algunas restricciones menores que exigen la utilización de combustibles líquidos para la generación térmica.

Las plantas térmicas de la costa Caribe utilizan la capacidad de transporte del gasoducto Ballena – Atlántico 524 MPCD, Atlántico – Bolívar 237 MPCD, Bolívar – Sucre 102 MPCD y La Creciente – Cartagena 60 MPCD.

2.2 Abastecimiento de Combustibles Líquidos

Sin incluir el abastecimiento de las plantas termoeléctricas, de la demanda nacional de 115 kbd de Diesel, la refinera de Barranca aporta el 46% y el 54% (62 KBD) es atendida con importaciones. En cuanto al Jet-fuel, la demanda total de 25 KBD es atendida desde las refineras de Barranca y Cartagena, lo cual corresponde a la capacidad total de producción de estas refineras y de presentarse un déficit es necesario importarlo. En ambos casos, el déficit de producto es abastecido a través de importaciones por Cartagena, Pozos Colorados y Buenaventura.

La infraestructura existente para el suministro de combustibles líquidos por parte de Ecopetrol, presenta la siguiente situación³:

- En la refinera de Cartagena, existen excedentes de 10 KBDC de Diesel, con más de 2.000 ppm de azufre, que podrían ser entregados por barcaza. Esta opción requiere confirmación de posibilidad de recibo y manejo de parte del Mayorista que atendería al cliente.
- En la refinera de Cartagena no existe excedente de Jet-fuel para atender térmicas.
- En la refinera de Barrancabermeja, toda la producción de Diesel y de Jet-fuel está destinada a atender la demanda de transporte y aviación.
- En Pozos Colorados toda la infraestructura portuaria está dedicada a abastecer la demanda del interior país y el transporte de dilución de crudos.
- La infraestructura al interior del país – salida de Barranca, está dedicada a abastecer la demanda del interior del país.
- Por otra parte, en Buenaventura la infraestructura es propiedad de terceros.

En consecuencia, la infraestructura actual de muelles y poliductos para realizar las importaciones de combustibles, está copada para atender la demanda del país. Las térmicas y los distribuidores mayoristas que requieran producto importado, deben garantizar la infraestructura de importación, almacenamiento y logística para llevar el producto hasta sus instalaciones.

³ Ecopetrol, “Suministro de combustibles y crudo para generación térmica”, Congreso CNO, Cartagena, Noviembre 1 de 2013.

Existen alternativas logísticas de propiedad de terceros que pudieran resolver las necesidades de algunas térmicas, especialmente las ubicadas cerca a las Costas Pacífico y Atlántica, teniendo en cuenta que los requerimientos de combustible se deben manifestar con una antelación no menor a 45 días a la fecha de consumo y la nominación debe ser en firme. Un ejemplo de esta situación se ilustra en los casos de Isagen, EPM y Celsia cuyo suministro se hace a través de terceros con importaciones y abastecimiento directo.

Otro aspecto que merece atención especial lo constituye la complejidad de la logística de almacenamiento y transporte de líquidos, la cual es evidente en condiciones de Niño ante la necesidad de movilizar 60.000 barriles/día de combustibles líquidos.

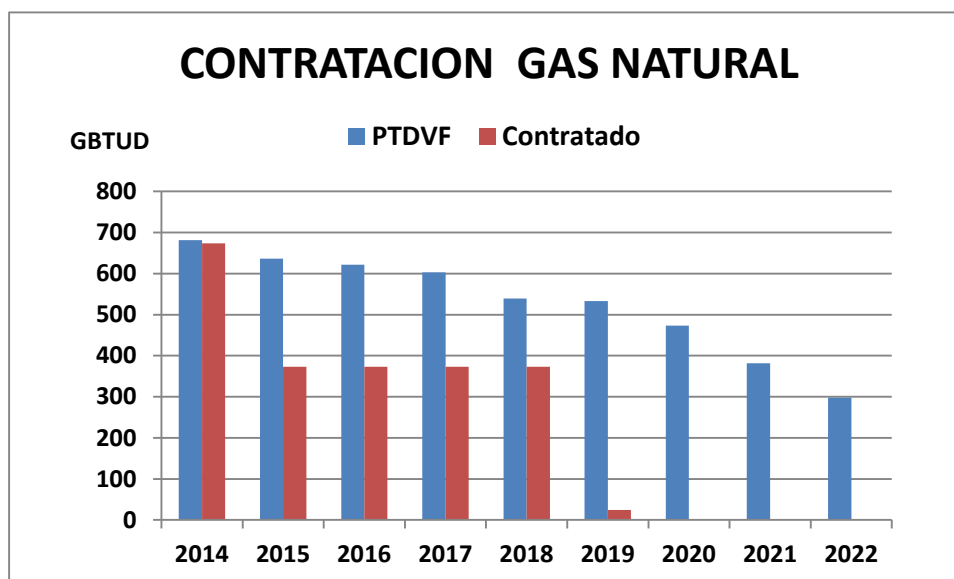
2.3 Nuevo Esquema de Comercialización del Gas Natural

El nuevo esquema de comercialización del gas natural definido en la resolución CREG 089 de 2013, en general ha sido muy bien recibido por todos los agentes del mercado, debido entre otras cosas a: las bondades del gestor del mercado en cuanto transparencia y el manejo de la información que involucra; la estandarización de los contratos que evita comportamientos anticompetitivos e incrementa la liquidez del mercado; los mecanismos de comercialización que posibilitan a los clientes no regulados el acceso directo al mercado primario, la prohibición de ventas en el mercado secundario por parte de los productores, la posibilidad de los comercializadores de GNI para comprar y vender en el mercado primario; y el mercado secundario que permite la compra de excedentes de transporte de largo plazo.

Entendiendo los aspectos positivos del nuevo esquema de comercialización, el CSMEM dentro de la perspectiva del Mercado de Energía Mayorista y de sus agentes, analiza algunos temas que impactan la confiabilidad del MEM.

2.3.1 Asignaciones en la Contratación Bilateral

El Gráfico No 2 muestra la Producción Total Disponible para Venta en Firme – PTDFV durante el periodo 2014-2022 y las asignaciones en el proceso de contratación bilateral para los seis primeros años. En total la PTDFV fue 4.769 GBTUD, de la cual para el año 2014 se ofertaron 682 GBTUD que fueron declinando hasta 298 GBTUD en el 2022.



Fuente CREG

Gráfico No 2

En el proceso de contratación bilateral se presentó:

- Una venta total de 673 GBTUD en opciones de 1 y 5 años y diferentes modalidades: firme, firmeza condicionada y opción de compra de gas – OCG.
- Para los cinco primeros años, la contratación correspondió al 70% de la PTDVF.
- En el año 2014 quedó un remanente de solamente 9 GBTUD por vender.
- Dado que la contratación a 5 o más años fue de 373,25 GBTUD, a partir del año 2015 quedó un remanente de 263,5 GBTUD por vender, que va decreciendo con la declinación de la PTDVF.
- El precio promedio ponderado de toda la contratación de gas firme fue US\$3,76/MBTU, inferior a US\$5,65/MBTU del precio regulado de Guajira.
- Para la demanda térmica el precio promedio ponderado de gas firme fue US\$4.60/MBTU.

Tabla No 1

CONTRATACION GAS - GBTUD					
	1 año			5 años	TOTAL
	Firme	F Cond	OCG	Firme	
Tebesa	43,70			21,13	64,83
Flores	11,80			1,13	12,93
Merrielectrica	3,60			6,00	9,60
Termo Centro		29,00			29,00
Termo Valle			29,00		29,00
TOTAL	59,10	29,00	29,00	28,26	145,36

Fuente CREG

La tabla No 1 presenta los generadores térmicos que adquirieron gas en la contratación bilateral, el total de gas contratado fue de 145,4 GBTUD y de éstos el 80% se contrató a un año.

Algunos generadores térmicos consideran que fueron discriminados en el proceso de contratación bilateral, debido a que sus ofertas fueron tenidas en cuenta solo después de haber asignado el gas al resto de la demanda; como consecuencia las opciones disponibles para ellos se concentraron en la compra de gas firme a 5 años, situación que consideran de alto riesgo y que en algunos casos los obligó a contratar excedentes de los distribuidores.

Vale la pena mencionar que si bien EPM contrató 43,4 GBTUD por 5 años, este gas no está destinado a su planta Termo Sierra, lo cual podría deberse a que la operación de esta planta se realizaría con gas del mercado secundario, o con combustibles líquidos.

La baja contratación que ocurrió por parte de la demanda térmica, pudo obedecer a:

- La resistencia de los generadores térmicos a comprar gas y capacidad de transporte en firme.
- El gas que quedó atrapado a partir del año 2015, sin posibilidad de venta en contratos de 5 años, el cual podría ofrecerse en contratos de duración menor.

Los excedentes no vendidos en el proceso de contratación bilateral, podrían terminar siendo negociados a Venezuela por parte de los productores en condiciones que podrían ser menos exigentes que las definidas en la contratación bilateral. Este gas podría no estar disponible cuando la demanda interna los requiera.

2.3.2 Riesgo de la Contratación Diaria “Tómelo o Páguelo”

El esquema de la contratación diaria “tómelo o páguelo” representa un riesgo para el generador cuando el despacho diario sea inferior o superior a su contratación, lo cual en el SIN depende de la abundancia o escasez del recurso hídrico. Esta situación se presenta porque la nueva modalidad de contratación eliminó el esquema de contratos Take or Pay con evaluación periódica, que le daba flexibilidad al generador en la forma de utilizar el gas.

Aparentemente esto se solucionará con la flexibilidad que provee la contratación de GNI; sin embargo, la entrada de la planta de regasificación aún es incierta y en el caso más optimista sería a partir de finales del 2016.

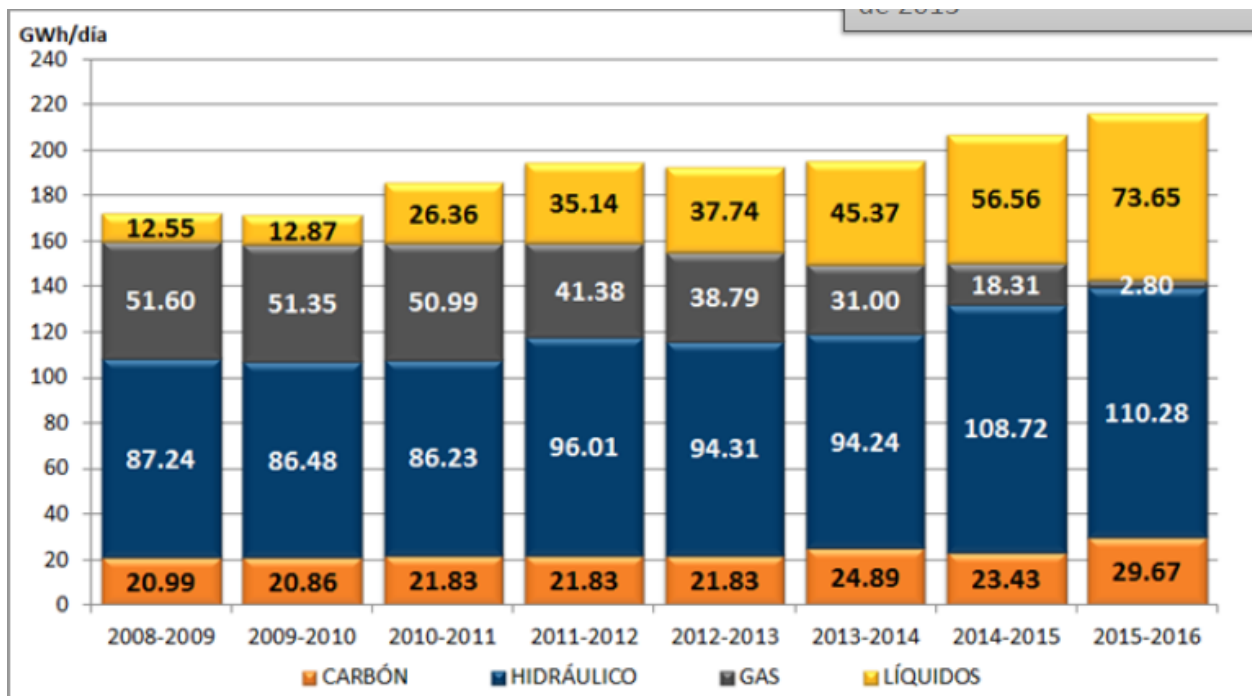
2.3.3 Contratación de Transporte de Largo Plazo “Úselo o Véndalo”

Algunos generadores consideran que el mecanismo de contratación del servicio de transporte de gas “úselo o véndalo”, ignora las obligaciones que la misma regulación establece para los generadores térmicos en el esquema del cargo por confiabilidad, exigiendo con antelación los contratos de suministro y transporte de gas.

En este sentido, los generadores térmicos solicitan que el cálculo de la capacidad excedentaria para el transporte de gas, considere las diferentes modalidades de contratación que posee el agente generador como portafolio de suministro, de tal forma que le posibilite entregar toda la energía y utilizar el servicio de transporte previamente contratado, por lo que tendría mayor sentido que la participación de los generadores térmicos en este nuevo mecanismo sea voluntaria y no obligatoria.

2.4 Generación Térmica en el Escenario de Niño 2014-2015

En esta sección se pretende revisar el escenario crítico de ocurrencia del Niño 2014-2015, teniendo en consideración las condiciones actuales del sistema y también la información actualizada de contratación de gas para las plantas térmicas, dado el reciente proceso de contratación bilateral del gas natural.



Fuente XM.

Gráfico No 3

2.4.1 OEFs de Plantas Térmicas

El gráfico No 3 muestra la ENFICC⁴ del SIN actualizada con la información disponible a noviembre 26 de 2013; se observa que para la vigencia 2014-2015 el componente térmico es de 98,3 GWh-día equivalentes al 47,5% de la ENFICC total, en el cual el respaldo con gas se reduce a 18.3 GWh-día y el aporte de los combustibles líquidos alcanza 56,56 GWh-día.

2.4.2 Simulación Operativa para Niño 2014 - 2015

El análisis del panorama energético del SIN realizado por XM⁵ para condiciones de Niño 2014-2015, simula la hidrología esperada hasta julio de 2014, las condiciones del Niño 1997-1998 a partir de agosto de 2014, e hidrología esperada desde mayo de 2015. De otra parte la simulación contempla proyecciones de demanda del escenario base de la UPME (marzo de 2013), exportaciones de energía bajas a Ecuador y Venezuela, plan de expansión de generación acorde con el último reporte de auditoría, precios libres del gas y la actualización de la contratación de gas⁶ y de combustibles líquidos.

Para asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica, los resultados de la simulación durante el verano 2014-2015, presentan las siguientes condiciones:

- Para el verano 2013-2014, ante condiciones esperadas de aportes del SH&PH, se requieren despachos promedio semanales de generación térmica por encima de los 50 GWh/día.
- Para agosto de 2014 el nivel del embalse agregado del SIN llega al 80% y decrece hasta el 27% en abril del 2015.
- Para la temporada seca 2014-2015, los niveles de exigencia de generación térmica a lo largo del horizonte están por encima de 50 GWh/día y alcanzan valores superiores a 85 GWh/día, cantidad superior a los registros históricos.
- En la costa Caribe el consumo de la demanda térmica alcanza 225 GBTUD dado que Tebsa no consume la cantidad total contratada, frente a una capacidad de contratación de 245 GBTUD, de los cuales en el 2014 el 73% corresponden a contratos OCG.

⁴ XM, Informe a la SSPD, Noviembre 28 de 2013

⁵ Op Cit 5

⁶ Circulares CREG 057 y 078 de 2013.

- En el interior del país, el consumo de la demanda térmica es de 120 GBTUD dado que Termo Valle no consume la cantidad total contratada, frente a una capacidad de contratación en firme y OCG de 148 GBTUD.
- El consumo total de gas OCG oscila entre 100 y 140 GBTUD.
- Se requiere generación térmica con combustibles líquidos de 40 GWh-día

2.5 Impactos en el MEM

La tabla No 2 para las plantas térmicas que generan con gas natural, muestra los requisitos de gas para su operación y las cantidades contratadas, así como el combustible de respaldo de OEFs.

Tabla No 2

PLANTAS TERMICAS DEL SIN									
				Contratos - Cir 057 2013-2014		Contratación - Circular 078 1 año - 2014			
PLANTA	COMB.	CEN MW	Consumo GBTUD	TOP GBTUD	OCG GBTUD	Firme GBTUD	F. Cond GBTUD	OCG GBTUD	Comb OEF
Guajira 1	Gas	151	35,53						Carbón
Guajira 2	Gas	145	33,77						Carbón
Flores 1	Gas	160	28,32						FO2
Flores 4	Gas	450	73,93		43,5	12,9			FO2
Tebasa	Gas	791	137,97	45,0	64,0	64,8			Gas
Barranquilla 3	Gas	64	14,89						FO6
Barranquilla 4	Gas	63	15,07						FO6
Cartagena 1	Gas	61	16,87						FO6
Cartagena 2	Gas	60	17,01						FO6
Cartagena 3	Gas	66	18,25						FO6
Candelaria 1	Gas	157	39,51						FO2
Candelaria 2	Gas	157	39,53						FO2
Proelectrica	Gas	90	17,64		15,0				Gas
Merrielectrica	Gas	167	38,13	3,6	6,5	9,6			Gas
Termo Sierra	Gas	460	69,24						Gas y ACPM
Termo Centro	Gas	278	48,54	19,1			29,0		Gas y JetA1
Termo Dorada	Gas	51	11,01						JetA1 y Diesel
Termo Emcali	Gas	229	35,59	16,0					Gas o FO2
Termo Valle	Gas	205	33,41	36,0				29,0	Gas y FO2
TOTAL			724,21	119,7	129,0	87,4	29,0	29,0	

Fuente XM

El proceso de contratación bilateral del gas natural, si bien funciona adecuadamente para la mayoría de la demanda, en lo referente al sector termoeléctrico no asegura

eficientemente el abastecimiento de gas para las plantas, debido fundamentalmente a que este sector requiere suministro flexible que no se obtiene en el proceso implementado.

Con excepción de Guajira, Tebsa, Proeléctrica, Termo Centro y Termo Valle, las demás plantas requieren combustibles líquidos para generar sus OEFs. De otra parte, la mayoría del respaldo para las plantas a gas, está basado en contratos OCG y en el caso de ocurrencia del Niño, el consumo de gas OCG en el 2014 oscilaría entre 100 y 140 GBTUD.

La opción de compra de gas OCG⁷, se refiere a que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un periodo determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de probable escasez. El comprador pagará una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas, y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. La prima se pagará mensualmente.

En caso de ocurrir un Niño 2014-2015, el panorama energético es delicado porque además de requerir de combustibles líquidos importados y la declaración de escasez de gas para obtener el gas OGC, la confiabilidad de la generación de electricidad es dependiente de la infraestructura y logística del suministro de líquidos durante períodos prolongados de tiempo, que no ha sido verificada⁸.

El CSMEM considera que la utilización de líquidos en la generación de electricidad implicará un incremento muy importante en las tarifas de electricidad con serias implicaciones socio-económicas y podría generar una presión política para modificar las reglas de juego en el mercado mayorista.

2.6 Reflexiones

- En un sistema eléctrico con generación hidroeléctrica predominante y una gran variabilidad del régimen hidrológico, como el colombiano, se requiere la complementación con generación térmica eficiente, con el fin de aumentar su confiabilidad y disminuir la volatilidad del mercado.
- En el pasado la abundancia de gas natural hizo posible que la expansión del sistema eléctrico se efectuara con un componente importante de plantas a gas. Ahora que la declinación de la producción de los campos de gas natural, no permite sostener la operación flexible de las termoeléctricas con este

⁷ Resolución CREG 089 de 2013

⁸ En la actualidad el CNO está llevando a cabo un estudio al respecto.

combustible, la utilización del gas natural importado es indispensable y el desarrollo de un esquema regulatorio para su implementación era necesario.

- Si bien es cierto que es necesario exportar para fomentar la exploración y desarrollo de nuevas reservas de gas natural, no deja de ser preocupante estar exportando gas a Venezuela y planeando exportar gas del campo La Creciente, cuando el país está definiendo la construcción de una planta de regasificación con gas importado, que necesariamente será más costoso que el gas nacional. Además, la supuesta autosuficiencia de gas natural con que cuenta el país, que no puede abastecer el mercado de gas ante la ocurrencia de un Niño, termina en el 2018 y como si fuera poco, hoy requiere la utilización de combustibles líquidos importados y costosos para la generación eléctrica. Ante la disyuntiva planteada, la solución de corto plazo consiste en permitir que las exportaciones de gas sean interrumpibles, permitiendo así el gas flexible a las plantas térmicas.
- Lo anterior muestra la necesidad de definir una política energética integral de largo plazo y en particular en el caso del sector gas, tal como el CSMEM lo ha planteado en varios informes.
- No obstante la necesidad de utilizar gas natural importado, el país debiera hacer uso de los abundantes recursos carboníferos existentes en diferentes regiones, para generación termoeléctrica con tecnologías limpias, como pilar fundamental de la expansión de la generación eléctrica. Los escollos del costo de la generación carboeléctrica con tecnologías limpias ya han sido superados y un ejemplo de ello en Colombia se tiene con las nuevas plantas que construyen Gecelca y Tasajero.
- Es importante asegurar que el parque térmico se encuentre en condiciones operativas para poder ser despachado, con generaciones que puedan alcanzar sus OEF.
- Se considera necesario asegurar una coordinación adecuada entre los sectores de gas natural, combustibles líquidos y electricidad, para así lograr la mejor confiabilidad en la atención de la demanda eléctrica.
- El exitoso desarrollo del gas natural en Colombia ha llevado a que sea un país gasífero, consecuentemente es necesario definir una política energética para el gas natural, que involucre todos los agentes de la cadena en cuanto a

suministro, comercialización, transporte y gestión de la demanda, fomentando esquemas flexibles de oferta de corto plazo.

3 Análisis de Desempeño del MEM

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

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

La tabla No 3 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema.

Tabla No 3

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	octubre-12	septiembre-13	octubre-13	Variación SEPT 13 - OCT 13	Variación OCT 12 - OCT 13	Variación Ultimo Año- OCT 13	
Hídrica	3,480.49	3,493.51	3,728.80	3,594.53	-3.60%	2.89%	3.28%	
Térmica	Total Térmica	1,390.16	1,338.74	1,128.39	1,411.92	25.13%	5.47%	1.57%
	Gas	964.67	985.04	950.27	948.98	-0.14%	-3.68%	-0.60%
	Carbón	438.19	324.01	289.99	439.16	51.44%	35.54%	0.22%
	Fuel OILACPM	28.61	29.69	17.25	23.77	37.76%	-19.95%	-16.91%
Menores	255.85	263.89	241.43	254.84	5.56%	-3.43%	-0.39%	
Cocgeneradores	28.46	32.66	34.08	33.73	-1.02%	3.28%	18.53%	
Total	5,154.96	5,128.80	5,132.70	5,296.03	3.16%	3.24%	2.72%	

En octubre 2013 la generación creció 3.16% con relación a septiembre y 3.24% con respecto a octubre del año anterior. Se observa un aumento importante anual en la generación con carbón y en la generación hidráulica; en contraste, la generación térmica a gas, se redujo con relación a los niveles de octubre 2012.

3.1.2 Demanda del Sistema

El gráfico No 4 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 octubre de 2013 fue 3,6% con respecto a octubre de 2012 y 3,1% para la demanda acumulada de los últimos 12 meses.

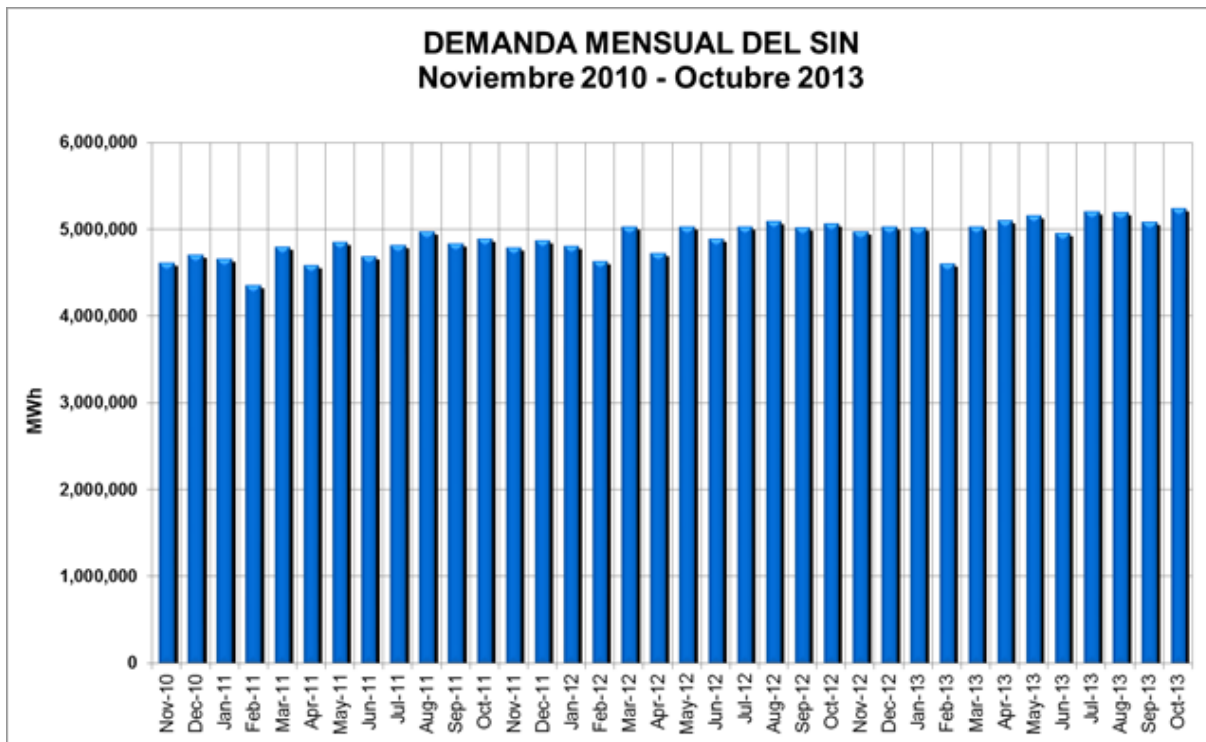


Gráfico No 4

3.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

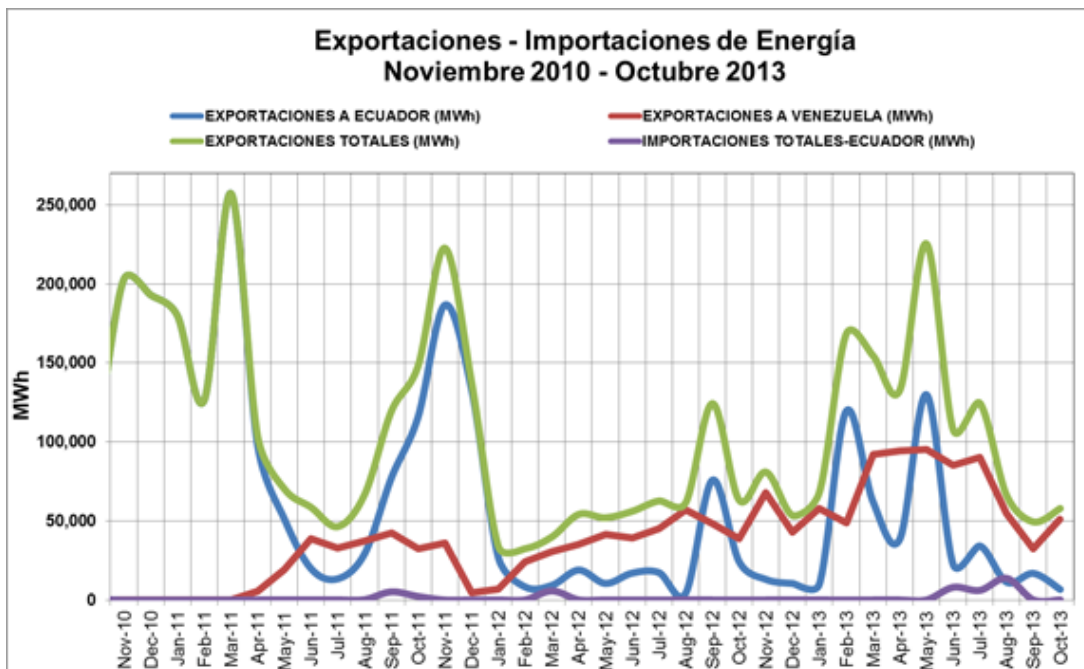


Gráfico No 5

El gráfico No 5 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años. Estas continuaron en niveles muy bajos, particularmente las dirigidas a Ecuador.

3.1.4 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 6 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

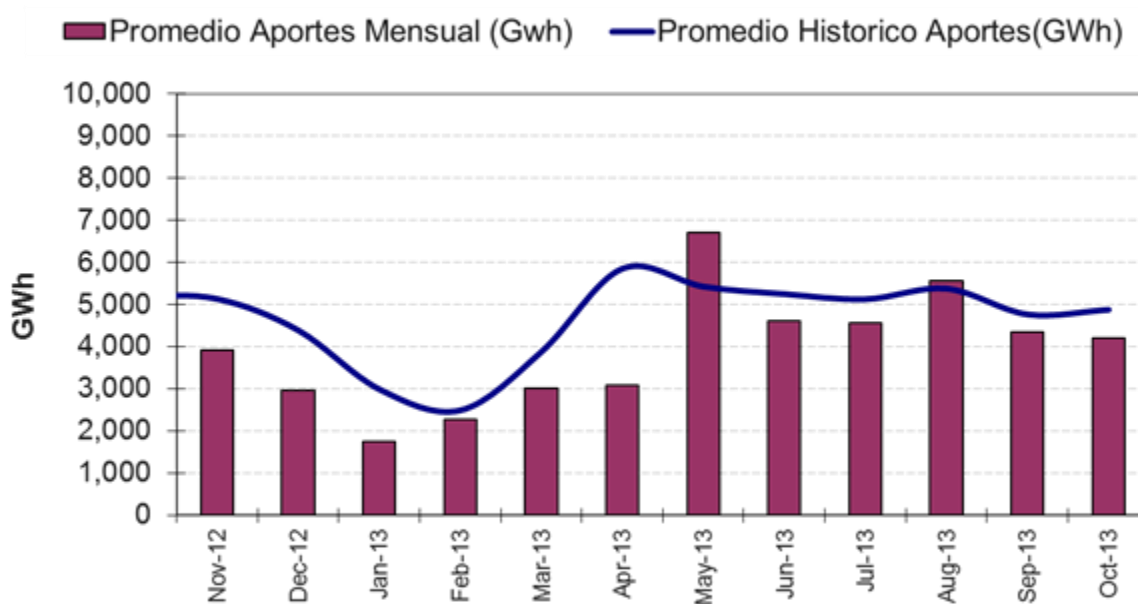


Gráfico No 6

En octubre los aportes hídricos al SIN fueron de 4,210 GWh, correspondientes al 76,6% de la media histórica para este mes y no se presentaron vertimientos. Nuevamente en este mes se observan aportes por debajo de los patrones históricos, consolidando un escenario de hidrología seca para los últimos doce meses.

3.1.5 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

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.

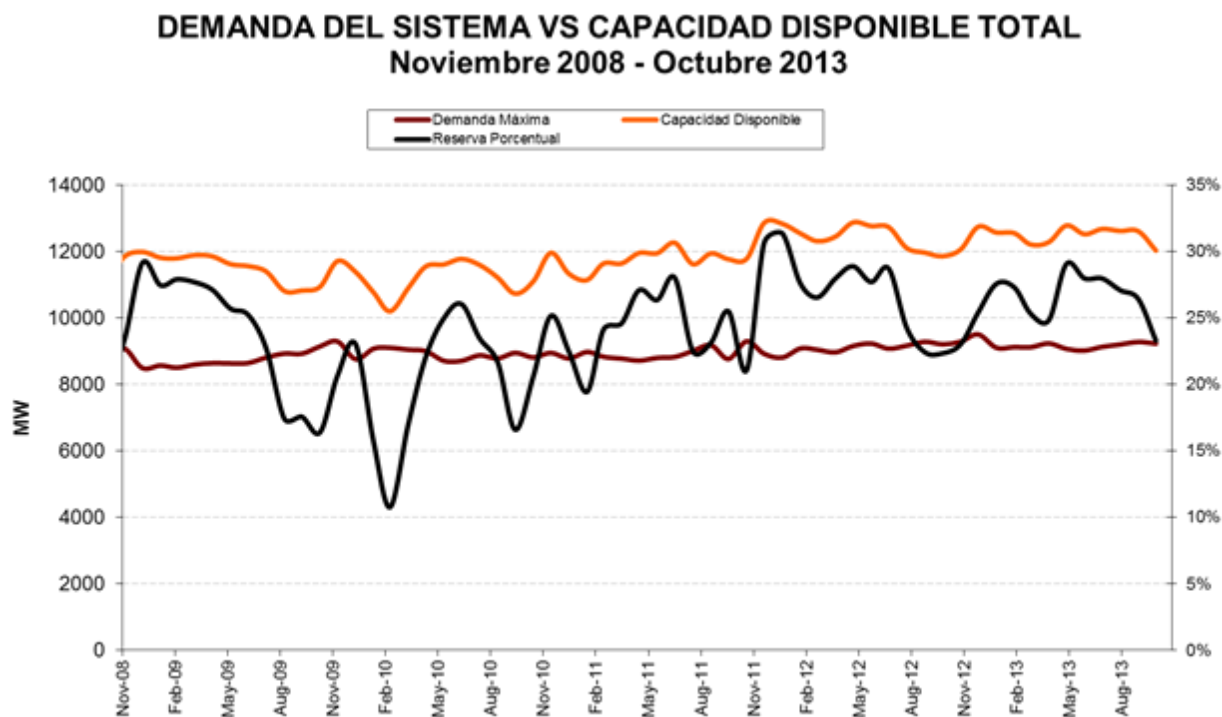


Gráfico No 7

En octubre la demanda máxima de potencia fue 9.223 MW; la disminución en la disponibilidad comercial de algunos recursos de generación se tradujo en una caída significativa del margen de reserva, la cual ahora es menor a 25 puntos porcentuales de la demanda máxima del sistema.

3.1.6 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 8 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN, en octubre las reservas hídricas fueron 9.531 GWh correspondientes al 63% de la capacidad útil, lo cual representó un incremento del 0,2% con respecto al mes anterior. Como ha ocurrido desde abril, el nivel agregado de los embalses del SIN continua siendo inferior al registrado durante el Niño 2009-2010.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de octubre, Caribe acumuló 76,3%, Oriente 74,2%, Centro 62,6%, Antioquia 57,3% y Valle 37,9%. El embalse de

Porce 3 registró 27,4%, Betania 49,5%, el Peñol (Guatapé) 56,5%, Calima 57,2%, Miel 59,0%, Guavio 74,7%, Esmeralda (Chivor) 84,8% y San Lorenzo (Jaguas) 82,0%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 8 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario para los últimos 12 meses.

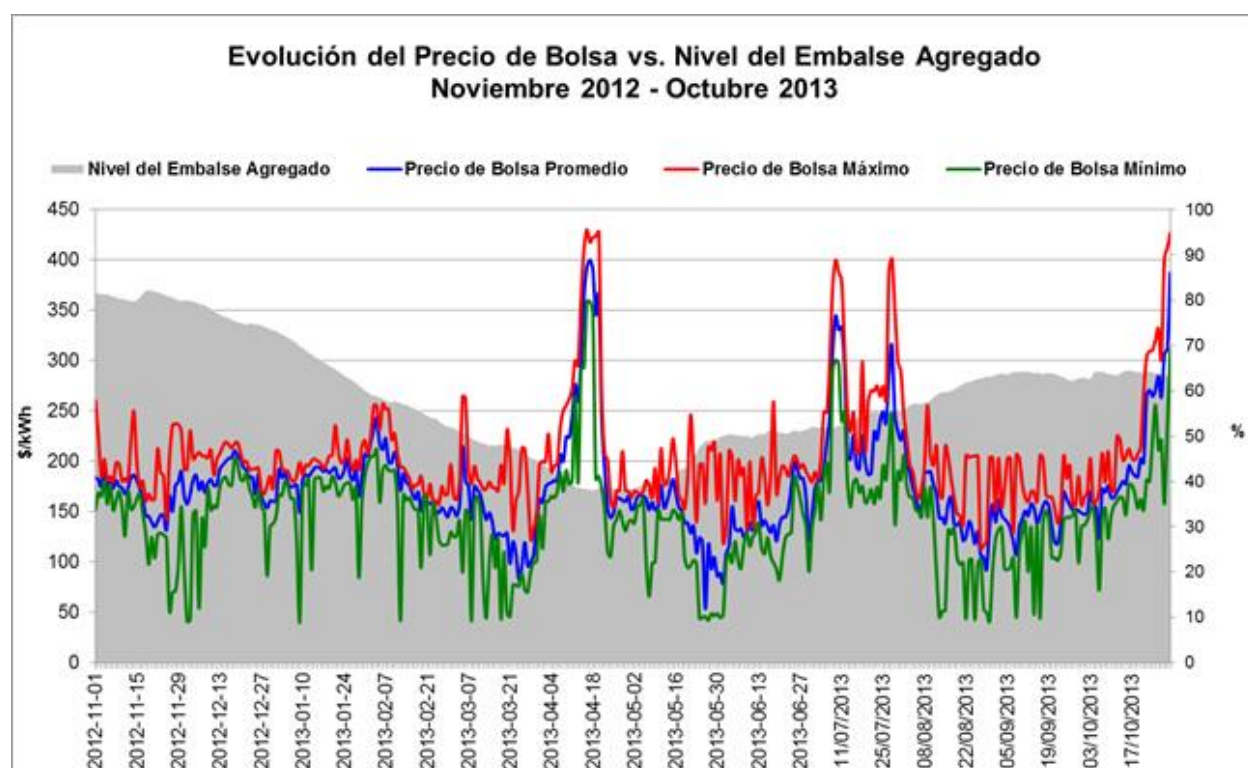


Gráfico No 8

En la última semana de octubre los precios de bolsa se dispararon hasta alcanzar máximos superiores a \$400/kWh. Se repite de esta forma la dinámica observada en abril y dos veces en julio de este mismo año. En efecto, en estos intervalos, en unos pocos días el precio del spot se elevó desde niveles “normales” hasta alcanzar picos históricos. Si bien la hidrología en 2013 ha sido relativamente baja, es posible que esta dinámica también se explique por estrecheces en el suministro de combustibles para las plantas térmicas. El precio promedio fue \$196,42/kWh, el máximo \$436,03/kWh y el mínimo \$71,93/kWh.

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 9 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

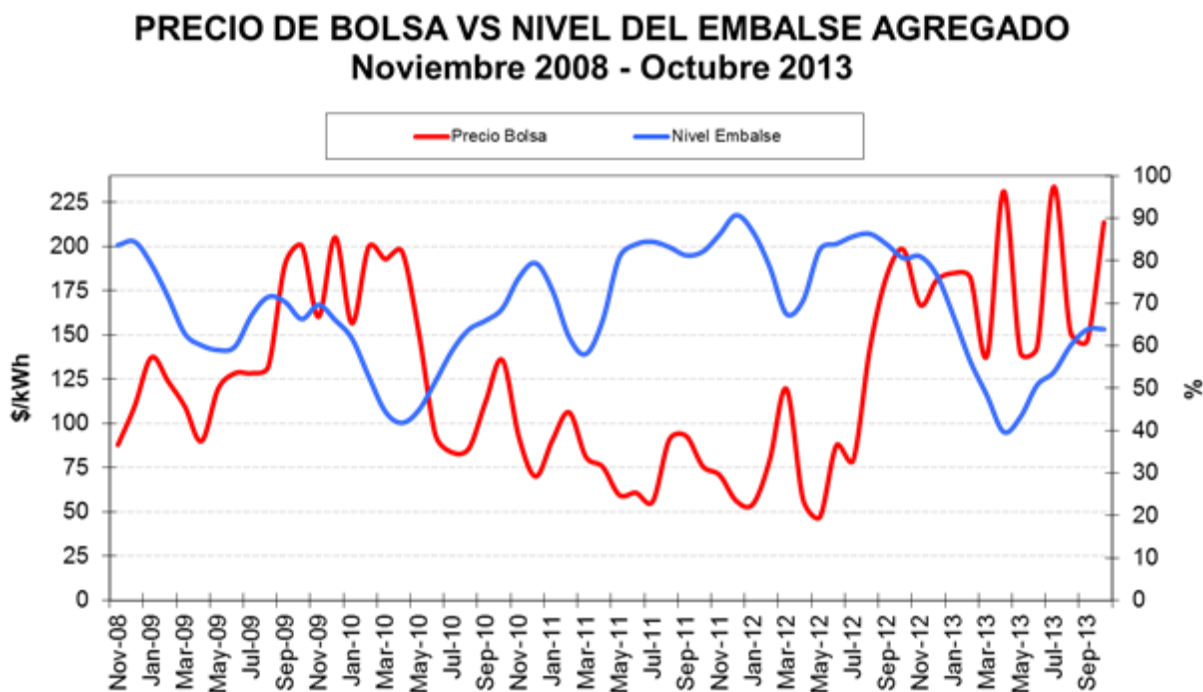


Gráfico No 9

Se observa como el mercado reacciona a un nivel de embalse relativamente bajo hacia finales de octubre. El comportamiento del nivel del embalse agregado en el 2013 continua siendo similar al del Niño 2009-2010, aunque los niveles de precios en esta oportunidad superan los del Niño.

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 10 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes. Como se observa, los picos de precios que ha registrado el mercado, incluido el de octubre, no tienen referentes en la historia reciente del MEM, ni siquiera en períodos de Niño.

Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

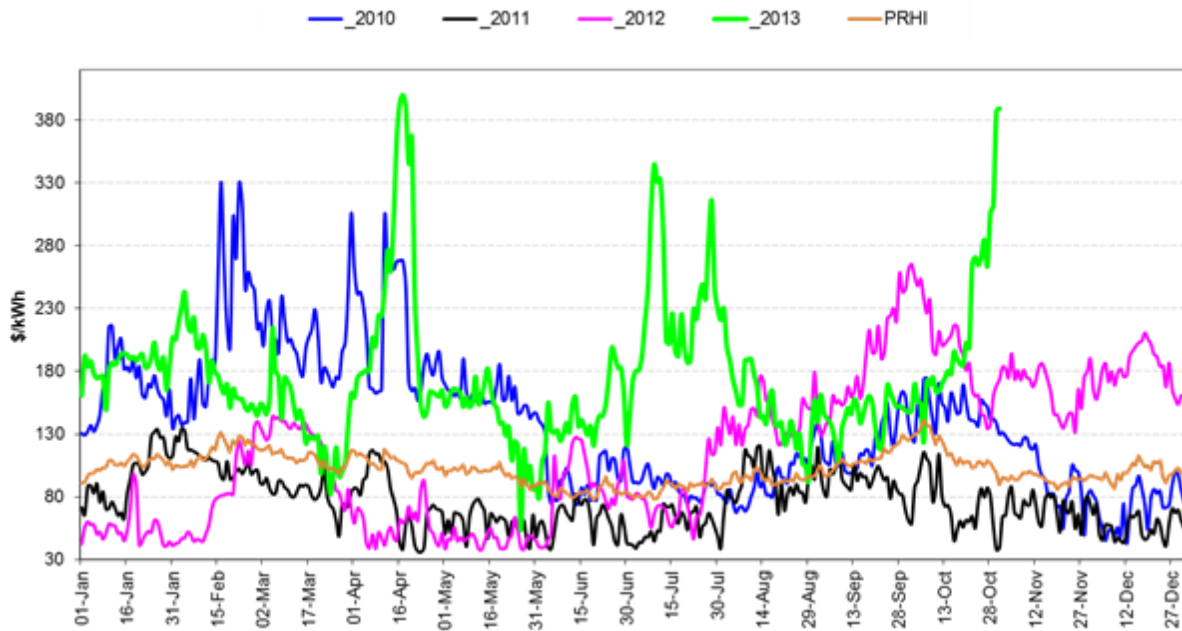


Gráfico No 10

3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

Precio de Bolsa Horario vs Generación

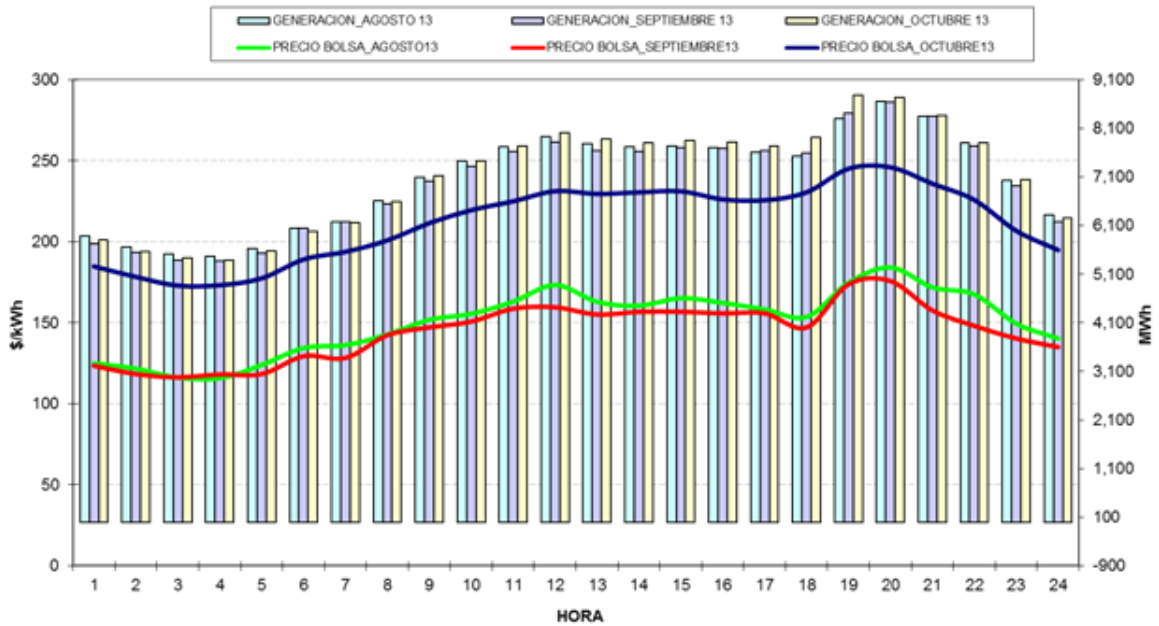


Gráfico No 11

El gráfico No 11 presenta el promedio mensual de los precios de bolsa para cada una de las 24 horas del día, contra la generación promedio horaria en MWh, ocurrida en los últimos tres meses.

Los precios de bolsa con respecto a septiembre mostraron un aumento que representó el desplazamiento de los precios en forma paralela, en todas las horas del día.

3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El grafico No 12 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses. El fenómeno alcista de final de mes hace que la moda de la distribución de precios para octubre se ubique en valores superiores a \$170/kWh, muy a la derecha del comportamiento histórico.

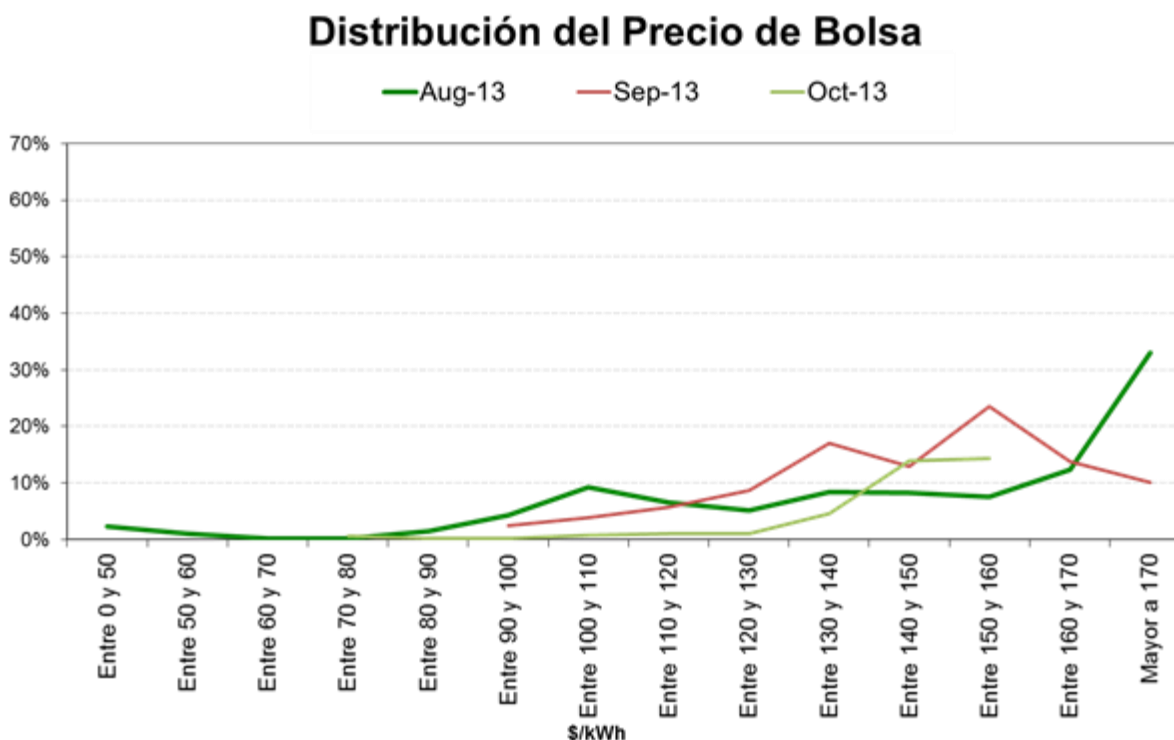


Gráfico No 12

3.2.6 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 13 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses. Para octubre el precio de escasez fue \$450,51/kWh.

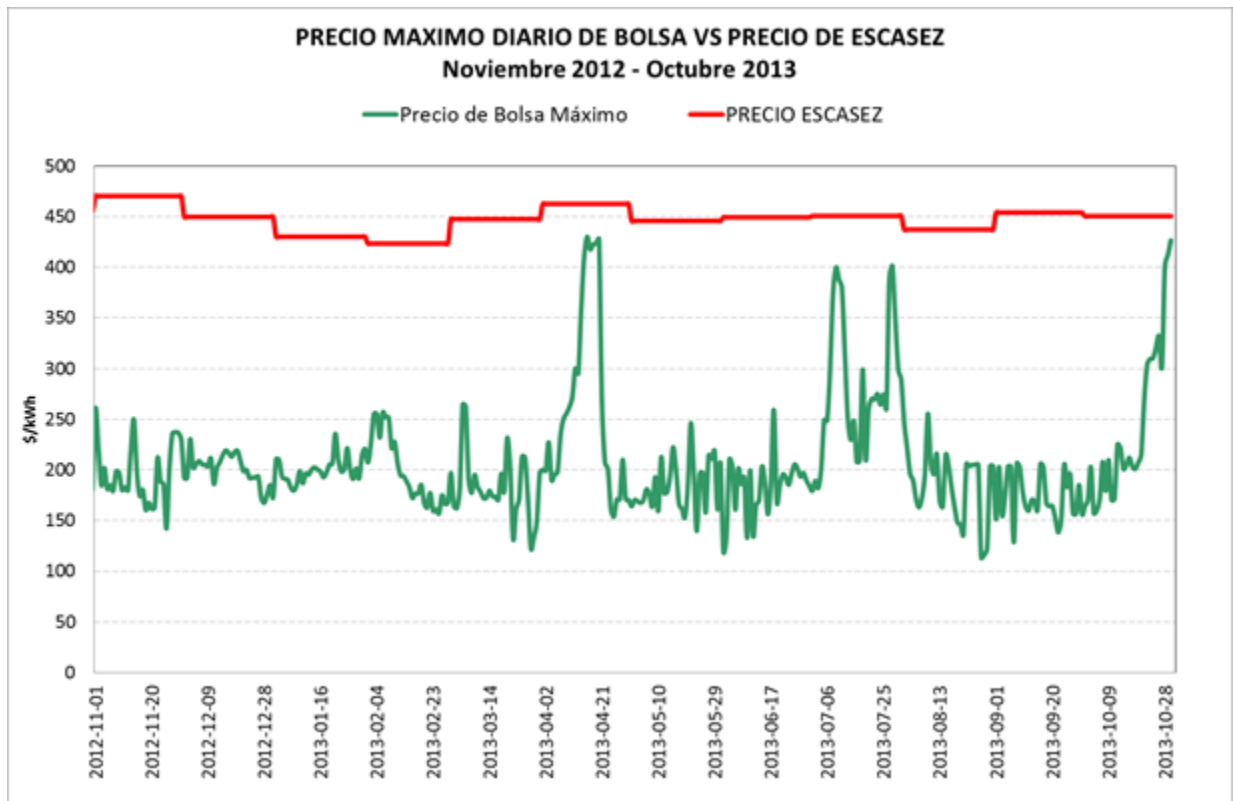


Gráfico No 13

A pesar de la escalada alcista, el precio de bolsa no llegó a cruzar el umbral definido por el precio de escasez. De alguna manera los agentes cuentan con la habilidad de detener el incremento de precios antes de que se activen las obligaciones de energía en firme; este comportamiento ya se había reportado en eventos alcistas anteriores y presumiblemente se explica por los costos financieros que puede ocasionar la activación de las OEF a determinados agentes. Cualquiera que sea la explicación, es claro que las OEF y el precio de escasez no han constituido un mecanismo endógeno del mercado para ahorrar recursos embalsados.

3.2.7 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

El gráfico No 14 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU. En octubre aún no se transmiten al mercado los beneficios de la reducción del precio del gas natural que se logró a raíz de la liberación de precios y las negociaciones bilaterales.

PRECIO DE BOLSA VS PRECIO GAS NATURAL
Noviembre 2008 - Octubre 2013

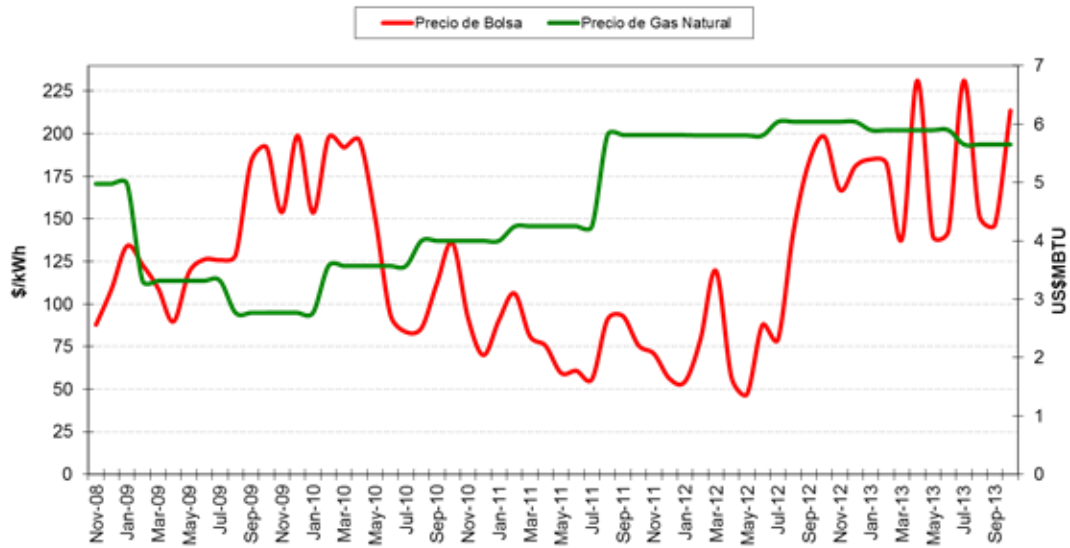


Gráfico No 14

3.2.8 Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo

PRECIO DE BOLSA VS GENERACIONES POR TIPO
MAYO 2013 - OCTUBRE 2013

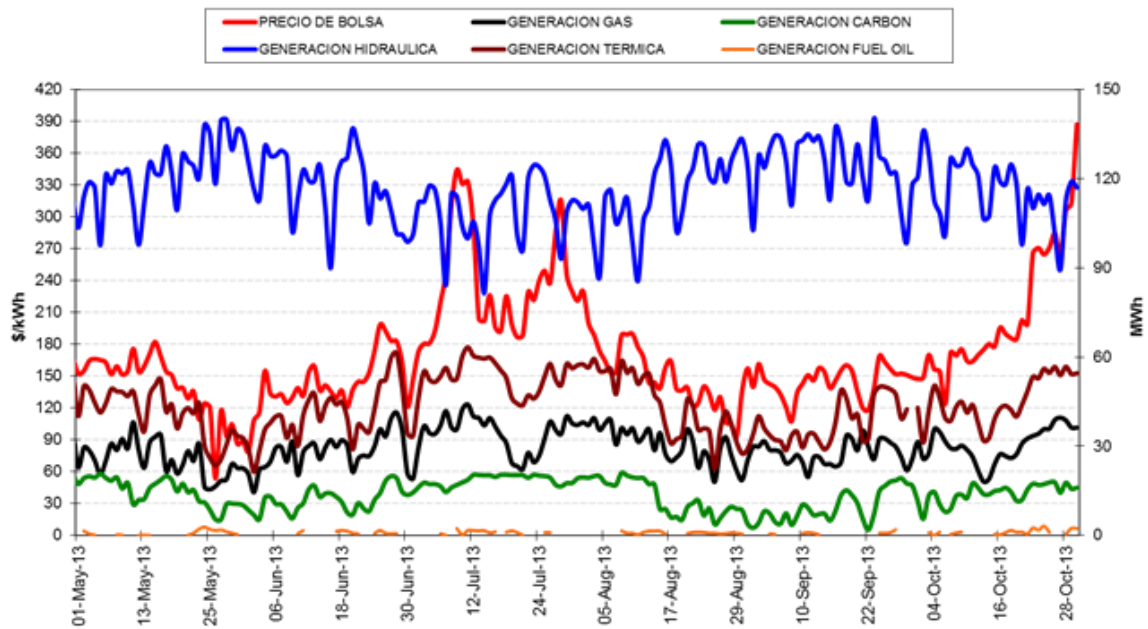


Gráfico No 15

El comportamiento comercial de las térmicas no presentó variaciones importantes con respecto a los meses anteriores. En general las plantas a carbón ofertaron precios competitivos del orden de \$150/kWh; las térmicas a gas o estuvieron fuera del mercado u ofertaron a precios entre \$150/kWh y \$200/kWh. Se destacan precios de oferta bajos de Termo Centro durante gran parte del mes. En el caso de Termo Sierra los precios de oferta se escalaron desde \$50/kWh hasta \$1.400/kWh y los de Flores 4 desde \$180/kWh hasta cerca de \$300/kWh, cuando el spot se encontraba en condiciones críticas.

Durante todo el mes de octubre la disponibilidad máxima de Jaguas registró el 50%, mientras que durante dos semanas Guatapé estuvo al 75% y Guadalupe-Troneras al 80%. En el parque térmico, Tebsa presento 78% de disponibilidad todo el mes, Termo Sierra durante las dos últimas semanas su disponibilidad fue del 50%, al igual que Termo Centro en la segunda semana del mes.

3.3.4 Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología

El gráfico No 18 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.

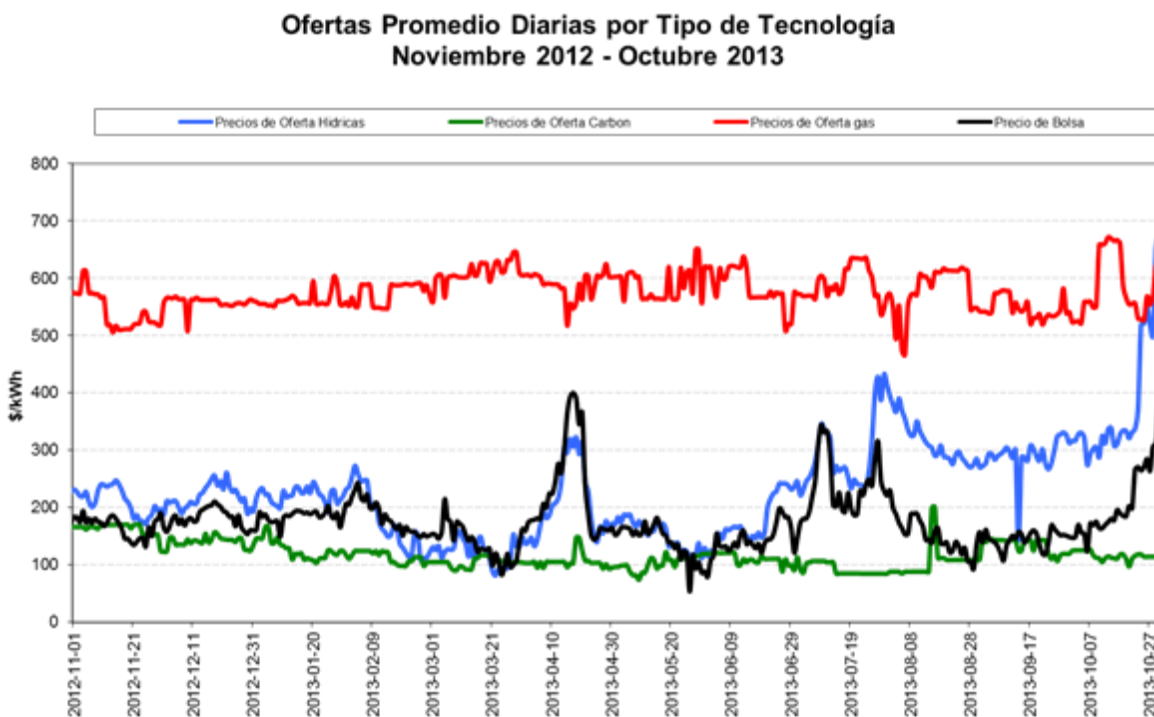


Gráfico No 18

Se observa que la escalada de precios de bolsa respondió a incrementos en las ofertas de las hidráulicas y las térmicas a gas. Los recursos a carbón sostuvieron precios estables y en niveles muy competitivos.

3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 19 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.

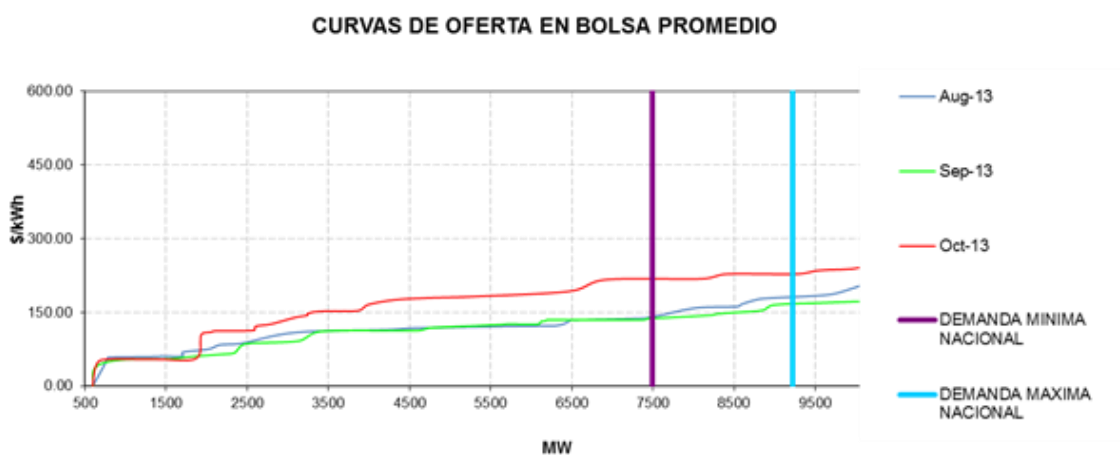


Gráfico No 19

La curva de oferta se desplazó hacia arriba a partir del umbral de 2 GW. La brecha es más amplia para el rango de interés del mercado, entre 7.5 Gw y 9.4 Gw.

3.3.6 Índice de Lerner Mensual

Los gráficos No 20-a y 20-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.

La estructura relativamente plana de la oferta hace que los índices de Lerner no reflejen un poder alto de mercado, con excepción del índice en horas de alta demanda para los dos agentes con mayor capacidad instalada de generación.

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta
Mayo 2012 - Octubre 2013**

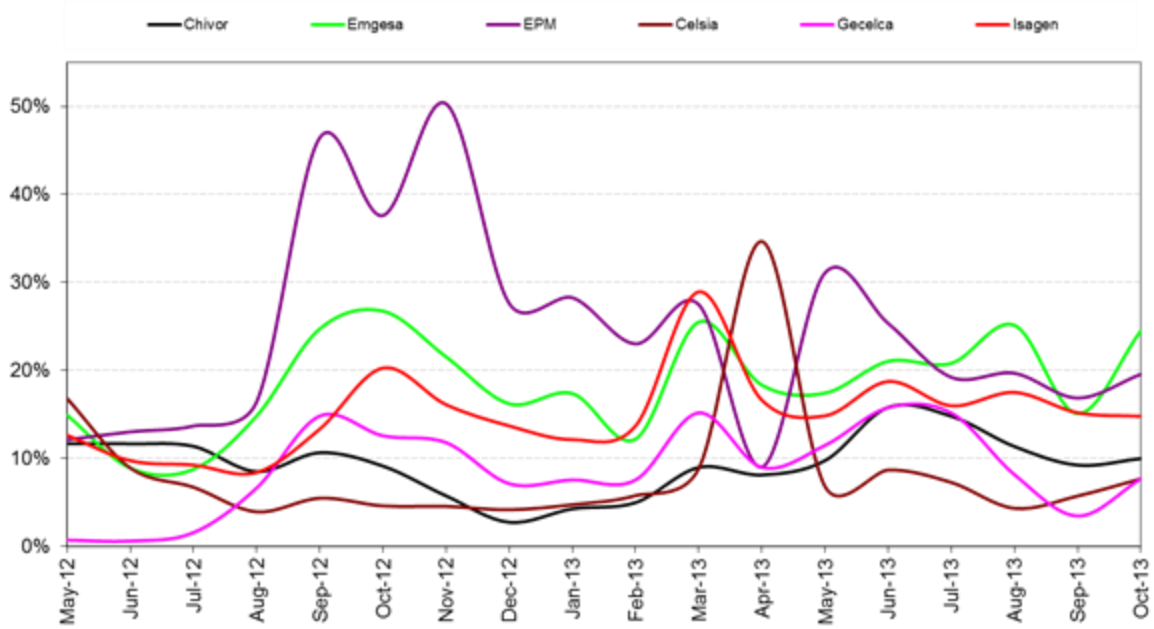


Gráfico No 20-a

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media
Mayo 2012 - Octubre 2013**

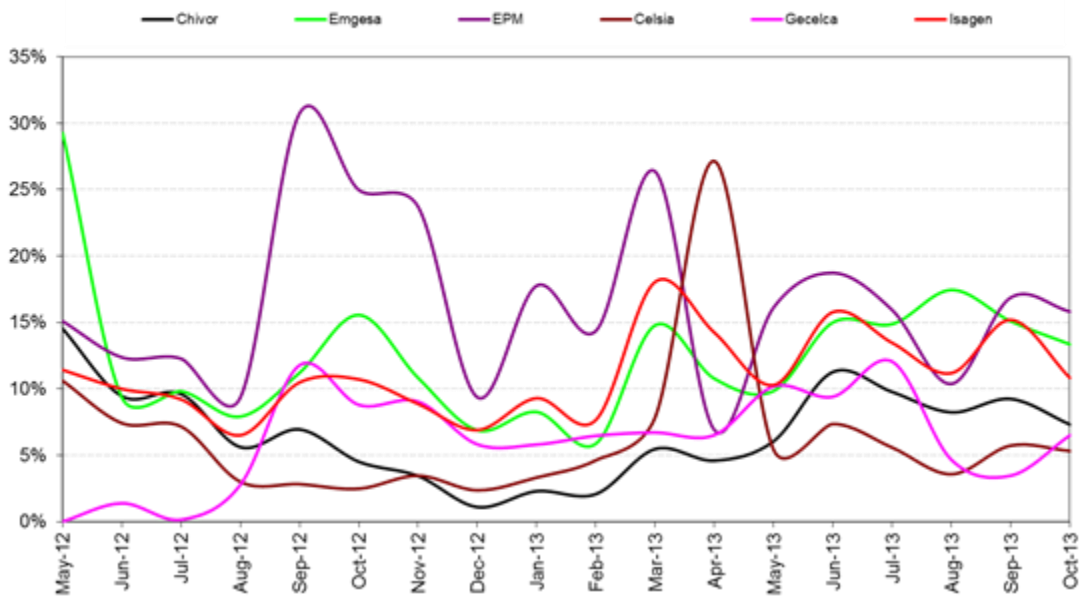


Gráfico No 20-b

3.3.7 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 21 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta en los últimos diez y ocho meses. Los valores del indicador inferiores a 1,2 corroboran la existencia de algún grado de poder de mercado para esos agentes.

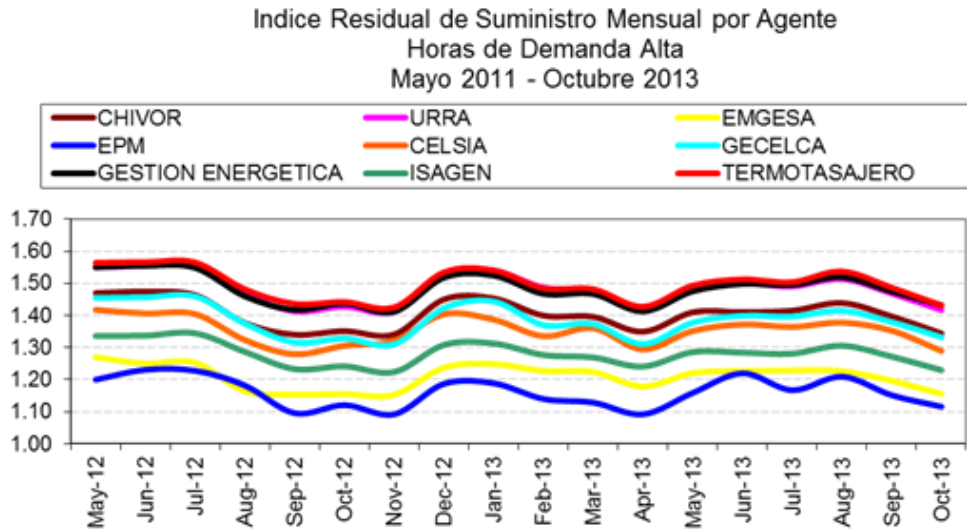


Gráfico No 21

3.3.8 Índice Residual de Suministro Diario

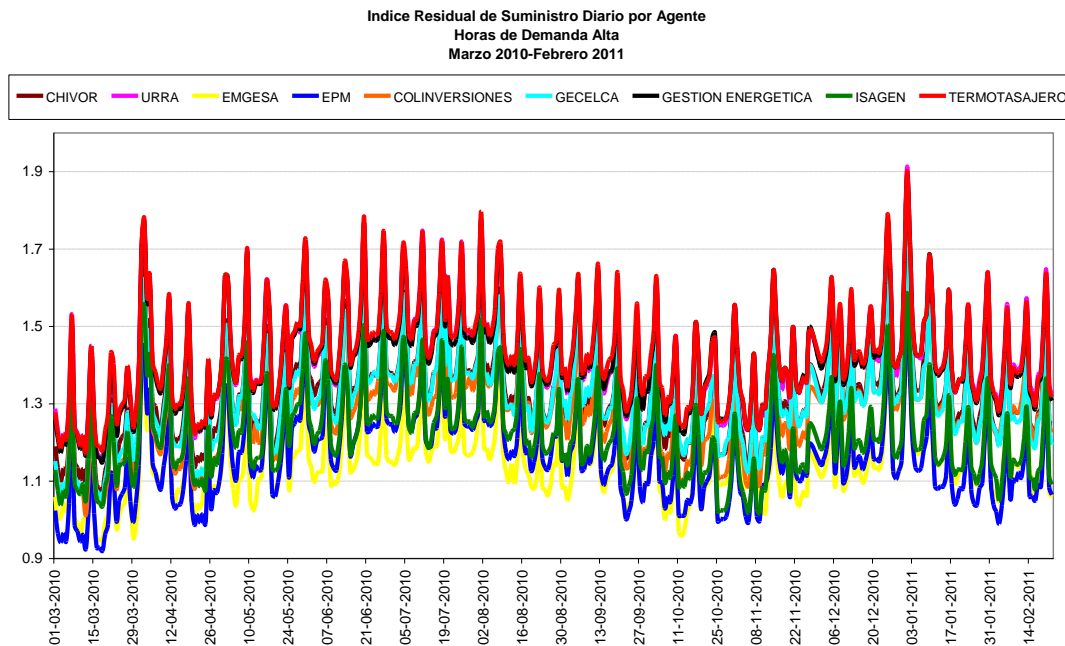


Gráfico No 22

El gráfico No 22 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro diario, para el periodo de demanda alta, en los últimos doce meses. Valores próximos o inferiores a 1,0 muestran la condición de agentes pivotaes.

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.

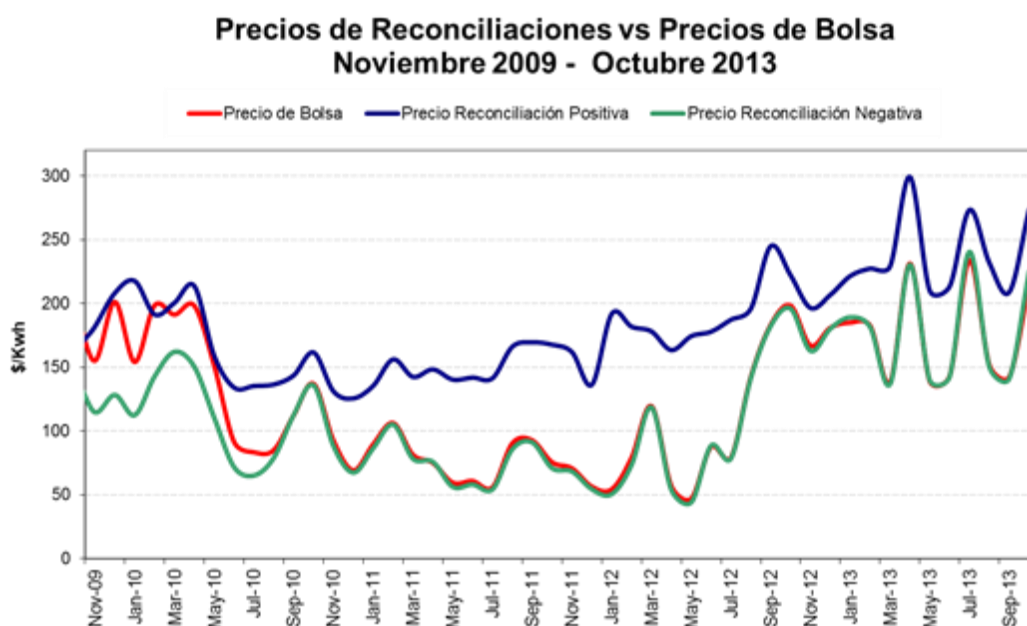


Gráfico No 23

3.4.2 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 24 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos cuatro años.

En octubre el costo de las reconciliaciones se incrementó en forma muy importante.

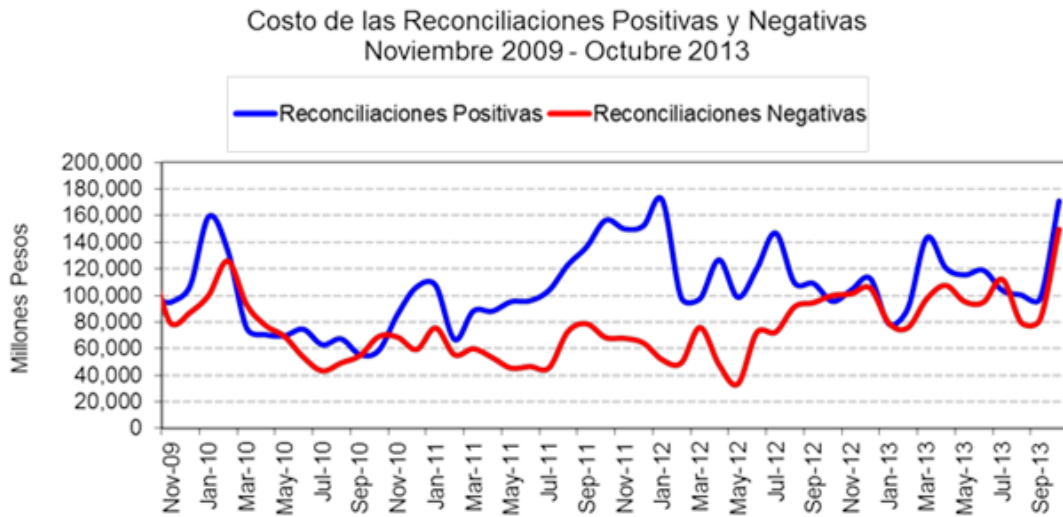


Gráfico No 24

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. En octubre las reconciliaciones positivas en el área Oriental se dispararon.

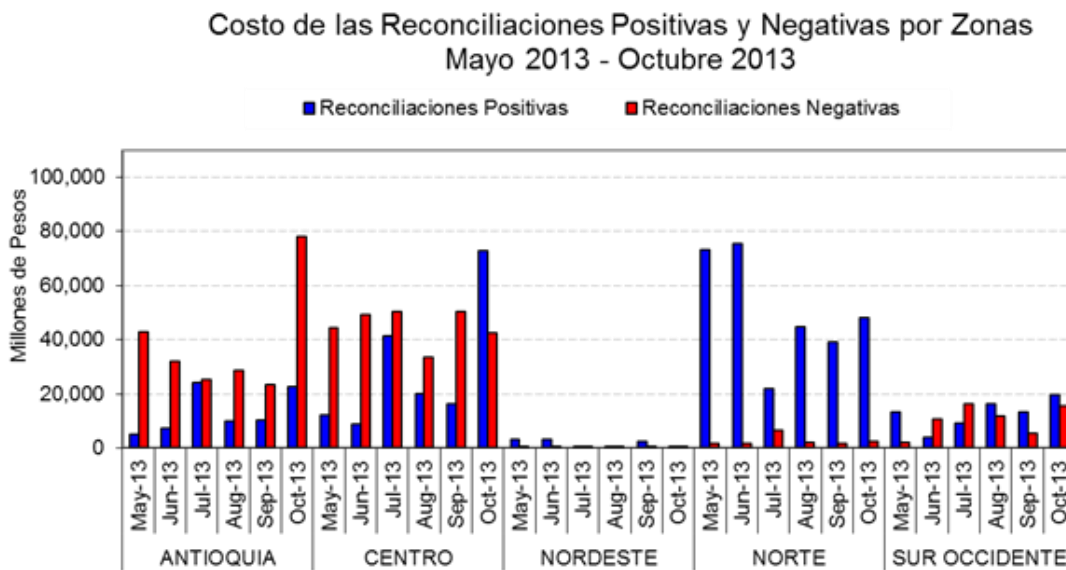


Gráfico No 25

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 octubre Chivor y Guavio fueron las plantas con la mayor participación en reconciliaciones, superando de lejos a Tebsa.

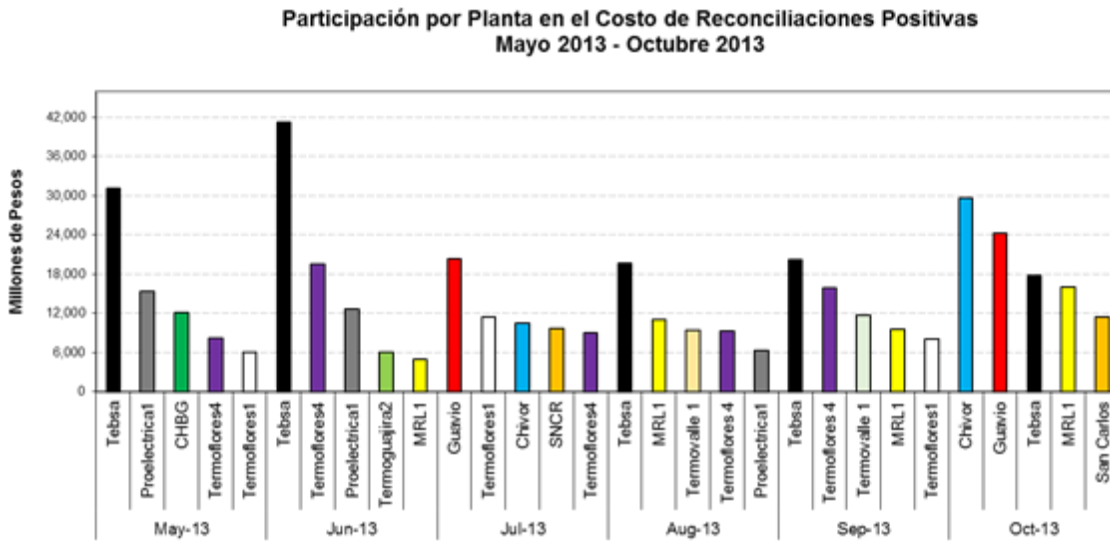


Gráfico No 26

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.

En forma consistente con el aumento de las reconciliaciones diarias, en octubre la magnitud de las generaciones fuera de mérito presentó un comportamiento ascendente llegando a duplicarse.

**MAGNITUD DE GENERACION FUERA DE MERITO
Noviembre 2012 - Octubre 2013**

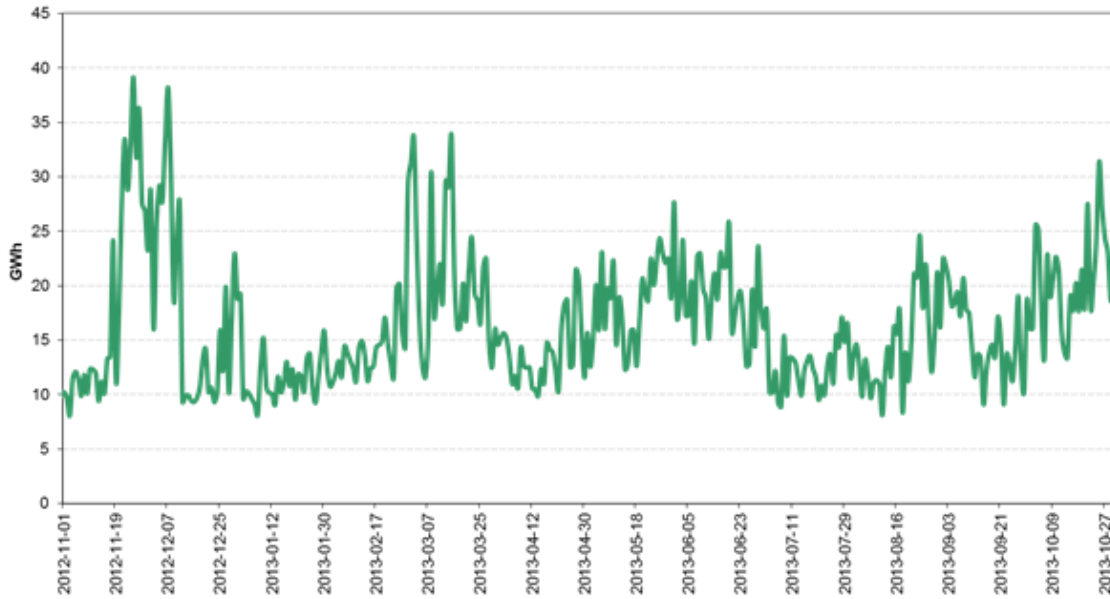


Gráfico No 27

3.5.2 Costo Mensual de Restricciones



Gráfico No 28

El gráfico No 28 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

No obstante el aumento importante de la magnitud de las restricciones, su costo fue de \$40.851 millones, correspondiendo a un costo unitario de \$7,80/kWh. Ahora bien, en octubre se incluyó un alivio (segundo) de \$23,000 millones, correspondiente a parte del pago de la garantía del Cargo por Confiabilidad (Termocol), lo cual finalmente redujo el costo unitario a \$3,40/kWh.

3.6 Indicadores Operativos

3.6.1 Mantenimientos de Generación por Agente

El gráfico No 29 muestra el número de consignaciones de generación en los últimos seis meses, para los principales agentes del MEM.

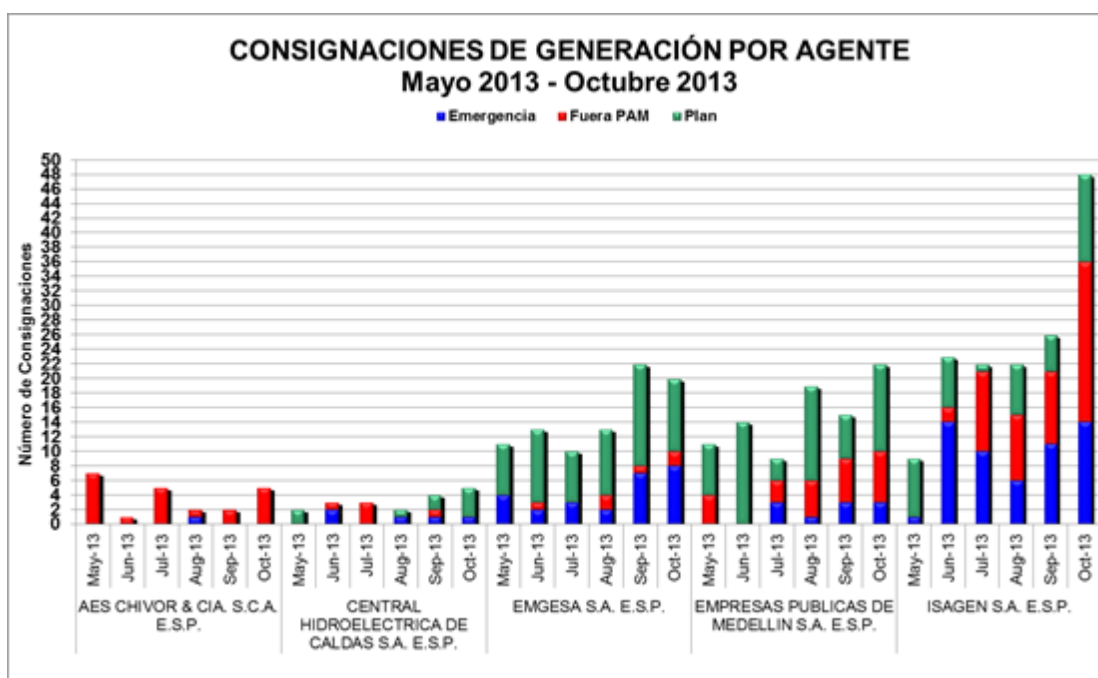


Gráfico No 29

En octubre el número de consignaciones totales de Isagen prácticamente se duplicó con relación a septiembre; además la mayoría de consignaciones se registraron fuera del plan de mantenimiento.

3.6.2 Consignaciones de Transmisión por Agente

El gráfico No 30 muestra el número de consignaciones de transmisión nacional y regional en los últimos seis meses, para los principales agentes del MEM.

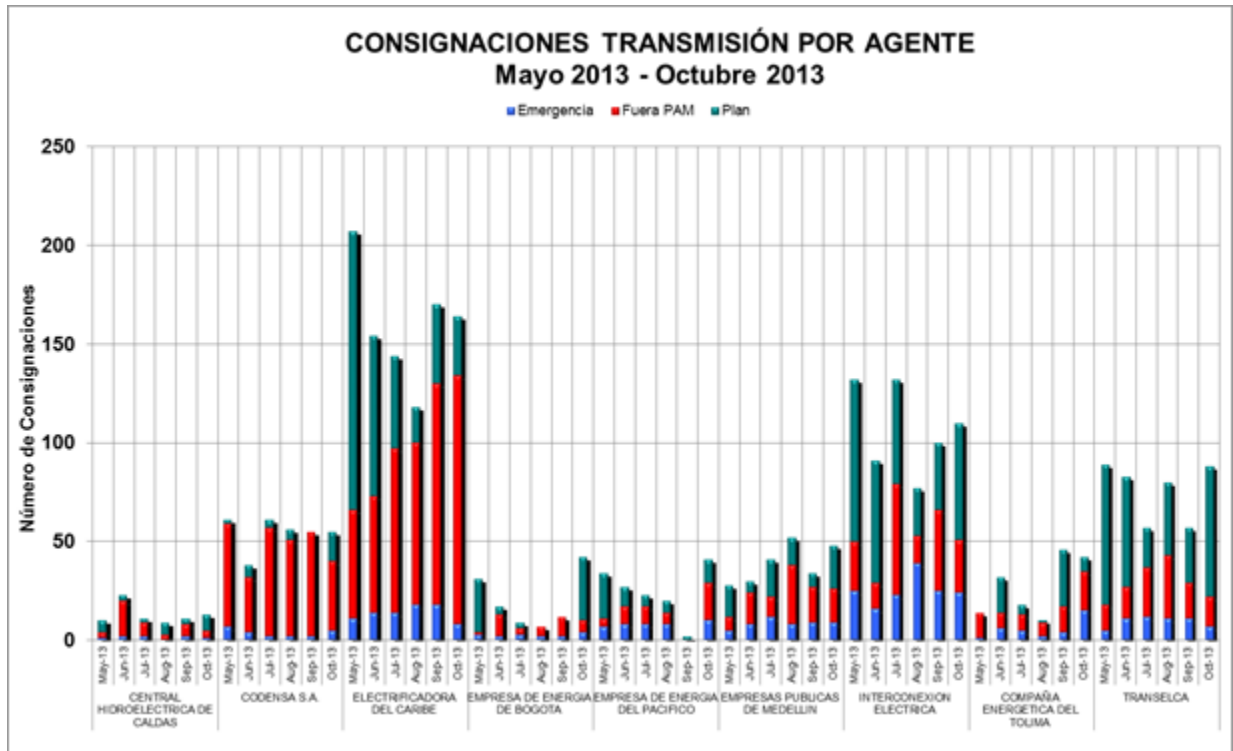


Gráfico No 30