

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

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

**Informe No 68 – 2012**

### **PROBLEMÁTICA DEL DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA DEL SECTOR ELECTRICO**

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Abril 23 de 2012**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PROBLEMÁTICA DEL DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO</b>	<b>2</b>
2.1	PROBLEMÁTICA AMBIENTAL .....	3
2.2	PROBLEMÁTICA SOCIAL .....	4
2.3	PROBLEMÁTICA SECTORIAL .....	4
2.4	PROBLEMÁTICA DE PLANEACIÓN Y TRÁMITES .....	5
2.5	ASPECTOS POLÍTICOS .....	7
2.6	PROBLEMÁTICA DE SEGURIDAD – CONFLICTO ARMADO .....	7
2.7	PROBLEMÁTICA DEL ABASTECIMIENTO Y TRANSPORTE DEL GAS NATURAL .....	8
2.8	CASOS ESPECÍFICOS CON PROBLEMAS .....	9
2.9	ACCIONES REQUERIDAS .....	11
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....</b>	<b>14</b>
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA .....	14
3.1.1	<i>Generación del Sistema .....</i>	<i>14</i>
3.1.2	<i>Demanda del Sistema.....</i>	<i>14</i>
3.1.3	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía.....</i>	<i>15</i>
3.1.4	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	<i>16</i>
3.1.5	<i>Vertimientos.....</i>	<i>16</i>
3.1.6	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	<i>17</i>
3.1.7	<i>Nivel de los Embalses .....</i>	<i>18</i>
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA .....	18
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>18</i>
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado .....</i>	<i>19</i>
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos .....</i>	<i>20</i>
3.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación.....</i>	<i>21</i>
3.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	<i>21</i>
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	<i>22</i>
3.2.7	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural.....</i>	<i>23</i>
3.2.8	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo .....</i>	<i>24</i>
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	24
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	<i>24</i>
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio .....</i>	<i>25</i>
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	<i>26</i>
3.3.4	<i>Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología.....</i>	<i>27</i>
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa .....</i>	<i>27</i>
3.3.6	<i>Índice de Lerner Mensual .....</i>	<i>28</i>
3.3.7	<i>Índice Residual de Suministro .....</i>	<i>30</i>
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES .....	31
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	<i>31</i>
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas.....</i>	<i>31</i>
3.4.3	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones .....</i>	<i>32</i>
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES .....	33
3.5.1	<i>Generación Fuera de Mérito .....</i>	<i>33</i>
3.5.2	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito .....</i>	<i>34</i>
3.5.3	<i>Costo Total Diario de Restricciones.....</i>	<i>34</i>
3.5.4	<i>Costo Mensual de Restricciones .....</i>	<i>35</i>
3.6	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	36
3.6.1	<i>Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada .....</i>	<i>36</i>

3.6.2	<i>Servicio de AGC por Planta</i> .....	36
3.6.3	<i>Distribución del Servicio de AGC</i> .....	37
3.6.4	<i>Costo Mensual del Servicio de RSF</i> .....	38
3.7	INDICADORES OPERATIVOS.....	39
3.7.1	<i>Mantenimientos de Generación por Agente</i> .....	39
3.7.2	<i>Consignaciones de Transmisión por Agente</i> .....	39

## Resumen Ejecutivo

El desarrollo económico del país requiere que se continúe sostenidamente con la expansión de la infraestructura eléctrica; sin embargo, en la actualidad se presentan serios inconvenientes que atrasan, encarecen y en algunos casos han forzado la suspensión de la ejecución de proyectos importantes en desarrollo.

Para la expansión energética se construyen 3.981 MW en proyectos de generación, que entrarán en operación hasta el año 2018; de ellos cuatro proyectos con 2.098 MW enfrentan problemas de orden público y conflictos por el desplazamiento de personas a las zonas de los proyectos. Igualmente la expansión de la Red de Transmisión Nacional y Regional presenta inconvenientes asociados con las licencias ambientales, los planes de desarrollo territorial, las comunidades y las etnias.

Para la evacuación de todos los proyectos en curso, no existe en el Ministerio del Medio Ambiente ni en el del Interior, un número adecuado de profesionales con dedicación exclusiva y además los trámites de las licencias y las consultas previas son complejos, dispendiosos y toman tiempos demasiado largos que superan los compromisos contractuales para la realización de los proyectos.

De otra parte las compensaciones sociales y por pérdida de biodiversidad que se exigen a los proyectos, en algunos casos pueden llegar a comprometer su realización. En algunos proyectos de transmisión eléctrica, la selección de alternativas provenientes del Diagnóstico de Alternativas Ambientales, comprometen la factibilidad técnico-económica de los proyectos.

La mayor parte de los proyectos de infraestructura eléctrica involucran territorios con áreas poblacionales de un contexto socio-económico muy complejo, el cual se manifiesta con un sin-número de problemas estructurales, tales como: necesidades básicas insatisfechas, inversión social precaria, pobreza, comunidades desplazadas, bajas coberturas de servicios públicos y sociales, presencia de minorías étnicas y en general exclusión del desarrollo económico y social.

La necesidad de realizar consultas previas con grupos étnicos, negritudes y comunidades que no prevén plazos perentorios, ni tienen agilidad para desarrollar las reuniones y la protocolización de las consultas, retrasan el desarrollo de los proyectos.

El desarrollo de los proyectos de infraestructura eléctrica involucra la participación de numerosas entidades sin que exista formalmente la coordinación requerida.

Las convocatorias adelantadas por la UPME no cuentan con la viabilidad ambiental y social previa, además la UPME no dispone del personal técnico requerido y está realizando las convocatorias de los proyectos de transmisión eléctrica en forma tardía.

Referente a las compensaciones ambientales, no existe una metodología aprobada para valorarlas y en algunos casos estas se establecen con criterios subjetivos; además, la gestión de las compensaciones ante las corporaciones autónomas regionales es muy complicada y puede involucrar exigencias locales no contempladas originalmente y costos adicionales.

Existe otra serie de trámites y permisos que involucran la negociación de servidumbres y predios, las licencias de construcción, la articulación con los Planes de Ordenamiento Territorial y de Desarrollo Municipal y los de prospección arqueológica, donde es común encontrar poca gestión de las autoridades locales, exageración en las exigencias de requisitos ligados a criterios personales de las autoridades de turno e incentivos a la corrupción.

Otro aspecto que entorpece el buen desarrollo de la infraestructura eléctrica es el factor político, el cual en muchos casos utiliza los proyectos para el beneficio de campañas políticas, ejerciendo oposición mediante el desprestigio y la desinformación ante las comunidades; así mismo la existencia de cultivos ilícitos, minería ilegal y presencia de grupos armados ilegales en las áreas de influencia de los proyectos energéticos, como la presión que ejercen estos grupos armados sobre los procesos de negociación de las comunidades.

Subsisten los problemas de abastecimiento y transporte de gas natural, lo cual hace necesario que independientemente que la fuente del gas sea nacional o importada, se tomen las medidas del caso para asegurar el suministro adecuado a todos los sectores que lo demandan.

El CSMEM considera que la problemática que enfrenta el desarrollo de la infraestructura eléctrica ha sido suficientemente diagnosticada y se requieren acciones concretas que permitan estructurar adecuadamente el desarrollo de los proyectos. En este sentido, el Comité plantea acciones específicas con respecto al fortalecimiento de la Agencia Nacional de Licencias Ambientales, la expedición de una Ley que defina los aspectos normativos y armonice la tramitación de los aspectos involucrados en las consultas previas, un proyecto normativo para la adquisición de tierras y servidumbres para el desarrollo de la infraestructura eléctrica, sin interferencias con proyectos

mineros y garantizar el aprovechamiento óptimo del recurso hidráulico, que ha venido reduciéndose drásticamente.

Toda la problemática anteriormente mencionada puede explicar en parte, que la actual expansión del sector eléctrico se esté llevando a cabo prácticamente con los mismos agentes que participan desde la apertura del mercado.

Después de 17 años de apertura del mercado con una adecuada participación del sector privado, es fundamental fortalecer la presencia del Estado como ente que marca las directrices a mediano y largo plazo de los recursos primarios en la generación de energía eléctrica y las políticas del desarrollo del gas natural.

La segunda parte de este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en el mes de marzo; la generación al compararla con marzo de 2011 presentó un ritmo bajo de crecimiento de apenas el 0.31%, ocasionado fundamentalmente por la caída de las exportaciones al Ecuador. A pesar que la temporada ha sido relativamente lluviosa se observó un aumento en la participación de la generación con plantas a gas y con combustibles líquidos.

Por otra parte, el crecimiento interanual de la demanda para el mes de marzo fue de 4.8% y el de la demanda acumulada de los últimos doce meses fue 3.0%, el cual es modesto si se tiene en cuenta que el PIB creció al 5.9% en el último año.

Aún persiste el régimen de lluvias muy por encima de los patrones históricos, observado con la incursión de la Niña desde finales del 2010, no obstante Chivor registró en marzo niveles muy bajos de embalse. Desde mediados de febrero y hasta la primera semana de marzo se presentaron simultáneamente una reducción en el nivel del embalse agregado y un aumento en los precios de bolsa, que superaron la barrera de \$130/kWh; hacia finales del mes, los precios del spot se desplomaron hasta estabilizarse en niveles muy cercanos al mínimo establecido en la regulación.

El precio del gas natural de Guajira continua regulado a niveles muy superiores al del Henry Hub; para el futuro en la formación del precio del spot, se deben considerar los precios del gas de Cusiana derivados de las negociaciones bilaterales y los precios a que están comprando las térmicas en el mercado secundario.

La mayoría de las plantas hidráulicas ciñeron sus ofertas a la bolsa en función de la evolución de precio de mercado, independientemente de su nivel de embalse. Quizás por la disparidad en los precios de acceso al gas natural, producto de la ausencia de

térmicas en las convocatorias para suministro del gas del piedemonte y el diferencial de precios entre este último y el gas regulado de la Guajira, el comportamiento de los precios de oferta de los generadores térmicos fue muy errático en marzo y se observaron precios de oferta entre \$110/kWh y \$1.000/kWh para las plantas con capacidad de generar con gas natural. En carbón la varianza es menor, pero se encuentran precios cercanos a \$70/kWh y por encima de \$270/kWh para el mismo generador. Los precios de oferta del parque térmico no permiten entender la racionalidad de estos agentes y reflejan las tensiones que vive el mercado de gas natural.

Como resultado de las estrategias de oferta de precios, la curva de oferta agregada se desplazó hacia arriba, en el rango relevante de despacho definido entre las demandas mínima y máxima horaria. Estos desplazamientos paralelos de la curva de costos marginales de todos los agentes, solo deberían responder a cambios estructurales en los fundamentales de costo, que en marzo no son evidentes.

Tres agentes fijaron el precio de la energía para tres cuartas partes de las horas del mes, con índices de coincidencias muy similares. Los índices de Lerner son moderados, presumiblemente por la reducción en la pendiente de la curva de oferta.

El precio promedio de las reconciliaciones positivas permaneció alto, no obstante que la disponibilidad de gas y de los circuitos a la Costa se ha normalizado. La magnitud de las reconciliaciones positivas se mantiene alta en la zona Norte, es decir permanecen los atrapamientos de generación en la zona.

La disponibilidad ofertada para efectuar la regulación secundaria de frecuencia se mantuvo alrededor de los 3.400 MW y el costo asociado del servicio presentó una variación que corresponde a la de los precios de bolsa. El patrón de las plantas con mayores ingresos por la prestación del servicio de AGC cambió sustancialmente, habiéndose concentrado en Chivor, Paraíso y Guavio y la distribución del servicio presentó una situación bastante equilibrada, donde las plantas prestadoras del servicio obtuvieron ingresos proporcionales a la cantidad de servicio suministrado.

El número total de consignaciones de transmisión se incrementó en forma importante, con respecto a febrero; este aumento fundamentalmente ocurrió en Electricaribe, donde además la casi totalidad de las consignaciones estuvo por fuera del Plan de Mantenimientos.

# **1 Introducción**

El presente informe contiene dos partes: a) Problemática del desarrollo de la infraestructura eléctrica, b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de marzo del 2012.

## **a) Problemática del Desarrollo de la Infraestructura Eléctrica**

Este informe incluye los principales aspectos socio-económicos que están afectando el desarrollo de la infraestructura eléctrica, en particular en las áreas de generación y transmisión. En este sentido la problemática analizada considera los temas ambientales, sociales, sectoriales, de planeación y trámites, políticos, de seguridad y el conflicto armado y de abastecimiento y transporte de gas natural.

Además se presentan casos específicos que ilustran claramente la problemática que vive el sector eléctrico y se incluyen a juicio del CSMEM las acciones inmediatas que se requieren por parte del Estado.

## **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 marzo de 2012, un comportamiento que merece destacarse.

## **2 Problemática del Desarrollo de la Infraestructura del Sector Eléctrico**

El desarrollo económico del país requiere que se continúe sostenidamente con la expansión de la infraestructura eléctrica; sin embargo, en la actualidad se presentan serios inconvenientes que atrasan, encarecen y en algunos casos han forzado la suspensión de la ejecución de proyectos importantes en desarrollo, como es el caso de la central hidroeléctrica Porce IV.

El país enfrenta un crecimiento económico, con una población que día a día se concentra más en las ciudades y que demanda mayores cantidades de energía y mejor confiabilidad. Esta energía se suministra a través de las redes que en muchos casos se hallan al límite de su capacidad y su vida útil, lo cual exige soluciones inmediatas y en el mediano plazo.

Actualmente para la expansión energética requerida se construyen 3.981 MW en proyectos de generación, que entrarán en operación hasta el año 2018; de ellos 2.098 MW correspondientes a la capacidad de cuatro proyectos hidroeléctricos, enfrentan entre otros, problemas de orden público y conflictos por el desplazamiento de personas a las zonas de los proyectos. Igualmente la expansión de la Red de Transmisión Nacional – STN y las redes de Sub-transmisión Regional – STR, se lleva a cabo con serios inconvenientes asociados con las licencias ambientales, los planes de desarrollo territorial, las comunidades y las etnias.

“El desarrollo actual del marco normativo para los asuntos ambientales y sociales es positivo, pero en los contextos de inequidad social en los que se desarrollan y operan los proyectos, la superposición de autoridades y la no presencia Institucional para acompañar el desarrollo de la normativa, propician que las comunidades la usen en pro de luchas sociales exigiendo pagos, que van más allá de la responsabilidad y competencia de las empresas y sus proyectos”<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> EPSA, “Experiencia de EPSA desde las perspectivas Ambiental y Social en el desarrollo de la infraestructura eléctrica”, Congreso del CNO, Cartagena, Noviembre 3 de 2011.

## 2.1 Problemática Ambiental

En primer lugar, vale la pena puntualizar que en el sector eléctrico existe el convencimiento que el desarrollo de la infraestructura debe llevarse a cabo respetando el medio ambiente y la biodiversidad. De otra parte, existe en el país una regulación ambiental y social; sin embargo su aplicación es muy compleja, genera conflictos y dilata el desarrollo y la ejecución de los proyectos de infraestructura. Además existen situaciones de conflicto entre la autoridad ambiental nacional y la regional, que comprometen los proyectos.

Todos los proyectos requieren tramitar una licencia ambiental que incluye un diagnóstico ambiental, el estudio de impacto, el plan de manejo ambiental y su ejecución y seguimiento que consideran mecanismos de participación ciudadana y consulta previa. Además, existe una diversidad de criterios sobre las exigencias y la profundidad de los estudios por parte de las autoridades ambientales.

La experiencia muestra que se presentan situaciones difíciles de prever durante las fases de diseño y de incluir en la solicitud de licencia ambiental, las cuales requieren atención para resolver la situación específica. Para la evacuación de todos los proyectos en curso, no existe en el Ministerio del Medio Ambiente un número adecuado de profesionales con dedicación exclusiva y además los trámites de las licencias son complejos, dispendiosos y toman tiempos demasiado largos que superan los compromisos contractuales para la realización de los proyectos.

Uno de los efectos más importantes que ha conllevado la consideración de la reglamentación ambiental, tiene que ver con los caudales ambientales exigidos, los cuales ocasionan una des-optimización del potencial hidro-energético y su expansión. La aplicación de la metodología utilizada para el cálculo del caudal ambiental ha reducido el potencial de los proyectos hidroeléctricos a 32.300 MW.

De otra parte las compensaciones sociales y por pérdida de biodiversidad que se exigen a los proyectos, en algunos casos pueden llegar a comprometer su realización.

En relación a los proyectos de transmisión eléctrica, se ha encontrado que en algunos casos la selección de alternativas provenientes del Diagnóstico de Alternativas Ambientales – DAA, comprometen la factibilidad técnico-económica de los mismos.

## **2.2 Problemática Social**

La mayor parte de los proyectos de infraestructura eléctrica que se desarrollan en el país involucran territorios con áreas poblacionales de un contexto socio-económico muy complejo, el cual se manifiesta con un sin-número de problemas estructurales, tales como: necesidades básicas insatisfechas, inversión social precaria, pobreza, comunidades desplazadas, bajas coberturas de servicios públicos y sociales, presencia de minorías étnicas y en general exclusión del desarrollo económico y social.

La anterior situación se hace más compleja debido a la existencia de una normatividad abundante, la difícil interacción con las instituciones del Estado, la necesidad de realizar consultas previas con grupos étnicos, negritudes y comunidades en etapas avanzadas de los proyectos y aún en la operación de los mismos, que no prevén plazos perentorios, ni tienen agilidad para desarrollar las reuniones y la protocolización de las consultas. Todo esto debe llevarse a cabo bajo la tutela y organización del Ministerio del Interior que no cuenta con una infraestructura suficiente para coordinar los procesos, ni con la información actualizada sobre la existencia y la localización de estos grupos.

En este entorno, la viabilidad y sostenibilidad de los proyectos se ve amenazada debido a la resistencia de las comunidades y grupos al desarrollo de los proyectos, la competencia por los recursos que generan corrupción, las expectativas de los grupos poblacionales sobre compensaciones económicas y reivindicaciones sociales sobredimensionadas.

Un caso particular, pero muy importante en el desarrollo de la infraestructura eléctrica es la construcción de centrales hidroeléctricas, que además enfrentan conflictos con los Planes de Ordenamiento Territorial – POT, por el uso del agua y del suelo, llegando incluso a generar un “mercado” de permisos y concesiones de agua con la participación indeseable de agentes no calificados.

## **2.3 Problemática Sectorial**

El desarrollo de los proyectos de infraestructura eléctrica involucra la participación de numerosas entidades estatales a saber: el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio del Interior, el Ministerio del Medio Ambiente, el Ministerio de Defensa, el Ministerio de Agricultura, la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, La Comisión de Regulación

de Energía y Gas – CREG, La Unidad de Planeamiento Minero Energético – UPME, Las Corporaciones Autónomas Regionales – CAR y los municipios.

La coordinación requerida de todas las entidades anteriormente mencionadas se realiza sin que existan mecanismos a nivel sectorial, en ausencia de la consideración de agendas interministeriales, que tenga presente la importancia del desarrollo de los proyectos del sector eléctrico en el futuro energético, económico y social del estado.

Por otra parte, si tanto en el ministerio de interior, como en el ministerio del medio ambiente, existe una débil infraestructura para atender la tramitación de los proyectos, igualmente débil es la metodología para implementar el desarrollo normativo ambiental y social, la cual está reglamentada principalmente a través de sentencias, que conllevan un extremismo normativo que dificulta el normal desarrollo de los proyectos y limita el potencial energético del país.

## **2.4 Problemática de Planeación y Trámites**

En cuanto a los procesos de planeación y trámites, uno de los más críticos e importantes es el licenciamiento ambiental, tanto en proyectos de generación eléctrica como de transmisión nacional y regional. En el caso de los proyectos de generación, la tramitación de las licencias ambientales involucra procesos dispendiosos que toman tiempos demasiado largos, que pueden comprometer no solo el cumplimiento de los compromisos contractuales originalmente definidos para la entrada en operación de los proyectos, sino además el abastecimiento adecuado de la demanda eléctrica del país.

En el caso específico de los proyectos de transmisión eléctrica, las convocatorias adelantadas por la UPME no cuentan con la viabilidad ambiental y social previa y consecuentemente, la empresa que gana la convocatoria debe someterlo al proceso de evaluación ambiental o licenciamiento, gestionar la viabilidad social y tramitar la constitución de servidumbres. El plazo de 190 días para la consecución de la licencia ambiental establecido por la Ley, tampoco considera los tiempos requeridos por la empresa para gestionar los estudios y relacionarse con las autoridades ambientales.

Por otra parte, la UPME no dispone del personal técnico requerido y está realizando las convocatorias de los proyectos de transmisión eléctrica en forma tardía, tal que una vez adjudicado el proyecto, el tiempo disponible para ejecutar la obra, es insuficiente para poner la línea en servicio antes de las fechas de compromiso de entrada en operación de los proyectos de generación.

Referente a las compensaciones ambientales, no existe una metodología aprobada para valorarlas y en algunos casos estas se establecen con criterios subjetivos, de forma tal que el ejercicio de participación ciudadana sin el control en lo reglamentario y justo, hace que se sobredimensionen los impactos y medidas de manejo, para obtener inversiones sociales históricamente esperadas.

Además, la gestión de las compensaciones ante las corporaciones autónomas regionales es muy complicada y puede involucrar exigencias locales no contempladas originalmente, costos adicionales y en muchos casos obliga la repetición de los procesos, dilatando su ejecución.

En la mayoría de los casos, la consulta previa a las comunidades adolece de la representatividad legal de los consejos comunitarios para formalizar acuerdos, así mismo éstos consejos son débiles organizativamente, presentan conflictos internos que obstaculizan el desarrollo del proceso de la consulta y además interna y étnicamente están influenciados por aspectos políticos.

En cuanto a temas territoriales, los consejos comunitarios normalmente no cuentan con un título de propiedad colectiva y presentan sobre-posición con la propiedad privada y aún con áreas estratégicas como los parques nacionales. Los proyectos están expuestos a debates técnicos por el uso del suelo, considerando que se sobreponen a áreas de protección ambiental, zonas de alta vulnerabilidad social y zonas de conflicto. Toda esta problemática conlleva desviaciones en los cronogramas, sobre costos y bloqueo de los proyectos.

Además de los procesos mencionados anteriormente, existe otra serie de trámites y permisos que involucran: la negociación de servidumbres y predios, las licencias de construcción, la articulación con los Planes de Ordenamiento Territorial – POT y de Desarrollo Municipal y los de prospección arqueológica. En estos procesos es común encontrar poca gestión de las autoridades locales, exageración en las exigencias de requisitos ligados a criterios personales de las autoridades de turno e incentivos a la corrupción.

En referencia a la red de transmisión nacional y regional, existen falencias de coordinación de los planes de expansión de la red eléctrica con los proyectos de generación existentes y/o futuros. A este respecto cabe mencionar que algunos proyectos del Sistema de Transmisión Nacional – STN que conectan al SIN proyectos de generación en construcción, aún no han sido iniciados y se corre peligro que por

esta razón los proyectos de generación, sufren retrasos en la puesta en operación comercial, para las fechas comprometidas según las subastas de OEF.

## **2.5 Aspectos Políticos**

Otro aspecto que entorpece el buen desarrollo de la infraestructura eléctrica es el factor político, el cual en muchos casos utiliza los proyectos para el beneficio de campañas políticas, ejerciendo oposición mediante el desprestigio y la desinformación ante las comunidades.

En otros casos, los actores políticos realizan planteamientos exigentes y expectantes con el fin de sacar el mayor provecho posible de obras de interés común construidas por la empresa privada.

La problemática existente en el país en relación a los subsidios, específicamente de energía eléctrica y además la justificación de una cultura de no pago de los servicios por parte de los usuarios, en muchos casos tiene un alto contenido político, el cual persigue beneficios proselitistas.

## **2.6 Problemática de Seguridad – Conflicto Armado**

Otros aspectos que afectan seriamente el desarrollo de los proyectos de la infraestructura eléctrica, son la existencia de cultivos ilícitos, minería ilegal y presencia de grupos armados ilegales en las áreas de influencia de los proyectos energéticos, así como la presión que ejercen estos grupos armados sobre los procesos de negociación de las comunidades. Este entorno de ilegalidad e informalidad en el que se desarrollan los proyectos, genera costos adicionales durante la construcción y la operación.

Durante las fases de estudios, construcción y operación, los proyectos están sometidos a la toma armada y ataque a las instalaciones, el hurto, daño o sabotaje a bienes y equipos, el secuestro y la extorsión, los accidentes con artefactos explosivos (incluye campos minados) y la invasión de servidumbres o predios por desplazamiento forzado o razones socioeconómicas.

En cuanto a la construcción y la operación de las líneas de transmisión eléctrica, la situación de seguridad se ha vuelto más compleja, debido a que la tecnología que emplea la subversión para el derribamiento de torres y el minado de campos se ha sofisticado y a pesar del acompañamiento y el apoyo de la fuerza pública, la entrada del personal para la construcción y reparación de torres está tomando mucho más

tiempo que en el pasado, incrementándose la recuperación de una estructura de 4 días a 23 en promedio.

## **2.7 Problemática del Abastecimiento y Transporte del Gas Natural**

El desarrollo de las plantas a gas del interior del país se dio con base en el suministro de gas del campo de Opón, que no respondió a las expectativas de producción que se tenían de él, cambiando radicalmente el suministro para estas plantas y poniéndolas a depender del gas Guajira con punto de entrega en Barrancabermeja.

Históricamente la generación térmica ha demostrado ser un factor fundamental de respaldo y complemento a los recursos hidráulicos, para asegurar la confiabilidad del SIN, bajo condiciones de escasez de recursos hidráulicos y también en la operación normal del sistema eléctrico.

Para los años 2012 y 2013 existe gas disponible para el abastecimiento normal de las plantas térmicas; sin embargo en condiciones de Niño las restricciones del sistema de transporte obligarían a utilizar combustibles líquidos en las plantas del interior del país.

La incertidumbre en el suministro y transporte de gas a partir del 2013 se vio claramente reflejada en la última subasta de Obligaciones de Energía Firme – OEF de Diciembre de 2011, donde ninguna planta se ofertó con gas natural como combustible primario.

Después de dos décadas exitosas de desarrollo y penetración del gas natural a toda la economía colombiana, subsisten los problemas mencionados anteriormente, lo cual hace necesario que independientemente que la fuente del gas natural sea nacional o importada, es necesario tomar las medidas del caso para asegurar el suministro y el transporte adecuado a todos los sectores que lo demandan.

Otro problema adicional que afrontan las plantas termoeléctricas cuando se presenta restricción del abastecimiento de gas natural y son obligadas a utilizar combustibles líquidos, es que estos combustibles están mezclados con componentes adicionales de biocombustibles, lo cual produce pérdidas de eficiencia y capacidad de generación en las plantas térmicas.

## 2.8 Casos Específicos con Problemas

Dentro del plan de expansión de la generación desarrollado a través del sistema de subastas de Obligaciones de Energía Firme – OEF y del plan de expansión de la transmisión, existen varios proyectos que hoy en día enfrentan serias dificultades para su desarrollo:

- El proyecto hidroeléctrico Porce IV de EPM, con una capacidad de 400 MW, una ENFICC (Energía firme para el Cargo por Confiabilidad) de 962 GWh-año, que debería entrar en operación en diciembre de 2015, fue suspendido debido al incumplimiento grave e insalvable del proyecto y consecuentemente la CREG hizo efectiva la garantía de \$23.680 millones que respaldaba la construcción del proyecto.

La difícil problemática social y de orden público en la zona de ubicación del proyecto Porce IV, sin avances desde diciembre de 2010, se originó principalmente por la invasión de terrenos en el área, por parte de personas con pretensiones de ser indemnizadas por desalojar, que se incrementaron de 2.800 a 14.500 el censo originalmente realizado y que comprometieron la viabilidad económica del proyecto.

- El proyecto hidroeléctrico Amoyá de Isagen con una capacidad de 78 MW y una ENFICC de 215 GWh-año, debió entrar en operación a partir de diciembre 1 de 2011 y actualmente su programa de construcción presenta serios atrasos que llevarían a la puesta en operación comercial el 26 de noviembre del 2012.

Estos atrasos tienen su explicación en las amenazas realizadas por parte de las Farc a los empleados que trabajan en el área del proyecto. Teniendo en cuenta que el proyecto se encuentra en un área que por tradición ha tenido presencia de esta guerrilla, la construcción se viene desarrollando actualmente con el apoyo de la fuerza pública para evitar que se presenten nuevos hostigamientos.

- El proyecto hidroeléctrico el Quimbo de Emgesa con una capacidad de 420 MW, una ENFICC de 1.650 GWh-año, deberá entrar en operación en diciembre de 2014. El desarrollo del proyecto ha presentado dificultades por la invasión de terrenos por parte de personas que pretenden indemnizaciones para desalojar el área del mismo.

A pesar de contar el proyecto con las licencias ambientales requeridas, una organización que no está de acuerdo con este tipo de proyectos, ha recurrido a las vías de hecho para obstaculizar la ejecución de las obras. El proyecto continua su desarrollo acorde con el cronograma comprometido en la subasta de OEF y está contando con el apoyo del gobierno para tal fin.

- El proyecto hidroeléctrico Ituango de EPM con una capacidad de 1.200 MW, una ENFICC de 4.567 GWh-año, deberá entrar en operación en diciembre de 2018. El desarrollo del proyecto ha presentado dificultades por las invasiones en el área que han exigido cambios en los programas y frentes de trabajo.

De 600 personas que se asentaron en forma ilegal buscando indemnización, más del 50% desocuparon los terrenos voluntariamente mediante trabajo social realizado por la empresa y otras fueron desalojadas con la ayuda de la policía y las autoridades locales, quedando aún 70 personas que están ocupando la zona.

- El proyecto de la línea de transmisión Alférez – Quimbo, adjudicado a EEB, en su trazado inicial considera atravesar una zona de páramo en el departamento del Cauca; actualmente existe incertidumbre en obtener la aprobación de la licencia ambiental del proyecto con el trazado original, que ya en una consulta previa fue objetada. Si la línea finalmente no puede ser construida atravesando el páramo, la longitud de la misma se incrementaría de 180 a 400 kms, sus costos se duplicarían comprometiendo su viabilidad económica y el tiempo de construcción se incrementaría y la línea no podría entrar a tiempo para evacuar la energía generada en el Quimbo.
- El proyecto de la línea de transmisión Bacatá – Nueva Esperanza, adjudicado a EPM, está retrasado debido a que el Ministerio del Medio Ambiente ha tomado más de 15 meses en el estudio del DAA – Diagnostico de Alternativas Ambientales, comprometiendo así la atención adecuada de la demanda en el área de Bogotá.
- Durante el desarrollo del proyecto de la línea Copey -Valledupar a 230 kV, de ISA, en el estudio de Impacto ambiental se identificaron 28 viviendas a reubicar; sin embargo, factores como la pobreza presente en la zona, derivaron en movilizaciones sociales que presionaron la empresa a responder por

obligaciones que corresponden al Estado, teniendo que llevar finalmente un proceso de negociación con 185 propietarios.

## **2.9 Acciones Requeridas**

Teniendo en cuenta que el país está desarrollando una serie de proyectos eléctricos importantes y requiere nuevos proyectos que aseguren la expansión eléctrica, para proveer el abastecimiento adecuado de la demanda que exige el desarrollo económico y la expansión motivada por los tratados de libre comercio, es necesario encontrar esquemas que permitan llevar a cabo y entrar en operación oportuna dichos proyectos.

El CSMEM considera que la problemática que enfrenta el desarrollo de la infraestructura eléctrica ha sido suficientemente diagnosticada y es necesario superar la retórica de la coordinación interinstitucional, a través de acciones concretas que permitan estructurar adecuadamente el desarrollo de los proyectos. En este sentido, el gobierno nacional ha venido trabajando y conformó una Mesa de Alto Nivel integrada por todos los ministerios, empresas y agencias involucradas con el tema y también creó la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, adscrita al Ministerio del Medio Ambiente, con el fin de reducir los tiempos de expedición de las licencias.

Específicamente se deberían tomar las siguientes acciones:

- Si bien es cierto que la creación del ANLA es positiva, se requiere fortalecerla institucionalmente, en especial con equipo técnico que le permita enfrentar no solo los retos del sector eléctrico, sino también el auge de los proyectos petroleros, mineros y los relacionados con el desarrollo de la infraestructura de transporte.
- La situación relativa a la consulta previa con las etnias, minorías y organizaciones sociales se desenvuelve en un ambiente complejo, donde existen vacíos normativos y reglamentarios, insuficiencia de recursos humanos, falta de capacidad operativa y ausencia de censos poblacionales actualizados y avalados por el Ministerio del Interior. Todo esto conlleva la necesidad de expedir la Ley respectiva y además fortalecer técnica y económicamente el Ministerio del Interior para lograr la armonización y oportuna tramitación de los aspectos involucrados en las consultas previas.

- Así como se hizo para el sector petrolero, el Ministerio de Minas y Energía debería liderar la convocatoria de una mesa que elabore un proyecto normativo en materia de adquisición de tierras y servidumbres para el desarrollo de la infraestructura eléctrica, sin interferencias con proyectos mineros.
- La administración del recurso hídrico para la generación de energía requiere la armonización de los intereses del Estado, la comunidad y las empresas, mediante la realización de estudios técnicos y ambientales; la concertación con las comunidades sobre el aprovechamiento del agua, del suelo y de los demás recursos, orientada a la planificación de los recursos bajo criterios de gestión integral.
- Es necesario garantizar el aprovechamiento óptimo del recurso hidráulico, que ha venido reduciéndose drásticamente, en razón a:
  - la prohibición de construir centrales hidroeléctricas en reservas forestales y parques nacionales.
  - la determinación del caudal ecológico sin estudios técnicos que lo respalden.
  - factores de mercado que incentivan la construcción de plantas menores de 20 MW, sin tener en cuenta el potencial óptimo de la cuenca.
  - procesos de tramitación que inducen la construcción de plantas menores de 100 MW, cuyas licencias se tramitan a través de las corporaciones regionales, evitando así la máxima autoridad ambiental del país.
- Para la optimización del recurso hidroeléctrico, se sugiere que el Ministerio de Minas y Energía:
  - Realice un nuevo inventario del potencial hidroeléctrico nacional, con optimización de cuencas, que sirva de base para la adjudicación racional de los desarrollos futuros.
  - Emprenda los estudios requeridos para determinar la participación óptima económica del parque hidráulico en la producción de energía eléctrica a nivel nacional, considerando los costos asociados de la infraestructura requerida en stand-by para la producción de energía eléctrica con gas natural y del abastecimiento y transporte de tal gas, utilizada solo en condiciones extremas hidrológicas.
- Es importante reconocer que la participación del sector privado en el sector eléctrico colombiano ha sido exitosa y que el MEM funciona en forma adecuada.

No obstante, después de 17 años de apertura del mercado es fundamental fortalecer la presencia del Estado como ente que marca las directrices a mediano y largo plazo de los recursos primarios (hidráulicos, carbón, gas, renovables, etc.) en la generación de energía eléctrica y las políticas del desarrollo del gas natural.

### 3 Análisis de Desempeño del MEM

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

#### 3.1 Comportamiento del sistema

##### 3.1.1 Generación del Sistema

La tabla No 1 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón, con gas y combustibles líquidos, hidráulica y total del sistema en GWh. En marzo la generación eléctrica creció considerablemente con respecto a febrero, en parte porque marzo tiene un mayor número de días. No obstante, si se considera la expansión de la generación en todo el año, comparando marzo 2012 con marzo 2011, se observa un ritmo bajo, con crecimientos de apenas el 0.31%. A pesar que la temporada ha sido relativamente lluviosa, se observa un aumento en la participación de las plantas a gas y con combustibles líquidos.

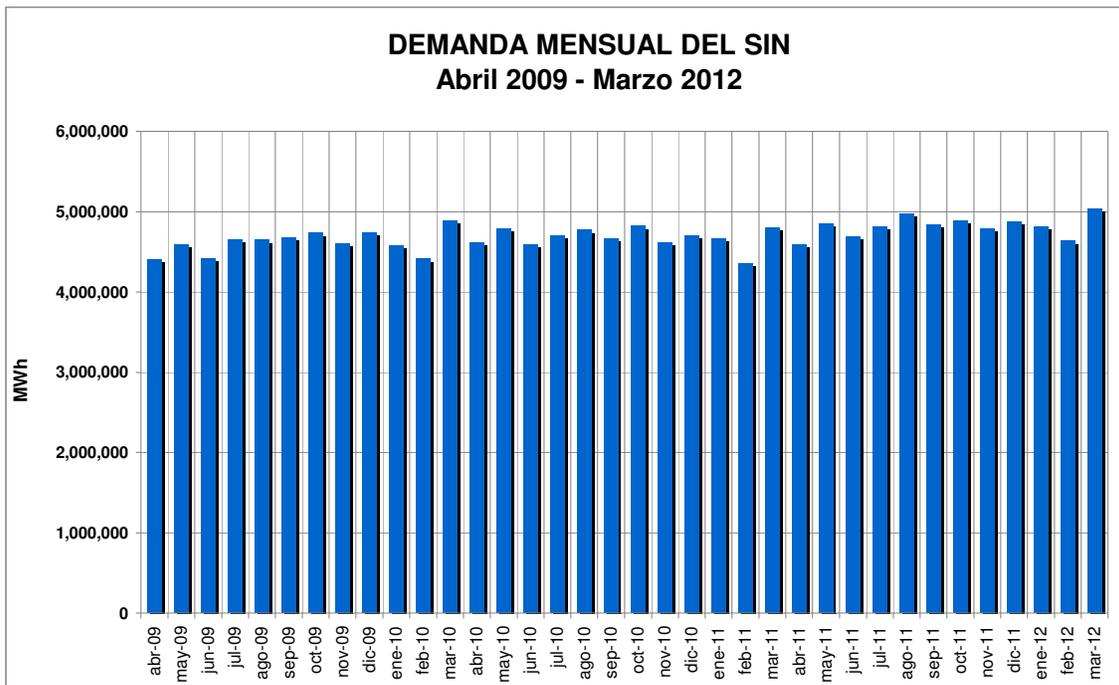
**Tabla No 1**

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	marzo/11	febrero/12	marzo/12	Variación FEB 12 - MAR 12	Variación MAR 11 - MAR 12	Variación Ultimo Año- Marzo 12	
Hídrica	3,841.11	3,995.81	3,773.25	3,955.98	4.84%	-1.00%	2.99%	
Térmica	Total Térmica	755.84	740.84	609.41	821.17	34.75%	10.84%	8.64%
	Gas	616.76	543.29	452.88	661.43	46.05%	21.74%	7.24%
	Carbón	122.57	195.14	129.07	155.34	20.36%	-20.39%	26.74%
	Fuel Oil-ACPM	14.46	2.41	2.75	4.40	60.11%	82.50%	-69.58%
Menores	274.60	291.84	246.11	252.99	2.79%	-13.31%	-7.87%	
Cogeneradores	28.34	19.68	30.73	33.88	10.25%	72.14%	19.54%	
Total	4,899.90	5,048.17	4,659.50	5,064.02	8.68%	0.31%	3.35%	

##### 3.1.2 Demanda del Sistema

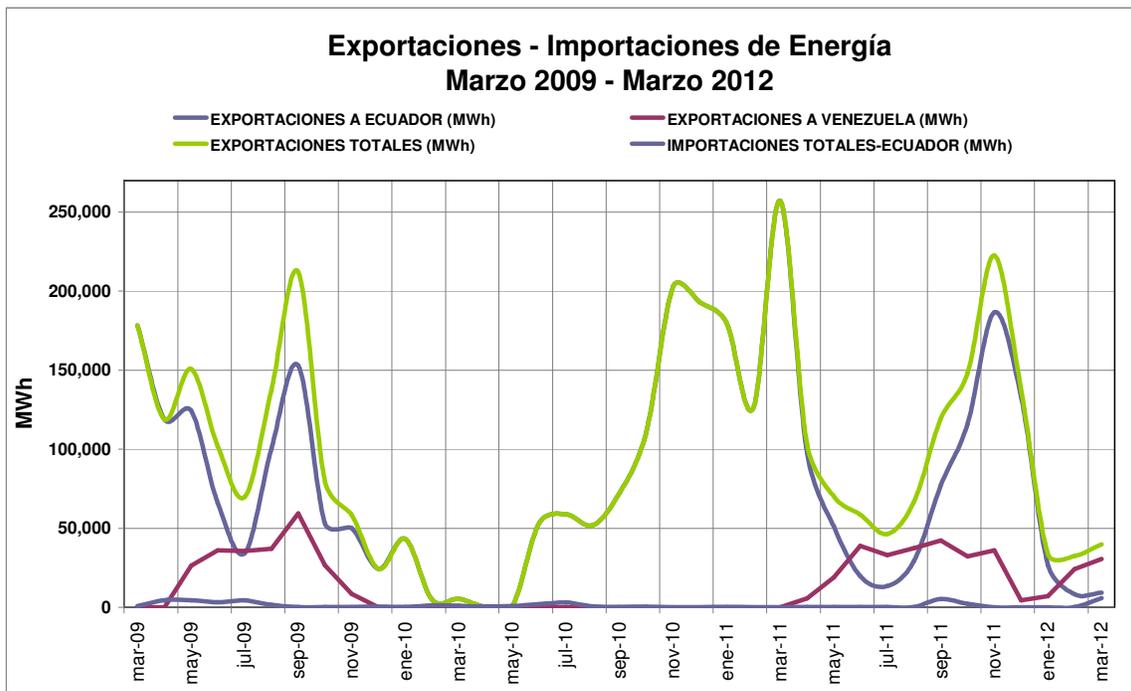
El gráfico No 1 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años. El crecimiento interanual para el mes de marzo de 2012 fue de 4.8%, el cual obedece en parte a que marzo tiene un mayor número de días y a la recuperación de Cerromatoso que estaba bajo mantenimiento en marzo de 2011.

El crecimiento de la demanda acumulada de los últimos doce meses fue 3.0%, el cual es modesto si se tiene en cuenta que el PIB creció al 5.9% en el último año.



**Gráfico No 1**

### 3.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía



**Gráfico No 2**

El gráfico No 2 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años. Los flujos de intercambios comerciales de energía con los países vecinos se redujeron a niveles completamente marginales en lo corrido del año, con un ligero repunte en marzo.

### 3.1.4 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 3 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico. Aún persiste el régimen de lluvias muy por encima de los patrones históricos, observado con la incursión de la Niña desde finales del 2010.

## APORTES HIDRICOS AGREGADOS

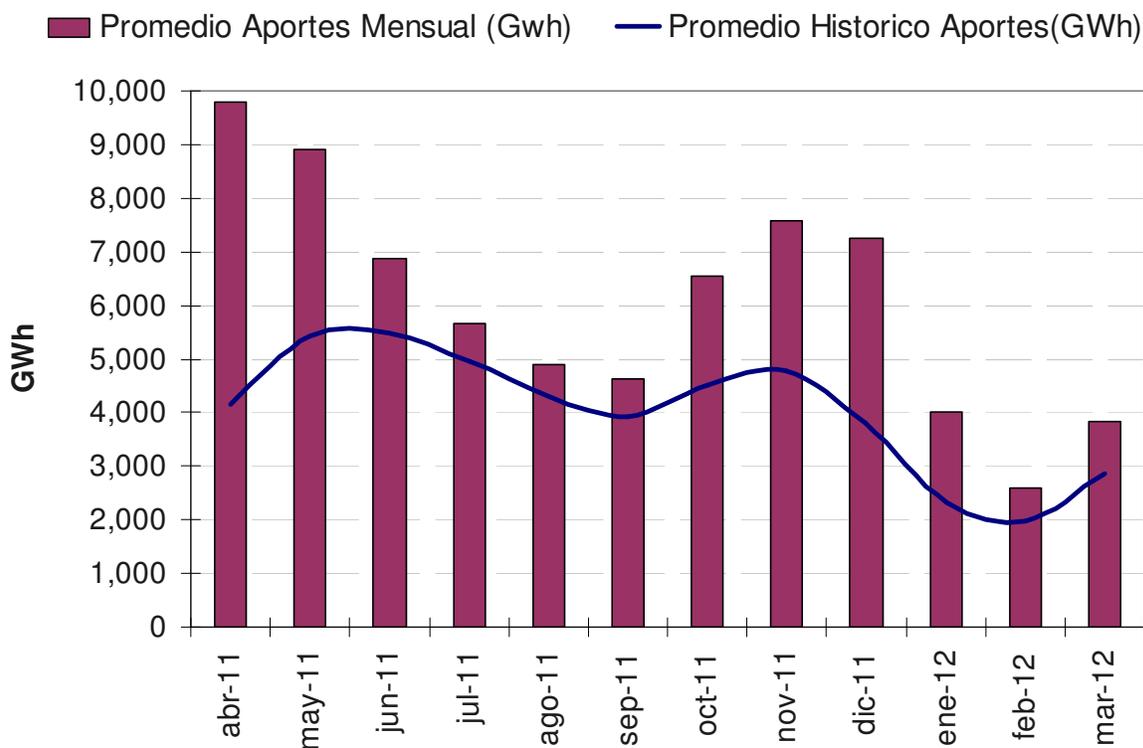


Gráfico No 3

### 3.1.5 Vertimientos

El grafico No 4 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. No obstante los niveles elevados de



El gráfico No 5 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.

En marzo la disponibilidad del parque de generación cayó con respecto al máximo alcanzado en febrero. No obstante lo anterior, el margen de reserva aún se encuentra lejos de los mínimos alcanzados en marzo de 2010.

### **3.1.7 Nivel de los Embalses**

En el gráfico No 6 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN; al final de marzo el nivel agregado de los embalses correspondió al 65.0% de la capacidad útil, equivalente a 9.911 GWh. En comparación con el mes de febrero estas reservas disminuyeron 6.8%.

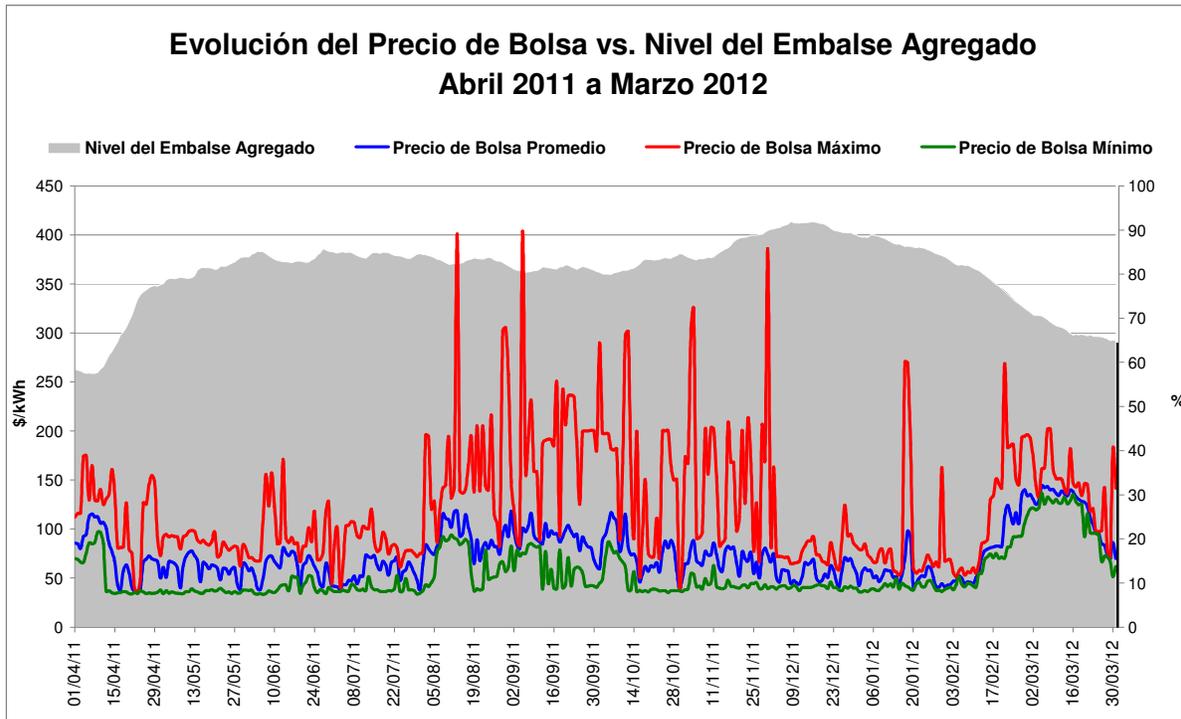
En relación a las reservas regionales del sistema, al final de marzo Antioquia acumuló 72.5%, Centro 67.3%, Oriente 55.0%, Valle 47.3% y Caribe 38.6%. El embalse de Chivor registró un nivel de 25.1% y el de Miel 40.4%.

## **3.2 Evolución de los precios de Bolsa**

### **3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado**

El gráfico No 6 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.

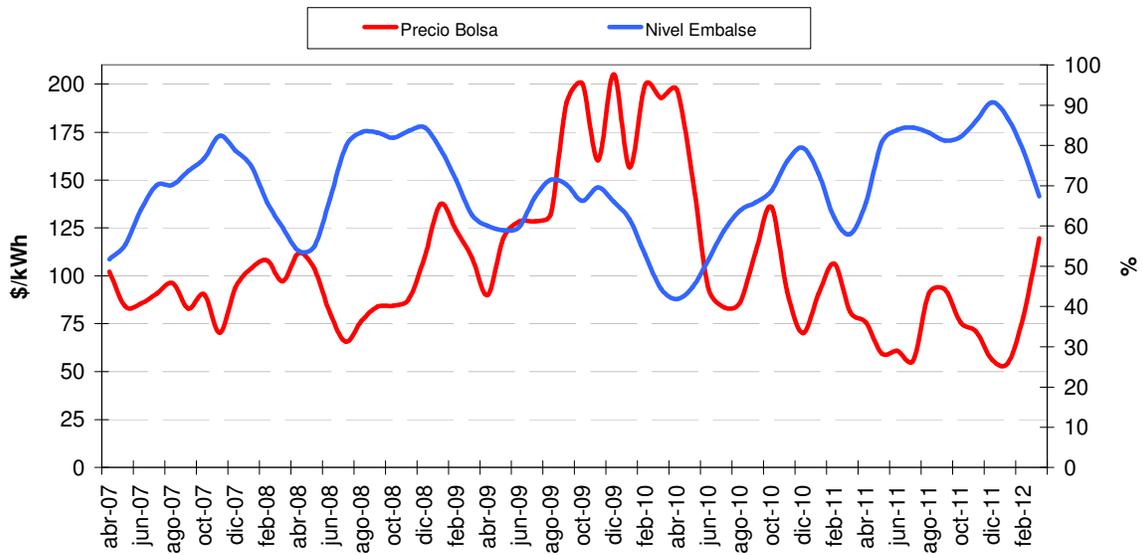
Desde mediados de febrero y hasta la primera semana de marzo se presentaron simultáneamente una reducción en el nivel del embalse agregado y un aumento en los precios de bolsa, que superaron la barrera de \$130/kWh. En las dos siguientes semanas de marzo, se observa estabilidad tanto en el recurso hídrico acumulado como en los precios. Hacia finales de mes, los precios del spot se desplomaron hasta estabilizarse en niveles muy cercanos al mínimo establecido en la regulación. En horas de alta demanda se observó una mayor volatilidad y en algunos días precios elevados.



**Gráfico No 6**

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

#### PRECIO DE BOLSA VS NIVEL DEL EMBALSE AGREGADO Abril 2007 - Marzo 2012



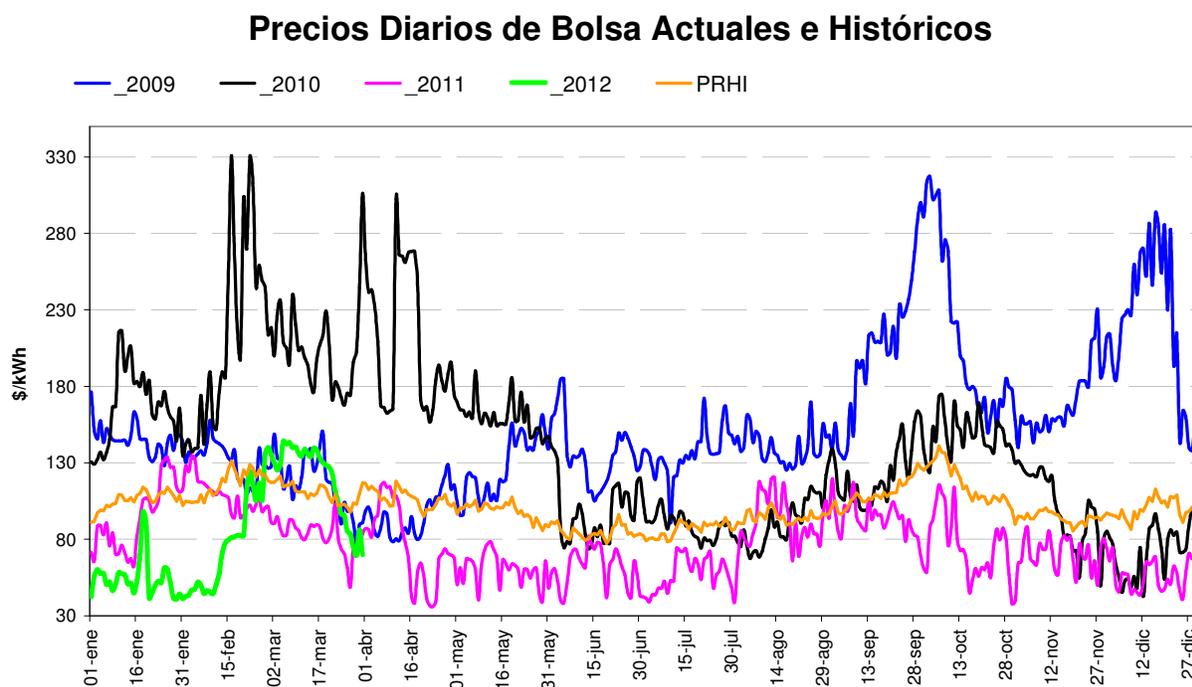
**Gráfico No 7**

El gráfico No 7 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.

Como se mencionó anteriormente, el mercado ha mostrado una estrecha correlación inversa entre precios de bolsa y nivel de embalse. Se destaca que en marzo del presente año, el nivel del embalse ha estado muy por encima de los registros para marzo en años anteriores.

### 3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 8 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.

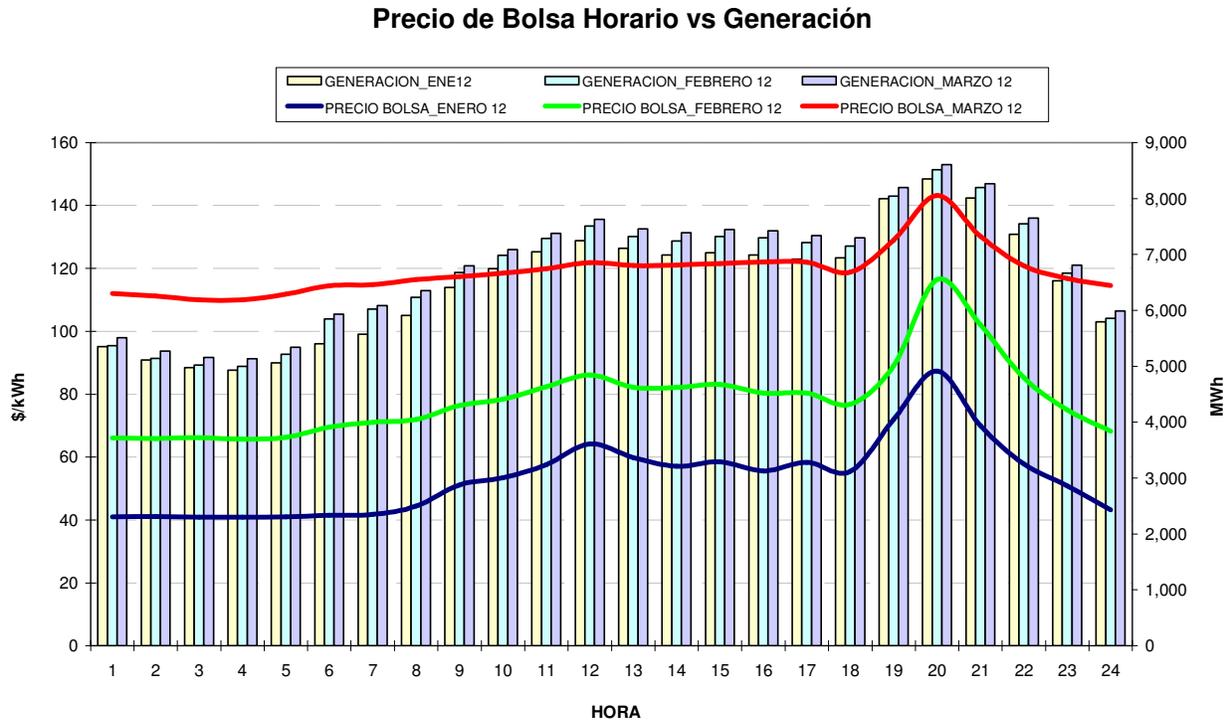


**Gráfico No 8**

El movimiento de los precios de bolsa se tradujo en que este año para los primeros días de marzo, este se ubicó por encima de los registros de los años anteriores (con excepción del 2010 afectado por el Niño). A finales del mes el precio volvió a ubicarse cerca de los mínimos para la historia reciente.

### 3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

El gráfico No 9 presenta el promedio mensual de los precios de bolsa para cada una de las 24 horas del día, contra la generación promedio horaria en MWh, ocurrida en los últimos tres meses.



**Gráfico No 9**

La burbuja de precios que caracterizó el comportamiento de los precios desde febrero, se refleja en un desplazamiento paralelo a lo largo de todas las horas del día. De otra parte la demanda horaria promedio en el mes de marzo presentó un incremento para todas las horas del día.

### 3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 10 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses. Se registra un desplazamiento importante de la función de distribución de precios durante el mes, con una concentración importante alrededor de \$130/kWh - \$140/kWh.

## Distribución del Precio de Bolsa

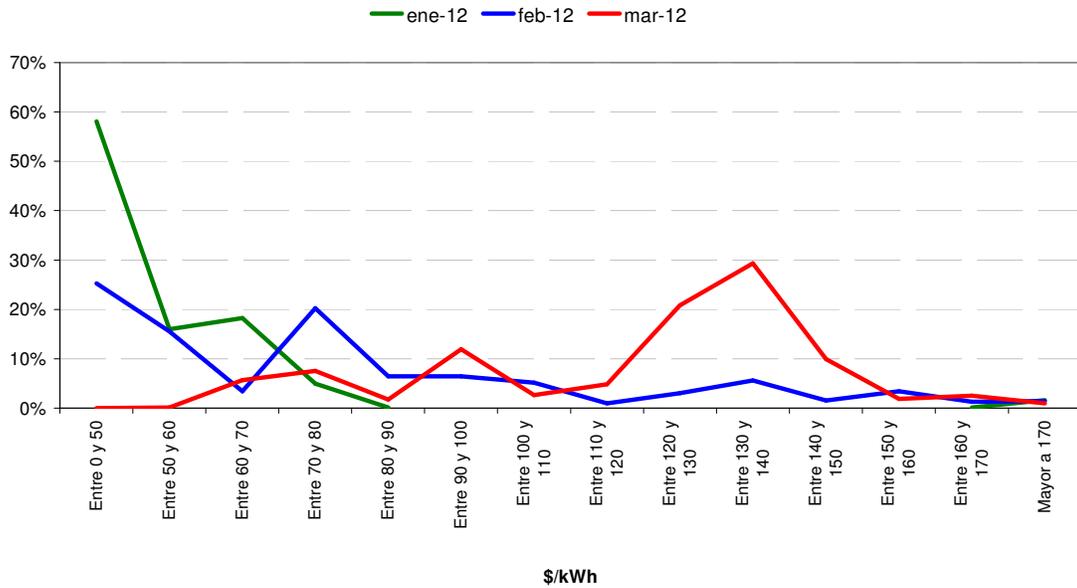


Gráfico No 10

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

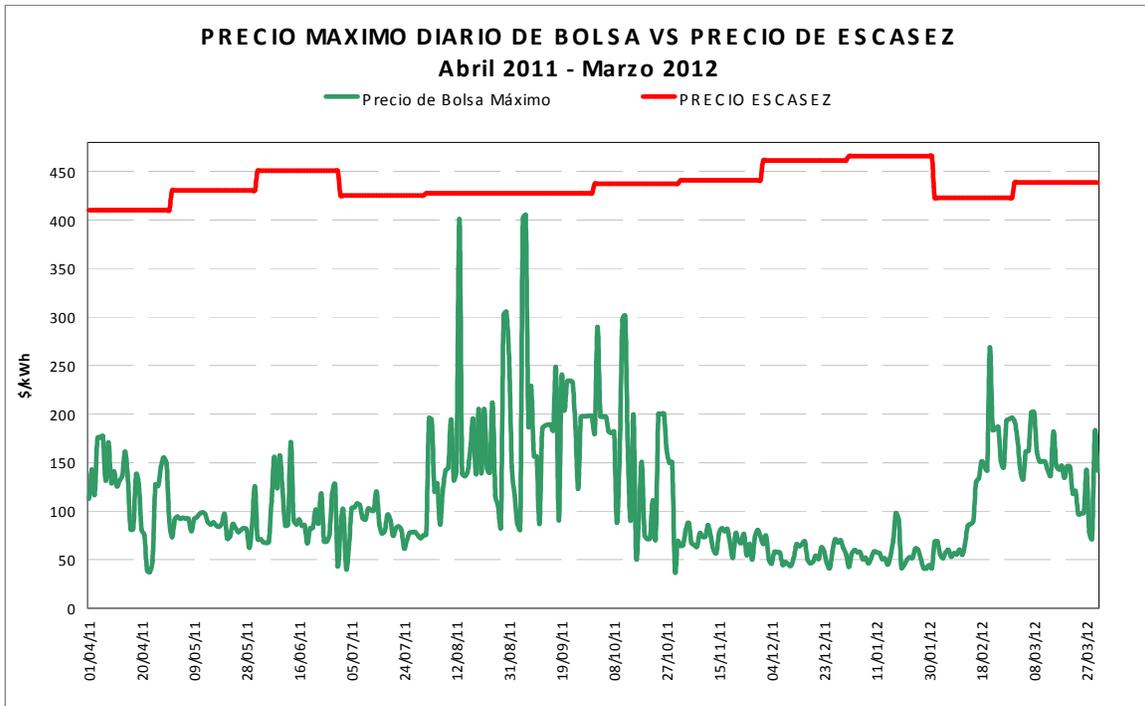


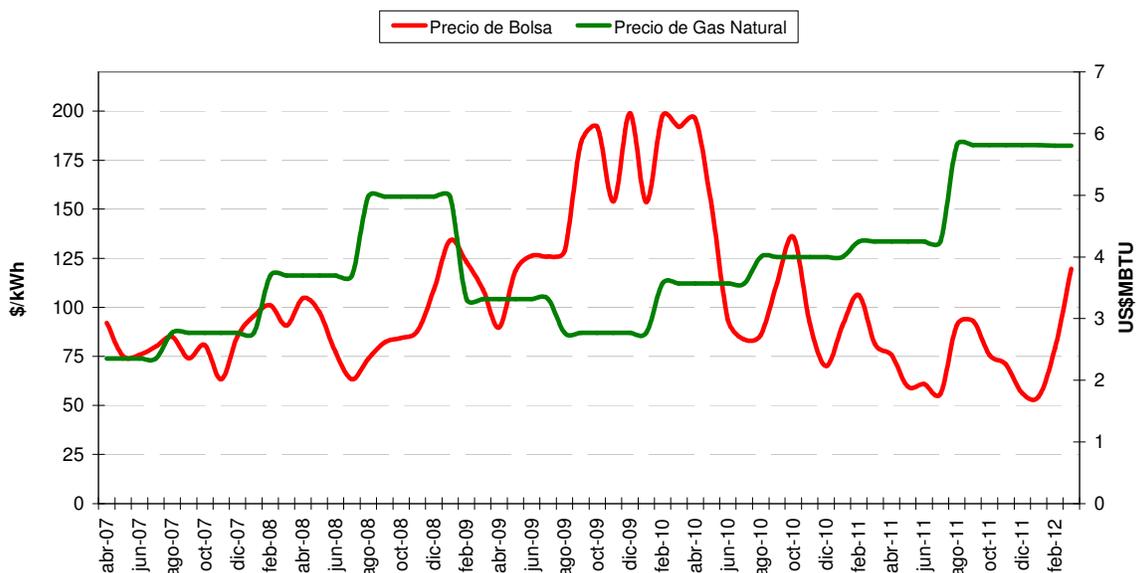
Gráfico No 11

El gráfico No 11 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses. El precio máximo de escasez se ha sostenido por encima de \$400/kWh, durante todo el año. Los máximos alcanzados en bolsa durante el mes de marzo no alcanzan los \$200/kWh, en otras palabras el mercado ha estado muy lejos de los umbrales que activan los despachos asociados a Obligaciones de Energía en Firme; este comportamiento es el esperado en un período de hidrología abundante.

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

El gráfico No 12 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.

**PRECIO DE BOLSA VS PRECIO GAS NATURAL**  
Abril 2007 - Marzo 2012



**Gráfico No 12**

El precio del gas natural de Guajira continua regulado a niveles muy superiores al del Henry Hub. Hacia el futuro en la formación del precio del spot, se deben considerar los precios del gas de Cusiana derivados de las negociaciones bilaterales y los precios a que están comprando las térmicas en el mercado secundario.

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

El gráfico No 13 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación diaria en GWh por tipo de tecnología, para los últimos 6 meses.

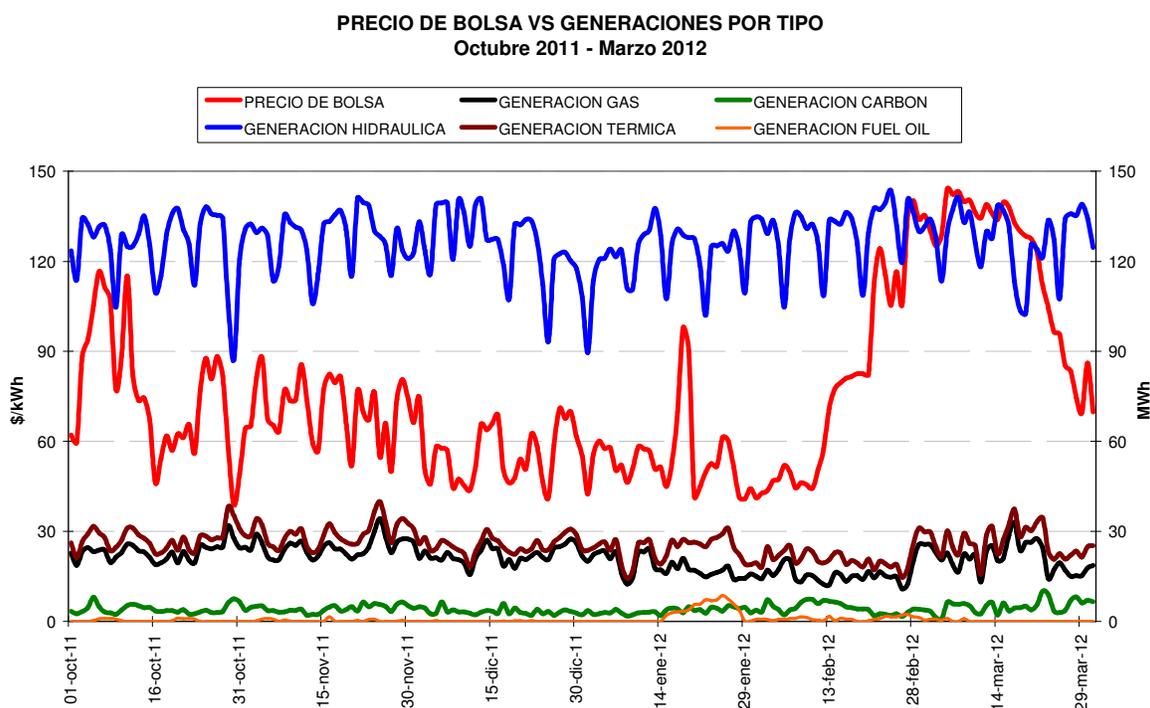


Gráfico No 13

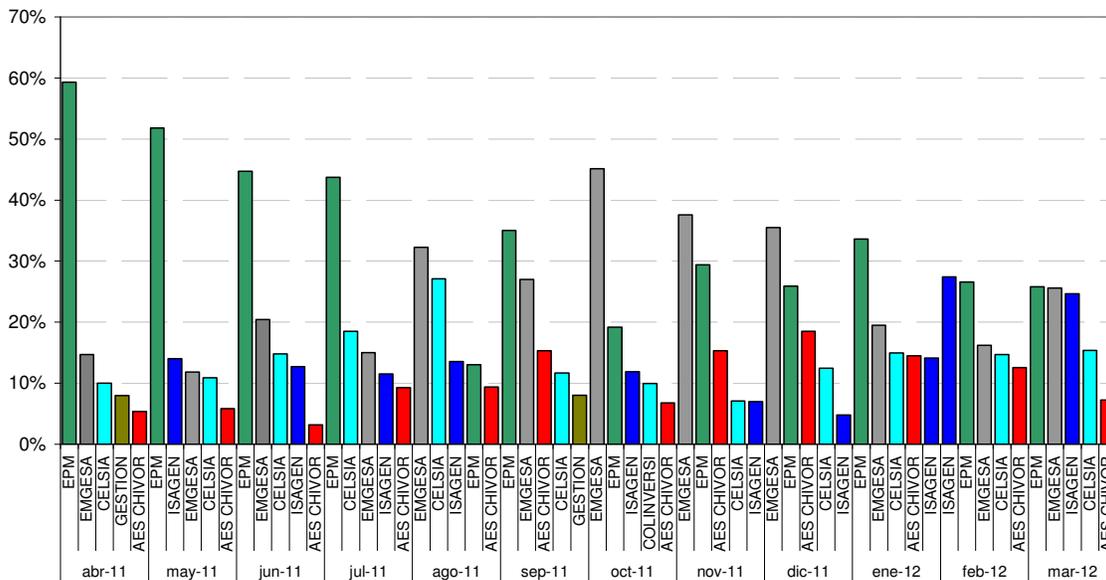
## 3.3 Comportamiento de Ofertas

### 3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 14 presenta en el periodo de los últimos doce meses, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio de bolsa.

Tres agentes fijaron el precio para tres cuartas partes de las horas del mes. A diferencia de otros meses, en marzo la distribución del índice de coincidencias fue muy similar para los tres generadores más grandes del mercado.

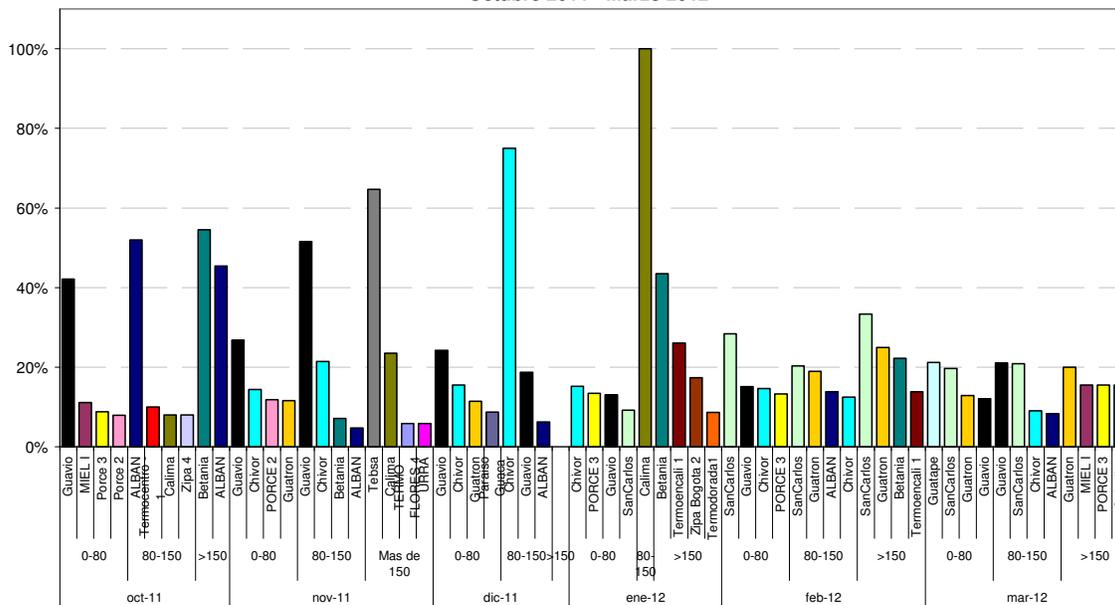
**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa  
Abril 2011 a Marzo 2012**



**Gráfico No 14**

**3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio**

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa  
por Rangos de Precio en \$/kWh  
Octubre 2011 - Marzo 2012**



El gráfico No 15 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta. En marzo no se destaca una planta liderando la fijación de precios en ninguna hora, la distribución del índice de coincidencias es muy uniforme.

### **3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad**

El análisis llevado a cabo por el CSMEM en esta sección, está basado en la información recopilada sobre la relación de los precios de oferta de los agentes con respecto al precio de bolsa, la disponibilidad de las plantas y el nivel específico del embalse de cada planta hidráulica.

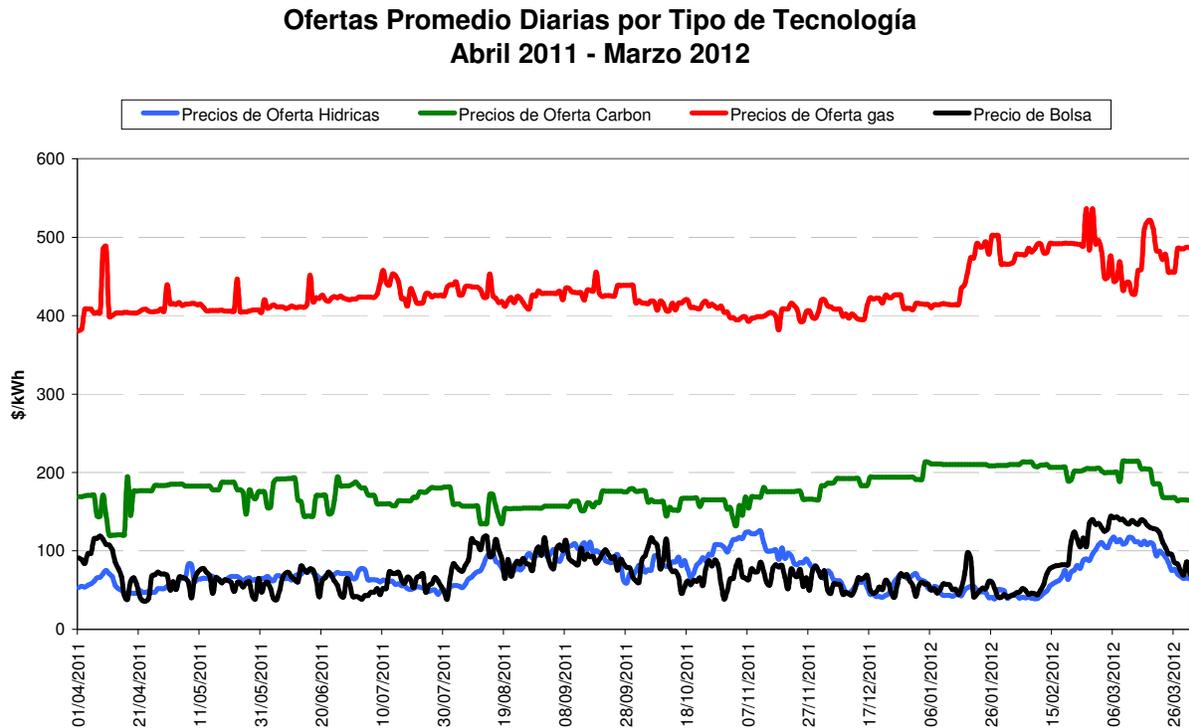
La mayoría de las plantas hidráulicas diseñaron sus ofertas a la bolsa en función de la evolución de precio de mercado, independientemente de su nivel de embalse. Este comportamiento se observó en Guatran, Guavio, Miel, Jaguas, Porce 2, Porce 3 y San Carlos. Se apartaron de esta estrategia, Guatapé y Playas, que ofertaron a precios bajos independientemente de los niveles del spot y Chivor y Calima al final del mes, con precios de oferta relativamente altos e inestables. Chivor registró en marzo niveles muy bajos de embalse lo que ayuda a entender su estrategia de oferta.

Quizás por la disparidad en los precios de acceso al gas natural, producto de la ausencia de térmicas en las convocatorias para suministro del gas del piedemonte y el diferencial de precios entre este último y el gas regulado de la Guajira, el comportamiento de los precios de oferta de los generadores térmicos fue muy errático en marzo. Se observaron precios de oferta entre \$110/kWh y \$1.000/kWh para las plantas con capacidad de generar con gas natural. En carbón la varianza es menor, pero se encuentran precios cercanos a \$70/kWh y por encima de \$270/kWh para el mismo generador (Paipa IV). Los precios de oferta del parque térmico no permiten entender la racionalidad de estos agentes y reflejan las tensiones que vive el mercado de gas natural.

Durante todo el mes de marzo Porce 3 y Miel estuvieron disponibles el 80% y 83% respectivamente, Chivor el 87% tres semanas, Guavio 75% y Jaguas 50% durante dos semanas y San Carlos y Termocandelaria mantuvieron disponibilidad del 75% y 67% por una semana.

### 3.3.4 Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología

El gráfico No 16 muestra los precios de bolsa diarios y los precios de oferta diaria media para cada uno de los tipos de tecnología de generación: hidráulica, gas, carbón, en los últimos doce meses.



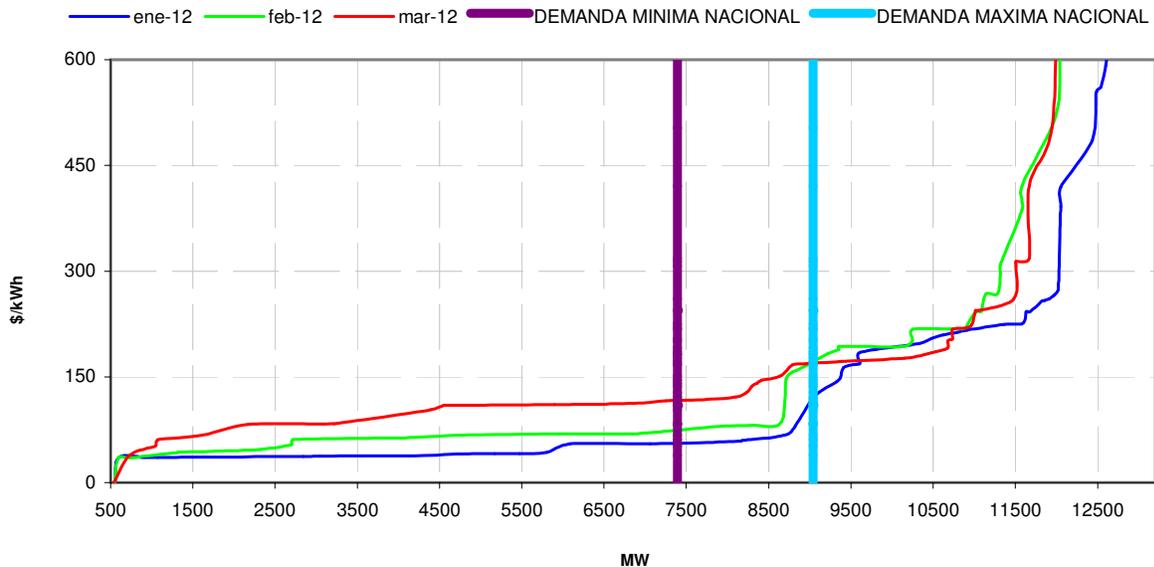
**Gráfico No 16**

Se observa como las ofertas de las plantas a gas han aumentado significativamente a partir de enero, posiblemente debido a la necesidad ocasional de algunas de ellas de generar con combustibles líquidos. En promedio, en marzo se experimentó un aumento en el precio de la oferta hidráulica y una ligera reducción en la oferta térmica.

### 3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 17 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

### CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO



**Gráfico No 17**

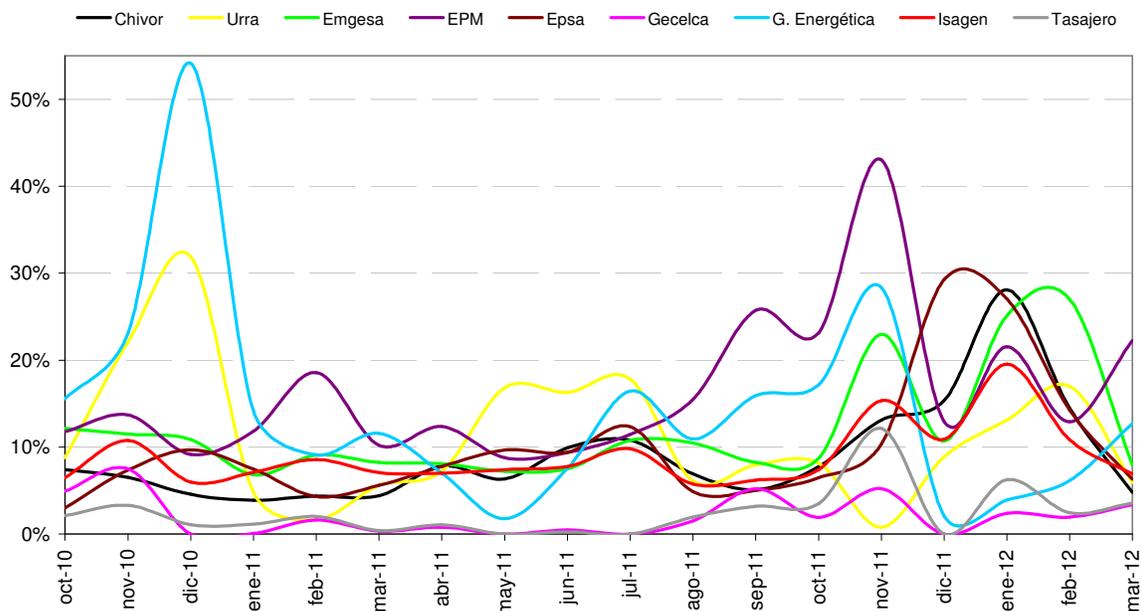
Como resultado de las estrategias de oferta de precios, la curva de oferta se desplazó hacia arriba, en el rango relevante de despacho definido entre las demandas mínima y máxima horaria. No obstante la pendiente se suavizó, porque se eliminó el “escalón” que caracterizaba los meses anteriores alrededor de los 9 Gwh.

### 3.3.6 Índice de Lerner Mensual

Los gráficos No 18-a, 18-b y 18-c presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner promedio mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual neta (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para los periodos de demanda alta, media y baja, en los últimos diez y ocho meses.

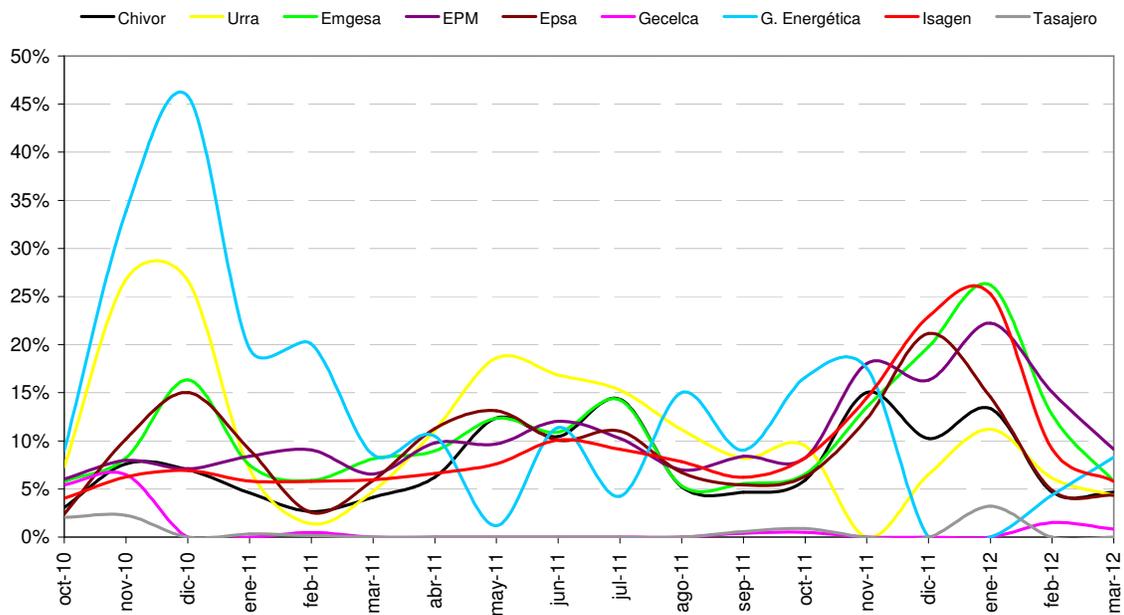
En marzo los índices de Lerner son moderados, presumiblemente por la reducción en la pendiente de la curva de oferta. El único caso que podría ameritar algún nivel de análisis es la situación que enfrenta EPM en horas de alta demanda. A pesar de lo anterior, estos desplazamientos paralelos de la curva de costos marginales de todos los agentes, solo deberían responder a cambios estructurales en los fundamentales de costo que en marzo no son evidentes.

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta  
Agosto 2010 - Marzo 2012**



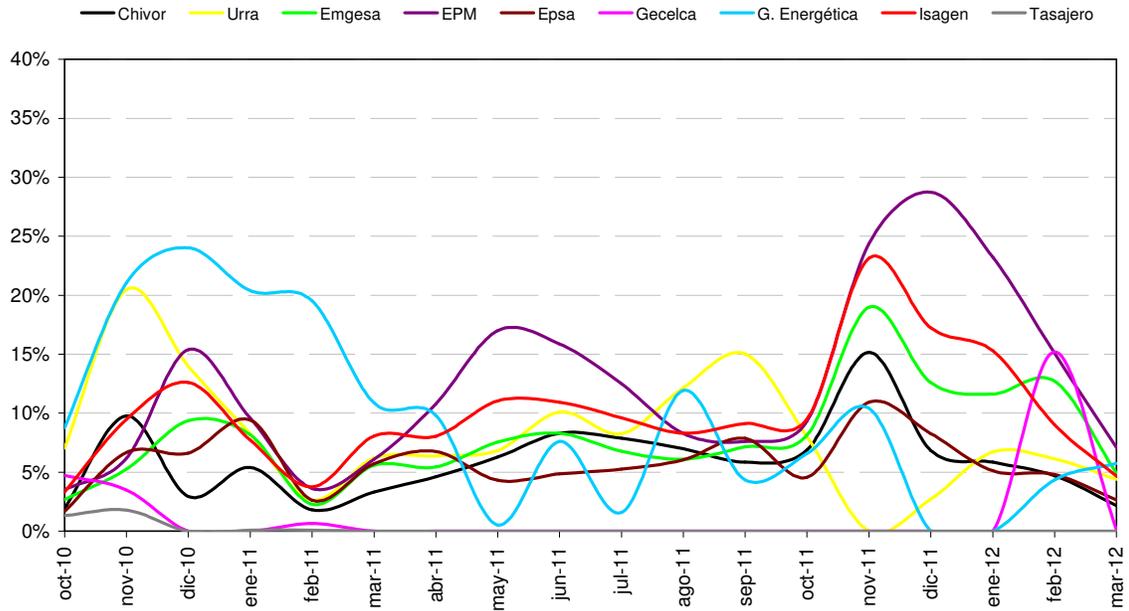
**Gráfico No 18-a**

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media  
Octubre 2010 - Marzo 2012**



**Gráfico No 18-b**

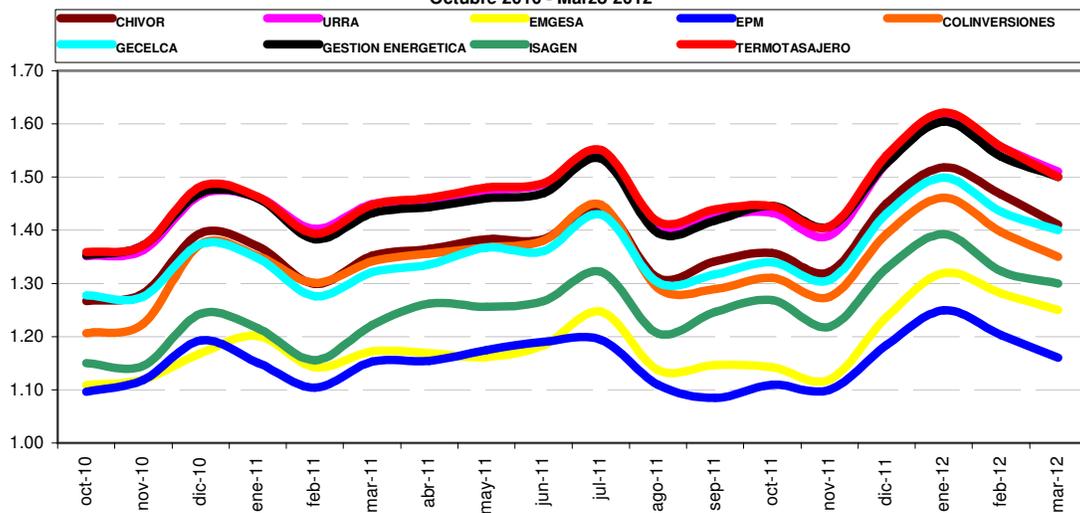
**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja  
Octubre 2010 - Marzo 2012**



**Gráfico No 18-c**

**3.3.7 Índice Residual de Suministro**

**Índice Residual de Suministro Mensual por Agente  
Horas de Demanda Alta  
Octubre 2010 - Marzo 2012**



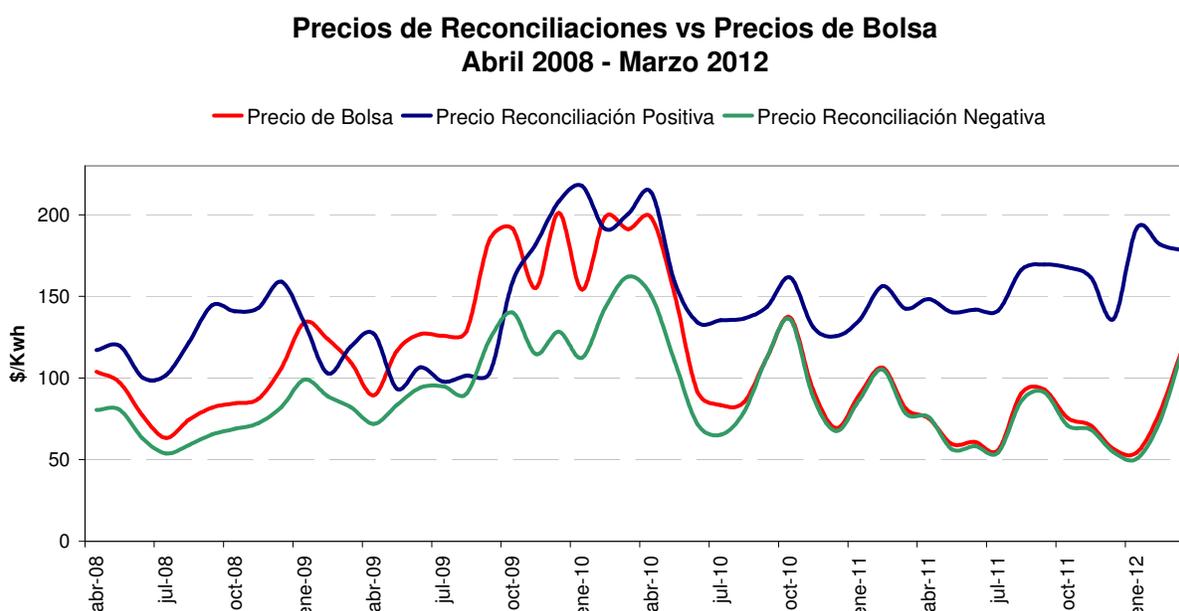
**Gráfico No 19**

El gráfico No 19 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. Este índice para EPM en horas de alta demanda, es consistente con el relativamente alto índice de Lerner que se calculó para este agente.

### 3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

#### 3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 20 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 20**

En marzo el precio promedio de las reconciliaciones positivas permaneció alto, no obstante que la disponibilidad de gas y de los circuitos a la Costa se ha normalizado.

#### 3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 21 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas  
 Octubre 2011 - Marzo 2012

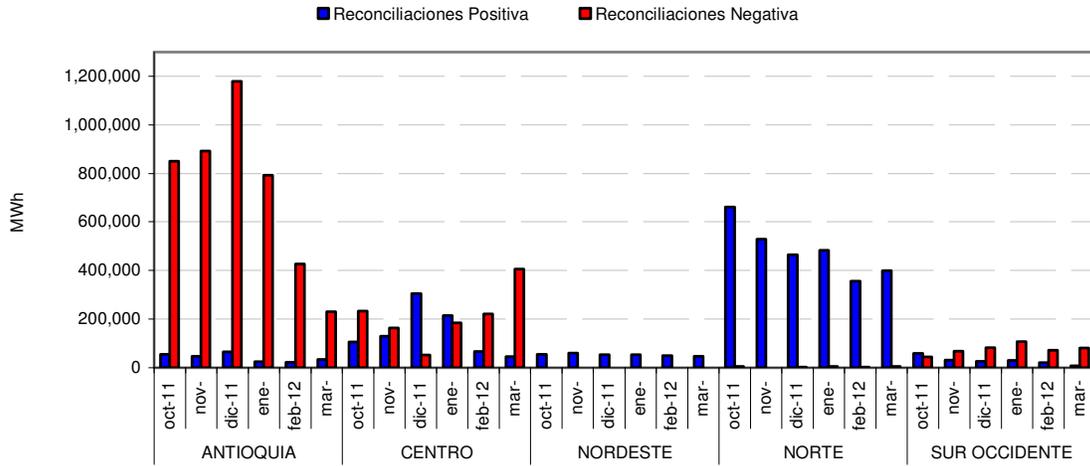


Gráfico No 21

La magnitud de las reconciliaciones positivas se mantiene alta en la zona Norte, es decir permanecen los atrapamientos de generación en la zona. De otra parte las reconciliaciones negativas en la zona Centro aumentaron y en Antioquia disminuyeron.

### 3.4.3 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas  
 Octubre 2011 - Marzo 2012

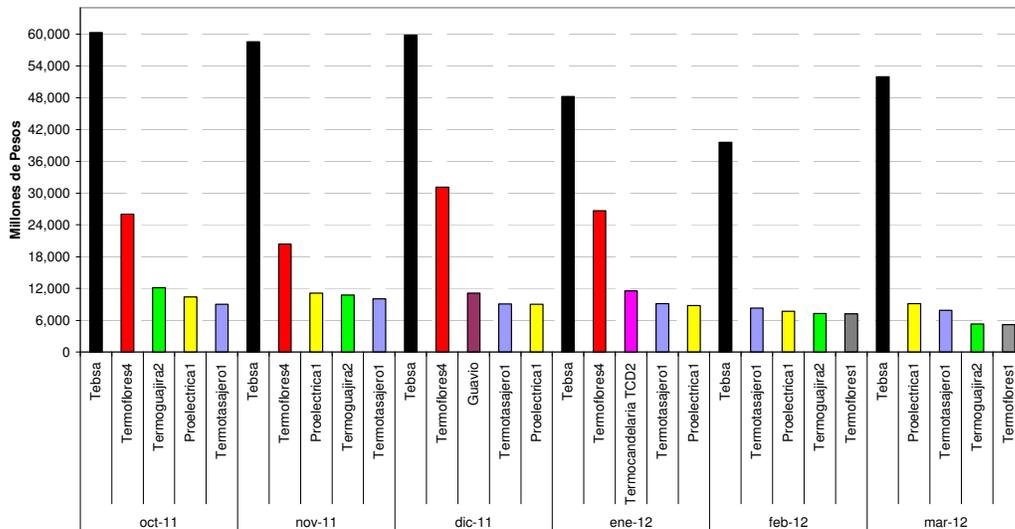


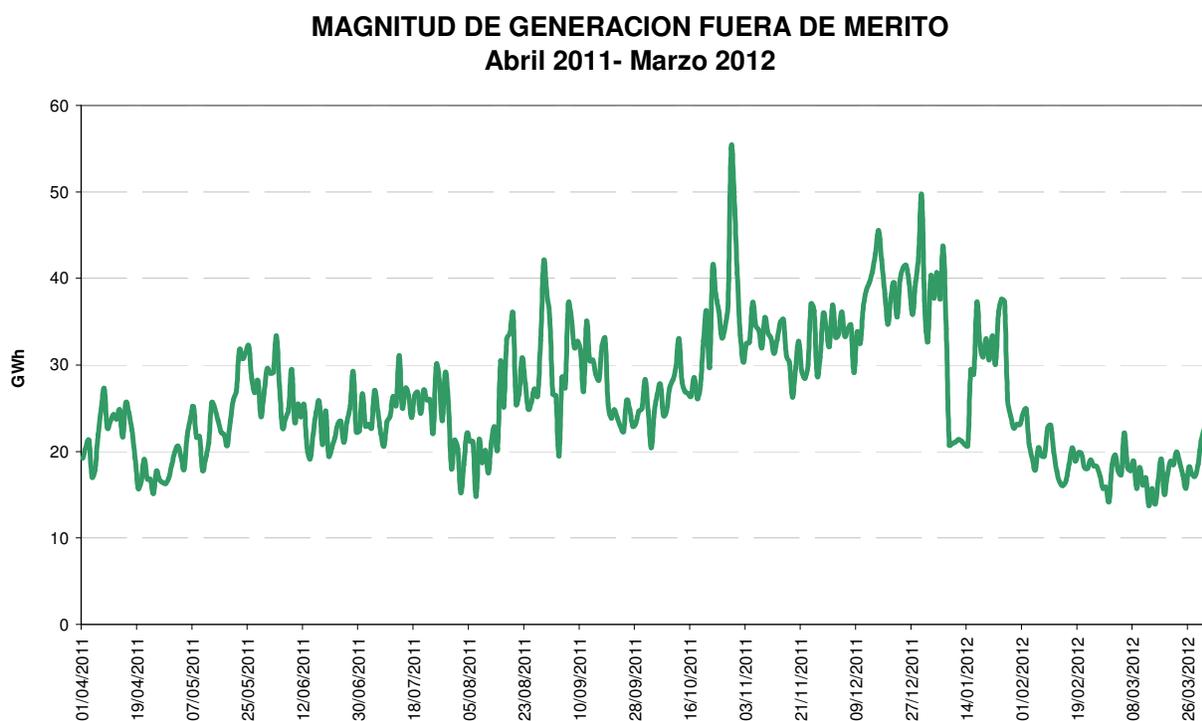
Gráfico No 22

El gráfico No 22 presenta las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas a nivel mensual, para los últimos seis meses.

### 3.5 Comportamiento de Restricciones

#### 3.5.1 Generación Fuera de Mérito

El gráfico No 23 presenta la cantidad de energía diaria (GWh/día) generada fuera de mérito en los últimos doce meses.

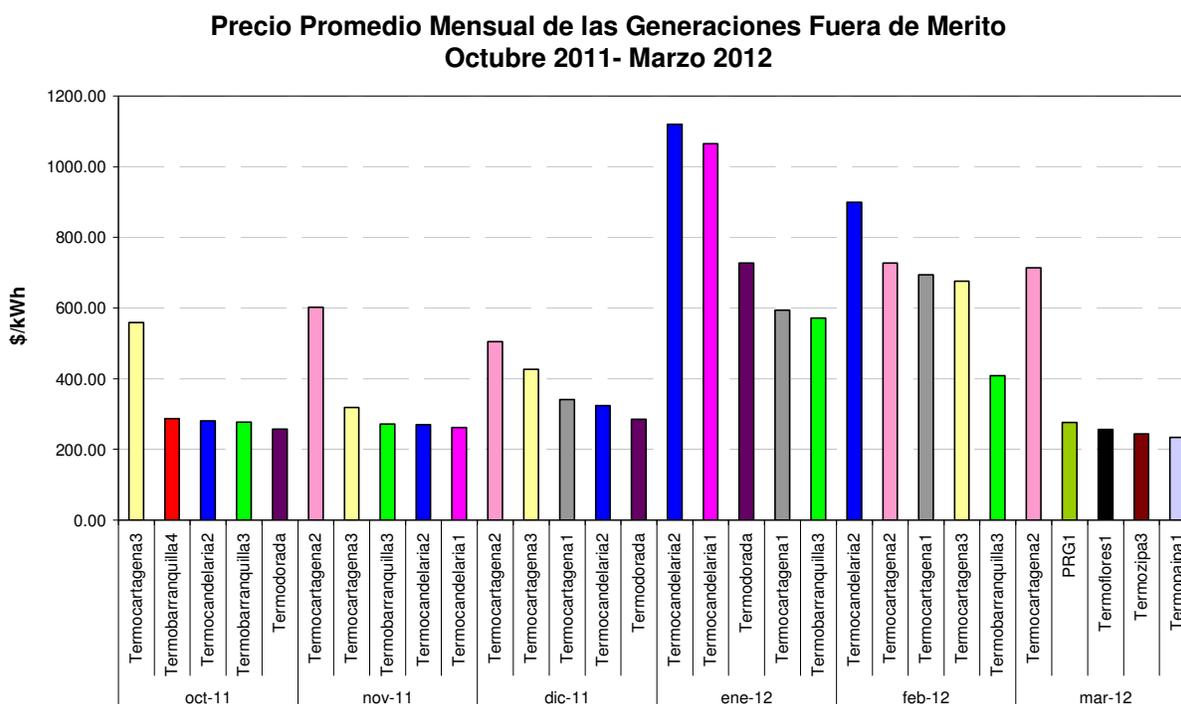


**Gráfico No 23**

Desde febrero se observa una reducción de la magnitud de la generación fuera de mérito, como consecuencia de la mejor disponibilidad de gas para las térmicas en la Costa y de los circuitos de interconexión entre el interior y la Costa.

### 3.5.2 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

El gráfico No 24 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.



**Gráfico No 24**

En marzo Termo Cartagena sobrepasó en promedio de 700/kWh para sus generaciones fuera de mérito, producto de la utilización de combustibles líquidos.

### 3.5.3 Costo Total Diario de Restricciones

El gráfico No 25 presenta el costo total diario en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos doce meses.

### Costo Total Diario de Restricciones Abril 2011 - Marzo 2012

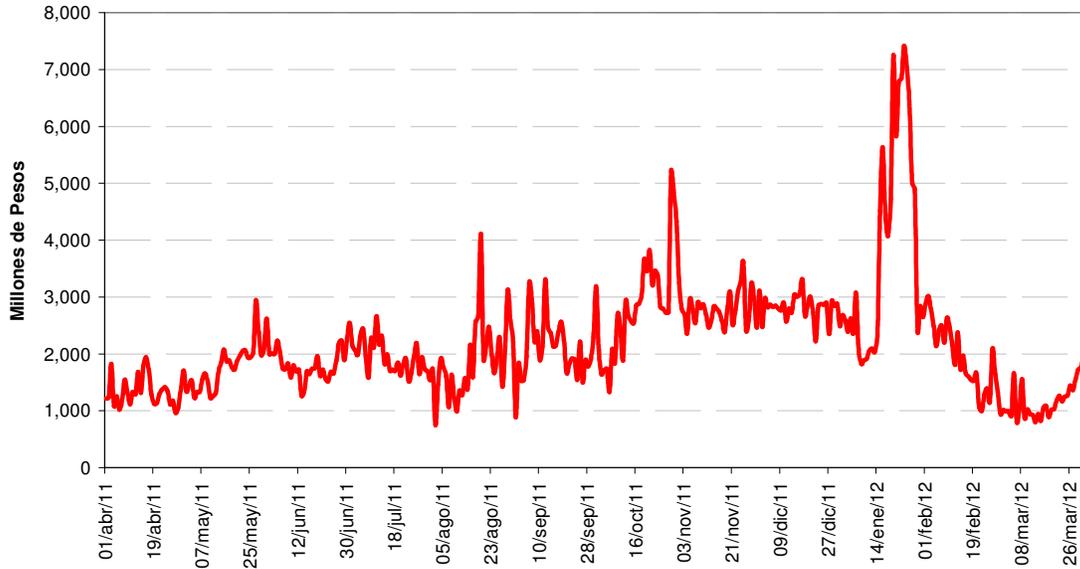


Gráfico No 25

### 3.5.4 Costo Mensual de Restricciones



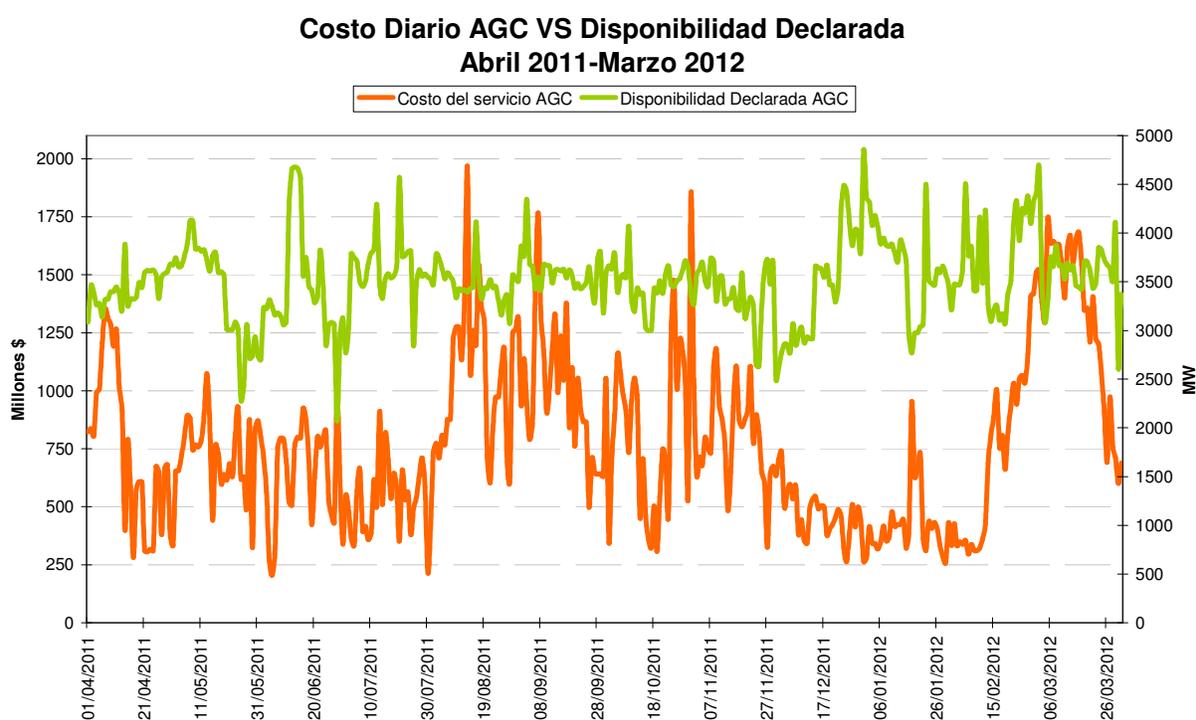
Gráfico No 26

El gráfico No 26 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

### 3.6 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

#### 3.6.1 Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada

El gráfico No 27 presenta a nivel diario el costo del servicio de AGC en millones de pesos y la disponibilidad comercial declarada en MW para este servicio, para los últimos doce meses.



**Gráfico No 27**

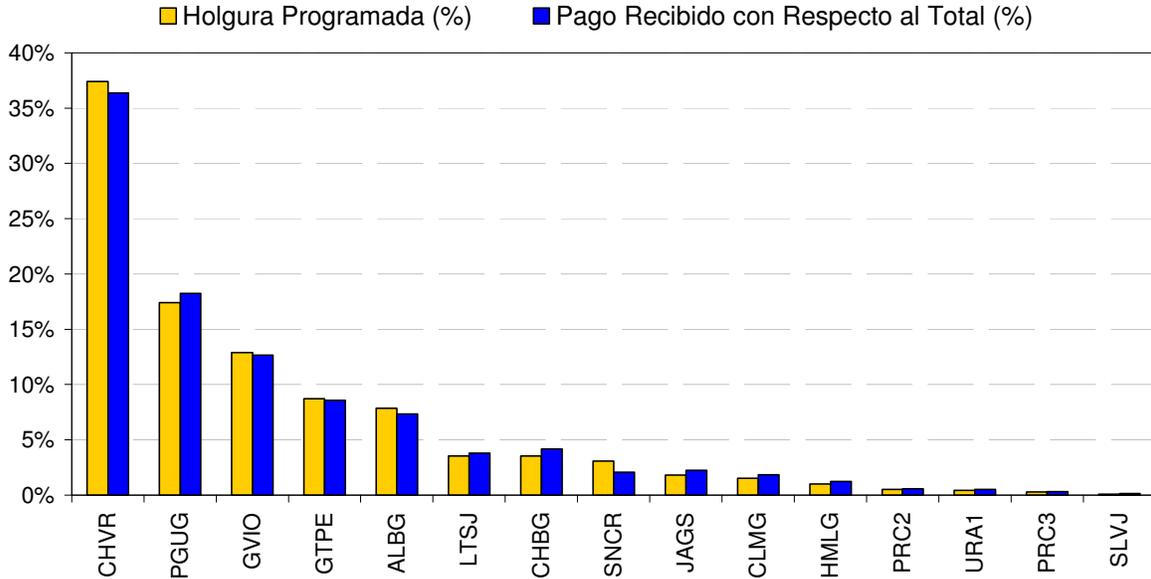
La disponibilidad ofertada para efectuar la regulación secundaria de frecuencia en marzo se mantuvo alrededor de los 3.400 MW y el costo asociado del servicio presentó una variación que corresponde a la de los precios de bolsa.

#### 3.6.2 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 28 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.



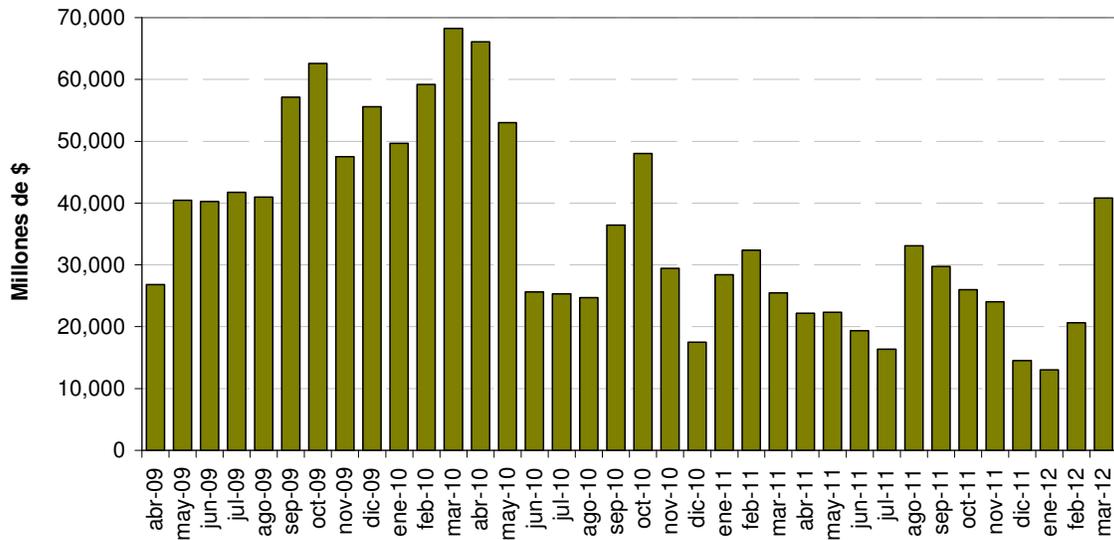
## Distribución del Servicio de AGC Marzo de 2012



**Gráfico No 29**

### 3.6.4 Costo Mensual del Servicio de RSF

#### Valor del AGC Mensual Abril 2009 a Marzo 2012



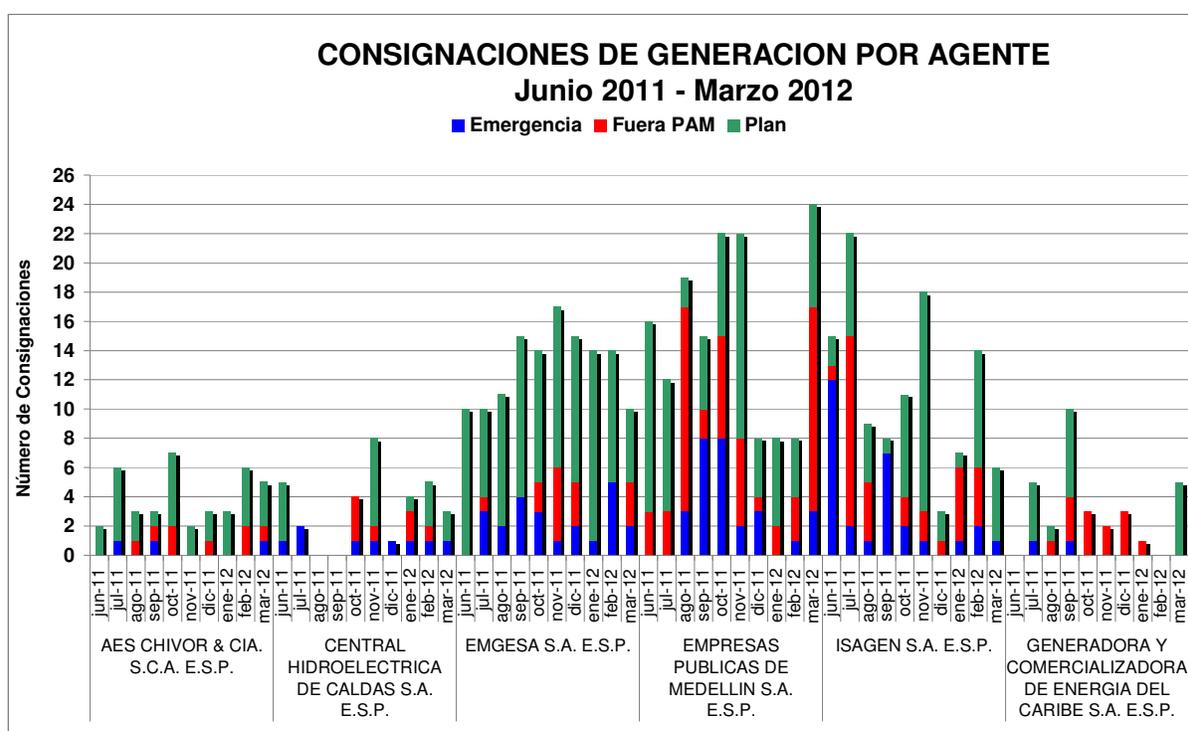
**Gráfico No 30**

El gráfico No 30 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.

### 3.7 Indicadores Operativos

#### 3.7.1 Mantenimientos de Generación por Agente

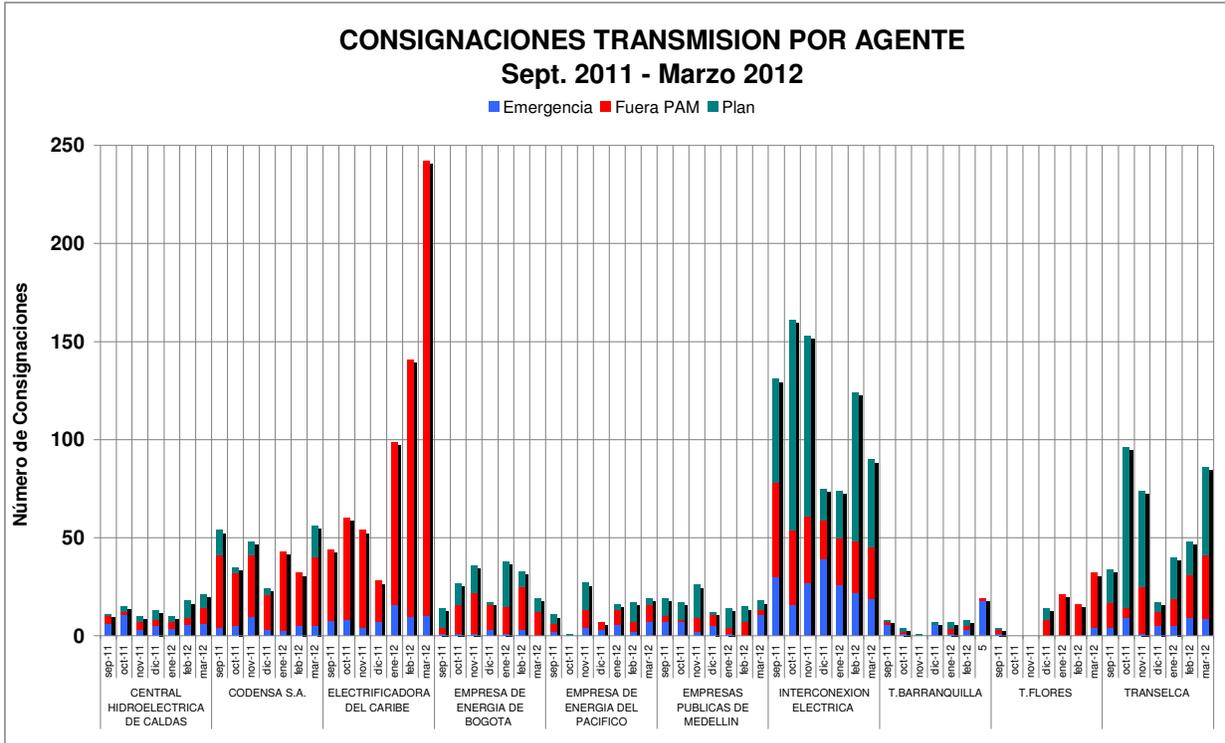
El gráfico No 31 muestra el número de consignaciones de generación en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.



**Gráfico No 31**

#### 3.7.2 Consignaciones de Transmisión por Agente

El gráfico No 32 muestra el número de consignaciones de transmisión nacional y regional en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.



**Gráfico No 32**

Cabe resaltar que en marzo el número total de consignaciones se incrementó con respecto a febrero de 569 a 751; este aumento fundamentalmente ocurrió en Electricaribe, donde además la casi totalidad de las consignaciones estuvo por fuera del Plan de mantenimientos.