

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 103 – 2015

PRIMEROS EFECTOS DEL NIÑO 2015 - 2016

Preparado por:

Argemiro Aguilar Díaz

Gabriel Sánchez Sierra

Bogotá, Noviembre 12 de 2015

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	PRIMEROS EFECTOS DEL NIÑO 2015-16.....	2
2.1	CONDICIONES HIDROLÓGICAS	3
2.1.1	<i>Aportes Hídricos.....</i>	<i>3</i>
2.1.2	<i>Reservas Hídricas.....</i>	<i>3</i>
2.2	CRECIMIENTO DE LA DEMANDA.....	4
2.3	REQUERIMIENTOS DE GENERACIÓN TÉRMICA FRENTE AL NIÑO 2015-16.....	5
2.4	SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE PARA LAS PLANTAS TÉRMICAS DURANTE EL NIÑO 2015-16.....	5
2.5	PRECIOS Y NIVEL DEL EMBALSE AGREGADO	6
2.5.1	<i>Precios de Oferta por Tipo de Generación.....</i>	<i>6</i>
2.5.2	<i>Embalse Agregado Mensual y Precio de Bolsa.....</i>	<i>7</i>
2.5.3	<i>Precios de Bolsa Promedio por Hora.....</i>	<i>8</i>
2.6	TEMAS CRÍTICOS DEL NIÑO 2015 -2016.....	9
2.6.1	<i>Participación de la Generación Hidráulica - Térmica.....</i>	<i>9</i>
2.6.2	<i>Restricciones del Abastecimiento y Precio del Gas Natural.....</i>	<i>10</i>
2.6.3	<i>Precio de Escasez</i>	<i>11</i>
2.6.4	<i>Disponibilidad de las Plantas Térmicas</i>	<i>13</i>
2.6.5	<i>Reconciliaciones Negativas</i>	<i>14</i>
2.6.6	<i>Proyecto de Modificación de las Subastas de OEF</i>	<i>15</i>
2.6.7	<i>ENFICC Incremental.....</i>	<i>16</i>
2.6.8	<i>Costo del AGC.....</i>	<i>17</i>
2.6.9	<i>Desviaciones de OEF.....</i>	<i>18</i>
2.6.10	<i>Comercializadoras Expuestos a Bolsa.....</i>	<i>19</i>
2.7	INTERVENCIÓN DEL MERCADO	20
2.7.1	<i>Limitación del Precio de Bolsa.....</i>	<i>20</i>
2.7.2	<i>Compensación Para Plantas Térmicas con Líquidos</i>	<i>21</i>
2.8	CARGO POR CONFIABILIDAD.....	22
2.9	REFLEXIONES.....	24

Resumen Ejecutivo

De acuerdo a la información meteorológica internacional, las anomalías de la temperatura de la superficie del mar ecuatorial se han incrementado, lo que evidencia el fortalecimiento del fenómeno del Niño 2015-2016. El IDEAM señala que aunque espera que a partir de marzo de 2016 el Niño empiece a debilitarse, su impacto sobre Colombia podrá extenderse algunos meses más.

Sin haber llegado aún a la estación de verano, los efectos del fenómeno del Niño 2015-2016, han generado consecuencias adversas para la operación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y sobre el Mercado de Energía Mayorista, las cuales además tienen relación con:

- La baja hidrología presentada en los 3 últimos años y en especial en los últimos meses y consecuentemente los bajos niveles de los embalses reportados hasta la fecha.
- La presencia del Niño además ha generado un crecimiento de la demanda eléctrica superior al esperado, ubicándose desde julio por encima del límite máximo del pronóstico de la UPME.
- De acuerdo con las simulaciones realizadas por XM, se requiere una contribución continua de generación térmica de 91 GWh/día hasta marzo de 2016, para asegurar el abastecimiento de la demanda, de los cuales 32 GWh/día generados con combustibles líquidos importados, contribución que no se ha venido cumpliendo estrictamente debido a indisponibilidad de algunas plantas y a la salida de Termocandelaria desde octubre 17.
- Desde mediados de septiembre, las ofertas promedio de las plantas hidráulicas presentan un aumento considerable que alcanzó los \$1.900/kWh en octubre y las ofertas promedio de generación con mezcla de combustibles y con combustibles líquidos superan el precio de escasez. También desde mediados de octubre, las ofertas diarias fueron limitadas al 75% del costo del primer escalón de racionamiento, equivalente a \$810/kWh.
- Los problemas logísticos y de suministro de combustibles líquidos, agravados por el incremento de la demanda de tales productos para abastecer la frontera con Venezuela y los altos costos de la generación con combustibles líquidos importados, que han generado problemas financieros en éstas plantas.

El balance oferta-demanda de gas natural muestra un déficit de gas natural para la generación térmica, mínimo de 310 GBTUD, producto del atraso de un año en la entrada en operación de la planta de regasificación, la falta de adaptación del gasoducto Ballena Barrancabermeja y la ampliación entre Cusiana y Vasconia, para

transportar gas del interior a los mercados de la Costa y las demoras en la expansión del gasoducto a Cartagena para conectar los campos de La Creciente y de los hallazgos recientes en Córdoba y Sucre.

Debido a la caída de los precios del petróleo, hoy en día las plantas térmicas del MEM que utilizan combustibles líquidos, tienen un costo variable muy superior al precio de escasez y consecuentemente deben generar a pérdida, porque deben asumir la diferencia entre el costo de su generación y el precio de escasez, para generar sus compromisos de Obligaciones de Energía Firme. Desde mediados de septiembre esta situación ha venido comprometiendo seriamente la viabilidad financiera de estas plantas, acumulando un costo por desviaciones de OEF que hasta noviembre 10, contabilizó 432.000 millones de pesos.

Las desviaciones de déficit de OEF que presentan unos generadores, han sido suplidas por generadores hidráulicos, con el agravante que esto implica desembalsamientos adicionales de las plantas hidráulicas, que reducen el embalse requerido para la estación de verano, incrementando las probabilidades de racionamiento. Además, el costo del déficit de OEFs acumulado por los generadores térmicos, que los tiene en situación financiera crítica, pasa a ser superávit de algunos generadores hidráulicos.

La CREG con el fin de contar con plantas nuevas de costos variables que permitan ofertar energía para contratos en el mediano y corto plazo, expidió la Resolución 109 de 2015, que presenta propuestas para la modificación de las reglas del Cargo por Confiabilidad, en lo referente a las asignaciones administradas y las asignaciones por subasta. Bajo estas condiciones algunas plantas existentes podrían perder total o parcialmente el cargo por confiabilidad, situación que aunque aún no está en firme alertó a las entidades financieras, restringiendo los préstamos requeridos por algunas plantas térmicas para la compra o importación de combustibles líquidos, así como para la presentación de garantías al MEM.

Al dispararse el precio de bolsa en los meses de septiembre y octubre de 2015, también se disparó el costo del servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, ya que éste se remunera a su precio de oferta y como mínimo al precio de bolsa. Naturalmente el aumento del costo del servicio de AGC afecta en forma indirecta el costo de la energía generada y bajo condiciones críticas (precio de bolsa superior al precio de escasez), el incremento de los precios del AGC tiene impacto importante en las plantas térmicas, puesto que deben adquirir el servicio al precio de bolsa, mientras les es remunerado a precio de escasez.

La presencia del Niño ha tenido por consecuencia que el precio de bolsa llegue a valores muy superiores al costo de la generación térmica y al del costo de racionamiento, sin que existan problemas de abastecimiento. Además, los generadores hidráulicos con sus precios de oferta permiten que los térmicos entren en el despacho; sin embargo, éstos últimos por razones operativas y de naturaleza financiera, no han participado en el despacho en las magnitudes requeridas del planeamiento operativo, lo cual implica un riesgo para la operación segura y confiable del SIN. Por esta razón la CREG intervino el mercado y definió un precio máximo de las ofertas para el despacho diario y el servicio de AGC, correspondiente al 75% del costo del primer escalón de racionamiento.

Las plantas térmicas del MEM que utilizan combustibles líquidos deben generar a pérdida y esta circunstancia está poniendo en riesgo el cubrimiento de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad y de no contar con la disponibilidad de energía para abastecer la demanda, razón por la cual la CREG expidió la Resolución 178 del 2015, que comprende una opción para plantas que operan con combustibles líquidos y tienen OEFs asignadas, para asegurar su operación durante la condición crítica.

La opción consiste en que los generadores que se acojan y cumplan con la generación durante el período crítico, recibirán el valor diario de la opción, igual a la diferencia, entre el costo de referencia (mínimo entre \$470,66/kWh y los costos variables asociados al costo de reconciliación, sin incluir los costos de arranque y parada) y el precio de escasez, multiplicada por la generación de la planta, menos los pagos que reciba la planta diferentes al precio de escasez y reconciliación. El costo mensual de la opción será dividido e incluido en partes iguales en la facturación de los treinta y seis (36) meses siguientes al mes de ejecución de la opción, como parte de las restricciones a facturar a los comercializadores (demanda).

Se puede constatar que el objetivo del cargo por confiabilidad, de incentivar las inversiones de nuevas plantas de generación para asegurar la expansión requerida del SIN, ha sido cumplido satisfactoriamente. El otro objetivo de asegurar la confiabilidad del sistema bajo condiciones críticas de hidrología, ha mostrado en tres oportunidades: a) Niño 2009-2010 b) periodo septiembre de 2012 - noviembre de 2013, c) lo transcurrido del Niño 2015-2016, respuestas no satisfactorias y en los casos a y c, han requerido intervenciones del mercado.

Para el CSMEM es muy preocupante que por diferentes razones, entre otras la indisponibilidad de Termocandelaria, no se esté cumpliendo la meta del planeamiento operativo de generar 91 GWh/día con plantas térmicas, lo cual deteriora el nivel de los embalses requerido para afrontar la estación del verano (enero-marzo) e incrementa las posibilidades de un racionamiento.

Con el fin de reducir las probabilidades de racionamiento, es de suma importancia conseguir abastecimiento de gas natural para las plantas termoeléctricas. En este sentido el CSMEM sugiere que el Ministerio de Minas y Energía y la SSPD analicen en detalle la posibilidad de que los cuatro grandes sectores consumidores del gas: industrial, residencial, vehicular y Ecopetrol, reduzcan su consumo alrededor del 20% y lo transfieran a las plantas termoeléctricas.

Los llamados de ahorro de energía que ha estado realizando el Ministerio de Energía y Minas a través de la UPME, no han tenido efecto en reducir la demanda, como se deduce del crecimiento porcentual de la demanda en octubre y lo corrido de noviembre. En este sentido el CSMEM considera que es necesario que la SSPD, en coordinación con la UPME, implementen medidas mandatorias tales como penalizar los consumos que se encuentren por encima del 90% del promedio mensual, en los sectores residencial e industrial, tanto en energía eléctrica, como en gas natural.

Es necesario que el Gobierno Nacional defina una política energética integral de largo plazo y especialmente defina una política clara para el gas natural, utilizando además los recursos energéticos con que cuenta el país. Dicha política debe asegurar que los proyectos planeados se construyan en los tiempos definidos, para no repetir las experiencias vividas.

1 Introducción

El presente informe analiza los primeros efectos del fenómeno del Niño 2015-2016, que han generado consecuencias adversas para la operación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y sobre el Mercado de Energía Mayorista, las cuales además tienen relación con la baja hidrología que se ha presentado y consecuentemente los bajos niveles de los embalses, el abastecimiento insuficiente de gas natural para las plantas termoeléctricas, el aumento del índice de crecimiento de la demanda eléctrica del SIN, la baja disponibilidad que han presentado las plantas en el despacho real, los problemas logísticos y de suministro de combustibles líquidos, los altos costos de la generación con combustibles líquidos importados que generan problemas financieros en éstas plantas, la caída de los precios del petróleo y consecuentemente del precio de escasez del MEM y otros aspectos críticos del Niño 2015-2016.

Por otra parte, se presentan los mecanismos de intervención del mercado que han sido implementados en el MEM con el fin de estabilizar la situación financiera del MEM y sobre todo asegurar el abastecimiento de la demanda en el próximo verano. También se realiza un análisis del comportamiento del cargo por confiabilidad, desde su implementación en el 2006.

2 Primeros Efectos del Niño 2015-16

De acuerdo a la información meteorológica internacional, las anomalías de la temperatura de la superficie del mar ecuatorial se han incrementado de 2 a 2,4 grados C, lo que evidencia el fortalecimiento del fenómeno del Niño.

Según los análisis del IRI¹, la mayoría de los modelos dinámicos y estadísticos predicen un ligero y posterior fortalecimiento de las condiciones del Niño hacia finales del otoño de 2015 (noviembre), que se prolongará bien entrada la primavera de 2016.

El IDEAM señala que aunque espera que a partir de marzo de 2016 el Niño empiece a debilitarse, su impacto sobre Colombia podrá extenderse algunos meses después, considerando las condiciones antecedentes de déficit hidrológico que vienen desde el 2014.

Sin haber llegado aún a la estación de verano, los efectos del fenómeno del Niño 2015-2016, han generado consecuencias adversas para la operación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y sobre el Mercado de Energía Mayorista, las cuales además tienen relación con:

- La baja hidrología que se ha presentado y consecuentemente los bajos niveles de los embalses reportados hasta la fecha;
- El abastecimiento insuficiente de gas natural para las plantas termoeléctricas;
- El aumento del índice de crecimiento de la demanda eléctrica del SIN.
- La baja disponibilidad que han presentado las plantas en el despacho real;
- Los problemas logísticos y de suministro de combustibles líquidos, agravados por el incremento de la demanda de tales productos para abastecer la frontera con Venezuela;
- Los altos costos de la generación con combustibles líquidos importados que generan problemas financieros en éstas plantas;
- La caída del precio del petróleo y consecuentemente del fuel-oil No 6 usado como referencia para determinar el precio de escasez del MEM;
- La indisponibilidad permanente de Termo Candelaria a partir del 17 de Octubre de 2015;
- Los efectos del proyecto de Resolución Creg 109 de 2015, que envía señales de cambios en la asignación del Cargo por Confiabilidad para las plantas

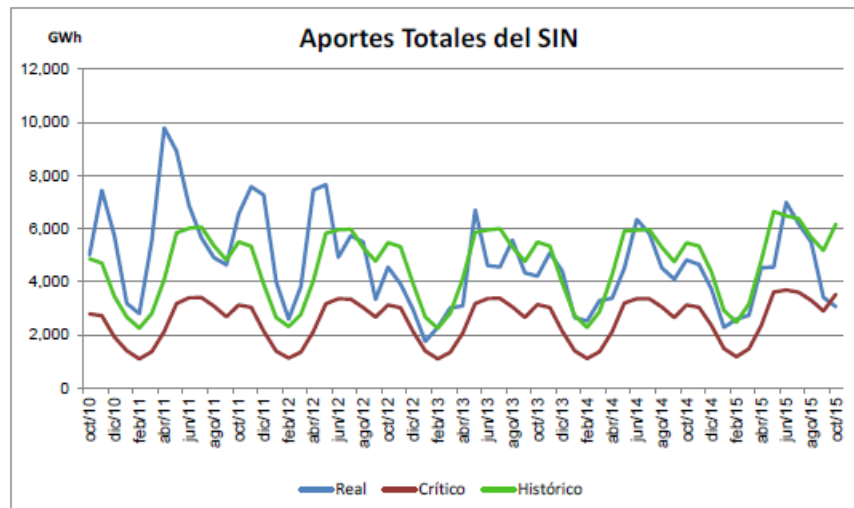
¹ International Research Institute for Climate and Society, Actualización de Octubre 15 de 2015.

térmicas que generan con combustibles líquidos, lo cual restringió los créditos bancarios a algunos de estos generadores.

2.1 Condiciones Hidrológicas

2.1.1 Aportes Hídricos

En los últimos 3 años los aportes hidrológicos agregados, asociados a los embalses de las plantas hidroeléctricas del SIN han sido deficitarios, situación que se ha agudizado en los últimos meses. En octubre los aportes promedio acumulados fueron 3.063 GWh correspondientes al 49,67% de la media histórica. Regionalmente los aportes en Oriente fueron 47,61% de la media, en Centro 37,63%, Antioquia 53,17% y Valle 53,61%².



Fuente: XM

Gráfico No 1 – Aportes Hídricos

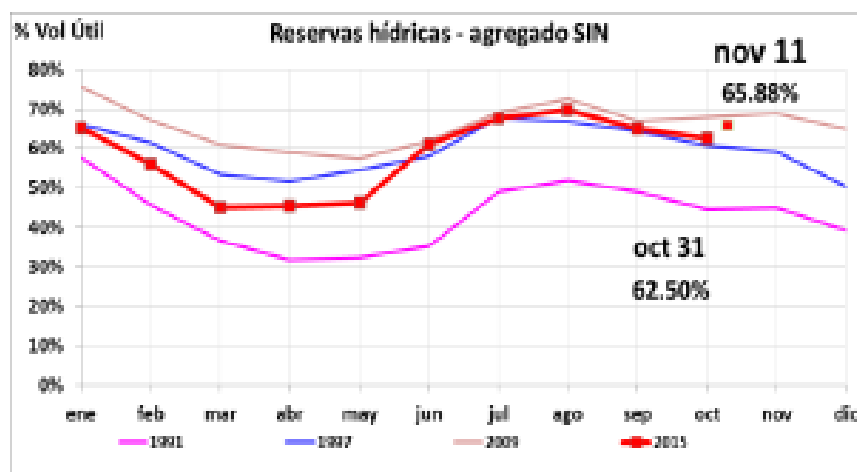
El gráfico No 1 presenta el comportamiento promedio histórico, crítico (con 95% de probabilidad de ser superado) y real de los aportes hídricos del SIN; se observa la hidrología del último Niño 2009-2010, la Niña 2010-2012 y como las hidrologías desde mediados del 2012 se ubican por debajo del promedio histórico.

2.1.2 Reservas Hídricas

En noviembre 11 de 2015 las reservas del embalse agregado finalizaron en 65,88%; el gráfico No 2 muestra comparativamente las reservas del embalse agregado en relación

² Informe CND dirigido a la Superintendencia de Servicios Públicos, Noviembre 6 de 2015.

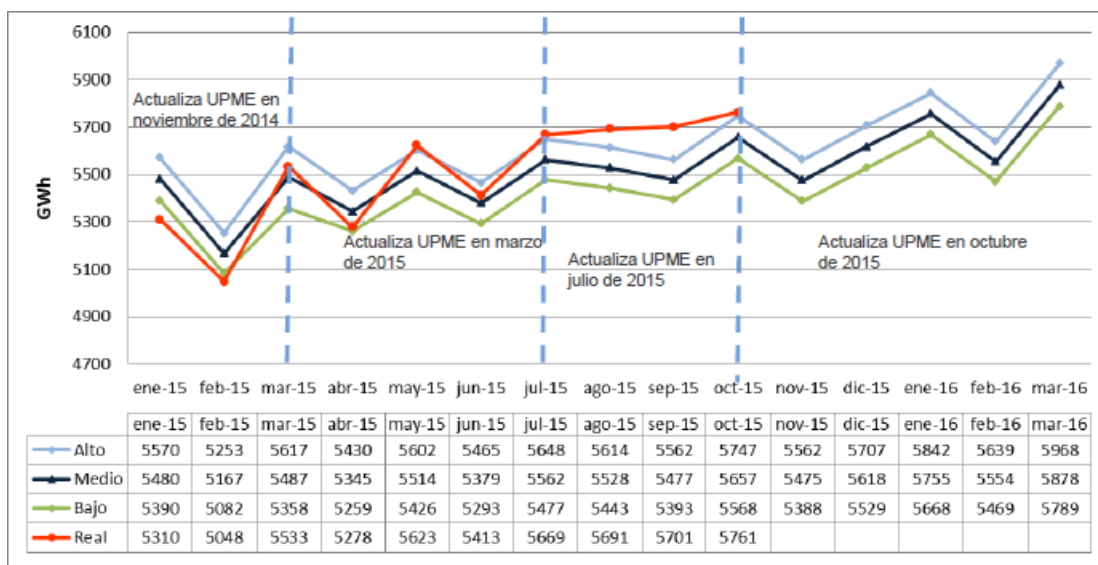
con los últimos Niños ocurridos. Como puede observarse el comportamiento de las reservas agregadas en el 2015 se asemeja al del Niño 1997 y de continuar esta tendencia, las reservas agregadas podrían terminar el año alrededor del 50%, situación que sería muy preocupante, debido a que para fin de año éstas deberían ubicarse en su valor máximo para afrontar el verano del 2016.



Fuente: XM

Gráfico No 2 – Reservas Hídricas

2.2 Crecimiento de la Demanda



Fuente XM

Gráfico No 3 – Crecimiento de la Demanda

La presencia del Niño ha generado un crecimiento de la demanda eléctrica superior al esperado, ubicándose desde julio por encima del límite máximo del pronóstico de la UPME, como se observa en el gráfico No 3. El crecimiento de la demanda de agosto fue 5% respecto al mismo mes del 2014, 6.7% para el mes de septiembre y 5.7% para octubre.

2.3 Requerimientos de Generación Térmica Frente al Niño 2015-16

Dada la condición actual energética del sistema y de acuerdo con las simulaciones realizadas por XM, se requiere una contribución continua de generación térmica de 91 GWh/día (gas 34 GWh/día, líquidos 32 GWh/día y carbón 25 GWh/día) hasta marzo de 2016³, para asegurar el abastecimiento de la demanda. Este nivel requerido de generación es consecuencia de la severidad del Niño, el bajo nivel de los embalses y también, debido a que la generación térmica en la operación real, ha sido inferior a la programada durante las últimas semanas. En resumen:

- Se requiere mantener los promedios de generación térmica indicados durante 28 semanas, los cuales son superiores a los máximos históricos registrados y para los cuales no existe evidencia operativa de la sostenibilidad continua de estos niveles.
- El SIN cuenta con los recursos de generación necesarios para afrontar una hidrología como la que se presentó en el Niño 1997-1998, siempre y cuando se disponga de al menos, la energía firme comprometida por parte de cada uno de los generadores del sistema entre los meses de octubre y marzo.
- Si persisten los niveles bajos de aportes hidrológicos durante el segundo trimestre de 2016, y/o desviaciones importantes del pronóstico de demanda, y/o desviaciones de generación térmica, se requeriría mayor generación térmica por un lapso de tiempo mayor.

2.4 Suministro de Combustible para las Plantas Térmicas durante el Niño 2015-16

Como fue indicado en el numeral anterior, de acuerdo a las simulaciones de XM, durante el periodo comprendido entre noviembre de 2015 y marzo de 2016 se requiere una generación térmica promedio con combustibles líquidos de 32 GWh/día. Esta generación corresponde al déficit de gas natural existente en el sistema térmico, que considerando un Heat Rate de 9,7 kBTU/kWh representa 310 GBTUD de déficit de gas natural.

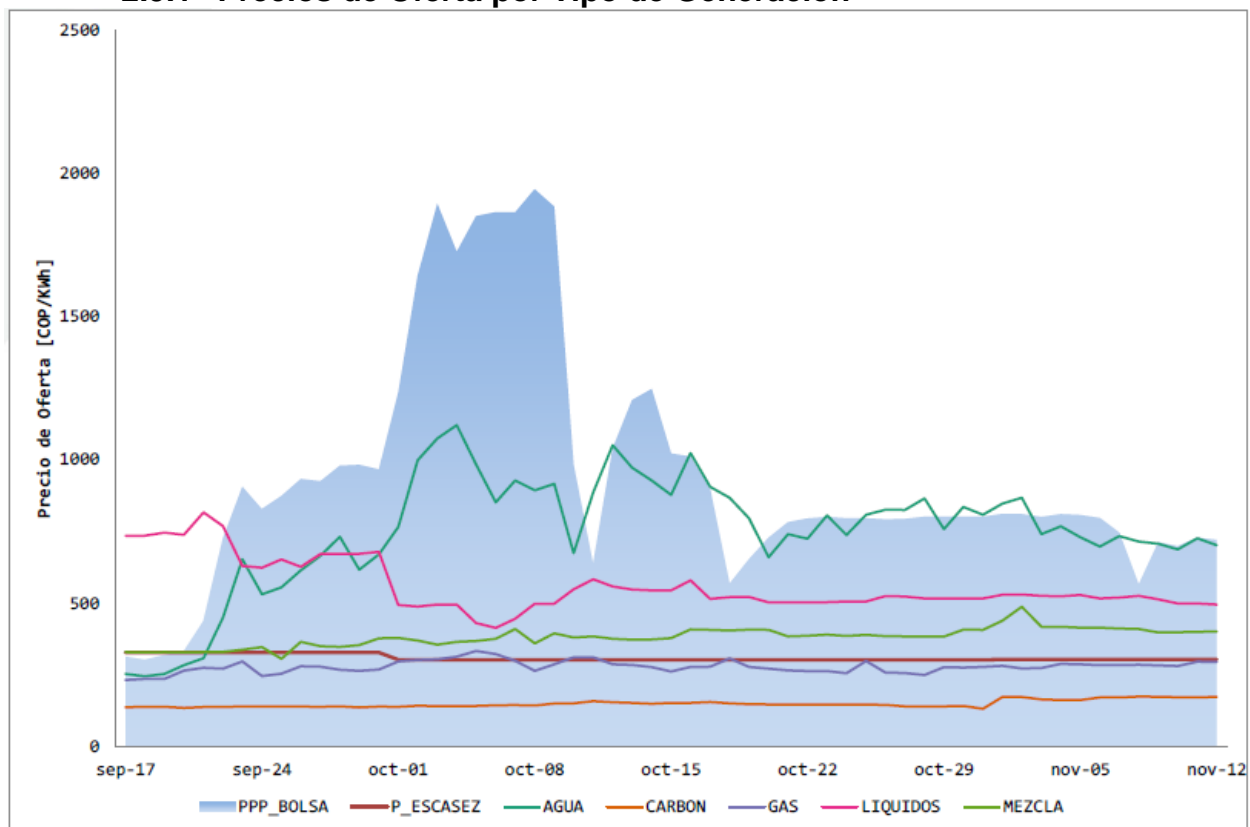
³ XM, Informe CND dirigido a la Superintendencia de Servicios Públicos, Noviembre de 2015.

Actualmente los requerimientos de combustibles líquidos para abastecer las plantas termoeléctricas, deben ser en su totalidad importados, ya que la producción de Ecopetrol está dedicada únicamente a abastecer la demanda interna, que no cubre dichas plantas, demanda que además se ha incrementado en forma importante por el consumo adicional de la zona fronteriza con Venezuela.

Además la infraestructura correspondiente a poliductos, puertos y almacenamientos está copada por la demanda interna y solo se dispone de algunos almacenamientos de menor capacidad en Buenaventura, propiedad de terceros. Isagen, EPM y Celsia han realizado inversiones importantes en la infraestructura requerida para abastecer sus plantas de combustibles líquidos.

2.5 Precios y Nivel del Embalse Agregado

2.5.1 Precios de Oferta por Tipo de Generación



Fuente: XM

Gráfico No 4

El gráfico No 4 presenta las ofertas promedio de los generadores por tipo de tecnología desde septiembre de 2015. Se observan las siguientes situaciones:

- Desde mediados de septiembre, las ofertas promedio de las plantas hidráulicas presentan un aumento considerable que llegó a superar los \$1.000/kWh en octubre, y consistentemente marcan el precio de bolsa, que alcanzó los \$1.900/kWh.
- Las ofertas promedio de generación con mezcla de combustibles y con combustibles líquidos superan el precio de escasez.
- El precio de las ofertas promedio con gas natural se ubica muy cerca del precio de escasez que está en \$303,47/kWh.
- Las ofertas de generación a base de carbón son consistentemente las más económicas.
- Desde mediados de octubre, las ofertas diarias por recurso de generación fueron limitadas al 75% del costo del primer escalón de racionamiento (CRO1) publicado por la UPME⁴. Como consecuencia el precio de bolsa está limitado a este valor máximo (\$810/kWh).

2.5.2 Embalse Agregado Mensual y Precio de Bolsa

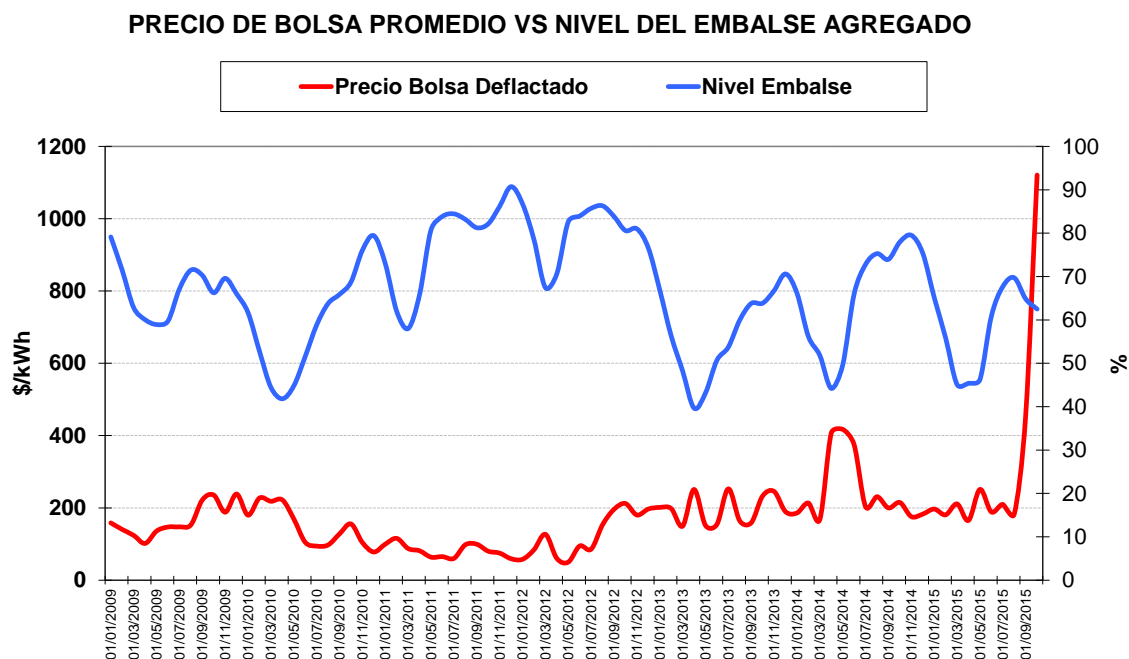


Gráfico No 5

⁴ Resolución CREG 172 de Octubre de 2015.

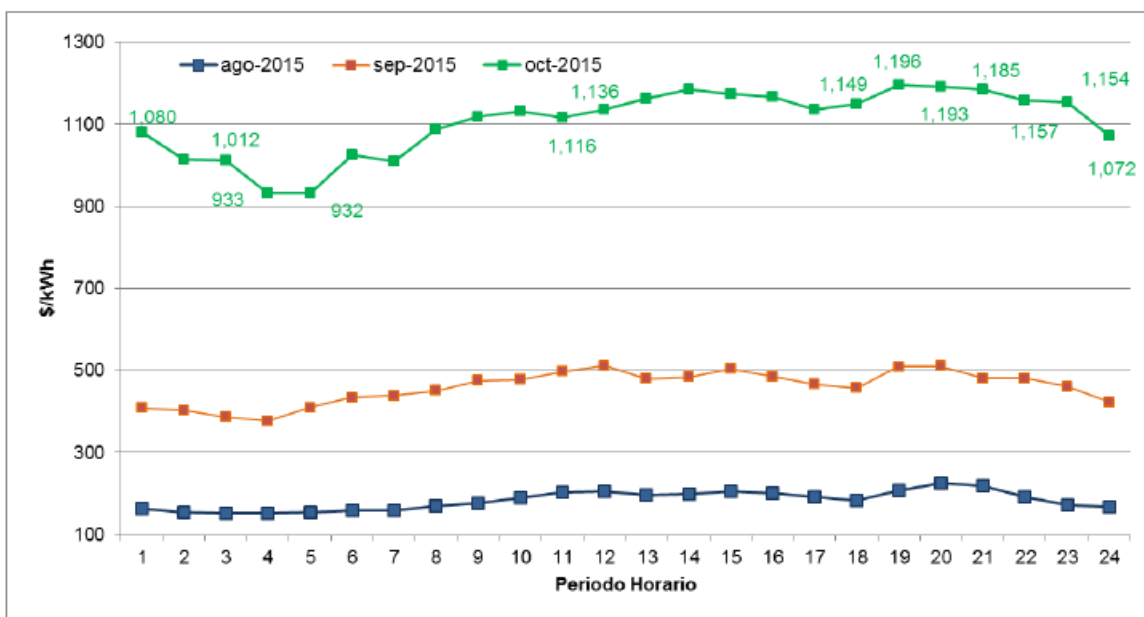
El gráfico No 5 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje desde el 2009.

Como puede observarse, desde el 2013 las reservas del embalse agregado al fin de las estaciones de verano terminaron con niveles similares a los del Niño 2009-2010; por otra parte, tampoco se han podido recuperar en forma plena al finalizar el ciclo de llenado.

Así mismo, los precios promedios mensuales de bolsa desde el 2013 han tenido niveles similares a los del Niño 2009-2010, destacándose los precios altos en los periodos marzo-junio de 2014 y a partir de septiembre de 2015.

2.5.3 Precios de Bolsa Promedio por Hora

El gráfico No 6 presenta el comportamiento de los precios de bolsa promedio por hora de los 3 últimos meses. Es claro que la variación del precio horario entre los periodos 8 a 24 es muy poca (incluye periodos 19 y 20); por el contrario, en los periodos 2 a 6 de baja demanda se aprecia una reducción del precio.



Fuente: XM

Gráfico No 6 – Precios de Bolsa Promedio Horarios

2.6 Temas Críticos del Niño 2015 -2016

2.6.1 Participación de la Generación Hidráulica - Térmica

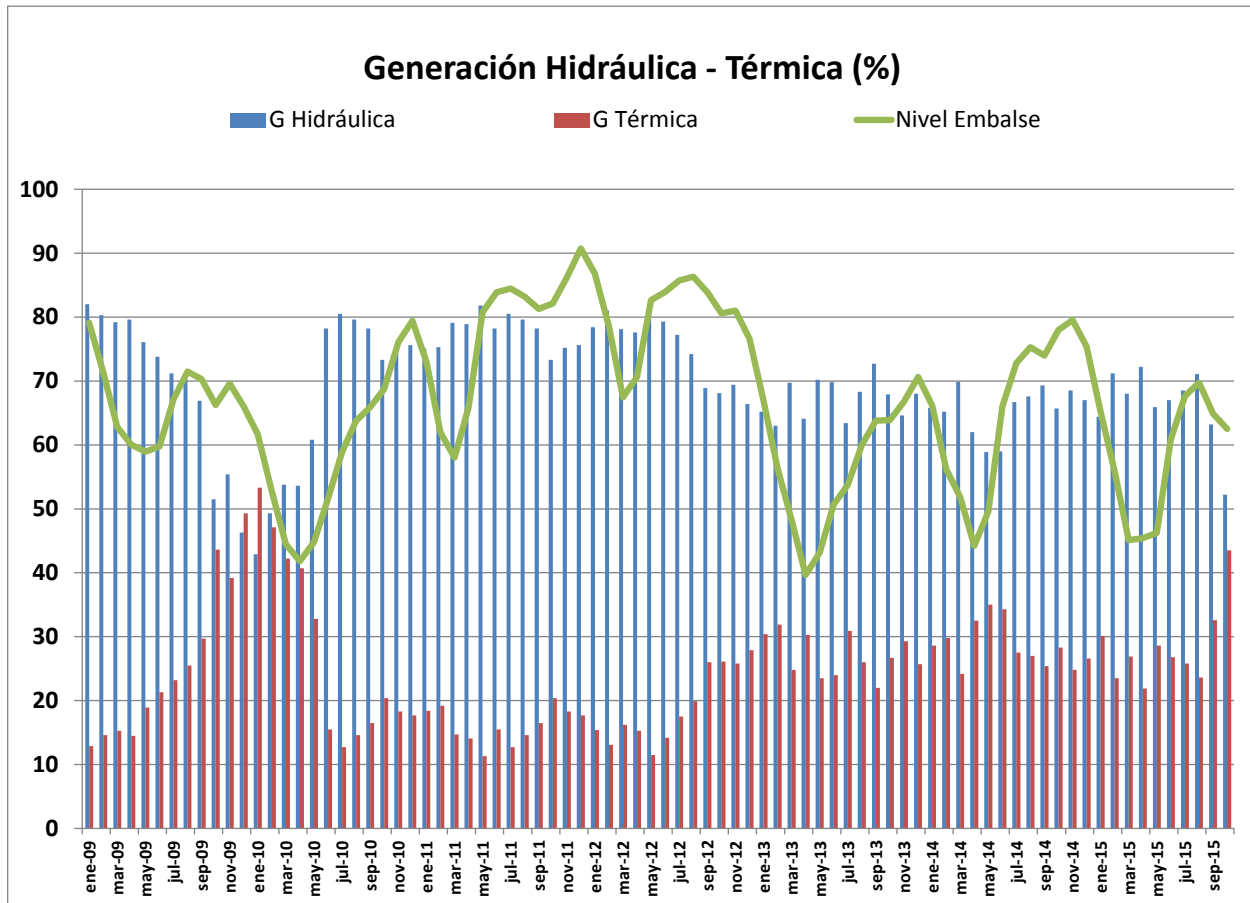


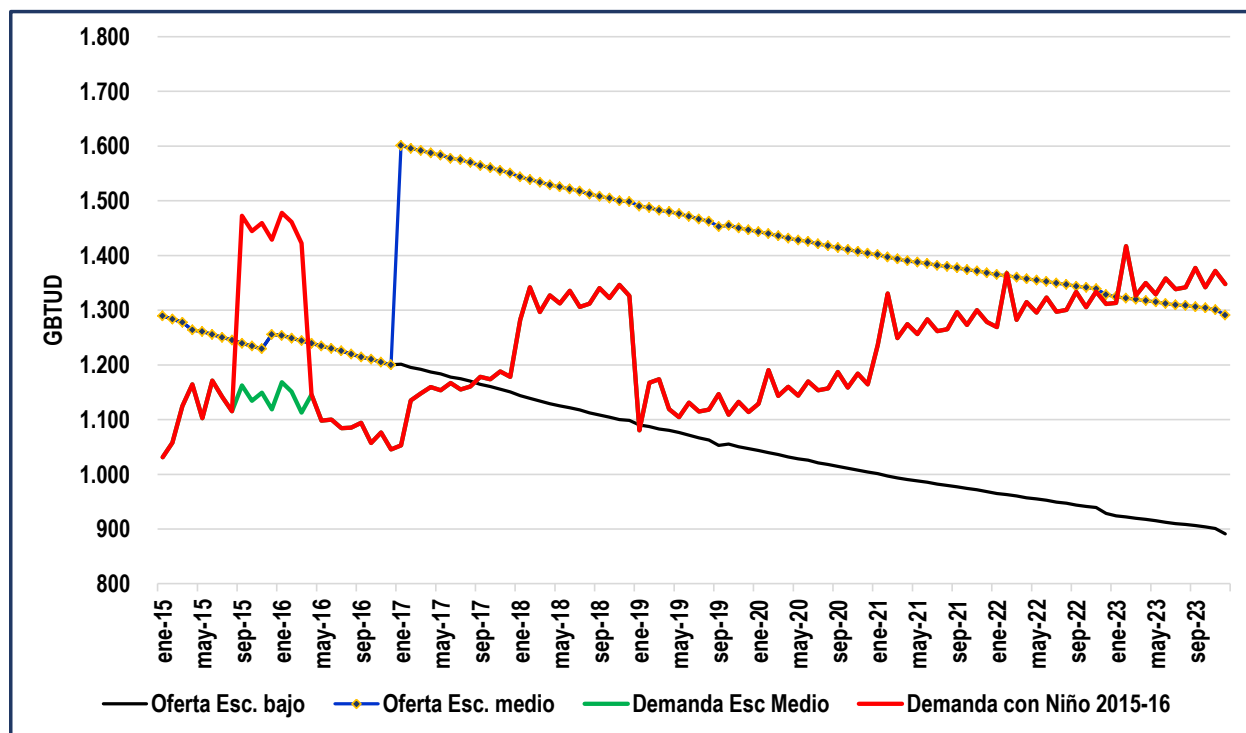
Gráfico No 7

El gráfico No 7 presenta la evolución de la generación hidráulica y térmica mensual en porcentaje (los porcentajes de plantas menores y de cogeneración no se muestran) y el nivel del embalse agregado al final del mes. En el año 2010 el porcentaje de la capacidad instalada de generación hidráulica era 62,3% y en octubre de 2015, 65,0%; mientras en el mismo periodo la térmica pasó de 32,3% a 30,1%.

Durante el 2013 y hasta septiembre de 2015 la participación de la generación hidráulica se mantuvo entre 59% y 73% y la térmica entre 22% y 34%. Sin embargo, los requerimientos actuales de 91 GWh/día, por lo menos hasta marzo de 2016, implican una participación térmica cercana al 50% continua.

No deja de ser paradójico que con un poco menos de capacidad instalada térmica, se requiera incrementar sustancialmente ésta a niveles no probados en el pasado y en forma continua durante mínimo 5 meses, representando esto un reto operacional para el SIN y para todos los generadores térmicos.

2.6.2 Restricciones del Abastecimiento y Precio del Gas Natural



Fuente: CSMEM con base en información de XM y la UPME

Gráfico No 8 – Balance Oferta Demanda de Gas

El gráfico No 8 presenta el balance oferta-demanda de gas natural con base en las proyecciones de la UPME⁵ y los resultados del cálculo indicativo del CSMEM que muestran un déficit de gas natural mínimo de 310 GBTUD. Desde el punto de vista de la oferta de gas, se utilizó el escenario medio, que adiciona a la declaración de producción, 400 MPCD que aportará la planta de regasificación de Cartagena a partir de enero de 2017. Para la demanda de gas, se consideró el escenario medio de la UPME.

Los factores que más han incidido en el déficit de gas natural actual incluyen;

⁵ UPME, “Balance de gas natural en Colombia 2015-2023”, Febrero de 2015

- El atraso de un año en la entrada en operación de la planta de regasificación lo cual presupone la entrega firme de 400 MPCD.
- La falta de adaptación del gasoducto Ballena Barrancabermeja y de ampliación entre Cusiana y Vasconia, para transportar gas del interior a los mercados de la costa.
- Las demoras en la expansión del gasoducto a Cartagena para conectar los campos de La Creciente y de los hallazgos recientes en Córdoba y Sucre.

En forma similar es de esperar que la nueva planta de Reficar a medida que vaya consolidando su producción, tomará en corto tiempo más gas del que está hoy disponible para el sector eléctrico, haciendo más crítica la situación.

Otro factor de incertidumbre lo constituyen las importaciones de gas natural de Venezuela (39 MPCD) a partir de enero de 2016, teniendo en cuenta las restricciones existentes en dicho país.

Los siguientes factores impactan el precio del gas natural:

- La normatividad existente prioriza el suministro a los sectores residencial, industrial y vehicular, dejando en último término a los generadores térmicos, lo que ha implicado que el gas para ellos es insuficiente y además sea el más costoso de todos.
- El mercado secundario permite que los distribuidores compren gas barato para venderlo más caro posteriormente a los generadores térmicos. En este sentido el precio del mercado secundario ha llegado a igualar el precio de los combustibles líquidos.
- La indexación de los precios de los contratos de gas natural aplicada desde diciembre de 2014 y la devaluación del peso colombiano, han incrementado los costos variables de la generación térmica.

2.6.3 Precio de Escasez

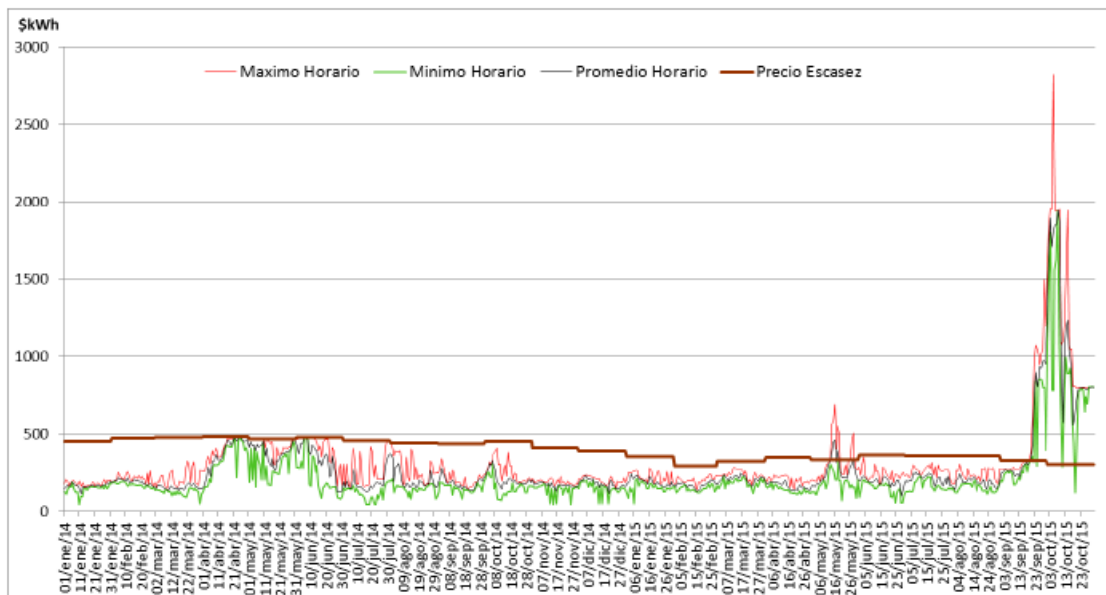
El precio de escasez es el valor definido por la CREG y actualizado mensualmente, que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía⁶. Este precio se definió como el costo variable de la planta más cara existente que era Termo Barranca que operaba con fuel oil No 6 y el precio de escasez está indexado con el precio de este combustible en New York Harbor.

⁶ Resolución CREG 071 de 2006.

Debido a la caída de los precios del petróleo y a que el uso del fuel oil No 6 es obsoleto y ha sido desplazado por el gas en Estados Unidos, su precio ha tenido una reducción superior respecto a otros combustibles, tal como el del diésel que utilizan las plantas térmicas en el MEM. De otra parte el costo del fuel oil No 6 es puesto en New York Harbor, mientras el diésel utilizado por los generadores es importado, incluye costos de transporte e impuestos en Colombia.

Bajo estas circunstancias hoy en día las plantas térmicas del MEM que utilizan combustibles líquidos tienen un costo variable muy superior al precio de escasez y consecuentemente deben generar a pérdida, porque deben asumir la diferencia entre el costo de su generación y el precio de escasez, al exigiérseles generar sus compromisos de Obligaciones de Energía Firme – OEF. Además cualquier planta que por alguna razón (mantenimiento, fallas, etc.) no genere su OEF, tiene que asumir la diferencia entre el precio de bolsa (que puede ser superior a su costo) y el precio de escasez.

Como se ilustra en el gráfico No 9, desde mediados de septiembre y hasta la fecha, el precio de bolsa ha venido superando el precio de escasez, comprometiendo seriamente la situación financiera de varias empresas generadoras, tal que el costo acumulado de las desviaciones por OEF hasta noviembre 10, contabilizó 432.000 millones de pesos.

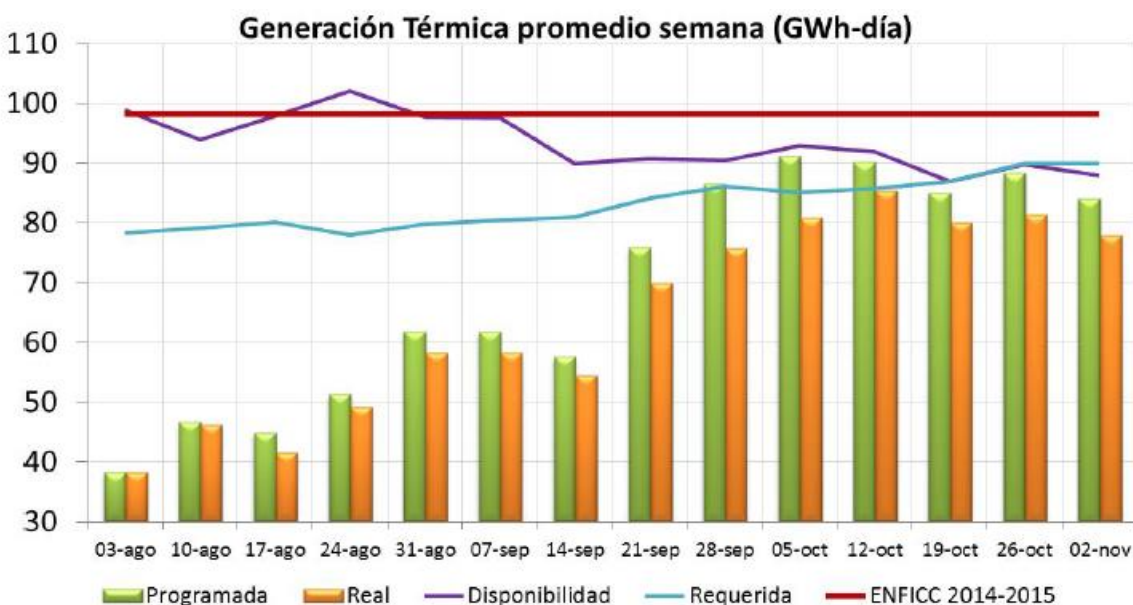


Fuente: XM

Gráfico No 9 – Precios de Bolsa Máximo y Mínimo Diario Vs Precio Escasez

El precio de bolsa horario máximo en octubre se presentó el día 5, en el periodo 9, con valor de \$2.821,71/kWh y el valor mínimo de \$116,68/kWh ocurrió el 19 de octubre en el periodo 4. Para el mes de octubre el precio de escasez fue \$302,43/kWh.

2.6.4 Disponibilidad de las Plantas Térmicas



Fuente: XM

Gráfico No 10 – Generación Térmica Promedio Semanal

El gráfico No 10 muestra el nivel de generación térmica promedio semanal; es claro que en forma permanente las cantidades de generación real han sido inferiores a las programadas, lo cual ocurre principalmente por indisponibilidad de las plantas o por su derrateo. Este desfase permanente de generación, como fue mencionado anteriormente, ha dado por resultado, el incremento de la generación térmica requerida a 91 GWh-día hasta marzo del 2016, con el fin de asegurar el suministro confiable de la demanda.

Para el CSMEM es preocupante que las dos unidades de Termo-Candelaria (OEF total 6,75 GWh-día), desde el 17 de octubre han sido declaradas indisponibles por razones de insuficiencia financiera y no contar con el combustible para generar, lo cual hace más crítica la situación para alcanzar el nivel de generación térmica requerido.

Además, las solicitudes de re-despacho de plantas térmicas e hidráulicas durante la operación de tiempo real, por indisponibilidad de unidades, debido a problemas de suministro de gas o bajo nivel de los embalses, conllevan⁷:

- Incumplimiento en la disponibilidad declarada.
- Pérdida de confiabilidad y seguridad eléctrica
- Des-optimización del despacho y sobrecostos operativos
- Riesgo de atención de la demanda ante eventos

La reducción de la disponibilidad ofertada por un generador, en muchos casos ocasiona una alteración crítica en el despacho de la generación, especialmente cuando existen circunstancias adversas como bajas hidrologías o pocos recursos disponibles de generación.

2.6.5 Reconciliaciones Negativas

Cuando los agentes generadores tienen una generación real menor a su generación ideal, presentan una reconciliación negativa debido a la diferencia entre la generación real y la ideal, por lo cual deben devolver esta diferencia por el precio de reconciliación negativa, dado que toda su generación ideal fue remunerada a precio de bolsa.

La Resolución CREG 121 de 2010 estableció que el precio de reconciliación negativa es igual al máximo precio ofertado para la demanda total doméstica. Así, cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez, el precio de reconciliación negativa supera al de escasez.

El CSMEM realizó un análisis del cargo por confiabilidad, el precio de escasez y el comportamiento de las ofertas de precio⁸, encontrando que desde el 2006 que se creó el cargo, solo existían dos periodos significativos en los cuales el precio de bolsa superó el precio de escasez.

- Entre octubre de 2009 y junio de 2010, coincidente con el fenómeno del Niño 2009-2010,
- Entre abril y junio de 2014, marcado por un nivel del embalse agregado del SIN relativamente bajo, con una expectativa muy alta de la ocurrencia de un Niño a partir del segundo semestre del 2014.

⁷ Informe No 89 del CSMEM, “Análisis de la generación de seguridad en el MEM durante el 2013”, Abril 24 de 2014.

⁸ Informe No 92 del CSMEM, “Cargo por confiabilidad, precio de escasez y comportamiento de las ofertas de precio”, Julio 24 de 2014.

La superación del precio de escasez solo ocurrió en 36 días, 18 por cada periodo, en un número total de 179 horas (en promedio 5 horas/día), la mayor excedencia del precio de escasez alcanzó un valor de \$11/kWh equivalentes al 3.5% del precio de escasez, la siguiente fue de \$6/kWh y dichos márgenes fueron decreciendo a valores inferiores a \$1/kWh correspondiente al 0,2% del precio de escasez.

Posterior al análisis del CSMEM, en mayo de 2015 nuevamente en 5 días ocurrieron precios de bolsa superiores al precio de escasez, como se observa en el gráfico No 9, los cuales son de mayores márgenes de excedencia, pero que en términos generales, no tienen comparación con los que vienen ocurriendo a partir de septiembre de 2015, que suceden en forma constante (todos los días y para casi las 24 horas) y con magnitudes de excedencia muy superiores. En octubre el máximo precio de bolsa superó en 833% el precio de escasez y en promedio para todas las horas lo superó en 266%.

El nuevo comportamiento del precio de bolsa debido al efecto del Niño 2015-2016 dejó al descubierto una falencia de la Resolución CREG 121 de 2010, pues bajo condición de precio de bolsa superior al de escasez, a los agentes generadores con reconciliaciones negativas se les remuneraba la generación ideal a precio de escasez⁹ y debían devolver la diferencia entre la generación ideal y real a precio de bolsa. Esta situación originó la expedición de la Resolución CREG 159 de 2015 que estableció el precio de reconciliación negativa igual al mínimo entre el precio de bolsa y el precio de escasez, resolución que tampoco consideraba todos los posibles casos de liquidación para calcular el precio de reconciliación negativa (generaciones para transacciones internacionales) y debió ser corregida con la Resolución CREG 168 de 2015.

El periodo en el cual se aplicó la Resolución 159 de 2015, octubre 6 al 14 de 2015, originó sobrecostos para la demanda que incrementaron los costos unitarios de restricciones en dicho periodo.

2.6.6 Proyecto de Modificación de las Subastas de OEF

La CREG con el fin de contar con plantas nuevas de costos variables que permitan ofertar energía para contratos en el mediano y corto plazo, expidió la Resolución 109 de 2015, que presenta propuestas para la modificación de las reglas del Cargo por Confiabilidad en lo referente a las asignaciones administradas y las asignaciones por

⁹ Resolución CREG 071 de 2006.

subasta. Referente a las reglas de asignación administrada presenta dos alternativas de modificación:

- Un esquema de asignación por precios ofertados, según la relación entre el precio de oferta promedio anual PO y el precio de escasez promedio anual PE. Se asigna la demanda remanente a prorrata entre las plantas de generación que tengan un promedio de precios ofertados menor o igual al precio de escasez. La demanda remanente que falte por asignar, se asigna a prorrata entre las plantas de generación que tengan un promedio de precios ofertados superior al promedio del precio de escasez. Una planta con $PO > PE$ se pueden comprometer a mejorar su clasificación a planta con $PO < PE$; si no cumple pasa a la asignación original.
- Un esquema de subastas anuales donde participan plantas nuevas, especiales, existentes con obras y existentes. Cuando solamente hay plantas existentes se hace la subasta con éstas. Además, permite la participación voluntaria de la energía remanente de plantas GPPS (generación con periodos de planeación superiores a los de la subasta) en las subastas anuales, dándoles el tratamiento de plantas existentes.

Bajo estas condiciones algunas plantas existentes podrían perder total o parcialmente el cargo por confiabilidad, situación que aunque aún no está en firme (bajo discusión y en etapa de comentarios), alertó a las entidades financieras, restringiendo los préstamos requeridos por algunas plantas térmicas para la compra o importación de combustibles líquidos, así como para la presentación de garantías al MEM.

2.6.7 ENFICC Incremental

La Energía Firme del Cargo por Confiabilidad – ENFICC se estima a partir de las series hidrológicas asociadas a cada planta hidráulica, siendo la ENFICC Base la energía firme que puede generar una planta con una probabilidad del 100% de ser superada.

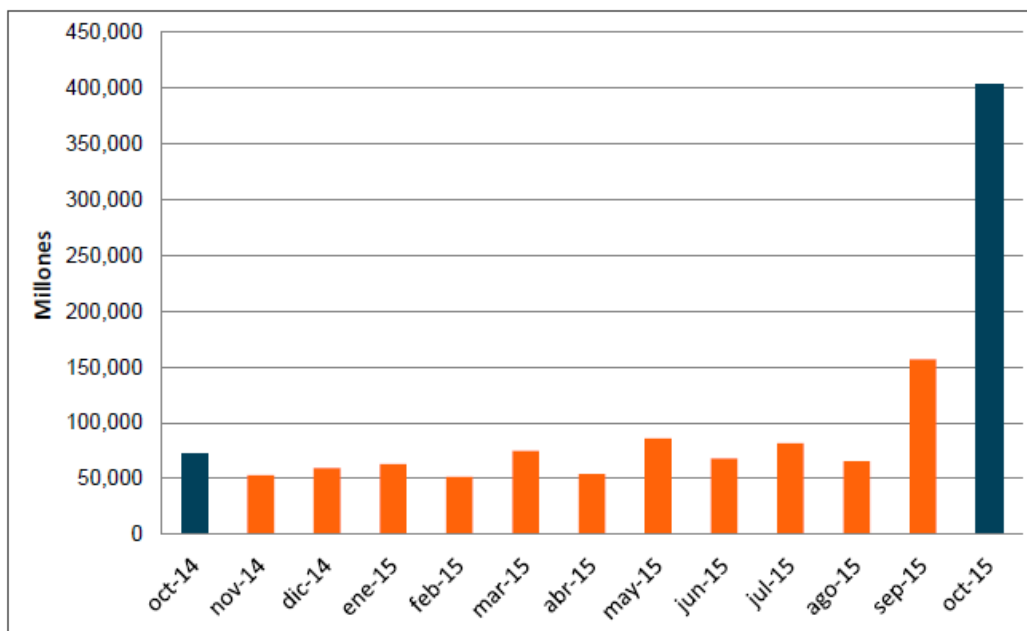
Los agentes pueden tener asignaciones de Obligaciones de Energía Firme – OEF, por encima de la ENFICC Base (en el rango 100% - 95% de probabilidad de ser superada), para lo cual deben presentar garantía financiera por la ENFICC incremental.

Cuando el nivel del embalse asociado a la planta, resulte inferior al nivel necesario para generar la ENFICC Probabilística, en tres días consecutivos, durante Condiciones Críticas (precio de bolsa superior al precio de escasez), dentro del período de vigencia de la obligación, se materializa el evento de incumplimiento.

A la fecha, dada la severidad del fenómeno del Niño, 4 plantas hidráulicas han materializado el incumplimiento de la ENFICC incremental. Sin embargo, para hacer efectivas las garantías correspondientes, se debe esperar 5 meses después que haya salido la versión oficial (TXF) de los precios, ya que en este lapso de tiempo pueden resultar ajustes posibles de precios.

2.6.8 Costo del AGC

El gráfico No 11 muestra el costo mensual del servicio de regulación secundaria de frecuencia – AGC, durante los últimos 12 meses. Como se observa, al dispararse el precio de bolsa en los meses de septiembre y octubre de 2015, también se disparó el costo de este servicio suplementario ya que éste se remunera a su precio de oferta y como mínimo al precio de bolsa.



Fuente: XM

Gráfico No 11 – Costo Mensual del AGC

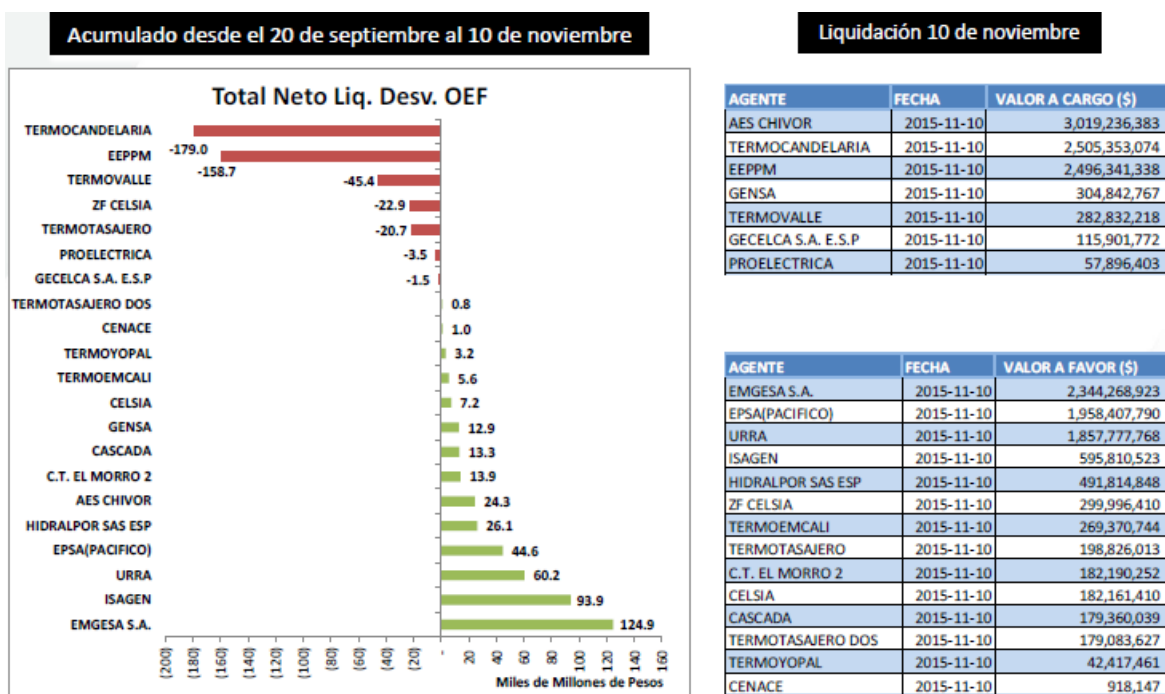
Naturalmente el aumento del costo del servicio de AGC afecta en forma indirecta el costo la energía generada, puesto que constituye parte del precio piso que deben tener en cuenta los generadores en sus precios de oferta a la bolsa.

Sin embargo, bajo condiciones críticas (precio de bolsa superior al precio de escasez), el incremento de los precios del AGC tiene impacto importante en las plantas térmicas,

puesto que ellas no prestan este servicio y entonces su participación contractual debe ser adquirida como mínimo al precio de bolsa, presentándose un diferencial negativo en el caso de las plantas que son remuneradas a precio de escasez.

2.6.9 Desviaciones de OEF

El gráfico No 12 presenta el balance acumulado neto del 20 de septiembre al 10 de noviembre, de los pagos por desviaciones de Obligaciones de Energía Firme – OEF incurridos por los agentes generadores, así como la liquidación particular para el día 10 de noviembre. El mayor déficit acumulado ocurre en Termocandelaria (planta declarada indisponible y por tanto incumpliendo con la totalidad de OEFs), el cual alcanza la suma de 179.000 millones de pesos.



Fuente: XM

Gráfico No 12 – Liquidación de Desviaciones de OEF

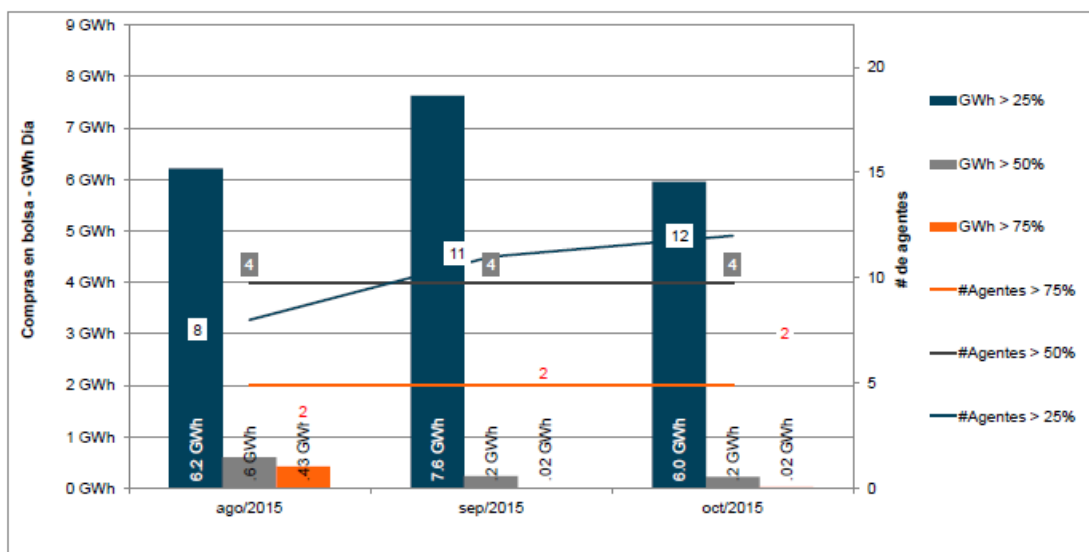
En el gráfico se observa que los generadores que acumulan el mayor déficit son generadores térmicos generando con combustibles líquidos, aunque también podría incluir generadores hidráulicos o térmicos indisponibles por mantenimientos. De otra parte, las desviaciones de déficit de OEF que presentan unos generadores, han sido suplidas por generadores hidráulicos, con el agravante que esto implica desembalsamientos adicionales de las plantas hidráulicas que reducen el embalse

requerido para la estación de verano, incrementando las probabilidades de racionamiento.

En resumen el déficit financiero de OEFs acumulado de los generadores térmicos que los tiene en situación financiera crítica, pasa a ser superávit de algunos generadores hidráulicos.

2.6.10 Comercializadoras Expuestos a Bolsa

El gráfico No 13 muestra los comercializadores expuestos a bolsa; en octubre, 12 comercializadores del MEM estuvieron expuestos a bolsa en más del 25%, lo que representó 60 GWh diarios de compras en bolsa; esta cifra corresponde aproximadamente al 30% de la demanda del SIN, a la cual se trasladarán directamente los costos de bolsa limitados por el precio de escasez. Este comportamiento sólo es compatible en un mercado de vendedores que maximizan sus utilidades reduciendo la cobertura de los contratos cuando el precio de bolsa es más alto. Si los compradores tuvieran una oferta suficiente, buscarían aumentar las compras con contratos precisamente durante períodos de bajas hidrologías.



Fuente: XM

Gráfico No 13 – Comercializadores Expuestos a Bolsa

Una cobertura elevada de contratos es conveniente para el mercado; en primer lugar, la menor exposición a bolsa reduce la volatilidad en el precio final para los usuarios y disminuye los incentivos de ejercer el poder de mercado que ostentan algunos

generadores; por otro lado, la mayor contratación reduce la incertidumbre asociada con la capacidad de atender al mercado.

Los comercializadores con una alta exposición al precio de bolsa, es decir un nivel de contratación bajo, en algunos casos no solamente ponen en riesgo la viabilidad financiera de tales comercializadores, sino que además afectan directamente a sus usuarios, al trasladarles sus precios de compra en bolsa a las tarifas. Además, en el caso en que el comercializador entre en un proceso de quiebra, todas las pérdidas incurridas por causa de su incumplimiento financiero serían asumidas por el MEM¹⁰.

Con la elevación de los precios de bolsa que se genera por la ocurrencia de hidrologías bajas y la utilización de combustibles costosos, algunos comercializadores enfrentan dificultades crediticias y situaciones de riesgo financiero, por no haber contratado su demanda o utilizado elementos de cobertura financiera. En particular aquellos comercializadores que en su momento no tomaron las previsiones del caso, o dadas las condiciones del mercado no pudieron comprar.

2.7 Intervención del Mercado

2.7.1 Limitación del Precio de Bolsa

La presencia del Niño ha tenido por consecuencia que el precio de bolsa llegue a valores muy superiores al costo de la generación térmica y al del costo de racionamiento, sin que existan problemas de abastecimiento. Además, los generadores hidráulicos con sus precios de oferta permiten que los térmicos entren en el despacho; sin embargo, éstos últimos por razones operativas y de naturaleza financiera no han participado en el despacho en las magnitudes requeridas del planeamiento operativo, lo cual implica un riesgo para la operación segura y confiable del SIN.

Por la razón mencionada, la CREG expidió la Resolución 172 de 2015, mediante la cual define un precio máximo de las ofertas para el despacho diario y el servicio de AGC, correspondiente al 75% del costo del primer escalón de racionamiento (CRO1) publicado por la UPME, truncado a cero decimales.

Para las plantas térmicas con ofertas superiores al precio límite, éstas se modifican al precio límite y no se consideran sus costos de arranque-parada.

¹⁰ Informe No 93 del CSMEM, “Mercado Mayorista de Energía. Aspectos relevantes del Niño 2014-2015”, Agosto 24 de 2014.

Para las plantas térmicas cuya costo de arranque-parada (\$/MW) dividido por 24, más el valor de la oferta sea mayor al precio límite, la oferta se acota a un valor igual al precio límite menos el costo de arranque-parada (\$/MW) dividido este por 12. El costo de arranque para el despacho será el que haya ofertado el agente de acuerdo con la regulación

La limitación al precio máximo a las ofertas de precios diarios para el despacho de generación en el MEM, persigue controlar distorsiones en el precio de bolsa que afecten a los agentes expuestos al mercado de corto plazo y a las restricciones que paga la demanda, así como el mercado de AGC.

2.7.2 Compensación para Plantas Térmicas con Líquidos

Como ha sido analizado anteriormente, bajo las circunstancias actuales las plantas térmicas del MEM que utilizan combustibles líquidos tienen un costo variable muy superior al precio de escasez y consecuentemente deben generar a pérdida, porque deben asumir la diferencia entre el costo de su generación y el precio de escasez, al exigírseles generar sus compromisos de Obligaciones de Energía Firme – OEF.

Estas circunstancias están poniendo en riesgo el cubrimiento de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad y de no contar con la disponibilidad de energía para abastecer la demanda, razón por la cual la CREG expidió la Resolución 178 del 2015, que comprende una opción para plantas que operan con combustibles líquidos y tienen OEFs asignadas, para asegurar su operación durante la condición crítica.

La opción consiste en que los generadores que quieran acogerse y a cumplir con la generación durante el período crítico, según las necesidades del sistema, deberán manifestarlo por escrito. La plantas que se acojan recibirán el valor diario de la opción – VDO; para una planta térmica que opere con combustible líquido, será igual a la diferencia, siempre que sea estrictamente positiva, entre el costo de referencia (mínimo entre \$470,66/kWh y los costos variables asociados al costo de reconciliación¹¹ sin incluir los costos de arranque y parada) y el precio de escasez, multiplicada por la generación de la planta, menos los pagos que reciba la planta diferentes al precio de escasez y reconciliación en el día de operación.

¹¹ Resolución CREG 034 de 2001.

El costo mensual de la opción – VDO será dividido e incluido en partes iguales en la facturación de los treinta y seis (36) meses siguientes al mes ejecución de la opción, como un mayor valor de las restricciones a facturar a los comercializadores (demanda).

El traslado mensual del dinero de la opción a los agentes generadores que representan la planta térmica que opera con combustible líquido, para cada uno de los 36 meses, se realizará a prorrata del valor de la opción obtenida en el mes que éstos fueron causados.

En síntesis, parte de las pérdidas económicas que están teniendo los generadores térmicos con combustibles líquidos para generar sus OEFs, son trasladadas a demanda, tal que el valor mensual de la opción se pagará en los siguientes 36 meses.

2.8 Cargo por Confiabilidad

El Cargo por Confiabilidad es el mecanismo exógeno a la formación del precio que persigue reconocer las inversiones en generación requeridas para incentivar la expansión y asegurar la confiabilidad del sistema bajo condiciones críticas de hidrología y compensar los precios bajos que ocurren en los períodos de invierno.

Un análisis del cargo por confiabilidad desde su implementación en el 2006, indica que el primer objetivo de incentivar las inversiones de nuevas plantas de generación para asegurar la expansión requerida del SIN, ha sido efectivo, se ha cumplido y ha permitido con dos subastas de reloj descendente y sobre cerrado, a la fecha ingrese al sistema una energía firme total de 8.388 GWh-año, con capacidad instalada de 2.054 MW, no obstante el retraso para la entrada en operación que han presentado algunos de estos proyectos y la cancelación de los proyectos Porce 4, Miel 2, Termocol y Porvenir, los cuales han sido absorbidos por la dinámica que proveen las subastas y por el por margen de reserva que requiere el sistema .

El segundo objetivo del cargo de asegurar la confiabilidad del sistema bajo condiciones críticas de hidrología, ha mostrado dos fases diferentes y opuestas, a saber:

- Durante el Niño 2009-2010¹² y en el periodo septiembre de 2012 - noviembre de 2013, caracterizado por bajos aportes hidrológicos, muy bajos niveles del embalse agregado y la expectativa del Niño 2014-2015¹³. En los dos casos, se presentó persistencia del parque hidráulico en fijar los precios de bolsa, tal que

¹² Informe No 44 del CSMEM, “Análisis del Cargo por Confiabilidad ante una Hidrología Crítica y Restricciones en el Mercado de Gas”, Noviembre 30 de 2009.

¹³ Op cit 8.

el precio de escasez y las obligaciones futuras de energía firme de los agentes, no fueron suficientes para auto regular el comportamiento de los generadores, en el sentido de ahorrar agua para el verano.

El precio de escasez actuó como techo de los precios de oferta de los agentes hidráulicos, impidiendo que entraran en merito generadores térmicos con combustibles costosos, o plantas de baja eficiencia, forzando de esta forma a desembalsar más reservas de agua, ante las perspectivas de baja hidrología. Como consecuencia el precio de bolsa se eleva pero no reduce la generación hidráulica, generando un equilibrio perverso de mayores costos asumidos por la demanda, pero sin los beneficios de reducir las probabilidades de un racionamiento futuro.

Ante un nivel de contratación importante de los generadores, la estrategia de mantener el despacho de las plantas hidráulicas aún con bajos niveles de embalse, les permite a estas plantas honrar los contratos bilaterales con generación propia, en lugar de tener que comprarla en bolsa a precios superiores a los pactados en los contratos, lo que ocasiona un diferencial negativo.

- Durante lo que ha transcurrido del Niño 2015-2016, antecedido por 3 años de aportes hidrológicos deficitarios, bajos niveles del embalse agregado, déficit de gas natural para las plantas térmicas, precios de bolsa demasiado elevados y precio de escasez bajo, nuevamente se ha presentado persistencia del parque hidráulico en fijar los precios de bolsa, pero esta vez con precios de oferta que de lejos sobrepasan el de escasez, permitiendo que los térmicos entren en el despacho; sin embargo la generación térmica por razones operativas y de naturaleza financiera no ha logrado generar totalmente las magnitudes requeridas que permitan el ahorro de agua para el verano.

Como consecuencia, el precio de bolsa se ha disparado reduciendo la generación hidráulica, induciendo un peligroso desequilibrio financiero en algunos generadores térmicos que se transfiere como superávit a algunos generadores hidráulicos, y presentando mayores costos asumidos por la demanda, sin el beneficio de eliminar la probabilidad de un racionamiento futuro.

Lo anterior demuestra que la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez, es demasiado importante y sensible para el adecuado funcionamiento del cargo por confiabilidad. Al ser baja, no es suficiente para que los generadores

“cortos” comprenden contratos de respaldo de energía al comienzo del Niño, disminuyendo la probabilidad de racionamiento; por el contrario al ser demasiado alta, produce un desequilibrio financiero en el mercado, sin disminuir suficientemente la probabilidad de racionamiento; en ambos casos impactando total o parcialmente el costo para la demanda.

Por otra parte al aumentar el precio de escasez, se genera un desequilibrio en contra del mercado, porque reduce la posibilidad de activar las obligaciones de energía firme y también reduce el costo asociado cada vez que se active el mecanismo, sin reducir la remuneración que reciben las plantas por cargo de confiabilidad. Así mismo, el aumento del precio de escasez se traslada automáticamente al costo de la demanda.

Finalmente, el cargo por confiabilidad es un instrumento derivado financiero del MEM, que implica el pago de una prima a lo largo del tiempo, para que cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez, se activen las Obligaciones de Energía Firme de los generadores y el precio a la demanda se fije en el de escasez (ejercicio de la opción). Así mismo, la activación de las OEFs no corresponde a una entrega física de las energías firmes, sino a la transacción financiera de tales obligaciones, de tal forma que quien no haya generado sus OEF las deberá comprar en la bolsa.

2.9 Reflexiones

- Para el CSMEM es muy preocupante que por diferentes razones, entre otras la indisponibilidad de Termocandelaria, no se esté cumpliendo la meta del planeamiento operativo de generar 91 GWh/día con plantas térmicas, lo cual deteriora el nivel de los embalses requerido para afrontar la estación del verano (enero-marzo) e incrementa las posibilidades de un racionamiento.
- Teniendo en cuenta lo anterior y con el fin de reducir las probabilidades de racionamiento, es de suma importancia conseguir abastecimiento de gas natural para las plantas termoeléctricas. Los suministros esperados de Venezuela y de los nuevos campos de Córdoba y Cesar cuando ocurran, ayudan pero no resuelven el gran déficit. En este sentido el CSMEM sugiere que el Ministerio de Minas y Energía y la SSPD analicen en detalle la posibilidad de que los cuatro grandes sectores consumidores del gas: industria, residencial, vehicular y Ecopetrol, transfieran alrededor del 20% de su consumo a las plantas termoeléctricas.

- Los llamados de ahorro de energía que ha estado realizando el Ministerio de Energía y Minas a través de la UPME, no han tenido efecto en reducir la demanda, como se deduce del crecimiento porcentual de la demanda en octubre y lo corrido de noviembre. En este sentido el CSMEM considera que como el ahorro voluntario no es efectivo, es necesario que la UPME en coordinación con la SSPD implementen medidas mandatorias que impliquen costo a los usuarios, tales como penalizar los consumos que se encuentren por encima del 90% del promedio mensual en los sectores residencial e industrial, tanto en energía eléctrica, como en gas natural. Este esquema fue de gran efectividad en el último Niño que afrontó el sector eléctrico de Brasil y con una meta de ahorro del 20%.
- En relación al cargo por confiabilidad, se puede constatar que el objetivo de incentivar las inversiones de nuevas plantas de generación para asegurar la expansión requerida del SIN, ha sido cumplido satisfactoriamente. El otro objetivo de asegurar la confiabilidad del sistema bajo condiciones críticas de hidrología, ha mostrado en tres oportunidades: a) Niño 2009-2010 b) periodo septiembre de 2012 - noviembre de 2013, c) lo transcurrido del Niño 2015-2016, respuestas no satisfactorias y en los casos a y c, han requerido intervenciones del mercado.
- Consecuentemente, el cargo por confiabilidad requiere ser revisado por la CREG a la luz de las experiencias tenidas, en especial de la situación actual y en temas tales como el precio de escasez, los pagos por desviaciones de OEF que acumulan déficit financiero en unos generadores y pasan a ser superávit de otros generadores, sin soportar el esquema.
- El alto precio que registran los contratos bilaterales de energía, no se debe a las plantas térmicas que generan con combustibles líquidos, más bien son el resultado de un mercado que cada día está más concentrado y más integrado verticalmente. En este sentido, el MEM a partir de su creación ha experimentado un retroceso, requiere más competencia y nuevos agentes distribuidores y generadores.
- La generación térmica como complemento de la generación hidráulica es fundamental en el MEM. Debido a la dependencia del mercado colombiano de las fuentes hídricas y en particular a la frecuente presencia y amenaza del fenómeno del Niño, la declinación de las reservas de gas natural y el respaldo

creciente con combustibles líquidos importados y costosos, se hace necesario analizar como complemento de la generación hidráulica, la utilización del carbón.

- Teniendo en cuenta las grandes reservas de carbón térmico existentes y los problemas ambientales adicionales que acarrea el transporte del carbón, una opción razonable es el desarrollo de centrales térmicas a carbón con tecnologías limpias y ubicación en boca de mina. Esto además daría vía al uso de las ingentes reservas del recurso, la generación permanente de empleo local, la obtención de costos competitivos para la energía y permitiría una planeación más confiable de la expansión de la generación debido al manejo más expedito de las licencias requeridas y de los tiempos de construcción. Un ejemplo de ello se tiene con las nuevas plantas de Gecelca y Tasajero que han ingresado al sistema cumpliendo con los requisitos ambientales.
- Los desbalances del despacho que se ocasionan con las modificaciones de disponibilidad de generación durante la operación del MEM, en muchos casos ocasionan alteraciones críticas en el despacho, especialmente en condiciones de baja hidrología, se pueden manejar con la implementación de un mercado intradiario de energía.
- Los últimos dos fenómenos del Niño (1997-1998 y 2015-2016) han demostrado que el problema más crítico del sector eléctrico es el abastecimiento adecuado del gas natural para las termoeléctricas; en el Niño 1997-1998, el atraso de la ampliación del gasoducto Ballena-Barranca significó el desabastecimiento de las plantas del interior y la intervención del mercado de gas por parte del gobierno; actualmente el atraso de la planta de regasificación igualmente generó la intervención del mercado eléctrico y compromete el abastecimiento de electricidad en el próximo verano con posibilidades de racionamiento.
- La integración robusta de los mercados de la Costa y el Interior, la ampliación de la capacidad de transporte desde Cusiana hacia Barrancabermeja y el fortalecimiento del gasoducto hacia el sur del país, son aspectos que deben estudiarse para asegurar su viabilidad técnico-económica y así poder tomar las iniciativas requeridas.
- La posibilidad que Ecopetrol construya una planta termoeléctrica de 700 MW utilizando el gas de Cusiana, estaría en competencia con el suministro de gas a la demanda residencial, vehicular e industrial, y podría terminar siendo

reemplazado con gas importado de la planta de regasificación. Esta situación sería opuesta a las orientaciones de la normativa existente en condiciones de emergencia, en cuanto a las prioridades sectoriales de destino del gas natural.

- Lo anterior muestra la necesidad de que el Gobierno Nacional defina una política energética integral de largo plazo y especialmente defina una política clara para el gas natural, utilizando además los recursos energéticos con que cuenta el país. Dicha política además debe asegurar que los proyectos planeados se construyan en los tiempos definidos, para no repetir las experiencias vividas.