

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 100 – 2015

CIENTE INFORMES DEL COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MEM PRINCIPALES TEMAS TRATADOS

Preparado por:

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

Bogotá, Junio 16 de 2015

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	CIEN INFORMES DEL COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MEM – PRINCIPALES TEMAS TRATADOS	2
2.1	EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA	2
2.1.1	<i>Funcionamiento del Mercado Spot</i>	2
2.1.2	<i>Precios de Bolsa</i>	5
2.1.3	<i>Ofertas de los agentes</i>	8
2.1.4	<i>Estrategias Comerciales</i>	8
2.1.5	<i>Mercado de Contratos Bilaterales</i>	10
2.1.6	<i>Comercialización</i>	12
2.2	INDICADORES DE SEGUIMIENTO DEL MEM	13
2.3	PROBLEMÁTICA DEL GAS NATURAL	15
2.3.1	<i>Abastecimiento de Gas Natural</i>	15
2.3.2	<i>Transporte de Gas Natural</i>	17
2.3.3	<i>Planta de Regasificación</i>	18
2.3.4	<i>Comercialización del Gas</i>	19
2.4	PODER DE MERCADO	22
2.4.1	<i>Monitoreo del Poder de Mercado</i>	22
2.4.2	<i>Aumento de la Concentración del Mercado</i>	25
2.5	CARGO POR CONFIABILIDAD	27
2.6	CONFIABILIDAD DEL SIN	31
2.6.1	<i>Expansión del Sistema de Transmisión Regional</i>	31
2.6.2	<i>Expansión Sistema de Transmisión Nacional</i>	33
2.6.3	<i>Atrasos y Cancelaciones en Proyectos de Generación</i>	34
2.6.4	<i>Confiabilidad del Abastecimiento de Gas</i>	35
2.6.5	<i>Problemas del Desarrollo de la Infraestructura</i>	35
2.7	EL FENÓMENO DEL NIÑO	37
2.7.1	<i>Comportamiento del Mercado</i>	37
2.7.2	<i>Utilización de Combustibles Líquidos</i>	40
2.8	ANÁLISIS FINANCIERO DE LOS AGENTES GENERADORES	42
2.9	CONSIDERACIONES SOBRE LA OPERACIÓN DEL SIN	43
2.9.1	<i>Restricciones y Reconciliaciones</i>	43
2.9.2	<i>Regulación Secundaria de Frecuencia - AGC</i>	44
2.9.3	<i>Potencia Reactiva</i>	46
2.9.4	<i>Mantenimientos</i>	48
2.9.5	<i>Pruebas de Unidades</i>	49
2.10	ANÁLISIS REGULATORIO	49
2.11	PARTICIPACIÓN EN EL EISG	54
2.12	POLÍTICA ENERGÉTICA	55
2.13	OTROS	58
3	BIBLIOGRAFÍA.....	60

Resumen Ejecutivo

El presente informe resume los principales temas tratados por el CSMEM en los cien informes realizados en el periodo 2006–2015.

- El mercado mayorista de energía. Teniendo en cuenta que el comportamiento y el desempeño del MEM son la esencia del seguimiento que debe llevar a cabo el CSMEM, este tema ha sido de la mayor prioridad en los aspectos relacionados con el funcionamiento del mercado spot, los precios de bolsa, las ofertas de los agentes, las estrategias comerciales, el mercado de contratación bilateral y la comercialización de la energía.
- Indicadores de seguimiento del MEM. Con el fin de detectar los aspectos que pueden ser nocivos para los sectores de energía y gas natural, el CSMEM ha desarrollado una serie de indicadores, que permiten el análisis del desempeño del mercado y el comportamiento de los agentes y que incluyen: las principales variables del SIN, los precios del mercado spot, las ofertas de los agentes generadores, el poder de mercado, las reconciliaciones y restricciones del mercado, el mercado de contratos, el servicio de regulación secundaria de frecuencia y el mercado del gas natural para la generación de electricidad.
- Problemática del gas natural. Teniendo en cuenta la importancia del abastecimiento de gas natural para las plantas térmicas, el CSMEM desde abril del 2007 viene haciendo un seguimiento del tema, el cual aún está lejos de ser resuelto y se concentra fundamentalmente en: abastecimiento y transporte del gas natural, la planta de regasificación y la comercialización del gas. En este momento, para asegurar el abastecimiento confiable de gas natural al parque térmico, en particular es crucial la entrada en operación de la planta de regasificación.
- Poder de mercado. Considerando la necesidad de contar con un tratamiento metodológico para identificar situaciones de ejercicio de poder de mercado y cuantificar los perjuicios que estos comportamientos ocasionan al sistema, el CSMEM ha venido implementando una serie de indicadores ajustados a las características propias del mercado eléctrico colombiano. Así se incorporó el índice residual de suministro; a partir de la metodología desarrollada por Wolak se han incluido el índice de habilidad (Lerner) que mide la capacidad del generador de incidir en los precios de bolsa y del índice de incentivo que mide la conveniencia para el agente de presionar al alza el precio del spot; además se incorporó el indicador de Margen Bruto Ponderado, desarrollado inicialmente para el mercado de New England.

Otro aspecto de importancia ha sido el seguimiento realizado a la evolución de la concentración del mercado, incluyendo los análisis sobre el impacto de una posible fusión de Isagen con alguno de los agentes existentes en el MEM.

- Cargo por confiabilidad. El CSMEM ha venido haciendo un seguimiento desde la implementación del cargo, en los aspectos relacionados con las subastas de Obligaciones de Energía Firme, el desarrollo de los proyectos comprometidos en las subastas, el comportamiento de la confiabilidad del sistema durante los periodos de bajas hidrologías y de los combustibles de respaldo asociados al cargo para las plantas térmicas.
- Confiabilidad del SIN. Desde el 2008 el CSMEM ha venido analizando los principales problemas que comprometen la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional. Entre ellos se encuentran los atrasos en la expansión tanto del sistema de transmisión regional STR, como también del sistema de transmisión nacional STN, los atrasos en el desarrollo de la expansión de generación, la confiabilidad en el abastecimiento de gas para las plantas térmicas y los inconvenientes que se presentan para la expansión de la infraestructura eléctrica, asociados con las licencias ambientales, los planes de desarrollo territorial, las comunidades y las etnias.
- El fenómeno del Niño. El comportamiento hidrológico en el SIN se ha caracterizado por ser de extremos, si bien el Niño solo se presentó en el periodo 2009-2010, varios han sido los años donde existió la expectativa de nueva ocurrencia de Niño; por otra parte, la Niña también hizo presencia en el periodo 2010-2012. Bajo estas circunstancias el CSMEM ha monitoreado el comportamiento del mercado y ha estado atento a los análisis energéticos realizados por el administrador del mercado XM.

Para el CSMEM ha sido preocupante la creciente sustitución de gas natural por combustibles líquidos para soportar la ENFICC (Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad) de las plantas térmicas, situación que ante las expectativas de hidrologías críticas compromete la confiabilidad del abastecimiento de electricidad, debido a las restricciones que imponen la infraestructura y logística existente para el suministro de combustibles líquidos.

- Análisis financiero de los agentes generadores. Periódicamente el CSMEM realiza análisis de la situación financiera de los principales agentes generadores del MEM, determinando si los retornos al capital de estas empresas son extremadamente altos y no corresponden con el nivel de riesgo del negocio, verificando la solidez financiera de las empresas y además efectuando un cruce de la información financiera con información operacional, lo cual permite

encontrar una serie de indicadores que caracterizan la estructura de los diferentes agentes.

- Consideraciones sobre la operación del SIN. Además del seguimiento del mercado, el CSMEM también monitorea aspectos propios de la operación del SIN, tales como las restricciones operativas y su impacto en las reconciliaciones del mercado, el servicio de regulación secundaria de frecuencia y su costo, el comportamiento del control del voltaje y de la potencia reactiva, la ejecución de mantenimientos y las pruebas de unidades generadoras.
- Análisis regulatorio. El CSMEM lleva a cabo análisis regulatorios de los aspectos relacionados con el funcionamiento del mercado de energía y gas, bien sea por solicitud de la SSPD o por su propia iniciativa.
- Participación en el EISG – Energy Intermarket Surveillance Group. Desde el 2010 el CSMEM ha venido participando activamente en el grupo de monitores de mercados eléctricos, conformado por mercados de Estados Unidos, Canadá, Australia y Asia. El CSMEM se ha beneficiado de las experiencias que se comparten en este grupo, como también ha podido exponer ante ese foro las experiencias propias. Finalmente el CSMEM publica en sus informes los temas de mayor relevancia para el MEM.
- Política energética. Teniendo en cuenta que la mayoría de aspectos del MEM están relacionados con la política energética del país, el CSMEM incluye en sus informes reflexiones sobre estos temas. Al respecto ha expresado opiniones entre otras, alrededor de la conveniencia de las exportaciones de gas a Venezuela, la necesidad de una política integral para el gas natural, la utilización del carbón para la generación térmica e inconveniencia que Ecopetrol construya una termoeléctrica utilizando el gas de Cusiana y Cupiagua.

1 Introducción

El presente informe, resume los principales temas tratados por el CSMEM en los cien informes realizados en el periodo 2006–2015.

El resumen de los informes está organizado por temas, se presenta en la secuencia cronológica en que los documentos fueron elaborados e incluye los siguientes: El mercado mayorista de energía, los indicadores de seguimiento del MEM, la problemática del gas natural, el poder de mercado, el cargo por confiabilidad, la confiabilidad del SIN, el fenómeno del Niño, el análisis financiero de los agentes generadores, consideraciones sobre la operación del SIN, el análisis regulatorio, la participación de CSMEM en el EISG y consideraciones de política energética.

2 Cien Informes del Comité de Seguimiento del MEM – Principales Temas Tratados

2.1 El Mercado Mayorista de Energía

2.1.1 Funcionamiento del Mercado Spot

Desde agosto de 2008 el CSMEM ha venido presentando los aspectos más importantes que inciden en el comportamiento del MEM e hizo algunas recomendaciones para que los entes rectores del sector las discutieran, profundizaran y tomaran las medidas regulatorias y de control que consideraran convenientes. En el mercado spot, se plantearon las siguientes recomendaciones: a) aumentar la oferta de gas, b) regular el precio del gas, c) modificar el formato de presentación de ofertas al MEM, d) revisar el impacto del Decreto 2687 de 2008, e) tipificar el abuso del poder de mercado, f) aumentar la capacidad de regulación secundaria de frecuencia y g) crear un mercado independiente para el servicio de regulación secundaria de frecuencia³⁰.

En octubre de 2008 el CSMEM presentó estudios de caso sobre el impacto de determinadas estrategias de oferta en el precio de bolsa. La SSPD ha analizado algunos casos de aumento de precios en las ofertas o retiros de capacidad disponible que se han traducido en incrementos importantes en el precio de bolsa. Del análisis de estos casos y como primera aproximación para establecer procedimientos y bases normativas que permitan hacia el futuro, contar con herramientas efectivas para fortalecer el nivel de competencia en el MEM, el CSMEM planteó las bases de un tratamiento metodológico para identificar situaciones de ejercicio de poder de mercado y cuantificar los perjuicios que estos comportamientos ocasionan al sistema³².

En agosto de 2009 el CSMEM presentó un análisis de los costos marginales de energía. Utilizando los resultados del modelo de optimización de despacho MODSEI, desarrollado por la SSPD, estimó los costos marginales de referencia del mercado, con base en la información histórica del mismo. La operación de los embalses del SIN simulada con el MODSEI corresponde muy de cerca con el comportamiento real que tuvieron los mismos; el precio spot tuvo un comportamiento cercano al referente del costo marginal, excepto en los meses de enero, febrero, mayo y junio de 2009, donde el precio spot alcanzó valores muy superiores al referente para esos meses respectivamente. Las desviaciones del referente en enero y junio de 2009 que fueron del orden del 40%, podrían estar indicando la presencia de agentes ejerciendo poder de mercado⁴¹.

En agosto de 2009 empezó a regir el cambio de ofertas para los generadores térmicos, tal que efectúan sus ofertas de suministro de energía en forma independiente de las de arranque y parada de unidades. Esta situación hizo que las ofertas de suministro de energía de los generadores térmicos tuvieran una reducción considerable; este hecho unido al incremento que ocurrió en los precios de oferta de la generación hidráulica, marcó un cambio importante respecto al comportamiento tradicional de los precios de oferta⁴².

Dentro del contexto de la celebración de los quince años del MEM, el CSMEM analizó brevemente la situación de los mercados eléctricos en América Latina y las bondades e imperfecciones que caracterizan el mercado colombiano, basadas en los análisis llevados a cabo por el CSMEM durante los últimos 4 años y además en el estudio llevado a cabo por Wolak sobre el MEM⁴³.

Estos 15 años de funcionamiento del MEM muestran claramente a través de varios indicadores, el desarrollo positivo del sector, en la transición del estado empresario a una participación mixta estado-sector privado. Desde el punto de vista financiero, el balance es ampliamente favorable y el sector en su conjunto no absorbe recursos financieros del estado; en relación al tema institucional, vale la pena mencionar como la CREG ha desarrollado el esquema regulatorio, pilar de la operación exitosa del MEM⁴³.

Si bien es cierto que se presentan amenazas sobre la confiabilidad del sistema, no se puede desconocer que se han logrado avances muy importantes en cuanto a la solidez de la operación del SIN, el cual ha sido capaz de enfrentar exitosamente la presencia de dos fenómenos del Niño y el ataque terrorista sobre la red de transmisión que alcanzó en el año 2002 la cifra de 160 atentados⁴³.

En relación al cambio de ofertas para los generadores térmicos, el nuevo algoritmo de despacho, al minimizar los costos de los recursos despachados, puede llegar a sobre-remunerar a los generadores y aumentar el costo final de energía que enfrentan los usuarios, pues el minimizar los costos de generación no es equivalente a minimizar el costo incurrido para el MEM. El CSMEM analizó un caso que aunque minimizó el costo de la energía ofertada por los generadores, el precio de bolsa se elevó muy por encima del que se habría obtenido con la fórmula del despacho anterior, generando rentas adicionales a todas las plantas despachadas⁵¹.

Es esencial contar con un modelo de predicción, que permita establecer si los precios observados en el mercado en un momento determinado se ubican en un rango razonable, en función del comportamiento de las principales variables que inciden

sobre el mismo. El CSMEM en agosto de 2010 emprendió el ejercicio de calibrar un Vector Autoregresivo - VAR, que mejore la explicación de los precios de bolsa y mostró los primeros resultados de los análisis formales de las variables que inciden en el precio de la energía y una primera especificación del VAR⁵².

Como una extensión del ejercicio econométrico presentado en el informe No 52, se estimó nuevamente un Vector Autoregresivo - VAR, en este caso en logaritmos, incluyendo como variable endógena el índice de Lerner. Se busca con este modelo validar los resultados obtenidos por Wolak en el estudio contratado por la SSPD, según los cuales el poder de mercado ayuda a predecir el nivel de los precios de oferta de los generadores. El modelo permite afirmar que el poder de mercado medido a través del inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, incide directamente en el nivel de los precios de bolsa, confirmando el hallazgo de Wolak⁵⁴.

Se presentan adicionalmente las funciones impulso respuesta que muestran como tanto el precio de bolsa como el índice de Lerner siguen una dinámica inercial: ante un impulso en estas variables, el precio de bolsa tarda varios meses en tornar a su senda de equilibrio. Se plantea como hipótesis que este comportamiento muestra la debilidad de las fuerzas de competencia en el mercado mayorista de energía, para presionar rápidamente el precio hacia el nivel de equilibrio de acuerdo con los fundamentales⁵⁴.

En octubre de 2011 el CSMEM analizó el precio del gas en boca de pozo. Como resultado de la indexación del precio en boca de pozo con base en la evolución del precio externo de los sustitutos (y no del gas), el precio regulado del gas natural en el mercado doméstico estaba un 60% por encima del referente internacional. Este nivel no es eficiente en términos económicos bajo ninguna de las metodologías para fijación de precios de no transables y tiene por lo menos las siguientes consecuencias: genera rentas, presiona al alza el precio spot de la electricidad, resta competitividad a la industria colombiana (en gas y electricidad) e introduce riesgos a potenciales negocios de importación⁶³.

En abril de 2013 el CSMEM observó que la dinámica de precios de bolsa no es simétrica. El mercado se ajusta muy rápido ante señales de escasez; no obstante, cuando los fundamentos retornan a niveles normales, los precios toman un periodo considerablemente mayor para adaptarse al nuevo entorno. Quizás esta es la razón por la cual en el segundo semestre del 2012 el MBP se elevó tanto. Ante el anuncio de un Niño potencial y aún bajo hidrologías normales, los precios de oferta y en consecuencia el precio del spot, se sostuvieron en niveles muy elevados⁷⁸.

Un mayor valor esperado de la energía en épocas de sequía puede afectar la valoración del agua de los agentes. En igual forma el aumento, en términos reales del precio del gas natural, incide indirectamente, en el costo de oportunidad del agua embalsada⁷⁸.

En abril de 2014 el CSMEM describe el problema observado en la operación de tiempo real, que se relaciona con el incremento en las solicitudes de re-despacho de algunas plantas térmicas e hidráulicas, por debajo de la disponibilidad ofertada, aduciendo razones de indisponibilidad de gas o bajo nivel de los embalses. También se hace hincapié nuevamente en que las plantas térmicas que no cuentan con contratos de gas natural, presentan márgenes muy elevados entre el costo marginal de generación con combustibles líquidos y el precio de oferta⁸⁹.

2.1.2 Precios de Bolsa

Para junio del 2007 el CSMEM analiza los indicadores definidos para el MEM y encuentra que este año los precios en bolsa han estado sistemáticamente por encima de los referentes históricos. La situación no es fácil de entender, teniendo en cuenta que el 2007 inició con un nivel de embalse agregado elevado, los aportes hídricos se han ceñido a los registros medios históricos, los precios de los combustibles se han mantenido en rangos similares al 2006, y la demanda de Ecuador se ha reducido. En condiciones normales los factores citados presionarían los precios a la baja. Otros elementos que pueden estar presionando los precios del spot son el alto crecimiento de la demanda eléctrica del país sin expansiones importantes en generación y la incertidumbre reinante en cuanto al adecuado abastecimiento de gas para el parque térmico¹⁶.

En octubre de 2007 el CSMEM hace una primera aproximación para medir cuanto le cuesta al sector eléctrico el desabastecimiento de gas. Para ello se infieren los precios que despejan el spot bajo las situaciones con y sin restricciones de gas. En los primeros meses del 2007 se presentaron 6 casos en que el productor notificó a las térmicas, inconvenientes que impedían despachar la totalidad del gas nominado. En cuatro de estos eventos, la retirada de capacidad térmica asociada a esta restricción no causó efectos en el precio de la energía eléctrica porque la demanda se satisfizo con otras plantas. No obstante, el 5 y el 21 de marzo, la reducción en la disponibilidad comercial para algunas térmicas del Magdalena Medio, claramente afectó los precios del mercado, por lo menos en horas de alta demanda²².

El efecto del 5 de marzo fue particularmente pronunciado; en ausencia de restricciones el mercado se habría despejado para horas de alta demanda, con un precio cercano a los \$109/kWh; la retirada de capacidad en las térmicas mencionadas elevó el precio a niveles de casi \$170/kWh. Este desplazamiento del precio, a una demanda superior a los 8.1 Gwh, se traduce en un extra costo para el mercado de más de 1.400 millones de pesos si se consideran tres horas afectadas por el alza. Esta cifra es importante y muy superior a lo que debe cancelar como penalización el productor por incumplir su compromiso de suministro cuando se le requiere²².

En febrero de 2010 el CSMEM efectúa un análisis relativo al comportamiento de los precios de bolsa frente a los cambios regulatorios, el cual no corresponde a las expectativas alcistas derivadas de la presencia del fenómeno del Niño. Tanto el nivel bajo del precio de bolsa, como su variación en diciembre y enero parecen obedecer a las dificultades que han encontrado los generadores para diseñar sus estrategias óptimas de oferta, ante las modificaciones regulatorias del mercado y las condiciones hidrológicas⁴⁶.

Con las medidas de emergencia, el espacio de demanda residual para el parque hidráulico se redujo; estos agentes, para evitar cubrir sus ventas en contratos mediante compras en el spot a precios elevados, buscan generar el máximo posible dentro de las restricciones impuestas transitoriamente al despacho. En estas circunstancias se generan incentivos a reducir sus ofertas, lo que se traduce en precios de bolsa bajos en las horas de menor demanda. Incide, además en estos precios bajos, el nuevo esquema de despacho en el que el costo de arranque y parada de las plantas térmicas se incluye directamente en el proceso de optimización y por lo tanto se elimina la incertidumbre de estos agentes a la hora de formular sus ofertas. Por otra parte, las ofertas de las plantas despachadas por generación forzada a raíz de los decretos de racionamiento, no se consideran en el cierre de precio de bolsa y su despacho se liquida a costos regulados⁴⁶.

En diciembre de 2011 el CSMEM comentó que los precios de bolsa han reaccionado como se espera en un mercado eficiente, a medida que se acumulan recursos en los embalses el precio spot tiende a la baja. Contrariamente a lo esperado con los abundantes aportes hídricos y los niveles de los embalses, algunos precios máximos de bolsa, siendo elevados pero todavía distantes del precio de escasez, ocurren por efecto del mantenimiento del parque térmico en la estación de lluvias⁶⁵.

En noviembre de 2012 el CSMEM comentó que el patrón de la serie de precios observada durante el segundo semestre de 2012 no dista mucho de la que se presentó

en 2009, en pleno Niño y con el mercado intervenido, lo cual no parece responder a los fundamentos del mercado: reservas y aportes hidrológicos⁷⁵.

En marzo de 2013 el CSMEM analizó los últimos cuatro años de desempeño del MEM, los cuales han tenido una caracterización de extremos, tales como los fenómenos del Niño y del Niña y la expectativa de nueva ocurrencia de Niño en el segundo semestre del 2012 que no se concretó. A pesar del bajo nivel de los embalses al inicio del Niño 2009-2010, la contribución del parque hidráulico se mantuvo en niveles altos y los embalses descendieron a un ritmo acelerado, situación que llevó al Gobierno a intervenir el mercado. Como consecuencia de la Niña 2010-2012, se presentaron precios spot muy bajos y la generación hidráulica y el nivel agregado del embalse se mantuvieron en valores altos, lo cual fue favorable para enfrentar el periodo de bajas hidrologías del segundo semestre del 2012, que con un nivel relativamente alto del embalse agregado, los precios igualaron los del Niño 2009-2010⁷⁷.

En marzo de 2014 el CSMEM recreó las funciones de oferta basadas en los precios ofertados y los costos marginales bajo dos escenarios. En el primero se asume que la generación con gas está garantizada en su totalidad; este escenario da evidencia sobre el impacto positivo sobre el sector eléctrico, de un incremento sostenido en la capacidad de producción de gas natural, en efecto sería posible entregar al sistema aproximadamente 4 GWh con precios en un rango entre \$100/kWh y \$200/kWh. El segundo escenario simula la situación actual de costos marginales; el resultado muestra el sobre costo que impone la generación con líquidos y el crecimiento abrupto en el margen entre el nivel de precios ofertados y el costo marginal, a partir de 2,2 GWh a precios muy competitivos en el rango de \$150/kWh, incrementos de generación sobre este umbral conllevan un aumento rápido en los costos hasta situarse en cerca de \$400/kWh⁸⁸.

En marzo de 2015 el CSMEM analizó el papel del gas en la generación térmica en los dos últimos años, donde algunas de las plantas generaron permanentemente a niveles cercanos a su máxima capacidad, lo que permitió ahorrar reservas hídricas en un período muy seco y con la amenaza latente de un Niño. La demanda térmica explicó casi un tercio de la demanda de gas nacional, lo que ayuda a diluir los costos fijos de la cadena. Se concluye que a pesar de que la declaración de respaldo de las OEF de las plantas térmicas a gas está constituida mayoritariamente por líquidos, en el día a día del despacho eléctrico, el gas sigue siendo el combustible de mayor relevancia en la formación de precios del eléctrico⁹⁷.

2.1.3 Ofertas de los agentes

A través del monitoreo que realiza el CSMEM al desempeño del MEM desde el año 2006, el comportamiento de las ofertas de precio de los agentes generadores, ha establecido que cuatro agentes en general fijan el precio de bolsa entre el 76% y el 94% del tiempo.

En junio de 2011 EPM reportó el mayor porcentaje de coincidencias entre el nivel de sus ofertas y los precios que despejan el mercado en la bolsa, con un índice de 45% que se puede calificar como elevado. Este hecho es consistente con el nivel de sus embalses ya que la empresa cuenta con tal cantidad de recursos que la alternativa a no generar es verter el agua; en otras palabras el costo de oportunidad con que estructuran sus ofertas es cero⁶⁰.

2.1.4 Estrategias Comerciales

En agosto de 2008 el CSMEM planteó que si bien la valoración del agua es endógena, esta no debería variar sustancialmente de un día a otro, puesto que las reservas se consumen en un período prolongado de tiempo. En otras palabras la valoración del agua depende de las expectativas futuras del precio en el spot y estas de fundamentales (expectativas hidrológicas, precios de los combustibles, evolución de la demanda) que no cambian radicalmente en períodos diarios o semanales. Una excepción es un régimen inusual de aportes que modifique radicalmente el nivel del embalse³⁰.

El seguimiento del mercado ha permitido constatar que las ofertas de varias plantas, pertenecientes a todos los agentes con recursos hídricos de magnitudes considerables, oscilan mediante variaciones bruscas, delimitadas entre el precio mínimo de oferta regulado y algún precio en el rango de cierre del mercado. Con esta estrategia se obtiene una probabilidad elevada de incrementar o sostener el precio elevado, dado que la capacidad conjunta de los oferentes en el rango alto de precios es pivotal (sin su concurrencia no se despeja el mercado)³⁰.

La evidencia anterior permite inferir, en casos extremos, que los agentes no están atendiendo la restricción de basar ofertas en costos, ya que en algunas oportunidades presentan ofertas de precios altos un día antes de verter el agua. En efecto, el agua vertida tiene un costo de oportunidad cero y pocos días antes de vertimiento el valor esperado de esa agua debe ser bajo, puesto que la probabilidad de verter es elevada³⁰.

Es posible reunir un acervo concluyente en el sentido de que muchas de las plantas termoeléctricas no estructuran sus ofertas basadas en costos marginales. Aun cuando el CSMEM desconoce el precio al que se transa el gas en el mercado secundario (costo de oportunidad relevante para calcular el costo del despacho), los precios de oferta de varias plantas térmicas son incompatibles con cualquier valor razonable del costo del gas y la eficiencia de las unidades³⁰.

Esta práctica, que presumiblemente responde a la necesidad de minimizar el riesgo de ser despachadas para no incumplir contratos de venta de gas en el secundario, se traduce en el ejercicio de poder de mercado, en el sentido en que se está reteniendo capacidad (por medios financieros), que aumenta la pendiente de la función de oferta en el MEM y con ello el poder de mercado y los precios. En otros mercados no se permite ofertar la energía a precios tan alejados del costo marginal que puede estimar el regulador³⁰.

El CSMEM en octubre de 2008 encuentra que algunas plantas térmicas ofertan precios altos con una muy baja participación en el despacho, pero participando activamente con generación fuera de mérito por restricciones de seguridad. Además, confirma que como ha sido característico en el 2008, las demás grandes plantas térmicas se marginaron del mercado con precios de oferta muy por encima de su costo marginal³².

En febrero de 2009 el CSMEM expresó que las plantas térmicas solo bajaron sus ofertas esporádicamente hacia los niveles de despeje de mercado. Además de los problemas con el suministro de gas y el tema de variabilizar el costo de arranque y parada con base en un período incierto de despacho, algunas térmicas están soportando sus ofertas en costos de transporte de gas interrumpible por encima de los US10/MBTU³⁵.

En noviembre de 2009 el CSMEM planteó que aparentemente ante la hidrología crítica que se presentó, las plantas hidráulicas tuvieron una estrategia de oferta que responde a decisiones financieras y de percepción de riesgos y prefirieron asumir la eventualidad de incumplimiento futuro en las obligaciones de energía en firme, que enfrentar con certeza una pérdida actual por la compra de los faltantes entre despacho y contratos⁴⁴.

En febrero de 2010 el CSMEM planteó que dado el aumento ocurrido en la generación inflexible que deprime el precio de bolsa y además, dadas las “cuotas” de generación térmica, se aumenta la certidumbre de los agentes sobre eventuales reconciliaciones negativas para los recursos, lo que los invita a trazar estrategias de oferta que exploten al máximo la remuneración en estos eventos, mediante la minimización de los precios

de oferta⁴⁶. Los efectos de esta estrategia en la distorsión en los precios de bolsa, llevaron a la CREG a modificar el precio de las reconciliaciones negativas, eliminando de esta forma el pago por las generaciones desplazadas⁵³.

En diciembre de 2011 el CSMEM planteó que algunas plantas con nivel de embalse al máximo presentan ofertas muy elevadas, sus estrategias comerciales estarían dirigidas a suministrar el servicio de AGC, en áreas donde los recursos de regulación de frecuencia son escasos y les confieren poder de mercado local. Esta situación que obedece en buena parte a imperfecciones regulatorias, ha sido identificada y analizada por el CSMEM desde hace varios años⁶⁵.

En marzo de 2014 el CSMEM encontró con base en un análisis comparativo entre los precios de oferta cotizados en bolsa por las plantas térmicas y sus costos marginales de generación, que las plantas que generan con carbón y las que cuentan con contratos de gas natural emplean una estrategia comercial que se ajusta al referente de competencia perfecta. Este no es el caso sin embargo, de las demás térmicas que imponen en los precios de oferta márgenes elevados sobre los ya altos costos de los combustibles líquidos⁸⁸.

Durante el 2014, nuevamente a pesar de los indicios del Niño, la generación hidráulica se mantuvo entre 120 y 115 GWh diarios y solo en el mes de abril se redujo, siendo compensada con generación térmica a gas y carbón⁹⁰. El precio de escasez actúa como techo de los precios de oferta de los agentes hidráulicos, e impide que entren en merito generadores térmicos con combustibles costosos, o plantas de baja eficiencia, forzando de esta forma a desembalsar más reservas de agua. 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 futuro⁹².

2.1.5 Mercado de Contratos Bilaterales

En octubre de 2006 el CSMEM presentó un recuento de la evolución histórica del mercado de contratos bilaterales en el MEM a nivel agregado, enfocando el comportamiento de una muestra de los principales agentes⁶.

En diciembre de 2007 el CSMEM encontró que para los últimos cuatro años del mercado, el precio promedio de los contratos para la demanda no regulada había sido inferior al precio promedio de los contratos para la demanda regulada en aproximadamente 20%. También el precio promedio para la demanda no regulada

sufrió un incremento de \$60/kWh a \$70/kWh y la principal preocupación de los industriales era que en general, las empresas solo están obteniendo la cotización del actual prestador del servicio, a precios muy superiores a los que tenían y a plazos muy cortos²⁴.

El hecho que los precios de la energía contratada por los grandes consumidores sean superiores, se agrava además con la situación que estos agentes no tenían acceso directo a la bolsa, quedando totalmente expuestos a un mercado de vendedores. Con excepción de Isagen, los grandes comercializadores del MEM concentran las ventas de energía a grandes consumidores localizados en sus áreas geográficas de influencia; de esta forma se constataba alguna evidencia de segmentación geográfica en el mercado de contratos, lo que sin duda aumenta el poder de mercado de los generadores en la medida en que se reduce la competencia en cada segmento²⁵.

En agosto de 2008 el CSMEM planteó las siguientes recomendaciones para el mercado de contratos bilaterales³⁰:

- Establecer el Mercado Organizado de Contratos – MOR, lo cual puede reducir el poder en el mercado de contratos e igualar las condiciones de acceso de todos los agentes. El mercado idealmente debería cubrir las compras de energía dirigidas a sectores regulados y no regulados. Subsiste la duda acerca de quién sería el garante ante los vendedores de eventuales defaults en el pago de los compradores. Este aspecto se podría subsanar con una cámara de compensación y con mecanismos de cobertura como los que operan en los mercados de valores.
- Reducir al mínimo los tiempos que utilizan los compradores en adjudicar las compras bajo contratos bilaterales. Esta medida pretende evitar que la disponibilidad de energía quede atrapada por períodos prolongados, lo cual puede contribuir a aumentar la concurrencia en las convocatorias.
- Analizar si el pass-through puro ha exacerbado los problemas de integración vertical. Una vez implementado el MOR el pass-through puro se puede utilizar sin riesgos.
- Monitorear los precios pactados en contratos con la información por el lado de la oferta y de la demanda. Actualmente la información del mercado de contratos es insuficiente para monitorear la eficiencia del mercado.

En diciembre de 2010 el CSMEM planteó que la mayor parte de la energía demandada en el MEM se transa bajo contratos bilaterales de largo plazo a precio fijo, no obstante, el mercado de contratos en el MEM adolece de ciertas características que lo vuelven poco competitivo e ineficiente. Esta situación podría resolverse con la implementación

del MOR, para transar contratos financieros de energía en el futuro a precios fijos, el cual lleva más de 5 años en discusión⁵⁵.

En marzo de 2011 el CSMEM analizó nuevamente las ventajas y desventajas del MOR, de acuerdo con el último diseño propuesto por la CREG. Con base en un modelo simplificado de teoría de juegos concluyó que si los generadores coordinan sus estrategias de oferta en el MOR, pueden obtener precios superiores a los de eficiencia económica y generar rentas en este mercado. Señaló la inconveniencia de que el regulador se involucre directamente en las decisiones de determinar administrativamente las cantidades demandadas, como la elasticidad de la curva de demanda, situación eventual que puede erosionar la institucionalidad del MEM⁵⁷.

En octubre de 2013 el CSMEM analizó la estructura del mercado de contratos de energía eléctrica, con énfasis en la concentración en cada segmento y en la dinámica de contratación. Se observa una concentración alta en la comercialización, medida a través de la participación de la demanda atendida por el comercializador incumbente, en el mercado que abarca cada operador de red y por la distribución geográfica de la actividad. Aunque la exposición a bolsa es baja, aumenta en los períodos de verano, momento en que crece la probabilidad de alza en el nivel de precios. Lo anterior, así como el análisis del esquema de precios, dominado por el mecanismo pague lo contratado, sugiere que se trata de un mercado de vendedores. Por último, se advierte un aumento en la participación de compras propias y en la concentración de la energía en contratos. En el segmento regulado, la mayor concentración en las compras se traduce en precios por encima del promedio. Por el contrario, en el mercado no regulado los comercializadores se venden a un precio por debajo del promedio. Adicionalmente se presentan algunas recomendaciones para discusión en torno al diseño del MOR⁸⁴.

2.1.6 Comercialización

A raíz del Fenómeno del Niño 2009-2010, los principales comercializadores independientes reportaron pérdidas para honrar sus contratos de ventas; algunos distribuidores-comercializadores tuvieron que elevar el costo de la energía a sus usuarios en el mercado regulado y los generadores con ventas en contratos por encima de los niveles de generación, adoptaron estrategias de oferta que tienden a deprimir el precio del mercado. En teoría un mercado líquido, amplio y concurrido de futuros de energía podría atenuar estos riesgos y permitir que los agentes arbitraran en forma inter-temporal el costo de la energía, en contratos con un horizonte suficientemente largo de tal forma que se cubra con alta probabilidad la presencia de un Niño. En la

práctica, los contratos se pactan en un horizonte corto (entre 1 y 2 años), no todos los compradores encuentran una oferta de contratos suficiente para cubrir su demanda y existe una probable discriminación de precios entre los distintos tipos de compradores⁴⁷.

En agosto de 2010 el CSMEM analizó los problemas financieros que se han presentado en relación a los comercializadores puros del MEM y en particular la reciente quiebra de la empresa Comercializar y sus efectos para el MEM, y consideró de la mayor prioridad disminuir el riesgo crediticio existente en el MEM, para lo cual se requiere contar con comercializadores sólidos y confiables, modificando a fondo los laxos requisitos regulatorios que debe cumplir un comercializador para ser agente del MEM y permanecer en él⁵¹.

En diciembre de 2010 en cuanto a la comercialización de la energía, el CSMEM planteó que uno de los problemas más importantes tiene que ver con el descreme del mercado, generando un desequilibrio que tiene consecuencias graves. A esto se le añade el esquema de la distribución de pérdidas, donde el operador incumbente tiene que asumir la totalidad de las pérdidas hasta el usuario final, mientras el comercializador independiente, simplemente traslada las pérdidas de los niveles más altos de tensión, creando una asimetría adicional en el plano de la competencia. Buscando corregir éstos problemas, el decreto 387 de 2007 ordena a la CREG establecer un cargo fijo por usuario para recuperar los costos fijos de la actividad de comercialización, para recuperar los costos asociados a los márgenes de intermediación; de igual forma estableció un esquema de distribución de pérdidas. Sin embargo, este decreto implica un aumento en las tarifas de los estratos bajos que sería subsidiado y no ha sido completamente reglamentado⁵⁵.

En agosto de 2014 el CSMEM consideró que no obstante las mejoras que introdujo la Resolución CREG 156 de 2011 al reglamento de comercialización, aún existe un espacio para mejorar la cuantificación del riesgo financiero de los agentes comercializadores; en este sentido sugirió a la SSPD adoptar la metodología propuesta por ANDESCO en relación a los indicadores financieros relevantes para el MEM⁹³.

2.2 Indicadores de Seguimiento del MEM

La SSPD desde el año 2006 viene ejecutando el seguimiento al Mercado de Energía Mayorista a través del CSMEM, con el fin de detectar aquellos aspectos que puedan ser nocivos para los sectores de energía y gas natural, brindando las señales oportunas a los entes de control y de regulación. Para ello el CSMEM ha desarrollado una serie de indicadores, que permiten el análisis del desempeño del mercado y el

comportamiento de los agentes y que incluyen: las principales variables del SIN, los precios del mercado spot, las ofertas de los agentes generadores, el poder de mercado, las reconciliaciones y restricciones del mercado, el mercado de contratos, el servicio de regulación secundaria de frecuencia y el mercado del gas natural para la generación de electricidad.

El CSMEM desde sus inicios ha contado con el apoyo y la experiencia internacional a través de consultores especializados en el tema, además de la participación en las reuniones anuales del Energy Intermarket Surveillance Group (EISG) – Grupo de Vigilancia de los Mercados de Energía.

La revisión crítica llevada a cabo se concentra en temas fundamentales que afectan la formación de precios, el poder de mercado, el mercado de contratos bilaterales, así como la influencia de los eventos operativos que ocurren en el sistema de potencia. Para analizar el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones del sistema se consideran los eventos en la red que pueden inducir comportamientos estratégicos de los agentes, la magnitud de la generación fuera de mérito y las reconciliaciones por planta.

Los primeros informes elaborados por el CSMEM se concentraron en conceptualizar el seguimiento del MEM, definir la información a ser recolectada sistemáticamente y en forma periódica, así como los análisis a realizar con esta información^{1,2,3,4,5,7,8,9,13,15,16} y la descripción de los indicadores y su forma de cálculo¹⁵.

El desarrollo de indicadores se extendió al mercado secundario de gas, dentro del contexto del mercado de energía mayorista – MEM, con base en la información recopilada por la SSPD³¹.

Un avance en la precisión del cálculo del índice de Lerner tuvo que ver con la exclusión de la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis⁴⁴.

Para el monitoreo del poder de mercado, además se propuso estimar el índice de incentivo para ejercer poder de mercado, definido como la semi-elasticidad inversa neta de la curva de demanda residual. En el mercado de contratos, para el cálculo del precio promedio de los mismos por tipo de demanda servida, se descuentan las transacciones de respaldo entre generadores, para eliminar su influencia en los indicadores de la demanda no regulada⁵⁶.

En septiembre de 2012 el CSMEM incorpora en su sistema de monitoreo del mercado mayorista el indicador Margen Bruto Ponderado (MBP), diseñado por expertos de seguimiento del mercado de New England, el cual se basa en la desviación entre el precio y el costo marginal de generación (expresado como proporción del precio)⁷³.

2.3 Problemática del Gas Natural

Teniendo en cuenta la importancia del abastecimiento de gas natural para las plantas térmicas, el CSMEM desde abril del 2007 viene haciendo un seguimiento del tema¹⁴, el cual aún está lejos de ser resuelto y se concentra fundamentalmente en: abastecimiento y transporte del gas natural, planta de regasificación y comercialización.

2.3.1 Abastecimiento de Gas Natural

El concepto del abastecimiento de gas natural en Colombia ha sido muy cambiante durante la última década; así es como en el año 2007, en un documento de la CREG se hacía referencia a la estrechez en el abastecimiento de gas natural, cuando por otro lado se afirmaba que el país contaba con reservas para casi 30 años y por lo tanto no había razones de largo plazo para frenar el programa de masificación de gas natural. En ese momento las capacidades contratadas excedían la capacidad de producción y transporte, además varias plantas térmicas no contaban con contratos de firmeza. Esta coyuntura podría afectar seriamente al sector eléctrico porque llevaría a la utilización de combustibles líquidos, elevando el costo marginal del parque térmico y con ello los precios de equilibrio en el mercado mayorista. Además, el sistema, ante la escasez de gas natural, era muy vulnerable a la presencia del Niño. El CSMEM también planteaba la necesidad de que ECOPETROL iniciara a la mayor brevedad la expansión de la planta de tratamiento de Cusiana^{18,26}.

En el año 2008, la industria del gas se caracterizaba como un duopolio (cuasi monopolio regional: norte – centro, dominado por un mismo agente) de un bien no transable; bajo esta configuración la libertad de precios genera rentas a los productores y para este tipo de industrias se recomienda regular los precios para incluir todo el gas disponible, evitando así las distorsiones asignativas y los efectos indeseables y rentas que los precios del gas generan en el MEM. El precio regulado se podría basar en el costo en el mercado externo menos el costo de transporte para situarlo en ese mercado³⁰. Aunque hoy en día el número de productores aumentó, el CSMEM considera que la recomendación sigue siendo válida.

En Octubre de 2012, bajo la posibilidad de la presencia del Niño, la capacidad de producción de gas natural era ligeramente superior a la demanda nacional y se requería la entrada de la planta de tratamiento de Cupiagua (proyectada para entrar en agosto del 2012) para aumentar la confiabilidad de las plantas térmicas y aunque se habían disminuido los cuellos de botella en el transporte de gas natural, todavía subsistían restricciones que exigían la utilización de combustibles líquidos para la generación térmica en el interior del país⁷⁴. Teniendo en cuenta la falta de éxito en la exploración de gas natural, el mercado del gas no tenía posibilidad de abastecer a corto plazo la generación térmica bajo condiciones de Niño y habría que recurrir también a la utilización de combustibles líquidos, el CSMEM propuso analizar la opción de importar Gas Natural Licuado - GNL como una alternativa que permitiría atender dicha demanda térmica y respaldar el suministro a los demás sectores de gas⁷⁶.

En marzo de 2013 el precio de gas Guajira se encontraba en US\$5.90/MBTU mientras el referente en Henry Hub se estaba transando a US\$3.72/MBTU, dejando claro que el gas regulado en boca de pozo estaba a un precio muy por encima de los referentes internacionales y el costo de este insumo es el principal determinante del precio de la electricidad, ayudando a entender porque el precio de la energía eléctrica en Colombia se alejó de los referentes en otros mercados no subsidiados de la región⁷⁷.

En el 2013 existía la alternativa incierta de importar gas de Venezuela del proyecto Gran Mariscal Sucre, sin embargo, de acuerdo con la información existente, el gasoducto entre el oriente y el occidente Venezolano, aún tenía un tramo considerable por construirse y no se visualizaban excedentes para ser exportados en el corto plazo⁸⁵.

Pacific Rubiales y Gazprom anunciaron un acuerdo preliminar, para exportar por cinco años, medio millón de toneladas por año de gas licuado, del proyecto La Creciente, a partir del segundo trimestre del 2015. El proyecto contemplaba soluciones comerciales y de transporte y servía de base para la puesta en marcha comercial de la primera unidad operativa de licuefacción flotante del mundo. No deja de ser preocupante estar exportando gas a Venezuela y planeando exportar gas del campo La Creciente, cuando el país está definiendo la construcción de una planta de regasificación con gas importado, que necesariamente será más costoso que el gas nacional. La autosuficiencia de gas natural con que cuenta el país, que no puede abastecer el mercado de gas ante la ocurrencia de un Niño, termina en el 2018 y como si fuera poco, hoy requiere la utilización de combustibles líquidos importados y costosos para la generación eléctrica. Ante la disyuntiva planteada, la solución de corto plazo consiste

en permitir que las exportaciones de gas sean interrumpibles, permitiendo así el gas flexible a las plantas térmicas⁸⁵.

En marzo de 2015 el CSMEM discute y analiza los balances de oferta y demanda preparados por la UPME. Las proyecciones muestran que es necesario actuar al corto, mediano y largo plazo si se quiere conjurar un racionamiento generalizado de gas, en un horizonte tan cercano como 2016 en la costa y 2017-18 en todo el país. El sector gas debe retomar el impulso derivado de las acciones cooperativas de todos los agentes de la cadena que permitió expansiones de oferta y demanda a ritmos excepcionales en el contexto latinoamericano. De acuerdo con estos balances la cobertura de la demanda futura depende de la entrada de la planta de regasificación en la costa caribe, el impulso a la oferta de gases no convencionales, la revisión del contrato de exportación a Venezuela, la ampliación de la capacidad de transporte para una completa integración de los mercados de la costa e interior y la revisión de los consumos propios de los agentes integrados en producción y consumo⁹⁷.

El principal obstáculo en este momento tiene que ver con la obtención de la licencia ambiental de la planta en tierra y que es muy difícil estimar la fecha de su expedición y por tanto la entrada en operación de la misma, lo cual podría comprometer seriamente el adecuado abastecimiento de gas natural⁹⁸.

Por otra parte, el gas proveniente de los campos de Cusiana y Cupiagua de propiedad de Ecopetrol no estará disponible para su comercialización, debido al desarrollo de un proyecto de generación de electricidad para suplir la demanda de sus instalaciones petroleras localizadas en el Meta. Este proyecto estaría eliminando ese suministro de gas a la demanda residencial, vehicular e industrial, que podría terminar siendo reemplazado con gas importado de la planta de regasificación y contravendría las orientaciones normativas en casos de emergencia, en cuanto a las prioridades sectoriales de destino del gas natural⁹⁸.

2.3.2 Transporte de Gas Natural

La confiabilidad del sistema de transporte de gas es limitada por el hecho de ser un sistema radial, con solo dos campos productores de importancia, sin rutas alternativas en situaciones de emergencia, donde además, dada la geología colombiana se generan riesgos que pueden afectar seriamente éste sistema. El Niño 2009-2010 demostró las limitaciones del transporte de gas hacia el interior del país, de tal manera que con la generación forzada decretada por el gobierno, solamente las plantas térmicas de la costa norte tuvieron un adecuado abastecimiento de gas natural y se

necesitó utilizar combustibles líquidos en las plantas del interior con posibilidad de generación dual⁶⁵.

Si bien las ampliaciones de los gasoductos Ballenas – Barranca y Cusiana – La Belleza y la entrada en operación del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, han reforzado la red de transporte, los problemas estructurales permanecen⁶⁵.

Con base en el balance de gas natural 2015-2023 preparado por la UPME, el CSMEM revisó el mercado doméstico de gas natural que atraviesa por una difícil coyuntura. Las deficiencias estructurales en la infraestructura de transporte, impiden situar los excedentes del interior en el mercado en escasez de la Costa, requiriéndose la ampliación de la capacidad de transporte para una completa integración de los mercados de la costa e interior⁹⁷.

A pesar que Ecopetrol cuenta con excedentes de capacidad de producción de gas natural en el interior, la capacidad de transporte entre Cusiana y Vasconia está saturada, con lo cual no es posible abastecer la refinería de Barrancabermeja con gas de Cusiana⁹⁸.

2.3.3 Planta de Regasificación

Teniendo en cuenta las reservas probadas de gas natural, la declinación de la producción en los pozos existentes, la falta de éxito exploratorio y que en caso de la presencia del Niño se presentarían déficits de gas, el CSMEM en el 2009 coincidió con la UPME en cuanto a la necesidad de llevar a cabo un estudio detallado de importar Gas Natural Licuado (GNL) mediante la construcción de una planta de regasificación⁴⁵.

Respecto a las posibles importaciones de gas natural licuado – GNL para la atención de la demanda, el CSMEM consideró que esta es una responsabilidad de todos los agentes que conforman la demanda del gas natural y no es exclusiva solamente de los agentes térmicos⁶⁰.

Dependiendo de la tecnología escogida para la regasificación del GNL, el desarrollo de un proyecto de esta naturaleza puede tomar entre 3 y 6 años y por tanto el CSMEM desde el 2011 ha recalcado la necesidad urgente de resolver una serie de aspectos tales como: licencias ambientales, operación de puertos, esquema societario y ajustes regulatorios para su viabilidad y para coordinar las condiciones del mercado de GNL⁶⁵.

La CREG autorizó a las térmicas en forma individual, respaldar el cargo por confiabilidad con contratos con un agente comercializador importador de GNL; no obstante en opinión del CSMEM la importación de GNL enfrentaba un riesgo elevado porque su mercado dependía de la evolución regulatoria y de las estrategias de los productores, requiriendo apoyo del Gobierno. Si el Estado y/o el regulador no mitigaban estos riesgos, era probable que estos proyectos nunca se llevaran a cabo, como en efecto ocurrió⁶⁵.

Posteriormente la CREG definió la estructura que viabilizaba la construcción de plantas de regasificación para importar gas natural licuado y asegurar el abastecimiento de las plantas termoeléctricas del SIN. Se prevé que la primera planta entre en operación a finales del 2016 con gas natural importado; el CSMEM consideraba que esto solamente es viable, si se logran obtener todas las licencias requeridas en forma expedita⁸⁵.

2.3.4 Comercialización del Gas

Respecto a las subastas de gas, merece destacarse que en las cuatro subastas realizadas hasta el 2008, las cantidades ofertadas oscilaron entre 6 y 33 GBTUD y en un mercado de vendedores como el existente en Colombia, se subastó el gas exigiendo “Take or Pay” del 100% y además los precios de cierre fueron considerablemente altos comparados con los precios del gas de Cusiana y Guajira³¹.

Referente a la subasta de gas realizada en diciembre de 2009, contrastan las necesidades del mercado superiores a 350 GBTUD, con la módica cantidad subastada de 32.8 GBTUD, lo cual evidenciaba un poder de mercado enorme del lado de la oferta. Así mismo, el precio de cierre de la subasta de US\$6,14/MBTU, es el mayor precio alcanzado en todas las subastas realizadas, el cual doblaba el precio del gas regulado. Todo esto en concepto del CSMEM demuestra como el mecanismo de subastas es una forma de ayudar a un monopolista a extraer el máximo excedente posible del consumidor, de ahí que se mantenga la incertidumbre sobre la producción incremental y la oferta de gas firme que se libera de los contratos vigentes⁴⁶.

La subasta de gas de los campos de Casanare de julio de 2010, realizada por BP, asociada a la nueva planta de tratamiento en Cusiana, que tendría un potencial de producción de 70 MPCD de gas, tuvo un precio de cierre de US\$4,73/MBTU, el cual contrasta con el precio de cierre de las tres subastas anteriores que fluctuó alrededor de los \$6,00/MBTU, reflejando que la situación de escasez de gas ocurrida durante el fenómeno del Niño ya había sido superada⁵¹.

En agosto de 2011 se reajustó drásticamente el precio del gas por el comportamiento del precio del petróleo y los índices del Nymex; vale la pena advertir que el precio Guajira se encontraba muy por encima del precio del gas en el mercado internacional. No existe ninguna razón económica para que el país pague por un no transable, precios de este combustible por encima de los del referente internacional⁶¹.

El Decreto 2100 de 2011 modificó sustancialmente el planteamiento de comercialización del suministro de gas natural que había propuesto su antecesor, el Decreto 2730 de 2010. En efecto, se retornó a un esquema similar al de la Resolución CREG 95 de 2008. Se detectaron dos problemas, en primer lugar, se eliminó el consumo térmico de las prioridades de asignación de gas regulado. Se reafirma una percepción, no demostrada con análisis costo beneficio, según la cual dada la volatilidad de la demanda térmica, es más eficiente respaldar la energía en firme con combustibles líquidos. En segundo lugar, el nuevo esquema de subastas para asignar la oferta de gas con precio no regulado, otorga libertad a los productores para fraccionar la oferta por campos y distribuir su capacidad entre firme e interrumpible. Bajo este modelo es posible que continúe un mercado con discriminación de precios y captura de la totalidad del excedente del consumidor. Mayores precios en las térmicas por su parte, impactan el precio de bolsa no solo de la planta que margina el precio, sino de toda la energía transada en la hora en que está marginando. Esta externalidad negativa traslada las rentas e ineficiencias del mercado de gas al eléctrico⁶³.

Si bien se avanzó en la reglamentación de las exportaciones, el CSMEM hace un llamado para que la renegociación del contrato con Venezuela, se pacte como interrumpible para liberar firmeza que permita amparar obligaciones de confiabilidad en las térmicas más eficientes de la Costa⁶³.

El nuevo esquema de comercialización del gas natural en general ha sido muy bien recibido por la mayoría de agentes del mercado, en noviembre de 2013 el CSMEM dentro de la perspectiva del Mercado de Energía Mayorista y de sus agentes, analiza algunos temas de la comercialización que impactan la confiabilidad del MEM. El proceso de contratación bilateral del gas natural, en lo referente al sector termoeléctrico no asegura eficientemente el abastecimiento de gas para las plantas, debido fundamentalmente a que este sector requiere suministro flexible⁸⁵.

Se reformó el marco regulatorio del gas natural con modificaciones en el mecanismo de formación del precio del combustible y en las modalidades de contratación, la creación del Gestor de Mercado y la definición de garantías para desarrollar las instalaciones de importación de GNL en la Costa Atlántica. Al analizar los resultados del proceso de

comercialización se encontró que los precios de suministro se redujeron y aumentó el período de contratación del suministro; en contraste, se observó que la firmeza contratada era insuficiente para respaldar perturbaciones en la demanda de gas en situaciones de hidrologías bajas. Las compras de gas natural en el sector termoeléctrico se concentraron en solo 3 agentes⁸⁸.

Se encuentra además, un estrechamiento entre la oferta y la demanda de gas en el corto plazo (2017), que comprende el abastecimiento normal del mercado y plantea la necesidad de re-direccionar flujos de gas ante un posible fenómeno del Niño. Lo anterior resalta la urgencia de monitorear el cumplimiento de los cronogramas de desarrollo de las instalaciones de importación de GNL y la explotación de gases no convencionales. Para conjurar los efectos de un Niño en el periodo 2014 – 2015, el instrumento de mayor impacto era el manejo contractual que se diera a las exportaciones de gas a Venezuela, cuyo contrato vence y se puede o no extender su plazo, o pactar las ventas con firmeza condicionada; cualquiera de estas opciones asegura una cantidad importante de gas al sector térmico que facilita el manejo de una hidrología crítica⁸⁸.

La formación de precios en el marco de la resolución 089 de 2013 fue muy positiva para el gas a consumir a partir de 2014, porque vendedores y compradores acordaron precios competitivos en el contexto internacional. No obstante, en el proceso de comercialización de gas libre realizado en el 2014, para cubrir necesidades a partir de 2015, el indexador previsto en esta norma exacerbó el poder de mercado de los productores y se tradujo en un fuerte incremento en los precios promedio del gas de la Guajira. El aumento de precios en la Guajira (25%), además de afectar a los clientes que pactaron los nuevos contratos, incidió en la indexación de todo el gas del campo que se había contratado en el 2013 para cubrir un horizonte de 5 años, con el agravante que bajo la nueva regulación el comprador está obligado por contrato, a consumir el gas acordado, independientemente del precio que se forme^{97,98}.

El suministro de gas a Venezuela le ha permitido a Colombia ampliar su mercado de gas natural, sin embargo al día de hoy Venezuela no ha podido cumplir su compromiso de exportar gas a Colombia. Recientemente Venezuela se comprometió a exportar unos 39 millones de pies cúbicos de gas a Colombia a partir del año 2016, al respecto el CSMEM recomienda que de común acuerdo con PDVSA se tomen las medidas necesarias para lograr la estructuración financiera del proyecto y así poderlo concretar en la fecha mencionada⁹⁸.

2.4 Poder de Mercado

2.4.1 Monitoreo del Poder de Mercado

En octubre de 2007 el CSMEM presentó los resultados de una serie de análisis que indagan acerca del tipo de competencia que se ejerce en el mercado mayorista de energía en Colombia, así como una síntesis de la metodología y los resultados a la aplicación del caso Colombiano del modelo de Wolfram de 1999. De igual forma se incluyeron las mediciones de poder de mercado siguiendo la metodología de Wolak bajo una variante metodológica y con base en estimaciones directas del “mark up”. En resumen, el índice de Lerner derivado a partir de la demanda residual, tal y como lo había venido estimando el CSMEM, mostraba la existencia del poder de mercado²².

En octubre de 2008 el CSMEM presentó estudios de caso sobre el impacto de determinadas estrategias de oferta en el precio de bolsa, relacionados con algunos casos de aumento de precios en las ofertas o retiros de capacidad disponible que se traducían en incrementos importantes en el precio de bolsa. En desarrollo del análisis de estos casos, y como primera aproximación para establecer procedimientos y bases normativas que permitieran hacia el futuro, contar con herramientas efectivas para fortalecer el nivel de competencia en el MEM, el CSMEM planteó las bases de un tratamiento metodológico para identificar situaciones de ejercicio de poder de mercado y cuantificar los perjuicios que estos comportamientos ocasionan al sistema³².

Así mismo, dada la libertad otorgada por la regulación para la estructuración de las ofertas, el oligopolio de generadores del MEM detectaba poder de mercado elevado con relación a otros países para los que existen reportes y se presentaban indicios de su utilización y la presencia de estrategias de dominancia conjunta que les facilitaba ejercer su poder de mercado³⁴.

Además existía la necesidad de contar con un tratamiento metodológico para identificar situaciones de ejercicio de poder de mercado y cuantificar los perjuicios que estos comportamientos ocasionan al sistema. Para poder penalizar esta conducta, debe definirse regulatoriamente la exclusión física o financiera de unidades de generación que representen un aumento sostenido en las utilidades del agente generador, como típico abuso de poder de mercado³⁴.

En febrero de 2009 el CSMEM presentó los resultados de la aplicación sistemática de la metodología propuesta para la determinación del ejercicio de poder de mercado y su cuantificación económica desde el punto de vista del agente que ejerció el poder de

mercado y además los sobrecostos que dicho comportamiento le ocasionan al MEM. Si bien la metodología utilizada fue propuesta en el informe No 32, fue extendida para tener en consideración la amortiguación producida por la energía de contratos despachados y ha sido aplicada a las transacciones de Bolsa para el periodo comprendido entre Agosto 1 y Diciembre 31 de 2008. Además se pudo demostrar que inclusive en días posteriores a los domingos y festivos, el incremento en los precios de Bolsa no obedece exclusivamente al aumento de la demanda de los días laborales, sino que también puede obedecer a conductas especulativas³⁵.

Sobre las medidas de mitigación de poder de mercado, existe el consenso en los comités de seguimiento de los mercados de energía mayorista que participan en el EISG, que todos los agentes siempre tratarán de ejercer el poder de mercado; de no ser así implicaría que la regulación sería perfecta y en esas condiciones tampoco se requeriría un mercado. Además, es muy difícil prevenir el ejercicio unilateral de poder de mercado y se prefiere en general la toma de medidas preventivas (ex-ante) para mitigarlo^{38,45}.

La participación porcentual de un agente en un mercado, no permite por si misma, inferir el abuso de poder de mercado. Sin embargo, cuando una empresa se fusiona o adquiere otra firma, no solo aumenta su poder de mercado, sino lo que es más grave, elimina un competidor. En diciembre de 2009 el CSMEM expresó su preocupación relativa a que si un agente como EPM o Emgesa adquiriera a Isagen, llevaría a una concentración mucho mayor de la existente y un índice de poder de mercado muy alto para el adquirente, convirtiéndose así en un agente pivotal del MEM⁴⁵.

Dentro del análisis de despeño del MEM y correspondiendo con el fenómeno del Niño, se hallaron índices de Lerner que alcanzaron en marzo de 2010 valores de 61% y 54% para horas de alta demanda, los cuales mostraban claramente un excesivo poder de mercado de algunos agentes. En forma consistente, el índice residual de suministro para demanda alta, correspondió con valores extremos de 1.02 y 1.03, los cuales indicaban que estos agentes eran pivotaes, con un potencial para abuso de poder de mercado muy serio⁴⁸. Esto fue ratificado con la evaluación y análisis realizado por Wolak en cuanto a los indicadores de incentivo para ejercer el poder de mercado, los cuales mostraron que durante el Niño 2009-2010 pudo existir ejercicio unilateral del poder de mercado por parte de algunos agentes, que indujeron en unos casos los precios de bolsa al alza y en otros casos a la baja⁵³.

Con base en el seguimiento del poder de mercado llevado a cabo por el CSMEM y otros estudios, la CREG presentó para revisión de los agentes, una propuesta sobre la

mitigación del poder de mercado, la cual se basaba en la identificación ex-ante de los agentes pivotaes mediante el índice de oferta residual y el impacto que tienen las ofertas de los agentes pivotaes sobre el precio de bolsa, con respecto a una referencia de precios⁵⁵.

En una consultoría contratada por la SSPD en el 2010, Frank Wolak desarrolló un modelo econométrico que buscaba determinar si el comportamiento de los generadores en sus estrategias de oferta, se ajustaba a las predicciones de su modelo teórico. El modelo está diseñado para tratar con las características específicas del mercado mayorista de energía eléctrica colombiano, en donde el mayor determinante del precio de bolsa es el nivel de embalse y las ofertas se presentan para cubrir un período diario de despacho⁶⁷.

El modelo de Wolak explica los precios de oferta a partir del índice de habilidad, que mide la capacidad del generador de incidir en los precios de bolsa y del índice de incentivo, que mide la conveniencia para el agente de presionar al alza el precio del spot. El modelo controla la endogeneidad entre el precio del agua y el precio de bolsa, mediante efectos fijos⁶⁷.

Se realizó un ejercicio complementario para probar si el comportamiento de las ofertas asociadas a los recursos térmicos, es compatible con un mercado en competencia donde los agentes son tomadores de precios. Se concluyó que estos agentes perciben algún grado de poder de mercado y que presionan el precio al alza con sus ofertas, cuando el agua en los embalses es relativamente escasa⁶⁷.

Se incorporó en el sistema de monitoreo del mercado mayorista un nuevo indicador denominado Margen Bruto Ponderado (MBP) que captura las diferencias entre las rentas infra-marginales en cada hora del despacho que se generan en un mercado de ofertas, con las que hipotéticamente se obtendrían en un mercado basado en costos marginales⁷³. Los cálculos del indicador de Margen Bruto Ponderado muestran la evidencia que en los últimos cinco años el MBP presenta una clara tendencia creciente que es necesario explicar y eventualmente corregir⁷⁸.

En septiembre de 2014 el CSMEM analizó el poder de mercado que ostentaron los agentes generadores durante 2013 y lo corrido del 2014. En este período los fundamentales del mercado se sostuvieron en niveles críticos. Los aportes estuvieron por debajo de la media histórica; el embalse agregado inició en niveles bajos y no recuperó sus condiciones “normales”; la demanda se expandió a un ritmo mayor que la oferta, con lo cual se estrechó el margen de reserva. En este intervalo no se presentó

el fenómeno del Niño, pero el comportamiento del mercado sin duda estuvo influido por el anuncio de altas probabilidades de ocurrencia para el segundo semestre de 2014. Las condiciones incidieron en precios de bolsa elevados y un poder de mercado alto, medido a través del Lerner. El índice del MBP sugirió que el nivel de rentas observado en horas de baja demanda era cercano (incluso menor) al de eficiencia; no obstante, en horas de demanda media y alta, las rentas efectivas excedían las infra-marginales de eficiencia⁹⁴.

Se analizaron cuatro eventos de aumentos abruptos en el precio de bolsa en la hora pico para explicar los mecanismos de ejercicio del poder de mercado. En dos casos se detectaron aumentos considerables en los precios de oferta de determinadas plantas, que las excluyeron del despacho y desplazaban la curva de oferta, impactando el precio de bolsa. Los agentes con este comportamiento contaban con otras plantas en despacho que se beneficiaron del incremento en el precio de bolsa y ocurrieron en días con un alto poder de mercado. También se identificó un caso en el que un aumento significativo en el precio de bolsa, en su totalidad, se explica por un aumento en la demanda⁹⁴.

Se replicó el tratamiento metodológico de Wolak para establecer si los indicadores de habilidad e incentivo para ejercer poder de mercado explican, en alguna medida, las estrategias de oferta de los principales generadores. En general se encontró que los agentes mantienen niveles relativamente altos de contratación aunque un porcentaje elevado se destina a sus comercializadores asociados. El índice de incentivo varía considerablemente entre los distintos agentes y se puede establecer que la formulación de ofertas comerciales al MEM de 3 agentes, consideran su capacidad de incidir en los resultados del mercado. Para el indicador de incentivo solo resultaron con algún nivel de significancia estadística los parámetros de la formación de precios de 2 agentes. Un modelo de regresión rechaza la hipótesis de independencia entre precio de oferta y nivel del embalse, lo que muestra que las ofertas de las plantas térmicas no se estructuran únicamente a partir del costo marginal, como ocurriría en un mercado perfectamente competitivo y tienen un componente estratégico que hace que en períodos de escasez de reservas hídricas a nivel agregado, los recursos térmicos eleven sus cotizaciones al mercado⁹⁶.

2.4.2 Aumento de la Concentración del Mercado

En junio de 2010 el CSMEM encontró que con la estructura del parque generador existente, una eventual integración operativa de Isagen con Emgesa o con EPM, afectaría gravemente la competitividad del mercado de energía mayorista. El análisis

de la integración de Isagen contempla dos situaciones: a) una simulación del comportamiento respecto al poder de mercado, que se hubiera presentado con la integración operativa de Isagen durante el periodo enero de 2009 a abril de 2010 y b) los impactos de la integración mencionada, para el periodo de expansión definido con base en las subastas de obligaciones de energía firme, para los años 2011 a 2019⁴⁹.

Al integrarse operativamente Isagen a Emgesa o a EPM, se podrían convertir en empresas pivotaes del MEM, lo que significa que el mercado tendría que comprar a uno de estos agentes integrados, parte de la demanda total del Sistema Interconectado Nacional, independientemente del precio ofertado a la bolsa. La integración con los demás agentes analizados: Colinversiones, Gecelca y Chivor, conlleva a un elevado poder de mercado, que en algunos momentos podría alcanzar hasta el 70% para el índice de Lerner y en el caso de Colinversiones y Gecelca hubieran llegado a ser pivotaes en marzo del 2010⁴⁹.

Para la expansión del parque generador entre los años 2011 y 2019, producto principal de las subastas de Obligaciones de Energía Firme – OEF, se observa que Emgesa y EPM, en forma independiente al integrarse operacionalmente con Isagen, superan el límite de participación del 30% de obligaciones de energía firme, en todos los años de la expansión; Colinversiones y Gecelca superan el 25%; además en el año 2018, EPM alcanzaría el 35% de participación. Sin integración con Isagen, todos los agentes tienen su porcentaje de participación inferior o igual al 22%⁴⁹.

Nuevamente en diciembre de 2013 el CSMEM analizó el cambio en el desempeño del mercado eléctrico ante una posible fusión de Isagen con alguno de los 5 principales agentes establecidos, es decir, EPM, Emgesa, Celsia, Gecelca y Chivor. Para el índice de Herfindahl – Hirschman se encontró que, bajo los estándares de la CREG, una eventual fusión de Isagen con cualquiera de los 5 principales incumbentes del mercado elevaría la actual concentración del mercado de moderada a alta. Al evaluar el impacto de la fusión a partir de los cambios en el índice residual de suministro, se encontró que la fusión de Isagen con EPM o Emgesa les otorgaría una posición pivotal con carácter permanente, en situaciones de demanda alta. En situaciones de demanda media, la eventual fusión otorgaría una posición pivotal a estos agentes bajo condiciones críticas del mercado⁸⁶.

Finalmente, al considerar los cambios en el poder de mercado medidos a través del índice de Lerner, se encuentra que la fusión de Isagen con EPM o Emgesa multiplicaría por 4, aproximadamente, el poder de mercado de estas firmas en horas de demanda media. En situaciones de demanda alta, el índice de Lerner de EPM y Emgesa

alcanzaría medianas de 150% y 120%, respectivamente. La fusión con alguna de estas empresas elimina cualquier grado de competencia en el mercado. Se concluye que para efectos de desempeño del mercado de energía mayorista, idealmente, la participación del gobierno en Isagen debería ser adquirida por una firma entrante o por un incumbente con baja participación en el mercado⁸⁶.

Se resumen las principales conclusiones del análisis realizado por la SIC (Resoluciones SIC 525 y 5545 del 2014), relativas a la integración de Isagen con el Grupo Argos y con la EEB, sobre la competencia en los mercados de generación, comercialización y distribución de energía eléctrica, así como en el mercado de gas natural⁸⁷.

Adicionalmente en el informe 87 el CSMEM analiza el impacto de la entrada en operación de nuevas plantas provenientes de las subastas de Obligaciones de Energía Firme, con respecto a la fusión de Isagen con cada uno de los principales agentes generadores del MEM. Con la entrada próxima de las plantas el Quimbo y Sogamoso, las participaciones en el mercado de Emgesa e Isagen, tanto en capacidad instalada como en OEF se incrementarán, haciendo que la compra o fusión de Isagen con Emgesa u otro de los agentes principales, tenga efectos aún más drásticos sobre la competitividad del mercado en un futuro próximo. En los casos de la fusión de Isagen con Argos o con Emgesa, en el 2014 el indicador de concentración HHI del mercado por capacidad instalada, llegaría a ser altamente concentrado; por OEF la integración con Emgesa también presentaría una concentración alta⁸⁷.

La venta de Isagen a un nuevo agente generador, es la única alternativa para al menos mantener las mismas condiciones de competitividad existentes en el mercado hoy en día. Con el paso del tiempo el MEM se ha venido concentrando cada vez más, debido a que el número de agentes se ha reducido como consecuencia de las compras, integraciones o fusiones realizadas entre agentes, como también porque la expansión de la capacidad instalada ha sido realizada en su totalidad por los agentes existentes⁸⁷.

2.5 Cargo por Confiabilidad

En octubre de 2006 el CSMEM hace una referencia específica al diseño del Cargo por Confiabilidad definido por la CREG, así como por su impacto potencial en la aplicación a las plantas térmicas a gas existentes, ya que para ellas aunque incrementaría el pago del cargo, la viabilidad de efectivamente poder acceder a él en el futuro podría estar seriamente comprometida por las restricciones de suministro de gas natural⁷.

En julio de 2008 el CSMEM analiza la primer subasta del Cargo por Confiabilidad realizada en el MEM, el proceso de asignación de las plantas GPPS (plantas y/o unidades de generación con períodos de construcción superiores al período de planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad) y su impacto en el Mercado de Energía Mayorista. Un aspecto que merece especial atención en subastas futuras es el hecho que no parece equitativo que una planta de segunda mano reciba la misma remuneración del cargo por confiabilidad, que plantas nuevas con tecnología de punta. Además el hecho que todos los oferentes fueron agentes ya establecidos en el MEM, sin haber logrado la participación de inversionistas nuevos a nivel internacional, implicó aumentos de la participación relativa en la actividad de generación de algunos agentes principales del MEM²⁹.

Desde agosto de 2009 se desató un proceso de alzas en el precio de bolsa como respuesta al bajo nivel de los embalses y las perspectivas de hidrología para los próximos meses. A pesar de los precios elevados, la contribución del parque térmico a la generación se mantuvo en niveles bajos y en consecuencia, los embalses descendieron a un ritmo acelerado. Esta situación llevó al Gobierno a imponer una serie de reglas de despacho transitorias que elevaron al máximo la generación térmica y redujeron la probabilidad de un racionamiento en los primeros meses del 2010. Esta coyuntura mostró que el precio de escasez y las obligaciones futuras de energía de los agentes no constituyeron herramientas suficientes para auto regular el comportamiento de los generadores, en el sentido de ahorrar agua para el próximo verano⁴⁴.

Aparentemente las plantas hidráulicas durante el Niño tuvieron una estrategia de oferta que responde a decisiones financieras y de percepción de riesgos y prefirieron asumir la eventualidad de incumplimiento futuro en las obligaciones de energía en firme, que enfrentar con certeza una pérdida actual por la compra de los faltantes entre despacho y contratos. Esto es grave, porque muestra de alguna manera la vulnerabilidad del esquema de confiabilidad⁴⁴.

Sobre el comportamiento del MEM bajo el efecto del niño 2009-2010, el CSMEM considera que la asignación de ENFICC y en consecuencia de OEF de las plantas térmicas, se realizó con base en las capacidades de suministro y transporte contratadas por las plantas, aunque se conocía que las limitaciones de éstas impedían contar con la totalidad del gas cuando el sector lo requiriese. La regulación de confiabilidad estableció los parámetros de transporte y suministro en las fórmulas de cálculo del ENFICC, para hacer explícitas estas restricciones, pero los mantuvo en niveles que no alteraron el cálculo final. Se sabía además, que las sanciones aplicadas

al transportador y/o productor por incumplimientos de los contratos, eran tan bajas que estos agentes no tenían los incentivos para eliminar las restricciones⁴⁵.

El CSMEM considera que la intervención del mercado en el Niño 2009-2010 no permitió probar en toda su extensión la operatividad del cargo por confiabilidad, otra opción podría haber sido dejar que las fuerzas del mercado probaran dicho cargo y en caso que no hubiera funcionado adecuadamente, correr el alto riesgo de un racionamiento eléctrico y hacer efectivo el sistema de garantías financieras, que si bien pueden compensar económicamente el incumplimiento incurrido, no resuelven para nada el tema primordial de asegurar el abastecimiento de electricidad al país⁵³.

El fenómeno del Niño demostró que la firmeza comprometida por las plantas a gas para la remuneración del cargo por confiabilidad, se elimina cuando los contratos de suministro de gas de estas plantas permiten una indemnización en caso de falla en el suministro⁵⁵.

El regulador autorizó a las térmicas en forma individual, a soportar el cargo por confiabilidad en contratos con un agente comercializador importador; sin embargo, debido al riesgo elevado que enfrentaba la importación de GNL, estos proyectos nunca se llevaron a cabo⁶⁵.

Gracias a las modificaciones regulatorias realizadas, la segunda subasta de OEF garantizó la utilización de equipos nuevos de alta disponibilidad y la subasta de sobre cerrado permitió que existiera puja entre los inversionistas entrantes y se presentaran precios inferiores al cierre de la subasta de reloj descendente. Con ello ingresa al sistema una energía total de 10.520 GWh-año, de la cual el 10% será generada por agentes nacionales nuevos del mercado; la capacidad instalada de los proyectos nuevos es de 1.015 MW, de los cuales el 25% corresponde a nuevos agentes⁶⁶.

En la segunda subasta de OEF, ninguna planta ofertó con gas natural como combustible primario, lo cual señala los problemas de confiabilidad del suministro de este combustible. Por otra parte, el mayor costo que genera una sobre estimación de la demanda, no se causa en los mayores pagos de OEF por aquellos recursos que el mercado no necesita, sino en el mayor precio de equilibrio en que despeja la subasta, lo cual incide en los pagos de todas las OEF agregadas⁷⁶.

En julio y noviembre del 2012 se realizaron las primeras subastas de Reconfiguración de Venta, para corregir el exceso de demanda proyectada en el periodo 2012-2013; en

ellas se asignaron obligaciones de venta por 8.2 GWh-día en Termocol, Amoyá y Gecelca 3⁷⁷.

Los contratos de gas natural para las plantas térmicas se han venido reduciendo y consecuentemente la ENFICC soportada con gas se sustituye por combustibles líquidos. Esta situación es un contrasentido, porque incentiva la utilización de combustibles líquidos importados para brindar un abastecimiento confiable de electricidad, cuando es conocido que no existe la infraestructura y logística necesaria para cubrir este crecimiento estimado de líquidos y además, implicará un incremento importante en las tarifas de electricidad. Así mismo, no todos los contratos de respaldo con líquidos han sido realizados con agentes en capacidad de asegurar su entrega en los sitios convenidos y en el momento solicitado⁷⁷.

En el mercado secundario de energía firme se ha venido presentando sobrecontratación, que a más de ser una violación de las reglas del MEM, conlleva a que el agente, con el exceso de energía firme vendida, capture una renta adicional que ya le ha sido pagada por los usuarios a través del Cargo por Confiabilidad; por otra parte, el impacto más negativo de la sobrecontratación se manifiesta en una reducción de la confiabilidad del sistema⁷⁹.

En periodos de escasez, el sobrecosto en que incurre un generador al tener que adquirir energía a precio de bolsa, no es suficientemente oneroso, para incentivar a los generadores hidráulicos a almacenar agua a principios de los períodos de sequía. La sequía que se presentó en el país a partir de septiembre de 2012, confirmó el comportamiento y la vulnerabilidad del Cargo por Confiabilidad ya observado en el Niño 2009-2010: persistencia del parque hidráulico en fijar los precios de bolsa, niveles de embalse insuficientes para proveer las Obligaciones de Energía Firme y acotamiento del precio de escasez a los precios de oferta de las plantas hidráulicas. Con el fin de subsanar esta debilidad del cargo por confiabilidad y evitar que ante una sequía aguda intervenga nuevamente el gobierno, la CREG debe revisar a profundidad el tema y hallar la solución definitiva⁷⁹.

El proceso desarrollado en el sector a través de las subastas de energía firme ha dejado experiencias enriquecedoras que han servido para mejorar la regulación al respecto. No obstante, el caso Termocol enseña que la CREG debe asegurarse que los agentes que participen en las subastas sean sólidos, demostrando experiencia y capacidad operativa y una robustez financiera acorde con las obligaciones de energía firme que pretenden subastar⁸².

Desde la creación del cargo por confiabilidad en el MEM (2006), el comportamiento del precio de bolsa en relación al precio de escasez, mostraba solamente dos periodos significativos en los cuales el precio de bolsa superó el precio de escasez. El primer periodo coincide el Niño 2009-2010 y el segundo comprendido entre abril y junio de 2014, marcado por un nivel del embalse agregado del SIN relativamente bajo⁹².

La mayor excedencia del precio de escasez ocurrió en octubre del 2009, alcanzando un valor de \$11/kWh equivalentes al 3.5% del precio de escasez; el número de periodos de despacho con superación del precio de escasez fue mucho más intenso en abril-junio de 2014 (145 horas), frente a octubre 2009 – junio 2010 (34 horas). Se estima que para que uno de los cuatro principales agentes generadores del MEM, tenga incentivo económico suficiente para almacenar agua para el verano, se requiere que el precio de bolsa supere el de escasez al menos durante 1.000 horas. Esto significa que los pagos estimados de los generadores bajo condiciones de escasez, no son suficientemente onerosos para hacer que reduzcan el uso del agua a principios del período del Niño⁹².

2.6 Confiabilidad del SIN

El sector eléctrico colombiano invierte alrededor de US\$700 millones anuales en el pago del cargo por confiabilidad, sin embargo esta confiabilidad está seriamente comprometida, debido a los problemas que surgen del inadecuado abastecimiento y transporte de gas⁵⁵. Además, la confiabilidad del sistema eléctrico depende de todos los componentes de la cadena: generación, transmisión y distribución, tal que la falta de confiabilidad en cualquiera de los subsistemas termina por afectar la confiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto. Existen diferentes factores asociados con los subsistemas de la cadena, que en concepto del CSMEM están afectando la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional, relacionados con aspectos regulatorios, operativos y de planeamiento, los cuales deben ser resueltos a la mayor brevedad posible⁷⁹.

2.6.1 Expansión del Sistema de Transmisión Regional

Desde el 2008 el CSMEM ha venido analizando los sistemas regionales de transmisión encontrando casos de demanda no atendida, diagnosticados como consecuencia de la obsolescencia de las redes, problemas de protecciones y falta de supervisión³³.

En septiembre de 2011 el CSMEM analizó la crítica situación que afrontaban los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local, debido a la falta de ejecución oportuna de los planes de expansión de la infraestructura requerida,

comprometiendo seriamente el abastecimiento adecuado de electricidad a nivel de los usuarios en la mayoría de las regiones del país. La cargabilidad de un buen número de transformadores y/o circuitos de transmisión era cercana al 100% bajo condiciones normales de operación, conllevando racionamientos de la demanda para poder efectuar la operación de las redes. La salida de un transformador de subestación por falla o por mantenimiento, conllevaba la sobrecarga de otros transformadores y la pérdida de carga, en consecuencia la realización de los mantenimientos requeridos en los sistemas regionales, no se podían llevar a cabo; esto significaba que el número de fallas se incrementaría por falta de mantenimiento y la continuidad del servicio se vería afectada en forma más severa⁶².

Además, cuando existen limitaciones y restricciones en los sistemas de transmisión regional, la generación embebida que puede ser evacuada desde estos sistemas se ve limitada y consecuentemente ocurre una alteración del despacho económico, que debe ser compensada con generaciones fuera de mérito⁶².

No existe un mecanismo que asegure el cumplimiento del término de realización de las obras del plan de expansión, ni se realiza un control estricto de ejecución en forma similar a lo que ocurre con un proyecto de generación. Aparentemente debido a los vacíos regulatorios existentes y además por permitir a los operadores de red, que libremente y de acuerdo con la regulación existente, realizaran oportunamente las obras de expansión requeridas en sus áreas de influencia⁶².

Aunque los agentes privados no tienen la obligación de invertir en la expansión de los sistemas de transmisión regional, los operadores de red si tienen la responsabilidad social de buscar exhaustivamente soluciones concretas para asegurar la confiabilidad y el suministro de la demanda eléctrica a los usuarios de su área de influencia⁶².

En octubre de 2012 el CSMEM encuentra que el desarrollo de la infraestructura de los sistemas regionales continúa siendo deficitario para atender la demanda de energía adecuadamente y ocasiona incremento en la generación de seguridad, aumento del costo de las restricciones y del costo de la energía a los usuarios finales. Además, ha requerido un aumento importante del número de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema, instalados con el fin de minimizar la desatención de demanda en los STR, en prácticamente todas las regiones del país⁷⁴.

La expansión de transformación incumple el mandato regulatorio que prohíbe las desconexiones de equipos adicionales ante la ocurrencia de contingencias sencillas. La situación del STR ocasiona además problemas de voltaje y suministro de potencia

reactiva, que se suplen anti-económicamente desde el STN con generaciones de seguridad, reactores/condensadores, esquemas VQC para el control de tensión y compensadores estáticos de reactivos SVC⁷⁴.

En agosto de 2013 el CSMEM planteó que los problemas existentes en la infraestructura de los sistemas regionales de transmisión a pesar de haber sido identificados hace varios años por XM y reportados en los informes del CSMEM, persisten y cada vez hacen más crítica la operación de la red, debido a que no se han realizado las expansiones requeridas en forma oportuna, bien sea por parte de los Operadores Regionales o a través de terceros adjudicados por la UPME. Esta situación ha requerido aumentar el número de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema - ESPS, para minimizar la desatención de demanda en los STR, los cuales en términos pragmáticos significan racionamientos de energía en prácticamente todas las regiones del país⁸².

2.6.2 Expansión Sistema de Transmisión Nacional

En marzo de 2013 el CSMEM planteó que en adición a las restricciones operativas que presenta el STR, también existen restricciones en el STN asociadas a bajas tensiones en el área Nordeste, el límite de importación de energía del área del Caribe ante la indisponibilidad de una de las líneas a 500 kV, la congestión en la red del Atlántico y Magdalena que ocurre con altos despachos de generación térmica y el límite de importación de energía en el área Suroccidental⁷⁷.

En agosto de 2013 el CSMEM expresó que los planes de expansión de la UPME definen una serie de proyectos cruciales para la operación y la confiabilidad del SIN en el año 2015. Sin embargo para casi todos ellos, aún no se han realizado las convocatorias y por tanto no tienen inversionistas definidos; esto implica que la entrada en operación de estos proyectos es prácticamente inviable y su impacto en el SIN será de consideración, además requerirán proyectos adicionales para mitigar los efectos de sus atrasos que se traducirán en reducción de confiabilidad y mayores tarifas para los usuarios, ocasionadas por las restricciones y generaciones de seguridad que ellos causarán y los sobrecostos de las obras y los proyectos para aliviar sus retrasos⁸².

El proyecto que genera el mayor grado de incertidumbre en el STN es Nueva Esperanza 500/230/115 kV, que debió entrar en operación en octubre de 2011 y ha sido reprogramado sucesivamente, tal que la posible fecha de entrada sería en el 2016. Este hecho pone en serio riesgo la atención, no solo de la demanda de la zona oriental, sino también de toda la demanda nacional. El retraso hace que el área tenga menor

margen para el manejo de voltaje y ha obligado a definir una serie de medidas de mitigación⁸².

Por otra parte, se presentan problemas de atrapamiento de generación en Atlántico, que serían solucionados parcialmente con la entrada en operación del proyecto Caracolí, la cual fue definida en el plan de expansión 2012-2025, programada para entrar en operación en el 2015, sin embargo, aún no tiene inversionista, lo cual no permitirá su entrada antes del 2016. Con el proyecto Caracolí sería posible disminuir de 80% a 21%, los despachos de Flores que comprometen la seguridad de la sub-área Atlántico⁸².

2.6.3 Atrasos y Cancelaciones en Proyectos de Generación

El proyecto Porce IV propiedad de EPM, con asignaciones OEF a partir de diciembre de 2015, fue cancelado debido a problemas relacionados con la adquisición de predios e invasión de pobladores ajenos a la región. El proyecto Miel II propiedad de la Promotora Miel II con asignaciones OEF a partir de diciembre de 2014, fue cancelado por incumplimiento en la actualización de la garantía que respaldaba la obligación. El proyecto Amoyá presenta atraso de diez meses, Gecelca 3 dos meses y el proyecto Termocol se encuentra en un estado crítico debido a problemas con el cierre financiero, la aprobación del punto de conexión y la contratación de los trabajos principales⁶⁴.

El CSMEM considera que gracias al esquema adoptado por Colombia y la regulación desarrollada por la CREG, la cancelación y atrasos de proyectos del plan de expansión de generación, no ponen en peligro el abastecimiento adecuado de la demanda y la confiabilidad del SIN. En particular la dinámica del esquema de garantías y de subastas, en este caso ha permitido realizar a tiempo los correctivos necesarios⁶⁴.

El proyecto Termocol propiedad del Grupo Poliobras fue adjudicado en la primera subasta de Cargo por Confiabilidad para entrar en operación comercial el 1 de diciembre de 2012; esta fecha se postergó al 1 de diciembre de 2013, mediante la “Subasta de Reconfiguración” de venta realizada por la CREG en julio del 2012⁸².

Poliobras no ejecutó los trabajos siguiendo el cronograma de Termocol y así estaba obligado a registrar Contratos de Respaldo para cubrir las OEF del 1 de diciembre de 2013 al 31 de mayo de 2014. Poliobras tampoco presentó dichos contratos y se procedió a hacer efectiva la carta de crédito (garantía) por valor de 25 millones de dólares, debiendo retirar el proyecto del Cargo por Confiabilidad para la atención de la demanda⁸².

Adicionalmente, Poliobras tampoco acreditó la renovación de la garantía ante la CREG, obligación que adquirió en la adjudicación de la “Subasta de Reconfiguración”, configurándose un evento diferente de incumplimiento que requería el pago de la garantía por parte del banco. Después de un largo proceso de confrontación jurídica por los incumplimientos mencionados en la construcción de Termocol, finalmente el banco honró la garantía⁸².

2.6.4 Confiabilidad del Abastecimiento de Gas

A partir de la intervención del mercado por parte del Gobierno en el 2009, forzando la generación térmica para sostener el nivel de los embalses, se hicieron evidentes las restricciones en el suministro y transporte de gas natural y en la posibilidad de generar por periodos continuos y prolongados con base en combustibles líquidos⁴⁴.

En enero de 2012, como consecuencia de la avería del gasoducto de Promigas, el Ministerio de Minas y Energía decretó el racionamiento programado de gas natural en los campos de la Guajira y La Creciente, esta situación combinada con la indisponibilidad por atentados contra circuitos de 500 kV, que redujeron las transferencias al área Caribe a solo 600 MW, obligaron la reducción de la capacidad de generación de algunas plantas a gas de la Costa y además la utilización de combustibles líquidos. Considerando disponibles los circuitos de 500 kV a la Costa, no ocurrirían racionamientos de energía, aunque se requiere complementar la generación con combustibles líquidos, ya que ni Tebsa ni Proelectrica podrían generar con gas⁶⁶.

Las fallas recurrentes presentadas en el gasoducto de Occidente que ocasionaron racionamientos importantes de gas en los sectores residencial, vehicular e industrial, si bien no afectaron la generación de electricidad en el occidente del país, dado que ocurrieron con máximas precipitaciones hídricas, mostraron una vez más la vulnerabilidad del gasoducto y si estas fallas llegaran a presentarse cuando se requiera la generación de las plantas térmicas, sería necesario utilizar combustibles líquidos⁶⁶.

2.6.5 Problemas del Desarrollo de la Infraestructura

En noviembre de 2011, respecto al desarrollo de los proyectos de generación tanto hidroeléctricos como termoeléctricos, el CSMEM presentó su preocupación por que los problemas ambientales y de carácter social, tales como la expedición de licencias, la adquisición de predios y las expectativas de la población, estén obstaculizando el desarrollo normal de los proyectos, al punto de llevarlos a su cancelación⁶⁴.

En abril de 2013 el CSMEM planteó algunas acciones para resolver los inconvenientes que se presentan para la expansión de la infraestructura eléctrica, asociados con las licencias ambientales, los planes de desarrollo territorial, las comunidades y las etnias, que atrasan, encarecen y en algunos casos han forzado la suspensión de la ejecución de proyectos importantes en desarrollo⁶⁸:

- 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.
- Las compensaciones sociales y por pérdida de biodiversidad que se exigen a los proyectos, en algunos casos pueden llegar a comprometer su realización.
- La selección de alternativas provenientes del Diagnóstico de Alternativas Ambientales, comprometen la factibilidad técnico-económica de algunos proyectos de transmisión eléctrica.
- 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 está realizando las convocatorias de los proyectos de transmisión eléctrica en forma tardía.
- No existe una metodología aprobada para valorar las compensaciones ambientales 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.
- 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 los 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.
- En muchos casos el factor político utiliza los proyectos para el beneficio de campañas políticas, ejerciendo oposición mediante el desprestigio y la desinformación ante las comunidades.

- 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.

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 mercado⁶⁸.

2.7 El Fenómeno del Niño

2.7.1 Comportamiento del Mercado

En junio de 2009 el CSMEM opinaba que en el corto plazo, en ausencia de Niño, el sistema parecía contar con la energía necesaria para satisfacer la demanda. No obstante, si se materializaba el fenómeno del Niño era probable enfrentar restricciones que pusieran en peligro confiabilidad del sistema. En particular, en las plantas de la costa con niveles bajos de contratación de gas natural en firme, su papel para suplir la escasez de reservas hídricas se podría ver muy limitada. En contraste, las plantas del interior registraban un nivel de contratación por encima de las demandas esperadas, pero enfrentan la restricción del gasoducto Ballenas-Barranca. En estas circunstancias, si se presentaba el fenómeno, será necesario acudir a la generación con combustibles líquidos cuya confiabilidad para atender periodos prolongados no había sido aún puesta a prueba en el país³⁹.

En diciembre de 2009 el CSMEM identificó que el fenómeno del Niño del 2009 había modificado el patrón de comportamiento del nivel agregado de los embalses del SIN y la dinámica del precio de bolsa con relación a los patrones históricos; la relación negativa entre el precio de bolsa y nivel de embalse agregado, dejó de operar en este último semestre cuando el precio alcanzó su máximo⁴⁵.

También, dada la crítica situación de los embalses frente a los niveles históricos y que los agentes hidráulicos continuaban generando la energía del SIN con una baja participación térmica, el gobierno nacional decidió ordenar la generación forzada de todas las plantas térmicas del MEM, con gas natural, carbón o combustibles líquidos. De estas medidas se obtuvieron los siguientes resultados: se frenó el deterioro que se venía presentando en el nivel del embalse agregado del SIN, se identificó que en algunos casos la disponibilidad declarada por los agentes era inferior a la disponibilidad real de tales plantas y se hicieron evidentes las restricciones en el suministro y

transporte de gas natural. El gobierno nacional también ordenó restringir las exportaciones de gas y electricidad, lo cual conllevó a proteger el nivel del embalse agregado y a reducir las limitaciones en el suministro de gas en el interior del país⁴⁵.

En una situación como la del fenómeno del Niño 2009, es muy deseable tener implementados programas de desconexión voluntaria de la demanda; sin embargo, este tema se ha venido posponiendo desde hace algún tiempo y concretamente no se ha logrado iniciar su implantación. El CSMEM consideraba que se deberían tomar las medidas regulatorias necesarias para implementar la conservación de energía a través de la respuesta de la demanda, eliminando las barreras a la participación de estos programas en el MEM y asegurando un tratamiento competitivo para los recursos de demanda⁴⁵.

En agosto de 2010 el CSMEM planteó que la experiencia vivida por el MEM durante el pasado fenómeno del Niño, demostró que bajo dichas circunstancias el mercado no reaccionó adecuadamente y fue intervenido por el gobierno. Con el fin de evitar intervenciones gubernamentales del mercado, el CSMEM consideraba necesario desarrollar con suficiente antelación, un esquema regulatorio que pudiera asegurar la confiabilidad del SIN bajo eventos de fuerza mayor, tales con el Niño⁵¹.

En octubre de 2010 el CSMEM expresó que la más importante experiencia obtenida durante el fenómeno del Niño, es que Colombia pudo cubrir toda su demanda eléctrica satisfactoriamente y que aún con restricciones logró abastecer su demanda de gas natural, mientras que países vecinos enfrentaban serios racionamientos eléctricos. El CSMEM consideró que las medidas adoptadas por el Ministerio y por la CREG, en las que se forzó el despacho térmico para optimizar las reservas de agua, si bien impusieron un sacrificio a la libertad del mercado transitoriamente, fueron perfectamente justificables desde el punto de vista social y económico y no suponen un retroceso en el funcionamiento del MEM⁵³.

El comportamiento del Cargo por Confiabilidad bajo condiciones de Niño y restricciones en abastecimiento de gas, reveló dos características del mercado. La primera es la persistencia del parque hidráulico, en fijar los precios de bolsa; la segunda es el acotamiento que impone el precio de escasez a los precios de oferta de las hidráulicas, lo cual muestra de alguna manera la vulnerabilidad del esquema de confiabilidad⁵³.

También opinaba el CSMEM que era inadmisibles que conociendo con suficiente anticipación que el sistema de transporte y suministro de gas natural estaba sobre-contratado y que no sería capaz de responder ante un escenario máximo de demanda,

no se hubieran tomado las medidas para resolver tal situación. La coyuntura también demostró que las sanciones aplicadas al transportador y/o productor por incumplimientos de los contratos, son tan bajas que estos agentes no tienen incentivos para eliminar las restricciones y consecuentemente debe enfatizarse que los contratos deben estar orientados es a cumplir con las obligaciones energéticas pactadas⁵³.

Así mismo, la intervención del mercado forzando la generación térmica, produjo aumentos importantes en la magnitud de las reconciliaciones negativas que invitaron a los agentes hidráulicos a trazar estrategias de oferta que explotaran al máximo la remuneración de estas reconciliaciones⁵³.

También fue evidente que durante el fenómeno del Niño los indicadores de poder de mercado alcanzaron valores excesivos, que señalaban la existencia del poder de mercado unilateral en algunos agentes y que en algunos casos fueron pivotaes. Por otra parte, la evaluación y análisis realizado por Wolak en cuanto a los indicadores de incentivo para ejercer el poder de mercado, mostraron que durante el Niño pudo existir ejercicio unilateral del poder de mercado por parte de algunos agentes, que indujeron en unos casos los precios de bolsa al alza y en otros casos a la baja⁵³.

En octubre de 2012 el CSMEM solicitaba con urgencia el perfeccionamiento y expedición del estatuto de riesgo de racionamiento por parte de la CREG, para que todos los agentes conocieran claramente las reglas del juego a seguir en caso de radicalizarse el fenómeno del Niño⁷⁴.

En agosto de 2013 el CSMEM observaba que la hidrología agregada de los aportes a los embalses del SIN, desde junio del 2012 con un par de excepciones, consistentemente había estado por debajo de la media histórica, lo cual aunque no había sido decretado oficialmente como comportamiento de Niño, si correspondía a niveles similares de las hidrologías de Niño y en el caso particular de los meses de junio y julio de 2013 los aportes eran tan bajos como los del Niño 1991-1992, que corresponde al más crítico de los últimos 20 años. Individualmente los embalses considerados más representativos del SIN en cuanto a su volumen de almacenamiento, presentaban un desempeño operativo semejante al de Niños críticos pasados⁸².

Para asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica, durante el verano y con hidrologías críticas se podrían requerir 90 GWh de generación térmica, esto implicaría generar con combustibles líquidos por encima de los registros máximos históricos. El CSMEM consideraba incierta y preocupante la logística de suministro, transporte y

almacenamiento de combustibles líquidos, para entregar las cantidades de líquidos que respaldan las obligaciones de energía firme⁸².

Al finalizar la estación de verano 2013-2014 el embalse agregado presentó niveles críticos, los cuales entre abril y julio de 2014 habían mostrado una recuperación importante para afrontar el Niño que había sido predicho. A partir de abril del 2014 y hasta junio la participación de generación hidráulica disminuyó y la térmica pasó de 24% a 34%, el precio de las ofertas hidráulicas se disparó, permitiendo una mayor participación de la generación térmica, lo cual también se reflejó en un alza considerable en los precios de bolsa. Las ofertas de las térmicas que operan con gas y con mezcla líquido-gas, desde mayo de 2014 se redujeron, como consecuencia de mayor disponibilidad de gas proveniente de la reducción de exportaciones a Venezuela⁹³.

2.7.2 Utilización de Combustibles Líquidos

En noviembre de 2009 el CSMEM puntualizó que cuando se exigió la generación de las plantas con combustibles líquidos, en muchos casos se detectaron problemas severos que les impidió generar en las magnitudes previstas⁴⁴.

En julio de 2011 el CSMEM analizó la creciente sustitución de gas natural por combustibles líquidos para soportar la ENFICC (Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad) de las plantas térmicas, situación que comprometía la confiabilidad del abastecimiento de electricidad, debido a la deficiente infraestructura y logística existente para el suministro de combustibles líquidos. Cálculos preliminares del CSMEM mostraban que para cubrir la proyección de demanda, se requerirían plantas térmicas utilizando combustibles líquidos para marginar en el mercado de contratos, lo que implicarían la escasez de contratos de energía eléctrica en el mediano plazo y además un incremento importante en las tarifas de electricidad⁶⁰.

En agosto de 2011 el CSMEM a partir de un balance en el mercado de energía eléctrica y uno en el mercado de gas natural, infería que era probable un escenario en que el suministro en firme de gas natural a las plantas térmicas y en consecuencia el respaldo de este combustible en la ENFICC, se redujera considerablemente con relación a los niveles observados en el 2011. En este escenario, si los agentes generadores solo ofertan contratos hasta el nivel de su ENFICC, el cierre de oferta y demanda en el mercado de contratos se localizaría en el costo marginal de una planta cuya ENFICC estuviera respaldada con combustibles líquidos. De esta forma el precio de contratos más que doblaría los niveles actuales, lo que implicaría generación de

rentas (ineficiencias asignativas) y podría comprometer la competitividad de algunos sectores productivos. Un aumento en los precios de contratos a este nivel enfrentaría una fuerte reacción política y presumiblemente, la revisión de la estructura del MEM⁶¹.

En octubre de 2012 el CSMEM comentó que la incapacidad del sector gas para resolver sus problemas, llevó a que las OEFs para el verano 2012-2013 estuviesen soportadas 18.5% con plantas utilizando combustibles líquidos; en forma aproximada, esto implicaba la movilización de alrededor de 60.000 barriles diarios de combustible, para los cuales no era evidente que existiera una logística robusta. Además, no todos los contratos de respaldo con líquidos habían sido realizados con agentes con capacidad de asegurar su entrega en los sitios convenidos y en el momento solicitado⁷⁴.

En marzo de 2013 el CSMEM ratificó que los contratos de gas natural para las plantas térmicas se han venido reduciendo y consecuentemente la ENFICC soportada con gas se sustituye por combustibles líquidos. Esta situación es un contrasentido, porque incentiva la utilización de combustibles líquidos importados para brindar un abastecimiento confiable de electricidad, cuando es conocido que no existe la infraestructura y logística necesaria para cubrir este crecimiento estimado de líquidos y además, implicará un incremento importante en las tarifas de electricidad⁷⁷.

En agosto de 2013 el CSMEM planteaba que con hidrologías críticas y para asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica, durante el verano 2013-2014 se podría requerir generación térmica en cantidades superiores a los registros históricos, los cuales podrían superar los 90 GWh-día. Bajo estas condiciones se requeriría generación térmica con combustibles líquidos por encima de los registros máximos históricos, lo cual representaba una exigencia que no ha sido probada en el SIN respecto a la producción, transporte y reabastecimiento de combustible líquidos de las plantas. La sustitución del gas por combustibles líquidos es muy delicada, porque también implicará un incremento importante en las tarifas de electricidad (a manera de ejemplo, la oferta promedio de generación con gas está en el rango de \$300/kWh, mientras la de generación con combustibles líquidos es de \$1.200/kWh)⁸².

En noviembre de 2013 el CSMEM expresó que para el abastecimiento de combustibles líquidos a las plantas termoeléctricas, Ecopetrol solo está en condiciones de suministrar en Cartagena 10 KBDC de Diesel, que tendrían que ser entregados por barcaza. Además, su infraestructura de muelles y poliductos para realizar importaciones de combustibles, está copada para atender la demanda del país. Merece atención especial

la complejidad de la logística de almacenamiento y transporte de líquidos, la cual es evidente en condiciones de Niño ante la necesidad de movilizar 60.000 barriles/día⁸⁵.

2.8 Análisis Financiero de los Agentes Generadores

En enero de 2007 el CSMEM analizó la estructura y el comportamiento de los ingresos en el sector de generación eléctrica, profundizando en el conocimiento de las finanzas del sector. El informe incluyó información para 2004, 2005 y 2006. El análisis se realizó sobre la muestra de los principales agentes y por lo tanto los agregados difieren marginalmente de los consolidados del sector¹¹.

En abril de 2009 el CSMEM revisó el desempeño financiero de algunos de los principales generadores, considerando la rentabilidad de sector, medida como la relación entre las utilidades netas y el patrimonio (ROE), el patrimonio, los ingresos por kW generado³⁷.

En mayo de 2011 el CSMEM presentó un análisis de la situación financiera de los seis mayores generadores del país durante el 2009 y el 2010, el cual permite determinar si los retornos al capital de estas empresas son extremadamente altos y no corresponden con el nivel de riesgo del negocio; por otra parte verifica la solidez financiera de las empresas y además efectúa un cruce de la información financiera con información operacional, lo cual permite encontrar una serie de indicadores que caracterizan la estructura de los diferentes agentes. La información analizada se obtuvo de la base de datos SUI de la SSPD, que contiene la información suministrada periódicamente por los agentes; de igual forma, se acudió a los Estados Financieros de todos los agentes, para discriminar las ventas de energía en bolsa y en contratos⁵⁸.

En julio de 2012 el CSMEM analizó el desempeño financiero de los principales generadores durante el 2011. La muestra incluye 7 agentes que explican 90% de la generación en el período y 82% de la capacidad. El 2011 estuvo afectado por el fenómeno de la Niña y los altos niveles de aportes hídricos determinaron el patrón de despachos y el precio de bolsa, en efecto en ese año los recursos hidráulicos se despacharon durante 59% del tiempo, 8 puntos porcentuales por encima de lo observado en el 2010; en contraste, los despachos térmicos se redujeron de 42% en 2010 a 26% en 2011. Como consecuencia de las altas hidrologías, el precio de bolsa se mantuvo en niveles históricamente bajos. En ese contexto, si bien varias empresas vieron reducir sus ingresos, también se contrajeron los gastos en combustibles y en compra de energía a terceros. Los resultados muestran que el sector de la generación puede mantener un buen desempeño financiero bajo distintos escenarios de hidrología⁷¹.

En julio de 2013 el CSMEM analizó el desempeño financiero de los principales agentes generadores en el 2012, año en el que se presentaron hidrologías muy altas en el primer semestre y muy bajas en el segundo semestre. En promedio, los recursos hídricos se despacharon 54% del tiempo, 5 puntos porcentuales por debajo del observado en 2011 que estuvo afectado por el fenómeno de la Niña y en consecuencia, el porcentaje de despacho de las térmicas se incrementó de 14% a 33%. El aumento en la participación de la generación térmica incidió en los precios elevados de la energía que promediaron 159 \$/kWh. De la información analizada se desprende que los costos de combustibles asociados con la generación térmica se encuentran en niveles que imponen un piso alto al costo variable de generación. Independientemente de las causas, el país está enfrentando precios de la energía eléctrica en el mercado de energía mayorista poco competitivos y por encima del referente internacional. Las empresas de la muestra obtuvieron una rentabilidad sobre el patrimonio superior a la del conjunto de las mayores empresas de la economía nacional sin considerar las del sector minero y de hidrocarburos⁸¹.

En junio de 2014 el CSMEM revisó la situación financiera de los agentes generadores en el periodo 2013, buscando por una parte, determinar si cuentan con la solidez financiera necesaria para respaldar las transacciones en el mercado mayorista y por otra parte, el desempeño financiero puede arrojar algún indicio de ejercicio de poder de mercado. 2013 fue un año de aportes hidrológicos por debajo del promedio y el nivel de embalse inicial se encontraba relativamente bajo. La generación térmica desplazó en algún porcentaje a la hidráulica y como resultado, los precios de bolsa se situaron en \$180/kWh, un 52% por encima del promedio del año anterior. Las utilidades para la muestra analizada se contrajeron y este comportamiento hizo descender el retorno sobre el patrimonio a un promedio un poco superior a la rentabilidad general del sector servicios en Colombia⁹¹.

2.9 Consideraciones Sobre la Operación del SIN

2.9.1 Restricciones y Reconciliaciones

En diciembre de 2009 el CSMEM planteó que si bien el mercado en general ha tenido un buen desempeño, existían imperfecciones susceptibles de ser mejoradas, también identificados y discutidos por Wolak: eliminación de las reconciliaciones negativas, eliminación del costo de arranque y parada de las reconciliaciones positivas y esquema de ofertas para el servicio de regulación secundaria de frecuencia⁴⁵.

En los meses de noviembre, diciembre de 2011 y enero de 2012, existió un cargo en el costo de las restricciones proveniente de los ajustes para compensar los costos extras de la generación, por la sustitución con combustibles líquidos, del gas no suministrado por Ecopetrol a las plantas térmicas, en el evento del Niño 2010. Además, en febrero se incluyó un alivio al costo de las restricciones correspondiente al pago por parte de EPM, de la garantía del Cargo por Confiabilidad del proyecto Porce IV⁶⁷.

En octubre de 2012, dado que una porción muy importante de los costos de restricciones, era debida a la generación de seguridad para el soporte de voltajes, el CSMEM consideraba fundamental revisar la regulación existente sobre el manejo y la remuneración de la potencia reactiva, para evitar que se continuara la práctica de abastecerla desde el STN⁷⁴.

En abril de 2014 el CSMEM estableció que los principales factores que pudieron inducir las generaciones de seguridad en el MEM, correspondían a las restricciones eléctricas y el soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva, debidas a limitaciones existentes en las redes STR y STN, ocasionadas por demoras en las expansiones requeridas⁸⁹.

2.9.2 Regulación Secundaria de Frecuencia - AGC

En octubre de 2007 el CSMEM informaba que el precio promedio del servicio de regulación secundaria de frecuencia (SRSF), la mayor parte del tiempo fue similar al precio promedio de bolsa. No obstante, se habían presentado situaciones donde el precio máximo horario del SRSF superaba entre 10 y 30 veces el precio promedio de bolsa diario¹⁹.

En septiembre de 2007 el CSMEM analizó los aspectos comerciales del servicio de regulación secundaria de frecuencia – SRSF en el MEM y efectuó un análisis comparativo del servicio en el sistema colombiano con siete mercados internacionales de energía. Al respecto el CSMEM destacó: a) el costo del servicio de regulación secundaria de frecuencia oscila entre el 20% y el 30% del costo total de las transacciones de energía que se realizan en bolsa, b) el hecho de definir varios productos con un mismo precio (energía y SRSF) puede conllevar a que se presenten comportamientos estratégicos de los agentes y que los precios resultantes no sean óptimos para el mercado, c) la regulación colombiana permite la posibilidad de efectuar contratos de traspaso de holgura entre generadores, sin embargo, éstos no se realizan, d) el actual sistema de remuneración genera situaciones de inequidad económica entre los agentes proveedores del servicio²⁰.

En diciembre de 2007 en cuanto al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, el CSMEM comentó que existían plantas que ofertan al mercado de energía unos precios muy elevados para evitar salir despachadas, pero se les contrata para suministrar el SRSF, lo cual a su vez hace que la energía efectivamente generada durante el SRSF se pague como energía fuera de mérito con altos precios de oferta²⁴.

En julio de 2008 destacó que en junio el SRSF presentó precios máximos horarios de hasta \$3.700/kWh, los cuales dado que se sostuvieron durante la última semana del mes, generaron para esos días precios promedios de \$500/kWh para el servicio. Dada la persistente ocurrencia de esta situación, ello ameritaba una revisión cuidadosa de la metodología para establecer el precio, tal que refleje los costos reales del servicio prestado. Existió el caso de una planta reguladora que aunque solo suministró alrededor del 1.0% de la holgura total programada del SRSF del mes, recibió por ello una remuneración cercana al 29% del total de los ingresos por SRSF²⁹.

En agosto de 2008 el CSMEM puntualizó que de acuerdo con los requisitos técnicos establecidos, las plantas de generación que prestan el SRSF en el MEM, no tienen la capacidad de regulación suficiente para abastecer adecuadamente las necesidades del sistema en condiciones de competencia (existe poder de mercado y suele ser utilizado). Adicionalmente en el invierno, la capacidad de regulación de las plantas hidráulicas se reduce, ya que los niveles altos de embalse no les permiten regular en toda la banda nominal, agudizándose aún más el problema. El CSMEM recomendó³⁰:

- Incrementar la capacidad de regulación, para lo cual es necesario realizar los estudios requeridos para incluir otras plantas, especialmente las plantas térmicas más modernas y de mayor capacidad que existen en el sistema.
- Aunque las plantas térmicas presentan una respuesta de tiempo más lenta que las hidráulicas, esto no es impedimento para utilizarlas en forma coordinada sin que se presenten acciones de sobrecontrol, ya que estas condiciones técnicas son manejadas en forma adecuada por los algoritmos de AGC (Automatic Generation Control).
- Para evitar los comportamientos estratégicos y las distorsiones del mercado resultantes de definir varios productos con un solo precio, así como las inequidades en la remuneración que resultan en la prestación del SRSF, el CSMEM recomendó que se estudie la separación de los precios de oferta para cada uno de los productos (energía o SRSF), que expresen los costos realmente asociados al servicio que se quiere prestar. Esto daría por resultado la creación de un mercado independiente para este servicio complementario.

En diciembre de 2011 el CSMEM reiteró que algunas plantas con nivel de embalse al máximo presentan ofertas muy elevadas, sus estrategias comerciales estarían dirigidas a suministrar el servicio de AGC, en áreas donde los recursos de regulación de frecuencia son escasos y les confieren poder de mercado local⁶⁵.

En marzo de 2013 el CSMEM expresó que si el costo marginal de proporcionar energía a corto plazo, es diferente del costo marginal de proporcionar AGC, es inverosímil que un generador sin capacidad de ejercer poder unilateral de mercado, pueda encontrar un solo precio de oferta que sea simultáneamente económicamente eficiente para ambos mercados. Las ineficiencias del mercado de AGC, no solo radican en la oferta de dos productos diferentes con un mismo precio, sino que también⁷⁷:

- Cuando una unidad generadora presenta precios del AGC superiores al precio de Bolsa, en adición al costo del servicio se incurre en generaciones fuera de mérito, que implican reconciliaciones positivas por la energía efectivamente generada en la banda de regulación y por la energía mínima requerida por restricciones operativas de esos generadores.
- Cuando el precio del AGC de una unidad supera el precio de Bolsa (fuera de mérito), las reconciliaciones positivas por la energía generada en la banda de regulación y por la energía mínima asociada a restricciones operativas, se liquidan al precio de oferta, sin aplicar los valores límites para los precios de las generaciones fuera de mérito establecidos en la Resolución CREG 034 de 2001.

2.9.3 Potencia Reactiva

En marzo de 2013 el CSMEM expresó que por la deficiente expansión de transformación en el STR, la carga de un buen número de transformadores es cercana al 100% bajo condiciones normales de operación y el control de voltaje se hace más crítico, puesto que al ocurrir sobrecarga en los transformadores, se limita la transferencia de potencia reactiva. Las deficiencias del STR ocasionan problemas de voltaje y suministro de potencia reactiva, que se suplen desde el STN con generaciones de seguridad, reactores/condensadores, esquemas VQC y con compensadores estáticos de reactivos SVC. Un estudio de diagnóstico del manejo y el control de la potencia reactiva en el STN, identificó los siguientes problemas aún vigentes que requieren atención con el fin de disminuir los sobrecostos que ocurren en el sistema por restricciones asociadas al soporte de voltaje⁷⁷.

- Las empresas de distribución no tienen señales de eficiencia para instalar compensación reactiva.

- El sistema de transmisión se usa para transmitir gran cantidad de potencia reactiva, con el crecimiento de la demanda, esta condición operativa exige la instalación y/o ampliación de equipos para transportar la potencia reactiva.
- No existen señales para que la compensación reactiva, identificada por los estudios de planeamiento del CND y la UPME, sea instalada en el nivel de tensión más económico para el usuario.
- El comercializador cobra al usuario el exceso en el consumo de reactivos, pero no le paga a quien debe hacer la compensación reactiva correspondiente. El esquema no cierra.
- Debido a la forma de planeación de expansión del STN y de las condiciones de calidad al usuario final y de la falta de señales, en el corto plazo, las necesidades de reactivos en distribución se transfieren a los niveles de alta tensión.
- En el sistema de potencia se genera, transporta y transforma en y desde los niveles de 500kV y 230kV una cantidad igual y en algunos casos superior, a la demanda de reactivos en los niveles bajos de tensión.
- Las generaciones obligadas para sostener tensión en las áreas, son pagadas por todos los usuarios del sistema interconectado en proporción a la demanda.
- El CND es responsable del control de tensión en el sistema y de suplir la potencia reactiva que se requiera en los STR.
- No existen incentivos para la producción de reactivos en los generadores, por lo tanto no aumentan la producción más allá de un límite preestablecido, ni reducen generación de activa para suplir la energía reactiva que pueda ser necesaria en el sistema.

En septiembre de 2013 el CSMEM efectuó un análisis de la potencia reactiva en el SIN con base en la información operativa tomada del Scada del Centro Nacional de Despacho – CND. El trabajo realizado estuvo enfocado al comportamiento de los balances de potencia reactiva de cada área operativa. Al respecto, el CSMEM señaló⁸³:

- Las transferencias de potencia reactiva a grandes distancias no son eficientes debido a que sus pérdidas en líneas de transmisión son importantes y los voltajes nodales son muy sensibles a la energía reactiva. Por esta razón, los déficits de potencia reactiva generalmente se deben compensar a nivel local.
- A pesar que la CREG ha expedido diferentes resoluciones sobre el consumo y el soporte de la energía reactiva, no existe un procedimiento expedito que permita la asignación de los costos a los agentes responsables de las restricciones por soporte de tensión.
- En el MEM la causa principal del costo de las restricciones se debe a las generaciones de seguridad asociadas con restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje. Consecuentemente, los despachos de generación se des-optimizan con

las generaciones de seguridad que se deben programar como soporte de tensión. Esta des-optimización significa mayores costos de generación que finalmente se le transfieren a todos los usuarios del MEM.

- El sistema generación-transmisión se ha desarrollado para adaptarse a la demanda, exigiendo transferencias de bloques de energía entre áreas operativas del país, lo cual conlleva a realizar inversiones importantes en bancos de condensadores y dispositivos FAT: VQC, SVQ, STATCOM, para apoyar dichas transmisiones y para mantener la calidad y confiabilidad del servicio.
- El CSMEM considera fundamental revisar la regulación existente sobre el manejo y la remuneración de la potencia reactiva.

2.9.4 Mantenimientos

En noviembre de 2008 el CSMEM presentó un análisis del documento preparado por XM y correspondiente al informe del CND de noviembre de 2008, las principales conclusiones fueron³³:

- En la programación del despacho para el día siguiente, debido a las consignaciones de equipos no contemplados en el plan de mantenimiento o por incrementos de la demanda del sistema, a partir del mes de agosto de 2008 se vienen presentando déficits en los niveles de reserva para algunas horas de operación.
- Si durante el día de operación se reportan indisponibilidades de plantas, dados los tiempos requeridos de arranque de las plantas térmicas, no solamente se está incurriendo en problemas operativos que están implicando una posible desatención de la demanda, sino que también incrementan en forma desmedida los precios de la bolsa.
- A partir del año 2007, las consignaciones de los equipos o instalaciones de generación se han visto más que duplicadas y el 83% de ellas ocurrieron fuera del plan de mantenimiento programado. Coincide esta situación con la implantación del cargo por confiabilidad a partir de diciembre de 2006, con el cual desapareció la penalización a las indisponibilidades de generación. A este respecto existen dos alternativas: a) El parque generador del SIN presenta unos niveles críticos de confiabilidad, y/o b) Las consignaciones pueden estar siendo utilizadas con propósitos de carácter comercial.

En diciembre de 2008 el CSMEM encontró un alto porcentaje de respuestas inadecuadas de las protecciones de las subestaciones del sistema (63%), que

requerían una revisión a fondo de la coordinación de las protecciones y/o la necesidad de modernizar tanto las protecciones como algunas subestaciones³⁴.

2.9.5 Pruebas de Unidades

En mayo de 2013 el CSMEM expresó que las pruebas de disponibilidad de las plantas generadoras que tienen por objeto comprobar la operatividad y disponibilidad, con base en la cual se define la ENFICC comprometida en el cargo por confiabilidad, se estaban llevando a cabo en condiciones que no aseguraban su objetivo. La duración de la prueba no era suficiente, la capacidad exigida y el combustible empleado no eran consistentes con la ENFICC comprometida y además si la prueba se declaraba fallida, se permitía adquirir contratos de respaldo a posteriori para demostrar y cobrar una confiabilidad inexistente⁷⁹.

En abril de 2014 el CSMEM planteó que a partir de la expedición de la Resolución CREG 051 de 2009, se han venido incrementando sustancialmente las pruebas autorizadas de los generadores. Esta situación es desventajosa para el mercado y por tanto para los usuarios, porque la generación de pruebas reduce la competencia en el despacho y lo des-optimiza, se liquida al precio de las generaciones fuera de mérito e incrementa el precio de bolsa, esparciendo su efecto a todas plantas generadoras del despacho ideal que también se lucran de esta remuneración⁸⁹.

2.10 Análisis Regulatorio

En junio de 2008 el CSMEM analizó los principales elementos de la Sentencia 16257 del Consejo de Estado y las Resoluciones CREG 090 y 095 de 2007 generadas como consecuencia del fallo del Consejo de Estado. La Sentencia daba respuesta a la demanda que la Empresa de Energía de Bogotá – EEB presentó solicitando la nulidad del ordinal a) del artículo 10 de la Resolución CREG 051 de 1998, el cual define que las empresas constituidas como E.S.P que deseen participar en los Procesos de Selección de expansión del sistema de transmisión, deberían tener como objeto exclusivo la actividad de Transmisión Nacional en lo relacionado con el sector eléctrico. El fallo declaró nulo el citado ordinal, en tanto se interprete que la restricción prevista para participar en los procesos de selección del plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional allí regulados, se extienda a las empresas constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 143²⁸.

En septiembre de 2008 el CSMEM analizó el Decreto 2687 del 2008 sobre abastecimiento de gas natural, concluyendo que³¹:

- Al eliminar la prioridad que tenía el despacho de plantas termoeléctricas, las pone a competir con los demás consumidores de gas y consecuentemente, esto podría implicar un mayor costo del gas para la producción de electricidad y un efecto alcista en los precios de la energía eléctrica en el MEM.
- La certificación de las reservas y la declaración de producción son acciones muy positivas ya que generarán la información requerida en forma confiable y oportuna para la toma de decisiones de planeación en el sector eléctrico.
- El procedimiento de comercialización de la producción disponible hasta agotar la disponibilidad declarada, evita posibilidades de acciones especulativas; sin embargo, al poderse ofertar gas interrumpible, se mantienen las posibilidades especulativas que se han querido evitar.
- La prohibición de vender el gas regulado que se compre en el mercado secundario, no elimina el problema existente de las plantas termoeléctricas que adquirieron gas regulado con anterioridad a la expedición del Decreto y que lo venden en forma preferencial al mercado secundario.
- En cuanto a las inversiones para asegurar la confiabilidad del suministro, si bien es cierto que esta medida es de carácter intervencionista y cambia las reglas del juego, dada la coyuntura del momento, es justificable. Esta situación debe inducirnos a estructurar un esquema que asegure la confiabilidad del suministro de gas en el país.

En mayo de 2009 sobre el tema de los costos de arranque y parada de las plantas térmicas, el CSMEM opinó que la forma de ofertar de algunos generadores térmicos había tenido efectos negativos en el MEM, puesto que presionaba al alza los precios del mercado e inducía a los generadores hidráulicos a elevar sus ofertas ya que éstos estiman un costo de oportunidad mayor de su recurso. En este sentido, el enfoque dado por la CREG en la Resolución 051 de 2009, al involucrar tales costos en el despacho, minimizando del costo de la generación diaria, evitaba las ineficiencias que impactan hoy en día el despacho³⁸.

En mayo de 2009 el CSMEM consideraba que el mecanismo de demanda desconectable voluntariamente, era aplicable durante periodos de precios altos, oferta muy cercana a la demanda, contingencias y eventos que afectan la confiabilidad. La principal barrera que podría obstaculizar la penetración de estos programas, era el exceso de capacidad de reserva requerida para los periodos secos (el Niño), además del atraso en la implementación de la medición avanzada³⁸.

En septiembre de 2009 el CSMEM discutió la propuesta de la CREG sobre el diseño del MOR, un mercado organizado de contratos de energía de largo plazo, en el cual los compradores que atienden el mercado regulado concurren obligatoriamente y los

usuarios no regulados y los oferentes de energía participan en forma voluntaria, donde el precio se determina en una subasta de reloj descendente y todos los contratos se enfrentan al mismo precio. El CSMEM además teniendo en cuenta los comentarios de los agentes y los análisis de Wolak sobre el MEM, opinó al respecto⁴²:

- El papel de la Comisión definiendo la demanda puede tener incidencias en el nivel de precio e involucra a la instancia reguladora en el desempeño del mercado.
- Se necesita transar contratos a más largo plazo para crear una ventana de tiempo, en la cual potenciales oferentes participen en el mercado de contratos con base en recursos de generación nuevos.
- Preocupa entre otros aspectos, el manejo solidario de los problemas de riesgo de contraparte en la medida en que crea problemas de riesgo moral.
- Wolak sugirió la participación voluntaria de todos los compradores incluidos los que atienden demanda regulada, la obligación de los vendedores de participar en el mercado con un porcentaje de su energía comprometida a largo plazo, la ampliación del horizonte del plazo de los contratos transados, la posibilidad de comprar energía por encima de las necesidades para arbitrar en el mercado secundario y la conformación de una cámara de compensación. Con esta propuesta se aumentaría la elasticidad de la demanda, lo que disminuye el poder de mercado, se evita que la CREG asuma un papel activo en la formación de precios, se fomenta la participación de nuevos generadores que no cuenten aún con plantas y se evitan los incentivos perversos en el manejo del riesgo de contraparte.

El CSMEM analizó la resolución CREG 051 de 2009 que separó las ofertas de precio de los generadores térmicos en ofertas de suministro de energía y ofertas de precio para el arranque y parada de los generadores y consecuentemente cambió la metodología de obtención del despacho ideal con base en una optimización del costo diario de la generación. La resolución permitió acotar los precios de oferta de las plantas térmicas para entrar en rangos de precios competitivos e introdujo un cambio en la consideración de las generaciones inflexibles⁴⁶.

Las resoluciones Minminas 18-1654, 18-1686 y 18-1739 del 2009 definen la iniciación del racionamiento programado de gas natural y fijan el orden de atención entre agentes, incluyen como generación de seguridad en el despacho eléctrico del CND, toda la generación de las plantas térmicas de la región Caribe y la toda generación de plantas a carbón del interior del país, despachando tales recursos a su máxima disponibilidad. El CSMEM consideró que aunque era prematuro sacar conclusiones

definitivas sobre el efecto de las medidas tomadas por el gobierno, presentaba algunas reflexiones preliminares al respecto⁴⁶:

- Se ha podido cubrir toda la demanda eléctrica satisfactoriamente y además se esperaba poder abastecer adecuadamente la demanda energética durante el periodo restante del fenómeno del Niño.
- Bajo circunstancias de crisis, el mercado por sí solo no garantiza el adecuado abastecimiento de la demanda y consecuentemente es necesario tomar medidas preventivas para evitar los desabastecimientos y racionamientos. Las medidas tomadas por el gobierno, si bien aseguraron el abastecimiento, también impidieron probar en toda su extensión la efectividad del Cargo por Confiabilidad.
- Se frenó el deterioro que se venía presentando en el nivel del embalse agregado del SIN.
- Se aseguró el abastecimiento de gas natural a sectores prioritarios como el vehicular, el industrial, el residencial y el sector térmico.
- Se permitió conocer con anticipación que algunas plantas no podían cumplir con la disponibilidad, ni la ENFICC declaradas y se logró adecuarlas para la utilización posterior con combustibles duales.
- Se demostró que las sanciones aplicadas al transportador y/o productor de gas por incumplimientos de los contratos, eran tan bajas que estos agentes no tenían incentivos para eliminar las restricciones.

La resolución CREG 137 de 2009 busca asegurar la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda, mediante Niveles de Referencia por tipo de tecnología, con base en la realización de análisis energéticos, a partir de los cuales se intervienen las ofertas de los agentes generadores. En concepto del CSMEM la aplicación de esta resolución no ha implicado hasta la fecha la intervención de las ofertas de las plantas hidráulicas, pero ha tenido un efecto importante en las plantas térmicas que al ser despachadas por seguridad energética, con altos factores de carga, son remuneradas solamente al precio de la Resolución CREG 034⁴⁶.

La resolución CREG 159 de 2009 eliminó temporalmente, hasta que se suspenda el racionamiento de gas, las restricciones relativas a la confidencialidad de las ofertas de los agentes del MEM. En concepto del CSMEM esta medida que le da transparencia a la información disponible para el mercado, es importante especialmente bajo la presencia del Niño, debido a que la menor cantidad de generación hidráulica implica precios de bolsa más altos y los generadores tienden a ejercitar su poder unilateral de mercado⁴⁶.

En el informe 50 el CSMEM analizó el cambio regulatorio realizado en el modelo de despacho y de formación de precios en el MEM (Res CREG 051-2009), que permitió remunerar a las plantas térmicas los costos de arranque y parada una vez han sido despachadas. Concluyó que la medida ha tenido un impacto positivo porque redujo el precio promedio de oferta del parque térmico, lo que a su vez presionó el precio de bolsa a la baja y limitó el poder de mercado. No obstante, a partir del análisis de su aplicación en un día del despacho surgió la conveniencia de revisar la regulación, ya que el algoritmo de despacho, si bien minimiza los costos de los recursos despachados, por otra parte puede llegar a sobre-remunerar a los generadores y aumentar el costo final de energía que enfrentan los usuarios⁵⁰.

En concepto del CSMEM, la Resolución 063 de 2010 que regula la Demanda Desconectable Voluntaria es un buen paso en la implementación de tecnologías de la respuesta de la demanda, que permitirá mejorar la confiabilidad del SIN, postergar capacidad de expansión y una operación más eficiente del mercado. Sugirió además, que se introduzcan elementos que incentiven una participación activa de la demanda en el mercado, tales como su inclusión en las subastas de energía firme y programas de respuesta de la demanda basados en incentivos económicos y en tarifas asociadas a periodos de tiempo⁵¹.

A raíz de los bajos precios de oferta de la energía hidráulica, desplazada del despacho para cumplir la condición de generación térmica forzada, la CREG expidió la Resolución 010 de 2010, con el objeto de reforzar la confiabilidad del sistema, comprando y embalsando por parte del mercado esa energía hidráulica desplazada, al precio de oferta presentado por el agente. En agosto de 2010 el CSMEM puntualizó que esto finalmente representó un sobrecosto para la demanda, dado que el precio de compra de la energía embalsada fue superior al precio de su venta posterior. La CREG con la Resolución 070 de 2010 corrigió las distorsiones mencionadas anteriormente⁵¹.

En marzo de 2013 el CSMEM comentó que los problemas de las redes del sistema de transmisión regional identificados en el pasado, persisten dado que no se han realizado las expansiones requeridas en forma oportuna. Aparentemente la expansión requerida no se ha llevado a cabo, en parte debido a los vacíos regulatorios existentes y además por permitir a los operadores de red, que libremente realizaran oportunamente las obras de expansión requeridas en sus áreas de influencia. Los siguientes aspectos regulatorios deberían ser revisados⁷⁷:

- No existe un mecanismo que asegure el cumplimiento del término de realización de las obras del plan de expansión.
- No se realiza un control estricto de ejecución en forma similar a lo que ocurre con los proyectos de generación.

- La efectividad de las garantías que deben presentar los OR para la ejecución de los proyectos de expansión.
- La razonabilidad de la cuantía de las multas pecuniarias que se cobran por desatención de la demanda y de las compensaciones asociadas al incumplimiento de los índices de disponibilidad de los activos.
- La definición de las normas, condiciones y garantías de las convocatorias y la metodología de remuneración de los costos a quien se le adjudique la convocatoria.

2.11 Participación en el EISG

El CSMEM participó en la reunión 21a del EISG celebrada en abril 2010, los temas analizados estuvieron relacionados con la disponibilidad y acceso de los costos de generación para el monitoreo del mercado de electricidad, la utilización de energías renovables, las implicaciones operacionales en los sistemas de potencia que presentan tanto la energía eólica como la solar, así como su impacto en el comportamiento de los mercados eléctricos y el monitoreo de los mercados financieros y de futuros. El CSMEM realizó la presentación del manejo del fenómeno del Niño 2009-2010 ante un auditorio de especialistas en mercados eléctricos con aversión a medidas intervencionistas; sin embargo, fue muy bien recibida debido a las difíciles circunstancias que estaba viviendo el sistema colombiano y especialmente en base a los resultados obtenidos que aseguraron el abastecimiento adecuado de la demanda⁴⁸.

El tema central de la reunión 23a del EISG celebrada en Abril del 2011 fue la mitigación del poder de mercado, otros temas incluyeron: el monitoreo de la respuesta de la demanda, el tratamiento de los recursos intermitentes en los mercados de potencia, el compromiso entre la eficiencia del despacho y la operación del sistema de potencia, la anticipación de los precios de tiempo real y una serie de casos de estudio particulares planteados por algunos miembros del EISG. El CSMEM presentó para análisis y discusión, las dos propuestas existentes para efectuar la mitigación del poder de mercado en el MEM; la desarrollada durante el 2010 por la CREG y la metodología que ha venido trabajando el CSMEM desde el 2009⁵⁹.

En la reunión 25a del EISG celebrada en mayo de 2012 los temas analizados estuvieron relacionados con la eficiencia del mercado, el aseguramiento de la expansión de generación, los agentes privados vs los públicos, el comportamiento de los agentes y la respuesta de la demanda. El CSMEM realizó la presentación “Expansión de generación con base en subastas de energía firme”, tema que generó especial atención por parte de los monitores de los mercados de Nueva Zelanda,

Australia y Filipinas, donde existen sistemas eléctricos con una componente hidroeléctrica importante. Las siguientes fueron las experiencias más relevantes para el CSMEM⁷⁰:

En reunión 27ª del EISG celebrada en abril del 2013, los temas analizados estuvieron relacionados con la manipulación del mercado, pruebas de poder de mercado, recursos adecuados de generación en mercados de energía, coordinación de mercados, mediciones del impacto de la distorsión de precios en el mercado, fusiones adquisiciones y desinversión. Adicionalmente, se realizó una sesión de capacitación que consideró los temas: fundamentos de la regulación, manipulación de los mercados, conductas estratégicas y procedimientos de investigación. El CSMEM realizó dos presentaciones: “Desinversión de activos hidroeléctricos en Colombia” y “Análisis del indicador de poder de mercado, Margen Bruto Ponderado”. Las siguientes fueron las experiencias más relevantes para el CSMEM⁸⁰:

En la reunión 29ª del EISG celebrada en octubre de 2014, los temas analizados estuvieron relacionados con la actualización de mercados, los precios durante las emergencias y la escasez, las fuentes y ubicación de costos extras, los casos de estudio de manipulación de precios, la detección y mitigación del ejercicio de poder de mercado, el monitoreo al operador del mercado, el desarrollo e implementación de nuevas reglas anti-manipulación y la sustitución de las fuentes no renovables de energía. El CSMEM presentó la actualización del mercado colombiano y las experiencias sobre disponibilidad de generación y los indicadores de poder de mercado⁹⁵.

2.12 Política Energética

En Mayo de 2008 el CSMEM analizó la problemática de la coordinación del despacho gas – electricidad que se venía discutiendo por varios años. Tradicionalmente los sectores del gas y la electricidad se han visto como sectores en competencia, lo cual es cierto a nivel micro, es decir en la competencia por el cliente final; sin embargo a nivel macro, la perspectiva es y debe ser de complementariedad teniendo en cuenta que operan integrados verticalmente. Para optimizar la política energética nacional es necesario tratar de manera coordinada los temas gas – electricidad, lo cual requiere de un esquema de complementariedad y no de competencia, que específicamente obliga a definir e implementar una adecuada coordinación de tipo institucional en cuanto a la información, la planeación y al despacho de estos recursos²⁷.

En diciembre de 2008 el CSMEM expresó la necesidad que a nivel del estado se defina una política integral relativa al gas natural, que considere la necesidad de la expansión

confiable del suministro del mismo en cuanto a producción y transporte para los sectores en los cuales el estado promovió exitosamente la utilización del gas natural, es decir a nivel residencial, industrial, térmico y gas natural vehicular³⁴.

En julio de 2009 el CSMEM indicó que el sector eléctrico colombiano invierte grandes cantidades de dinero para asegurar la confiabilidad del mismo, sin embargo, esta confiabilidad está comprometida por los problemas que surgen del abastecimiento y transporte de gas y/o combustibles líquidos para las plantas térmicas⁴⁰. En concepto del CSMEM, es responsabilidad del gobierno definir las políticas requeridas para asegurar la confiabilidad del abastecimiento de gas en el país, asignando a cada institución y agentes las responsabilidades que le competen en cada eslabón de la cadena y dando las señales regulatorias adecuadas. Como complemento a lo anterior y a pesar de las reticencias existentes en el sector gas, el CSMEM considera de vital importancia la creación de un ente independiente operador del mercado de gas natural, con características similares a las de XM⁴¹.

Teniendo en cuenta que a partir del 2013 el país deberá comenzar a importar gas desde Venezuela, sumado a las incertidumbres políticas involucradas, el CSMEM considera que debería hacerse una reflexión profunda sobre la conveniencia o no de mantener el volumen actual de exportaciones de gas natural hacia Venezuela⁴¹.

En agosto de 2010 el CSMEM expresó que el desarrollo de la utilización de energías renovables a nivel mundial, está basado fundamente en subsidios directos e indirectos que terminan siendo pagados por los consumidores finales; además, tanto la energía eólica como la solar presentan serios problemas operacionales en los sistemas de potencia involucrados, que también incrementan los costos de producción del sistema. Teniendo en cuenta la excelente canasta existente de recursos energéticos en Colombia y además económicamente viables de ser desarrollados sin necesidad de subsidios, tales como la hidroenergía y la generación termoeléctrica a gas y carbón, ellos son la mejor opción para el SIN; por otra parte, la energía eólica y solar pueden ser una buena alternativa para las zonas no interconectadas⁵¹.

En diciembre de 2010 el CSMEM opinó que el principal problema que afecta el suministro de gas natural tiene que ver con que no existe una política definida respecto al desarrollo del gas natural, para el mediano y largo plazo. El mercado del gas natural es fundamentalmente manejado por Ecopetrol a través de contratos bilaterales; este esquema funciona adecuadamente en condiciones en que la oferta abastece sin restricciones la demanda, pero tiene problemas en condiciones deficitarias de

suministro. Además desde el punto de vista regulatorio, las señales existentes no han logrado la expansión requerida del sistema de transporte⁵⁵.

En julio de 2014 el CSMEM expresó que el incremento de la participación de la componente hidráulica en la expansión del SIN, está revirtiendo el esfuerzo realizado en el pasado por el sector eléctrico, para lograr un sistema hidrotérmico balanceado, disminuyendo la confiabilidad del sistema y aumentando la volatilidad de los precios de la electricidad⁶⁰.

En julio de 2011 el CSMEM analizó la creciente sustitución de gas natural por combustibles líquidos para soportar la ENFICC de las plantas térmicas, situación que comprometía la confiabilidad del abastecimiento de electricidad, debido a la deficiente infraestructura y logística existente para el suministro de combustibles líquidos. La alta dependencia de los combustibles líquidos para la generación térmica mencionada anteriormente, pareciera estar mostrando la necesidad de un cambio de tecnología para la expansión del parque generador. Si esto es cierto, debieran darse las señales regulatorias adecuadas para lograr dicho cambio tecnológico y al mismo tiempo, asegurar en lo posible a las plantas térmicas existentes, el abastecimiento adecuado de gas⁶⁰.

En abril de 2012 el CSMEM indicó que después de 17 años de apertura del mercado eléctrico 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.

En diciembre de 2012 el CSMEM manifestó que es fundamental que el Ministerio de Energía y Minas desarrolle un plan integral energético, armónico ambiental y socialmente, que marque las directrices a mediano y largo plazo de la política energética, en temas como la utilización de los recursos primarios en la generación de energía eléctrica, las políticas del desarrollo del gas natural y la utilización de los recursos renovables. Por falta de la definición de una política energética por parte del Estado, enfrentamos problemas tales como:

- La utilización de combustibles líquidos para la generación de electricidad bajo la ocurrencia de restricciones eléctricas, incrementando las tarifas de los usuarios finales.
- El respaldo de un alto porcentaje de OEF con combustibles líquidos importados, comprometiendo la confiabilidad del sistema eléctrico.

- La utilización de plantas térmicas a base de combustibles líquidos, como parte del plan de expansión de generación determinado con las subastas de OEF.
- La posibilidad de un grave desabastecimiento de gas natural en el 2017.
- La posibilidad de enfrentar condiciones críticas de abastecimiento de electricidad a corto plazo, bajo la presencia de un Niño.

Teniendo en cuenta las inmensas reservas y la calidad del carbón con que cuenta Colombia, el CSMEM en agosto de 2014 consideraba que el país debiera hacer uso de los recursos existentes en diferentes regiones, para generación termoeléctrica con tecnologías limpias, como base fundamental de la expansión de la generación eléctrica. Los obstáculos del costo de la generación carboeléctrica con tecnologías limpias, han sido superados y un ejemplo de ello en Colombia se tiene con las nuevas plantas que construyen Gecelca y Tasajero⁹³.

El proyecto de construir una termoeléctrica por parte de Ecopetrol, utilizando el gas de Cusiana y Cupiagua estaría eliminando ese suministro de gas a la demanda residencial, vehicular e industrial, que podría terminar siendo reemplazado con gas importado de la planta de regasificación y contravendría temas de política energética⁹⁸.

2.13 Otros

En agosto de 2012 el CSMEM elaboró un informe con una serie de reflexiones sobre la implementación de las Redes Inteligentes, partiendo de las tendencias de desarrollo de los mercados mayoristas de energía que requieren la adaptación a las Redes Inteligentes, caracterizadas por el incremento del uso de las comunicaciones y la tecnología de información, en la generación, distribución y el consumo de electricidad. En generación, considera el espacio existente para el desarrollo de recursos eólicos y solares de las zonas no interconectadas; enfatiza el potencial hidroeléctrico existente que además se complementa con la generación térmica, y facilita la integración económica de las fuentes estacionales e intermitentes. En transmisión, plantea la necesidad de extender su vida útil y la capacidad del sistema, la construcción de nuevas líneas con la optimización de los corredores existentes, la repotenciación de las líneas y la utilización de subestaciones digitales que permitan la automatización y la operación no atendida⁷².

En distribución, para mejorar la eficiencia sugiere reducir las pérdidas eléctricas, el remplazo de sus elementos electromecánicos por sistemas digitales para una adecuada operación y la implementación de medición centralizada con funciones de conexión/desconexión remota, los sistemas de prepago y mejora de la calidad de

lectura de contadores. En la operación, considera la automatización de las subestaciones de distribución y de la red y la utilización de sensores, y también, cambiar la operación ciega de las redes, carente de información y análisis, mediante el uso de sistemas de manejo de distribución DMS. Enfatiza la importancia de la medición fasorial y los programas de respuesta de demanda basados en incentivos económicos y en tarifas asociadas a periodos de tiempo, así como las posibles barreras para su implementación⁷².

En mayo de 2015 el CSMEM exploró la estructura regulada de las tarifas de energía eléctrica, intentando explicar el impacto de la variación en los precios mayoristas sobre las tarifas que enfrentan los usuarios finales en el mercado regulado a nivel minorista. El componente que más ha crecido en la tarifa final al mercado regulado es el asociado a compras de energía, tanto por mayores precios de bolsa como por un incremento en el precio promedio de los contratos. Algunas empresas encuentran dificultades para asegurar una cobertura adecuada de contratos, lo que se ha traducido en un mayor pago por energía y en la volatilidad de las tarifas finales; al respecto se requiere la implementación del MOR, o algún mecanismo que introduzca eficiencia en la contratación de energía de largo plazo⁹⁹.

El cargo de transporte se redujo lo que es positivo para el mercado, pero es importante tener presente que detrás de esta reducción puede estar el atraso en la ejecución del Plan de Expansión del STN. El cargo de comercialización captura economías de escala, sin embargo, algunos comercializadores se focalizan en los usuarios de mayor consumo, lo que les permite ofrecer cargos de comercialización sustancialmente menores, pero puede tener efectos nocivos en el bienestar porque erosiona la base para los subsidios cruzados entre grupos socio-económicos⁹⁹.

3 Bibliografía

2006

- Informe 1. Informe 1 de avance. – Marzo 15 de 2006
- Informe 2. Informe 2 de avance. – Abril 24 de 2006
- Informe 3. Informe 3 de avance. – Mayo 25 de 2006
- Informe 4. Informe 4 de avance. – Junio 27 de 2006
- Informe 5. Informe 5 de avance. – Agosto de 2006
- Informe 6. Informe 6 de avance. – Octubre de 2006
- Informe 7. Informe 7 de avance. – Octubre de 2006
- Informe 8. Informe 8 de avance. – Octubre de 2006
- Informe 9. Informe 9 de avance. – Noviembre de 2006
- Informe 10. Informe 10 de avance. – Diciembre de 2006

2007

- Informe 11. Informe 11 de avance. – Enero 19 de 2007
- Informe 12. Informe 12 de avance. – Febrero 27 de 2007
- Informe 13. Sistematización y análisis de información. – Abril 3 de 2007
- Informe 14. Situación de abastecimiento y transporte de gas. – Abril 17 de 2009.
- Informe 15. Avance sobre el diseño del informe mensual - Sistematización y análisis de información. – Junio 26 de 2007
- Informe 16. Diseño del informe mensual - Sistematización y análisis de información. – Julio 27 de 2007
- Informe 17. Informe de seguimiento mensual del mercado. – Septiembre 5 de 2007
- Informe 18. Parte I - Reflexiones sobre el documento de abastecimiento de gas preparado por la CREG. Parte II - Revisión bibliográfica de modelos para inferir el poder en mercados mayoristas de electricidad. – Agosto 31 de 2007
- Informe 19. Informe de seguimiento mensual del mercado. – Octubre 2 de 2007
- Informe 20. Servicio de regulación secundaria de frecuencia. – Septiembre 14 de 2007
- Informe 21. Informe de seguimiento mensual del mercado. - Octubre 26 de 2007
- Informe 22. Medición del ejercicio de poder de mercado en el MEM, con base en la metodología de Wolfram (1999) y cálculo del costo de desabastecimiento de gas para el sector eléctrico. – Octubre 24 de 2007
- Informe 23. Informe de seguimiento mensual del mercado. – Noviembre 29 de 2007
- Informe 24. Aspectos determinantes del mercado de energía. – Diciembre 4 de 2007
- Informe 25. Reflexiones sobre la contratación de energía. – Diciembre 18 de 2007

2008

Informe 26. Impacto del mercado de gas en el precio de la energía eléctrica. – Abril 21 de 2008

Informe 27. Coordinación del despacho gas – electricidad. – Mayo 19 de 2008

Informe 28. Análisis básico de la Sentencia 16257 del Consejo de Estado - Análisis del desempeño del MEM. – Junio 27 de 2008

Informe 29. Subasta del cargo por confiabilidad – impacto en el MEM. Análisis del desempeño del MEM. – Julio 25 de 2008

Informe 30. Reflexiones y recomendaciones sobre la situación del mercado de energía mayorista - Análisis del desempeño del MEM. – Agosto 26 de 2008

Informe 31. Análisis preliminar e indicadores del mercado secundario de gas - Análisis del desempeño del MEM. – Septiembre 30 de 2008

Informe 32. Impacto de determinadas estrategias de oferta en el precio de bolsa - estudios de caso - Análisis del desempeño del MEM. – Octubre 29 de 2008

Informe 33. Análisis del informe del CND de noviembre de 2008 - Análisis del desempeño del MEM. – Noviembre 28 de 2008

Informe 34. Aspectos relevantes del MEM 2008. – Diciembre 12 de 2008

2009

Informe 35. Aplicación sistemática de la metodología propuesta para la determinación del ejercicio del poder de mercado - Análisis del desempeño del MEM.– Febrero 27 de 2009

Informe 36. Análisis del desempeño del MEM. – Marzo 31 de 2009

Informe 37. Desempeño financiero de algunos de los principales generadores del MEM. – Abril 30 de 2009

Informe 38. Reflexiones orientadas al fortalecimiento regulatorio del MEM - Análisis del desempeño del MEM. – Mayo 28 de 2009

Informe 39. Balance de oferta y demanda en el sector eléctrico colombiano - Análisis del desempeño del MEM. – Junio 30 de 2009

Informe 40. Restricciones del abastecimiento de gas natural y su impacto en el MEM. – Julio 29 de 2009

Informe 41. Análisis de costos marginales de energía utilizando el modelo de optimización de despacho – MODSEI. – Agosto 31 de 2009

Informe 42. Discusión de la propuesta del Mercado Organizado para la Demanda Regulada – MOR. – Septiembre 30 de 2009

Informe 43. 15 años del mercado de energía mayorista. Imperfecciones del mercado. – Octubre 26 de 2009

Informe 44. Análisis del cargo por confiabilidad ante una hidrología crítica y restricciones en el mercado de gas. – Noviembre 30 de 2009

Informe 45. Comportamiento del MEM bajo el efecto del niño 2009 - 10. – Diciembre 15 de 2009

2010

Informe 46. Consideraciones regulatorias, precios de bolsa y subasta de gas. – Febrero 10 de 2010

Informe 47. Aspectos conceptuales para analizar el mercado de comercialización de energía eléctrica. – Marzo 10 de 2010

Informe 48. Experiencias de la reunión internacional de monitores de mercados eléctricos. – Mayo 11 de 2010

Informe 49. Compra de Isagen por parte de un agente del MEM. Efecto en el mercado de energía mayorista. – Junio 7 de 2010

Informe 50. Análisis de la modificación de las reglas de despacho y la formación de precios en el MEM – Res. CREG 051-2009. – Julio 13 de 2010

Informe 51. Aspectos coyunturales del MEM. – Agosto 13 de 2010

Informe 52. Modelación de los precios de la electricidad. Una aproximación mediante modelos VAR. – Septiembre 13 de 2010

Informe 53. Experiencias de la intervención del MEM bajo el efecto del niño 2009-10. – Octubre 13 de 2010

Informe 54. Modelación de los precios de la electricidad. Una aproximación mediante modelos VAR – Segunda Parte. – Noviembre 13 de 2010

Informe 55. Aspectos relevantes del MEM 2010. – Diciembre 13 de 2010

2011

Informe 56. Revisión crítica de los indicadores de seguimiento del MEM. – Febrero 14 de 2011

Informe 57. Desempeño del MEM en el mes de febrero de 2011. – Marzo 14 de 2011

Informe 58. Desempeño financiero de los principales agentes generadores en el periodo 2009 – 2010. – Mayo 14 de 2011

Informe 59. Experiencias de la Conferencia 23 del EISG en New Orleans – 2011. – Junio 14 de 2011

Informe 60. Abastecimiento adecuado de gas natural, un tema sin resolver. – Julio 14 de 2011

Informe 61. Posible necesidad de combustibles líquidos para abastecer el mercado de contratos en el MEM. – Agosto 14 de 2011

Informe 62. La operación del sistema de transmisión regional al borde del colapso. – Septiembre 14 de 2011

Informe 63. Persisten las tensiones en el sector gas y su impacto sobre la generación eléctrica. – Octubre 14 de 2011

Informe 64. Plan de expansión de generación. Cancelación y atraso de algunos proyectos. – Noviembre 14 de 2011

Informe 65. GNL para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad. – Diciembre 14 de 2012

Informe 66. Eventos recientes del sector energético que afectan el MEM. – Febrero 21 de 2012

Informe 67. Un nuevo enfoque econométrico para analizar el mercado mayorista de energía. – Marzo 23 de 2012

Informe 68. Problemática del desarrollo de la infraestructura del sector eléctrico. – Abril 23 de 2012

Informe 69. Desempeño del MEM en el mes de abril de 2012. – Mayo 23 de 2012

Informe 70. Experiencias de la conferencia 25 del EISG en Cambridge – 2012. – Junio 23 de 2012

Informe 71. Desempeño financiero de los principales agentes generadores en el periodo 2010-2011. – Julio 23 de 2012

Informe 72. Reflexiones sobre la implementación de redes inteligentes en el MEM. – Agosto 23 de 2012

Informe 73. Introducción de un nuevo indicador para monitorear la evolución del poder de mercado en el MEM - Parte I. – Septiembre 23 de 2012

Informe 74. Confiabilidad del MEM. Generación – Transmisión. – Octubre 23 de 2012

Informe 75. Introducción de un nuevo indicador para monitorear la evolución del poder de mercado en el MEM - Parte II. – Noviembre 23 de 2012

Informe 76. Temas de coyuntura en el MEM 2012. – Diciembre 18 de 2012

2013

Informe 77. Comportamiento del MEM en los últimos cuatro años. – Marzo 18 de 2013

Informe 78. Revisión para el EISG del indicador margen bruto ponderado. – Abril 20 de 2013

Informe 79. Falencias de la confiabilidad del sistema interconectado nacional. – Mayo 20 de 2013

Informe 80. Experiencias de la conferencia 27 del EISG en Calgary, Canadá – 2013. – Junio 20 de 2013

Informe 81. Desempeño financiero de los principales agentes generadores en el 2012. – Julio 22 de 2013

Informe 82. Incertidumbres del sistema interconectado nacional. – Agosto 20 de 2013

Informe 83. Análisis de la potencia reactiva en el sistema interconectado nacional. – Septiembre 20 de 2013

Informe 84. Análisis del mercado de contratos en el mercado mayorista de energía. – Octubre 20 de 2013.

Informe 85. Impacto de la contratación bilateral del gas en el mercado de energía mayorista. – Noviembre 30 de 2013

Informe 86. Medición de indicadores de poder de mercado bajo distintos escenarios de venta de Isagen. – Diciembre 12 de 2013

2014

Informe 87. Impacto de la venta de Isagen en la competitividad del mercado de energía mayorista. – Febrero 24 de 2014

Informe 88. Incidencia del gas natural en los costos de generación termoeléctrica y en la formación de precios de bolsa en el MEM. – Marzo 24 de 2014

Informe 89. Análisis de la generación de seguridad en el MEM durante el 2013. – Abril 24 de 2014

Informe 90. Desembalsamientos y estrategias comerciales de los agentes del MEM. – Mayo 24 de 2014

Informe 91. Desempeño financiero de los principales agentes generadores en el periodo 2013. – Junio 24 de 2014

Informe 92. Cargo por confiabilidad, precio de escasez y comportamiento de las ofertas de precio. – Julio 24 de 2014

Informe 93. Mercado de energía mayorista aspectos relevantes del niño 2014-2015. – Agosto 21 de 2014

Informe 94. Evolución del poder de mercado en el mercado de energía mayorista. – Septiembre de 2014

Informe 95. Experiencias de la conferencia 29 del EISG en Washington, USA 2014. – Noviembre 24 de 2014.

Informe 96. Evolución de los niveles de contratación en el mercado de energía mayorista. – Diciembre 12 de 2014

2015

Informe 97. Formación de precios del gas natural. – Marzo 16 de 2015

Informe 98. Abastecimiento condicionado del gas natural. – Abril 16 de 2015.

Informe 99. Determinantes y evolución de la tarifa eléctrica al usuario final. Mayo 16 de 2015.

