

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 80 – 2013

EXPERIENCIAS DE LA CONFERENCIA 27 DEL EISG EN CALGARY, CANADA - 2013

Preparado por:

**Argemiro Aguilar D.
Pablo Roda
Gabriel Sánchez Sierra**

Bogotá, Junio 20 de 2013

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	EXPERIENCIAS DE LA CONFERENCIA 27 DEL EISG EN CALGARY, CANADÁ.....	2
2.1	ACTUALIZACIÓN DE MERCADOS	2
2.1.1	<i>Australian Energy Regulator - AER.....</i>	2
2.1.2	<i>Economic Regulation Authority - ERA</i>	3
2.1.3	<i>New Zeland Electricity Authority.....</i>	5
2.1.4	<i>IESO Ontario</i>	6
2.1.5	<i>Market Surveillance Administrator - MSA.....</i>	7
2.1.6	<i>Electric Reliability Council of Texas - ERCOT</i>	8
2.1.7	<i>Midwest Independent System Operator - MISO.....</i>	9
2.1.8	<i>IESO New England</i>	10
2.1.9	<i>New York ISO - NYISO</i>	11
2.1.10	<i>PJM Independent Market Monitor.....</i>	11
2.1.11	<i>Mercado de Electricidad Filipino.....</i>	12
2.1.12	<i>Korea Power Exchange – KPX.....</i>	13
2.2	MANIPULACIÓN DEL MERCADO	13
2.2.1	<i>Fundamentos sobre Manipulación del Mercado</i>	13
2.2.2	<i>Procedimientos de Investigación Regulatoria</i>	18
2.2.3	<i>Casos Recientes de Estados Unidos.....</i>	20
2.3	PRUEBAS DE PODER DE MERCADO	22
2.3.1	<i>El Enfoque Australiano.....</i>	22
2.3.2	<i>Reglas de Poder de Mercado en ERCOT.....</i>	23
2.4	SUFICIENCIA DE RECURSOS EN MERCADOS DE ENERGÍA	25
2.4.1	<i>Se Requieren los Mercados de Capacidad para Garantizar Reservas Adecuadas de Generación?...</i>	25
2.4.2	<i>Adecuación de Largo Plazo en Alberta</i>	26
2.5	COORDINACIÓN DE MERCADOS.....	27
2.5.1	<i>Coordinación Gas – Electricidad en New England.....</i>	27
2.5.2	<i>Circulación de Potencia en el Lago Erie.....</i>	30
2.6	CASOS DE ESTUDIO.....	31
2.6.1	<i>Un Juego con Transacciones de Potencia en Ontario.....</i>	31
2.7	OTROS TEMAS PRESENTADOS	32
2.8	REFLEXIONES	32
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	34
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	34
3.1.1	<i>Generación del Sistema.....</i>	34
3.1.2	<i>Demanda del Sistema.....</i>	35
3.1.3	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía.....</i>	35
3.1.4	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	36
3.1.5	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	37
3.1.6	<i>Nivel de los Embalses.....</i>	37
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	38
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	38
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	39
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	39
3.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación.....</i>	40
3.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	41
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	41
3.2.7	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo</i>	42

3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	43
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio</i>	43
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	44
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad</i>	44
3.3.4	<i>Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología</i>	45
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	46
3.3.6	<i>Índice de Lerner Mensual</i>	46
3.3.7	<i>Índice Residual de Suministro</i>	48
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	49
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa</i>	49
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	49
3.4.3	<i>Costo de Reconciliaciones por Zonas</i>	50
3.4.4	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	50
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	51
3.5.1	<i>Generación Fuera de Mérito</i>	51
3.5.2	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito</i>	51
3.5.3	<i>Costo Mensual de Restricciones</i>	52
3.5.4	<i>Generación Inflexible como Porcentaje de Demanda</i>	52

Resumen Ejecutivo

Este informe contiene las experiencias más relevantes para el MEM, presentadas en la reunión 27 del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG, celebrada en Calgary, Canadá, 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.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través del CSMEM realizó dos presentaciones: “Desinversión de activos hidroeléctricos en Colombia” y “Análisis del indicador de poder de mercado, Margen Bruto Ponderado”. Así mismo Colombia solicitó la sede de la reunión 29 del EISG del 2014, la cual fue aprobada y se llevará a cabo en Cartagena.

Este informe presenta una actualización de los diferentes mercados correspondientes a los miembros del EISG, la cual incluye además los aspectos más importantes que se desarrollan en estos mercados y las acciones que se tratarán en el corto plazo. También el informe incluye un resumen de dos de las conferencias de capacitación: a) Fundamentos sobre manipulación de los mercados, b) Procedimientos de investigación regulatoria.

Del panel sobre manipulación del mercado, se resumen los casos ocurridos recientemente en el mercado de Estados Unidos y en torno a los cuales se desarrollaron discusiones sobre: los patrones de comportamiento identificados y la conveniencia de su adopción en otros mercados; si la manipulación del mercado es un ejercicio/abuso de poder de mercado, o un fraude; si el consejo de Wellinghoff de “no efectuar transacciones anti-económicas con el fin de beneficiar otras”, es una regla universal de dedo; cuándo el cubrimiento (portafolio de manejo de riesgo) se convierte en manipulación del mercado; si se deben penalizar los vendedores en un mercado de precios altos, que posteriormente se considera ha sido manipulado por otros agentes.

Respecto al panel sobre pruebas de poder mercado, se seleccionaron y resumen dos presentaciones:

- El enfoque del regulador del mercado australiano que incluye, una propuesta de cambio en las reglas australianas del poder de mercado para generadores “dominantes”, la comparación de costo marginal de largo plazo contra el precio promedio y diferentes puntos de vista sobre el comportamiento actual del mercado y de los indicadores de poder de mercado.
- Las reglas sobre poder de mercado que aplican en el mercado de Texas y el plan voluntario de mitigación al que pueden acogerse los agentes con poder de mercado.

Se resumen dos ponencias del panel sobre el logro de suficiencia de recursos de generación en los mercados de energía:

- El cuestionamiento del monitor del mercado de Texas sobre la necesidad de los mercados de capacidad para asegurar las reservas adecuadas de generación, a la luz del comportamiento del margen de reserva de generación, la frecuencia de los cortes involuntarios de energía y la penetración actual de los programas de respuesta de demanda.
- Las consideraciones del monitor de Alberta sobre como adecuar la capacidad instalada a largo plazo.

Sobre la coordinación de mercados se incluyen las siguientes presentaciones:

- El problema de coordinación de los mercados eléctrico y de gas en New England, surgido a raíz del aumento de la dependencia del gas natural para la generación eléctrica, las insuficiencias de los gasoductos y los tiempos diferentes de coordinación de los despachos.
- La existencia de potencia circulante en el lago Erie, que ocurre en las transacciones de importación/exportación de Ontario con PJM y NYISO, la cual controlan con la operación de reguladores de ángulo de fase, para los cuales no han obtenido un acuerdo en los pagos de la recuperación de sus costos.

Finalmente del panel correspondiente a los casos de estudio, se resume un juego (gaming) que ocurre en Ontario con las transacciones de potencia en una interconexión pequeña, a través de los derechos financieros de transmisión.

La segunda parte de este informe incluye el análisis del desempeño del MEM en el mes de mayo de 2013, destacándose que la generación total creció 3% con respecto al mismo mes del 2012, crecimiento que se atendió con un aumento de la generación hidráulica.

El crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual, para el mes de mayo con respecto al mismo mes del 2012 fue 2,7%, lo cual representa una disminución con relación al crecimiento de los meses de anteriores del 2013. Las exportaciones alcanzaron niveles elevados, comparables con los máximos reportados en el 2011, las cuales fueron jaladas por la participación de las ventas a Venezuela.

Se inició la temporada de lluvias, pero persistieron las hidrologías por debajo del promedio histórico que se vienen registrando desde agosto del año pasado; el nivel del embalse agregado inició su recuperación y a fin del mes llegó a 49,9% de la capacidad útil. Con la entrada en operación de la nueva central de Amoyá, aumentó la capacidad disponible del parque de generación y el margen de reserva de capacidad subió a 29%.

La recuperación del embalse agregado estuvo acompañada de una reducción en los precios de bolsa, de esta forma se rompió la escalada alcista de abril, cuando los precios alcanzaron máximos para la historia reciente del MEM, comparables con los de Niños intensos.

El 74% de los precios en la bolsa estuvieron definidos por las ofertas de EPM, Isagen y Emgesa. Varias plantas hidráulicas operaron en mayo en niveles realmente críticos de embalse; no obstante, estas plantas no ofertaron por encima del mercado para reducir la probabilidad de salir en mérito.

Algunas térmicas continúan ofertando completamente por fuera de los rangos de competencia en el mercado; de otra parte, se observa una competitividad del carbón con ofertas excepcionalmente bajas. Las estrategias de oferta de los recursos a gas evidencian los efectos de las dificultades de suministro en gas.

La oferta agregada en mayo se desplazó hacia abajo con respecto a la de abril y se situó en niveles similares a los de marzo; no obstante, los costos para horas de baja demanda se mantuvieron relativamente elevados y los de demandas altas se contrajeron.

El índice de Lerner se mantiene en niveles bajos para períodos de media y baja demanda; sin embargo, para demanda alta se empieza a evidenciar un poder de mercado significativo; esta observación se corroboró con el comportamiento del índice Residual de Suministro.

A finales de mes ocurrió un aumento importante de la generación hidráulica y térmica inflexible, el cual se sugiere monitorear y encontrar sus causas.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Experiencias de la conferencia 27 del EISG en Calgary, 2013, b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de mayo del 2013.

a) Experiencias de la Conferencia 27 del EISG en Calgary

El presente informe contiene la descripción de las experiencias y las reflexiones más relevantes para el MEM, de la reunión 27 del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG, celebrada en Calgary, Canadá, en abril del 2013.

De la mayoría de los paneles organizados en el EISG, se han extractado y resumido en el informe, las conferencias que a juicio del CSMEM presentan las experiencias y mayores aportes al MEM. Igualmente se han incluido dos conferencias de la sesión de capacitación que se dio en el EISG, relativas a los fundamentos sobre manipulación del mercado y procedimientos de investigación regulatoria.

b) Análisis de Desempeño del MEM

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

2 Experiencias de la Conferencia 27 del EISG en Calgary, Canadá

La reunión 27 del Energy Intermarket Surveillance Group - EISG realizada en el mes de abril de 2013 en la ciudad de Calgary, Canadá, contó con la participación de monitores de los mercados de Estados Unidos, Canadá y Asia. Los principales temas analizados estuvieron relacionados con: a) la manipulación del mercado, b) pruebas de poder de mercado, c) suficiencia de recursos de generación en mercados de energía, d) coordinación de mercados, e) mediciones del impacto de la distorsión de precios en el mercado, f) fusiones, adquisiciones y desinversión. Adicionalmente, se realizó una sesión de capacitación que incluyó: fundamentos de la regulación, manipulación de los mercados, conductas estratégicas y procedimientos de investigación.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través del CSMEM realizó dos presentaciones: “Desinversión de activos hidroeléctricos en Colombia”¹ y “Análisis del indicador de poder de mercado, Margen Bruto Ponderado”². Así mismo Colombia solicitó la sede de la reunión 29 del EISG del 2014, la cual fue aprobada y se llevará a cabo en Cartagena.

2.1 Actualización de Mercados

2.1.1 Australian Energy Regulator - AER

El AER monitorea el sistema eléctrico australiano que comprende los estados del este y sur del país, con una demanda máxima de 36.000 MW y un suministro de 210 TWh anuales. Los tipos de mercado que cubre el AER son: a) Mercado mayorista de electricidad: mercado spot de solo energía (tiempo real), con 8 mercados de servicios suplementarios, despacho descentralizado de 5 minutos, con ciclos de liquidación de 30 minutos; b) Mercado mayorista de gas: mercado spot de gas en una jurisdicción y el mercado de transacciones de gas de corto plazo, con centros de actividad (hubs) en 3 jurisdicciones.

¹ CSMEM – SPPD Colombia, “Divestment of hydro assets in Colombia”, 27th EISG Conference, Calgary, Canada, April 2013.

² CSMEM – SSPD Colombia, “Market Share Weighted Gross Margin Analysis”, 27th EISG Conference, Calgary, Canada, April 2013.

Los desarrollos recientes y aspectos en progreso son:

- Transición del esquema de impuestos a las emisiones de CO₂, al esquema de transacciones de CO₂ en el 2014 – impulso a las energías renovables y posible cierre de plantas a carbón. El incremento del precio de la electricidad en Australia ha ocasionado un interés político sin precedentes; la causa de este incremento no es el costo de la energía en el mercado mayorista, sino el impacto del precio de las emisiones de CO₂.
 - El precio de las emisiones de CO₂ en julio del 2012 era AU\$23/ton, en promedio las plantas producen 0.9 toneladas de CO₂ por MWh, esto hizo que el precio de la energía en el mercado mayorista aumentara alrededor de AU\$20/MWh. Sin embargo, lo que es más interesante es que el precio de las emisiones de CO₂ está contribuyendo al retiro anticipado de unidades a carbón (aún con una buena expectativa de vida útil) y lo que esto significa para la seguridad del sistema, la capacidad en horas pico y la competencia. El otro factor que contribuye al cierre de plantas es la caída de la demanda debido al incremento de la energía solar y a la revaluación del dólar australiano.
 - Cuando sopla el viento en el sur de Australia, la generación eólica presenta ofertas de precio muy bajas, sin embargo, obtiene utilidades por la venta de certificados de energía renovable.
- Mayor participación de los usuarios en el manejo de la demanda y opciones para ésta, debido a la existencia de una demanda pico que solo utiliza las redes pocas horas en el año y que contribuye significativamente a incrementar el precio de la energía en el mercado minorista.
 - Introducción de mecanismos de respuesta de demanda en el mercado, para facilitar a los usuarios su participación en el mercado spot.
 - Introducción de tarifas de red eficientes (reflejando el costo de demanda pico) y flexibles (variables con el tiempo), para incentivar un comportamiento eficiente de los usuarios.
 - Permitir el uso de contadores inteligentes.
 - Promover en los consumidores el acceso a la información y educación sobre el nuevo ambiente de precios.

2.1.2 Economic Regulation Authority - ERA

ERA es un regulador económico independiente y órgano asesor del gobierno de Australia Occidental. Regula el acceso al monopolio natural de la infraestructura, incluyendo las redes de electricidad, gasoductos y redes ferroviarias, y administra el régimen de licencias de las industrias de electricidad, gas y agua. También es

responsable de supervisar la eficacia de mercado mayorista de electricidad (WEM) y aprobar la modificación del mercado minorista de gas.

El WEM es un mercado neto de pool, con transacciones en forma separada para energía y capacidad; comprende un mercado de energía y un mecanismo de contratación de capacidad a plazo. El mercado de energía es un mercado dominante de contratación bilateral (representa aproximadamente el 90% de la energía total transada), acompañado de un mercado de energía a corto plazo (STEM) y un mercado de ajustes (balancing).

El mercado STEM es de “día siguiente” (con precios de media hora establecidos mediante subasta para el día siguiente), que permite a las partes hacer ajustes en torno a sus posiciones bilaterales. El mercado de ajustes es cercano a un mercado de “tiempo real” que permite a los generadores ajustar sus posiciones pre-asignadas, dos horas antes de que comience el intervalo comercial de media hora. El mercado de ajustes se implementó en julio de 2012 y antes de ello, el servicio de balance del mercado fue prestado únicamente por Verve Energy (el generador de propiedad del Estado).

El Mecanismo de Reserva de Capacidad (RCM) en el WEM fue incorporado en el diseño del mercado, para garantizar la inversión en capacidad suficiente para satisfacer la confiabilidad y adecuación del sistema de potencia; también, para evitar los picos de precios extremos que se presentan en un mercado único de energía, durante períodos de escasez y para permitir implementar límites de precios razonables de energía.

El Sistema Interconectado del Suroeste (SWIS), cubierto por el WEM, es un sistema aislado, sin interconexiones con otros sistemas y por lo tanto debe ser autosuficiente en capacidad, para satisfacer la demanda y afrontar situaciones de emergencia.

Los desarrollos recientes y aspectos en progreso son:

- Aspectos del mercado bajo investigación.
 - Exceso continuado y sustancial de capacidad, por encima de los requisitos de capacidad de reserva, lo que resulta en mayores costos a los consumidores.
 - Incentivos a la inversión que parecen ser incompatibles con el logro de una mezcla óptima de capacidad de generación, que minimice el costo de largo plazo, evidenciado en los últimos años por el rápido aumento de manejo del lado de la demanda y de los generadores de pico con combustible líquido, y por los costos asociados del mercado.

- Las altas tasas de salidas de generación planificadas, en las plantas de propiedad de la generadora estatal, mientras recibe pagos completos del mercado por la capacidad.
- Evolución de las estrategias de mitigación de poder de mercado.
 - Medidas de mitigación de poder de mercado, incluida la aplicación de la regla de costo marginal de corto plazo a las ofertas en el mercado de energía (STEM y balance).
 - El dominio de Verve Energy en la generación de electricidad y de Synergy en el mercado minorista; ambas entidades son propiedad del gobierno y tienen contratos entre ellas asignados por el gobierno, que bloquean los precios de energía y potencia durante 10 años.
- Aspectos clave que influyen en el desarrollo del mercado.
 - Aumentos de la generación intermitente, con implicaciones para el despacho económico de la generación base, en periodos de baja demanda.
 - Aumento significativo del costo del servicio complementario de seguimiento de carga, después que el mercado fue implementado en julio de 2012 y la participación limitada que hasta ahora han tenido en él los productores independientes de energía.

2.1.3 New Zeland Electricity Authority

La autoridad es una entidad independiente, responsable de la operación eficiente del mercado de electricidad en Nueva Zelanda, su objetivo es promover la competencia, el abastecimiento confiable y la operación eficiente de la industria eléctrica, en beneficio de los consumidores.

El mercado es de tipo nodal optimizado con reservas instantáneas, con una capacidad de generación de 10 GW, demanda pico de 7 GW y consumo de 40 TWh al año, que atiende 2 millones de usuarios.

Los desarrollos recientes y aspectos en progreso son:

- Investigación sobre el aumento de los precios a más del doble en algunos nodos del sistema, ocurrido entre el 27 de febrero y el 3 de marzo de 2013, el cual entre otros motivos se explica por la reducción de las reservas hídricas.
- A finales de julio de 2012, el equipo de monitoreo publicó la revisión de precios de los generadores con posiciones monopolísticas, durante recientes fallas de transmisión (generación local pivotal neta). Durante salidas programadas de

transmisión, quedó parcialmente un solo generador supliendo una carga local inferior a 20 MW y los precios alcanzaron los \$3.000/MWh.

- La construcción del enlace de transmisión DC entre las islas Norte y Sur ha sufrido varios retrasos, afectando la seguridad del suministro y el mercado de reservas y ha demorado el arranque del nuevo mercado de derechos financieros de transmisión.
- Se ha presentado una reducción importante de la demanda a partir del 2012, como respuesta a los altos precios de la energía, los efectos del terremoto de Christchurch y la recesión global.
- La reducción de la demanda ha significado una caída sin precedente de los precios futuros y ha ocasionado la cancelación de varios proyectos de generación y el retiro de una planta de carbón de 250 MW.

2.1.4 IESO Ontario

El monitor realiza el seguimiento de los mercados mayoristas, el diseño del mercado y participa en análisis de conductas. En teoría Ontario tiene un mercado de solo energía de tiempo real y no existe mercado de capacidad. El 90% de la generación está sujeta a contratos de largo plazo o se paga a precio regulado y los precios de cierre del mercado son aproximadamente iguales al costo marginal de producción de la unidad marginal. Ontario tiene una demanda doméstica anual de 140 TWh (en el 2005 era 155 TWh) y una demanda máxima de 25.000 MW (en el 2007 era 27.000 MW).

Los desarrollos recientes y aspectos en progreso son:

- El sector eléctrico en Ontario está altamente politizado y hace varios años el gobierno introdujo una legislación para crear una “economía verde”, la cual propició el camino para subsidiar las tarifas de energía renovable y para unas metas agresivas de respuesta de la demanda. Se adjudicaron 10.000 MW eólicos y solares en contratos a 20 años, con tarifas muy altas garantizadas (mínimo US\$135/MWh); mientras la legislación fue modestamente popular en el momento de implementación, recientemente ha sido muy criticada por los altos costos a los usuarios debido a los recursos renovables y el gobierno ha aplicado a los usuarios residenciales y de negocios pequeños, una “rebaja a la energía limpia” de 10% por 5 años, con base en un impuesto.
- En octubre de 2011 en medio de una campaña electoral, el gobierno canceló la construcción de 2 plantas a gas (una de ellas ya construida parcialmente); esto finalmente resultó en la prórroga en el parlamento del primer ministro y un sobre costo de US\$275 millones a los usuarios por la cancelación de una de las plantas (la determinación del sobre costo de la otra planta está en estudio).

- Además de la venta de generación mediante contratos de largo plazo o con tarifas reguladas, el operador del sistema tiene programas de confiabilidad y de respuesta de demanda, con los cuales se compensa a los generadores, a los importadores y a la carga, por estar conectados/desconectados en ciertos momentos. La interrelación entre los programas de confiabilidad, los pagos de los contratos y los programas de respuesta de demanda, aún no se entiende y el grupo de monitoreo del mercado examina cuando y hasta donde existen pagos duplicados, que básicamente compensan a los participantes del mercado dos veces por los mismos MW producidos o conservados.
- En el 2007 el gobierno programó la eliminación de las plantas a carbón para el año 2014, en ese momento el 25% de la capacidad de Ontario era a base de carbón y ha venido siendo reemplazada con nuevas plantas a gas. En el 2012 la producción de las plantas a carbón fue 2,8% de toda la demanda, un poco menor que el 3% que produjo la generación eólica.

2.1.5 Market Surveillance Administrator - MSA

El pool de Alberta, Canadá, tiene un mercado spot de solo energía, sin mercados convencionales de “día siguiente” y “contratación a plazo” y no se realizan pagos adicionales por capacidad o disponibilidad. Horariamente se establece un precio único uniforme, siendo el tope de \$999,99/MWh y el precio piso \$0/MWh dólares canadienses. El mercado permite la retención económica y atiende una demanda máxima de 10.000 MW.

Los desarrollos recientes y aspectos en progreso son:

- La alta volatilidad del precio en el 2011 se convirtió en precios altos del mercado minorista en diciembre, enero y febrero. El gobierno exigió al comité de revisión de precios minoristas, proponer opciones de un esquema de precios por defecto.
- La observación de un elevado número de precios atípicos en el 2011, asociados con diferentes niveles de estrechez en el mercado, dio lugar a la revisión de la relación entre la transparencia de la información del mercado y el comportamiento inter-dependiente (oligopolio).
- La liquidación del precio del mercado con agentes sin participar y que actuaron para impedir la competencia entre interconexiones, llevó a la revisión de aspectos de procedimiento regulatorio tales como: consideración por grupos de carga, medición de impacto económico, cuándo la penalizaciones financieras pudieran ser punitivas o disuasivas, liquidaciones de precio como alternativa eficaz para los procedimientos en litigio.

- Se inició el trabajo sobre el Estado del Mercado, con el lanzamiento de los siguientes módulos:
 - Encuesta de carga para identificar los obstáculos para la contratación a plazo.
 - Encuesta de banca de inversión con atractivo en Alberta, para la inversión en generación en América del Norte.
 - Perfeccionamiento de la medida del rango de estrechez del mercado, con técnicas econométricas.
 - Medición de la participación en el mercado y del poder de mercado.
 - Medición del costo marginal de largo plazo.

2.1.6 Electric Reliability Council of Texas - ERCOT

En ERCOT existen dos mercados de “día siguiente” y “tiempo real”, que incluyen cierre uniforme de precio, precio marginal con base en localización a través de un despacho económico con restricciones de seguridad. El mercado es de solo energía y tiene actualmente un precio máximo de US\$5.000/MWh, el cual cambiará a US\$7.000/MWh en el 2014 y a US\$9.000/MWh en el 2015.

El mercado de ERCOT cubre el 85% de la carga de Texas, tiene 23 millones de consumidores, el 73% de la carga pertenece a usuarios con selección competitiva (6,7 millones con medidores inteligentes). Tiene 74.000 MW de capacidad instalada (1 MW puede suplir la demanda pico de 200 hogares en Texas). La demanda pico es de 68.305 MW (Agosto de 2011) y el consumo en el 2012 fue de 324 TWh (3% menos que en el 2011). El tamaño del mercado es de US\$34.000 millones, donde participan más de 1.100 agentes que generan y comercializan energía.

La capacidad eólica es de 10.407 MW (la mayor a nivel de estados en USA), cuyo record de generación fue 9.481 MW (Febrero 9 de 2013) correspondiente al 27,8% de la carga en ese momento (34.802 MW).

En el programa de respuesta de demanda existen instalados 6,1 millones de contadores avanzados y el 94.2% de la carga de ERCOT se liquida en intervalos de 15-minutos. Existen 1.950 MW en recursos de respuesta de demanda incluyendo: 1.200 MW de recursos de carga (la mayoría es carga industrial grande); 550 MW de servicio de respuesta de emergencia (comercial e industrial); y programas de manejo de carga. También existe respuesta de demanda económica adicional, respuesta voluntaria pública ante solicitudes de conservación y otros.

Los desarrollos recientes y aspectos en progreso son:

- El clima extremo del 2011 combinado con los márgenes de reserva planeados, dieron lugar a ingresos suficientes para sustentar el costo anualizado de un generador nuevo de picos. No obstante, se mantiene la pregunta de cuándo el margen de reserva planeado es una meta o es un requisito mínimo. El año 2012 presentó unas condiciones climáticas más normales y los ingresos netos fueron solo el 30% del costo anualizado de un generador de picos.
- El margen de reserva planeado de 13.75% deberá ser aumentado a 16% para mantener el criterio LOLE (pérdida de carga esperada), este incremento se basa en la actualización de las tasas de salidas forzadas de los generadores, datos climáticos y la penetración de la energía eólica. ERCOT cuenta con 10.400 MW eólicos instalados, de los cuales el 85% están costa afuera (el viento tiene correlación positiva con la demanda del verano) y el 15% en el continente (correlación negativa con la demanda del verano). Los márgenes de reserva proyectados para los próximos años, son inferiores a los requerimientos del sistema.

2.1.7 Midwest Independent System Operator - MISO

MISO inició operaciones en el 2005 y existen los mercados de “día siguiente” y “tiempo real” de energía y los mercados de servicios complementarios que producen precios nodales de energía y precios de servicios complementarios zonales. También existe un mercado de capacidad anual con requisitos zonales y mercados financieros anuales y mensuales de subastas de derechos de transmisión - FTR. Se utilizan despachos físicos horarios y de 15-minutos con las áreas de control de los mercados vecinos y coordinación de mercados para el manejo de congestiones con PJM.

Los desarrollos recientes y aspectos en progreso son:

- En el 2011 introdujo el programa de despacho de recursos intermitentes que hoy cuenta con generación eólica correspondiente al 10% de la capacidad de MISO.
- En el 2012 inició la operación de reguladores de ángulo de fase Michigan-Ontario, para controlar el flujo circular de potencia alrededor del lago Erie.
- En el 2013 se retiran las unidades generadoras a carbón más antiguas, debido a los bajos precios del gas, la penetración eólica y el cumplimiento potencial de costos relacionados a las reglas EPA (Environmental Power Authority).
- En el 2013 han ocurrido precios bajos en las subastas de capacidad, causados por la falta de pendiente en la curva de demanda de capacidad de MISO y debido a barreras en las transacciones de capacidad con los mercados vecinos.

- En el 2014 se efectuará la coordinación mercado a mercado con el SPP (South Power Pool).
- El mercado MISO no está estructurado para proveer señales económicas adecuadas para facilitar la inversión en generación base, pues aunque el precio de escasez es eficiente, su mercado de capacidad arroja precios cercanos a cero (se requiere una curva de demanda de capacidad con pendiente, para tener precios eficientes de capacidad, con base en su contribución marginal a la confiabilidad del sistema).
- La volatilidad de los precios en MISO es alta, porque los despachos de 5-minutos deben responder a las variaciones grandes y no coordinadas en intercambios (con PJM los despachos son con base en 15-minutos) y también debido a la penetración de la generación eólica con cambios en producción (positivos y negativos) a veces grandes e incontrolables.

2.1.8 IESO New England

En New England existen los mercados “de tiempo real” y “contratación a plazo” para energía, capacidad y servicios complementarios. El consumo de gas natural creció en la pasada década, debido a la declinación del precio y sus bajos impactos ambientales con respecto a otros combustibles; como resultado el gas natural es preferido para la calefacción residencial e industrial, muchos procesos industriales y lo más importante para la generación eléctrica.

Los desarrollos recientes y aspectos en progreso son:

- En el 2012 la generación con base en gas correspondió al 52%, mientras en el año 2000 era inferior al 15% a expensas de la generación con base en combustibles líquidos y carbón. Esto a su vez ha conllevado dificultades operativas y de coordinación para la compra y envío del gas que requieren los generadores, dada la infraestructura insuficiente para el suministro de todo el gas consumido.
- Para resolver los problemas operativos el ISO está en proceso de implementación de:
 - cambio de tiempos en el mercado de día siguiente de energía, para que la entrega de ofertas y los despachos de los generadores estén disponibles más temprano durante el día.

- aumento de la cantidad de reserva de 30-minutos comprada a través del mercado de contratación a plazo y simultáneamente determinar el precio del incremento de reservas en las operaciones de tiempo real.
- permitir a los generadores el envío de ofertas horarias y re-ofertas intradiarias.
- Para atacar los aspectos relativos a la suficiencia de recursos adecuados, el ISO está proponiendo implementar nuevos incentivos de comportamiento en el mercado de contratación de capacidad, incluyendo el cambio en la definición de “eventos de escasez”.

2.1.9 New York ISO - NYISO

En NYISO existen los mercados de “día siguiente” y “tiempo real” que incluyen despeje de precio uniforme, precio marginal con base en localización para energía y cinco productos de servicios complementarios, con despacho económico y programación de unidades con restricciones de seguridad.

También administra a) contratos de congestión (derechos financieros de transmisión), incluyendo productos mensuales, semi-anales, anuales y de dos años, b) el mercado mensual de capacidad instalada (compra de capacidad instalada para satisfacer los márgenes de reserva requeridos en el estado de New York y la “curva de demanda” de capacidad instalada), c) el mercado de mitigación de potencia del lado del suministrador y del comprador.

Los desarrollos recientes y aspectos en progreso son:

- Recientemente con PJM se inició el manejo de congestión mercado a mercado y se expandió el despacho físico de 15-minutos.
- Ontario ISO empezó la operación de reguladores de ángulo de fase para reducir los flujos circulantes en el lago Erie, evaluando los impactos sobre NYISO.
- Implementa un mecanismo mejorado para permitir la respuesta de demanda solicitada por confiabilidad local, para fijar los precios de energía.

2.1.10 PJM Independent Market Monitor

La interconexión PJM opera un mercado mayorista de electricidad centralmente despachado con una capacidad instalada de 181.990 MW, con 800 agentes comercializadores en una región de más de 60 millones de habitantes, además coordina y dirige la operación de la red de transmisión y el planeamiento de expansión

en toda la región. En el 2012 se transaron US\$29.180 millones, cifra inferior a la transada en el 2011 que fue US\$35.890 millones.

PJM opera los mercados de energía de “día siguiente” y “tiempo real”, el mercado de capacidad de precios de confiabilidad, los mercados de regulación y reserva sincronizada, el mercado de “día siguiente” de reserva programada y largo plazo y los mercados anual y mensual de subastas de derechos de transmisión financieros.

Los desarrollos recientes y aspectos en progreso son:

- Afinamientos en el mercado de capacidad (el producto respuesta de demanda debe definirse anualmente, en lugar de estar limitado a 60 horas por año).
- La respuesta de demanda con base en capacidad debería ser un recurso económico y no de emergencia.
- La definición de los recursos del lado de la demanda deberían modificarse para asegurar que tienen el mismo valor en el mercado de capacidad y como recurso de generación.
- El diseño del mercado de regulación necesita evaluar y compensar los recursos de respuesta lenta y de respuesta rápida, con base equivalente y sin ningún tipo de discriminación.

2.1.11 Mercado de Electricidad Filipino

En Filipinas existe un mercado mayorista spot, donde los aspectos en progreso son:

- En junio de 2013 entrada en operación comercial del mercado de competencia minorista y acceso abierto.
- En septiembre de 2013 implementación del mercado eléctrico interino de Mindanao, diseñado como mercado de “día siguiente”, con nominaciones y ofertas por parte de los participantes que se efectuarán en periodos de racionamiento.
- Primera revisión de los acuerdos de medición.
- Realización de un estudio de consultoría para revisar el diseño del mercado con respecto a: precio mínimo, parámetros de rampas, coeficientes de violación de restricciones, reglas de generaciones forzadas y acortamiento de intervalos de transacciones.
- Integración del mercado de reservas en Wesm.
- Transición a un operador de mercado independiente con dos años de experiencia requeridos por Ley.

2.1.12 Korea Power Exchange – KPX

KPX administra un mercado tipo pool basado en costos, con una capacidad total de 78.800 MW, 419 agentes de mercado, con transacciones de 462 TWh-año por US\$33.133 millones, con precio promedio de US\$72,3/MWh.

La capacidad instalada por tipo de tecnología corresponde a 32% con plantas a carbón, 24% nuclear, 23% gas natural, 8% hidroeléctrica, 7% diésel y otros 6%. Los costos de la generación por tipo de recurso son: nuclear US\$35,2/MWh, carbón US\$60,4/MWh, hidroeléctrica US\$121,7/MWh, gas natural US\$127,9/MWh y diésel US\$203,4/MWh, para un costo promedio de US\$72,3/MWh.

El evento más importante ocurrido en el 2011 en el sistema de KPX fue un apagón con duración de 4 horas, 45 minutos, que afectó 7.530.000 hogares y cortó una carga de 4.008 MW. Las causas de esta emergencia se debieron a una falla en la predicción de la demanda y en la estimación de la capacidad de suministro, acompañadas por una mala comunicación de información entre agentes, un sistema de emergencia que actuó en forma inapropiada y un anuncio tardío al público en general.

Teniendo en cuenta lo anterior, se han tomado las siguientes medidas preventivas:

- Mejorar la precisión de la predicción de demanda.
- Minimizar el cálculo de error de la capacidad de generación.
- Reforzar el estándar de reserva de seguridad y de acciones de emergencia.
- Implementar un sistema de comunicaciones para emergencias.

Como parte de las acciones que toma el monitor del sistema, se investiga a los generadores con producción menor que la esperada, con respecto al deslastre de carga en emergencia.

2.2 Manipulación del Mercado

2.2.1 Fundamentos sobre Manipulación del Mercado

El regulador australiano del mercado presentó los elementos fundamentales relacionados con la manipulación de un mercado eléctrico, siendo su definición: “La existencia de una conducta orientada a distorsionar la respuesta del mercado, diferente a la que está asociada con la relación oferta/demanda, para producir un resultado artificial”.

Los mercados eléctricos están propensos al ejercicio del poder de mercado, dadas sus características principales:

- Demanda inelástica
- Falta de opciones de almacenamiento
- Juego repetido (en el caso australiano, cada 5 minutos durante muchos años)

El poder de mercado es la capacidad de reducir la producción para obtener mayores utilidades e incrementar el precio del mercado por encima de niveles competitivos (costo marginal de corto plazo).

En principio el poder de mercado se puede ejercer de dos maneras:

- Reteniendo capacidad.
- Aumentando el precio de oferta

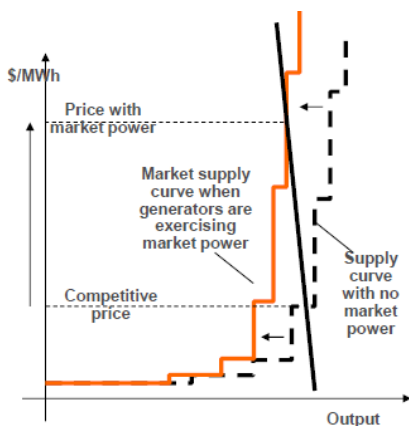


Gráfico No 1

Un generador puede retirar capacidad del mercado, moviendo su capacidad de la banda de precios bajos a la banda de precios altos, lo cual desfasa su curva de oferta hacia la izquierda; esto se conoce como retiro de capacidad o retención económica y el efecto que produce un generador depende del balance oferta-demanda. La demanda de electricidad es altamente inelástica y también la curva de suministro de electricidad es inelástica, pero un retiro pequeño de capacidad puede tener un impacto material en el precio, es decir “un generador no requiere ser marginal para beneficiarse de un retiro de capacidad” (ver gráfico No 1).

En el mercado australiano, si la demanda es media o baja, una pequeña reducción en la oferta de capacidad tiene un pequeño impacto en el precio del mercado; ahora bien, si la demanda es alta, el mismo retiro pequeño de capacidad produce un impacto mucho más alto en los precios.

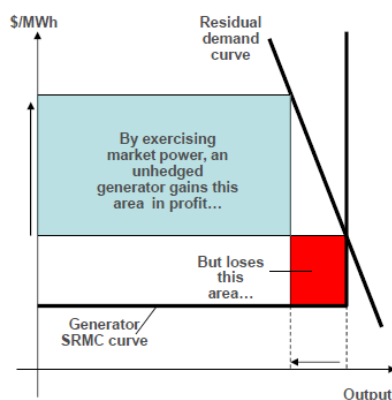


Gráfico No 2

El retiro de capacidad del mercado tiene un costo para el generador (la renta que el generador pudo obtener usando su capacidad de generación), pero el retiro de capacidad puede elevar el precio para la producción remanente del generador (ver gráfico No 2).

El incentivo para retirar capacidad depende de:

- La pendiente de la curva residual de demanda (entre más plana - menor impacto tiene en el precio - menos rentable).
- El tamaño del generador, entre más grande sea el generador mayor es el incentivo para ejercer poder de mercado mediante retención de capacidad.
- El costo marginal del generador y su nivel de cobertura (hedge).

El ejercicio del poder de mercado tiene varios efectos perjudiciales:

- En el corto plazo, causa que la generación sea despachada fuera de su verdadero orden de mérito (producción ineficiente); además algunos usuarios escogen desconectarse o cambiar a otro combustible, aun cuando no sea eficiente para ellos, creando una ineficiencia asignativa que normalmente es limitada debido a la inelasticidad de la curva de demanda en el corto plazo.
- En el largo plazo, los precios más altos y distorsionados por el poder de mercado, pueden inducir a algunos generadores a entrar más rápido al mercado, lo cual conlleva a una sobrecapacidad (ineficiencia dinámica de largo plazo); además los precios altos de la electricidad producen un impacto amplio en la economía, teniendo en cuenta que la electricidad es un insumo importante en la mayoría de sectores económicos.

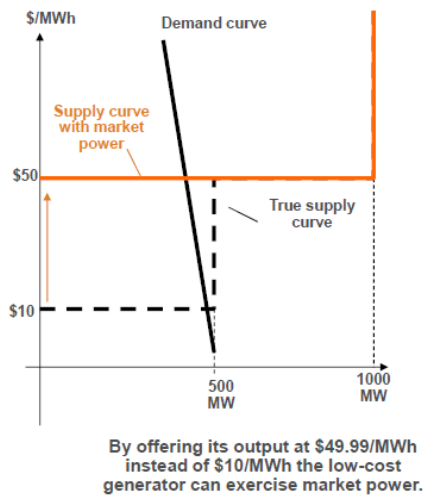


Gráfico No 3

Otras formas de manipular el mercado spot son las siguientes:

- A través de un generador marginal que puede ejercer poder de mercado aumentando su precio de oferta hasta el precio de la unidad siguiente en el orden de mérito (ver gráfico No 3).
- La retención física de generación, disfrazada como salida de planta. Para evitar esta situación algunos mercados tienen cláusulas de “obligación de estar presente”, otros tienen incentivos limitados para las plantas base (flexibilidad limitada)
- Jugando (gaming) con la predicción para influenciar la curva de demanda.
- Jugando (gaming) con los parámetros técnicos: limitando las tasas de rampa cuando están bajo restricciones, no siguiendo instrucciones del despacho y declarándose inflexibles para obtener ganancias comerciales.

Los contratos de cubrimiento (hedge) tienen un impacto muy significativo en el incentivo para ejercer poder de mercado. Un generador que tiene una proporción de su producción pre-vendida (cobertura), recibe un precio fijo por esa generación; consecuentemente, los beneficios de ejercer poder de mercado son limitados en comparación con un generador sin cobertura o sin contratar una porción de su producción; como los beneficios son mucho menores, un generador con cobertura tiene mucho menos incentivo para ejercer poder de mercado (ver gráfico No 4). No obstante, el nivel de cobertura no puede considerarse como un número fijo, ya que puede variar con el tiempo y con el precio del mercado mayorista.

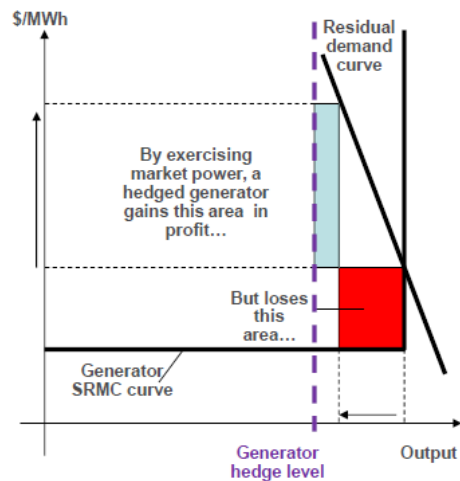


Gráfico No 4

Otras formas de manipulación del mercado:

- **Transparencia en la información.** Los mercados deben estar organizados en forma tal que incentiven a todos los inversionistas a creer que serán tratados en forma correcta. Cualquier apariencia que los mercados permiten a los agentes utilizar información interna en contra de los inversionistas, en general hace daño a la credibilidad y desmotiva la participación en esos mercados.
- **Rumorología.** Los rumores falsos son especulaciones sin fundamento y pueden en algunos casos llevar a falsear el mercado o estar asociados con la manipulación del mercado y otras conductas irregulares.
- **Afectar el cierre de mercado.** Práctica de manipulación de las transacciones de compra o venta de un número considerable de contratos futuros, durante los periodos de cierre (periodo durante el cual se determinan los precios de los contratos futuros), para beneficiarse de una posición “larga” en una opción de intercambio (swap), u otro derivado que es liquidado efectivo ese día con base en el precio futuro.
- **Lavado de transacciones.** Efectuando o pretendiendo efectuar transacciones para dar la apariencia que se han realizado compras o ventas, sin incurrir en ningún riesgo de mercado, o cambiando la posición de mercado de los negociadores.
- **Acorralar el mercado.** Manipulación de los precios futuros, posiblemente combinada con manipulación del precio spot.

2.2.2 Procedimientos de Investigación Regulatoria

El monitor de Alberta junto con el IESO Ontario, presentaron un trabajo sobre los fundamentos de las investigaciones regulatorias, las cuales definieron como:

- Un paso intermedio hacia un resultado, siendo elemento clave para una acción de cumplimiento o para un reporte público, lo que a su vez fomenta resultados deseables del mercado, de medidas remediales y cumplimiento.
- Cualquier determinación de los hechos a fondo y en forma disciplinada que consiste en: la recopilación de información, el análisis, la opinión y la interpretación.

El marco de investigación óptima dependerá del papel que juegan las investigaciones: defensa del mercado, auditoría general, ente ejecutivo y fiscalizador, o un híbrido de los anteriores.

En referencia al derecho administrativo debe conocerse su ámbito de competencia y actuar dentro de él, así como los estándares que se deben cumplir incluyendo una investigación equilibrada, justa, imparcial, transparente, realizada a tiempo y de buena fe.

El principio de equidad procesal debe incluir normas establecidas de procedimiento que se deben seguir de forma rutinaria y normas definidas por la ley que permitan resolver los problemas a través de un proceso legal.

El principio de justicia natural exige el derecho a una "audiencia" justa, donde a las partes tengan la oportunidad de exponer su caso, sin discriminación en forma imparcial e independiente, tal que el proceso se lleve a cabo de manera justa y responsable.

En el proceso de toma de decisiones, los investigadores deben:

- Actuar sin parcialidad o conflicto de interés (real o aparente) en todos los procedimientos relacionados con la toma de decisiones.
- Tomar decisiones con base en una evaluación equilibrada, considerando información creíble y pruebas (no en una mera especulación o sospecha).
- Documentar la toma de decisiones, la información que se conocía en ese momento, los factores considerados y las razones de la decisión (para demostrar el cumplimiento de la equidad procesal / justicia natural).

Para iniciar una investigación se debe establecer un caso de negocio que considere:

- Cuál es el valor o impacto que se espera lograr.
- Cuál es el costo esperado y el riesgo, así como el grado de dificultad.
- Si se tienen los recursos adecuados (experiencia y cifras).
- Identificar las partes interesadas y las reacciones.
- Cuáles son los mejores tratamientos de la materia.
- El uso de sistemas de evaluación.

En relación a la identificación de los temas centrales debe tenerse en cuenta:

- Quién decide cuáles son los temas centrales.
- Quién decide los temas que se deben investigar.
- Enmarcar los temas cuidadosamente, sin demasiada amplitud, para permitir que haya tiempo suficiente para una investigación justa.
- Eliminar los temas interesantes que no están directamente relacionados.
- Asegurar que los temas están dentro de su jurisdicción.

Para establecer un caso es necesario contar con pruebas legales de la conducta inapropiada, evidencias, soportes analíticos, especialistas, resultados que se obtengan bajo compromiso de puntualidad vs calidad, sin afectar el alcance.

Tanto la evaluación de las opciones de los recursos, como el planeamiento de la investigación deben tener en cuenta: la pericia, el volumen de evidencia, la duración del caso, el uso de recursos concurrentes y el cronograma.

Para la ejecución de la investigación, el plan de trabajo debe considerar: la dirección y el seguimiento, la división de actividades, los documentos claves y entregables (el marco adecuado de los informes, la importancia de la intervención temprana), el concepto de la prestación del servicio y cumplir con las políticas/reglamentos/estatutos.

Al solicitar la información requerida, se debe tener en cuenta que estén cubiertos todos los elementos, si todas las preguntas aportan un valor y si se está siendo demasiado preciso/amplio. La recolección de información igualmente debe considerar la renuencia a las entrevistas, el poder de tenerla en sus propias manos con órdenes de allanamiento, inspecciones y auditorías.

Se debe contar con las atribuciones y requisitos legales para llevar a cabo la investigación: registro y decomiso, órdenes judiciales para la obtención de testigos, entrevistas, preguntas y producción de documentos y cuestiones de privilegio. Se debe

contar con la obligación legal para que las partes cooperen y proporcionen información y registros.

En cuanto a las evidencias electrónicas, se debe contar con sistemas o procedimientos establecidos para asegurar la retención adecuada, preservación, identificación completa y exacta de los registros pertinentes, recuperación oportuna y producción organizada. Además, se debe ser claro en su petición con respecto: plazo, temas, custodias, tipos de registros y el formulario de registro para la obtención de la información.

La investigación debe confrontar los hechos frente a las opiniones y se requiere justificarlos, validarlos y corroborarlos, mediante un investigador neutral con la experiencia adecuada.

Se debe estar preparado para llevar el caso a las instancias legales, para lo cual se requiere demostrar a través de la prueba, que la investigación desarrollada es justa e imparcial, a tiempo y completa. Así mismo se debe mantener la neutralidad, tal que se transmita y explique la información, sin pretender decidir.

Es necesario tener en cuenta las lecciones aprendidas de la experiencia y los signos de una investigación fallida, a saber:

- Pérdida de oportunidad, manifestada a través de solicitudes intermitentes de información, interrupciones largas en la consecución del objetivo, o cuando el tema ya no es relevante,
- Falta de sustancia en cualquiera de sus manifestaciones: disuasión, rehabilitación, o claridad jurídica.
- Falta de claridad en el impacto que se ha logrado en el mercado.

2.2.3 Casos Recientes de Estados Unidos

El monitor de Alberta (MSA) presentó los siguientes casos de manipulación del mercado ocurridos recientemente en Estados Unidos:

- 12 investigaciones públicas desde el 2008 (3 son sobre el mismo asunto):
 - 1 convicto - DiPlacido (CFTC)
 - 3 sin efecto (FERC), uno de los cuales fue procesado más tarde por el Departamento de Justicia - KeySpan et al.
 - 2 siguen siendo impugnados - Barclays, SDG & E vs vendedores en California,

- 4 órdenes de consentimiento, sin admisión de culpabilidad - Constellation, Gila, Deutsche Bank, Rumford.

Los principios que surgen de estos casos son:

- Nuevas pruebas de la FERC y la CFTC, expresadas en un lenguaje de "fraude", pero sin prueba más allá de toda duda razonable, presumiblemente para aumentar las posibilidades de enjuiciamiento exitoso.
- El fraude no solo abarca la conducta de fraude convencional, por ejemplo falsedad, sino también una conducta incompatible con la competencia.
- Violación de tarifa o haber mentido al investigador.
 - A través de ruedas falsas: Gila River, Deutsche Bank.
 - Otros aspectos tarifarios: vendedores en California y Rumford.
 - Mentir / ocultar: Constellation.
- Sin fines comerciales legítimos (económicamente no racional y razonable):
 - de comercio físico no rentable y vinculado a las posiciones financieras / comerciales que responden a los fundamentales de la oferta y la demanda.
 - DiPlacido, Constelación, Barclays, Deutsche Bank.
- Comercio no basado en "fundamentales", implica criterio de competencia.
 - Desviación del comportamiento normal en un mercado competitivo
 - Presentar una oferta muy por encima del costo marginal de corto plazo (caso de SDG&E).

DOJ vs FERC – Keyspan / Morgan Stanley

- FERC aprobó; DOJ procesó
- FERC
 - encontró canje de KeySpan con MSCG, con "propósito comercial legítimo" para compensar la pérdida de ingresos cuando entró nueva capacidad.
 - también persuadió, por la naturaleza pública de canje, la coherencia con la tarifa y protección ofrecida por el tope de mitigación existente.
- DOJ lo vio como una colusión.

Los siguientes son los argumentos sobre cobertura y manipulación presentados por Constellation y Hogan.

- "Creemos que las prácticas comerciales en cuestión de Constellation, eran transacciones legales de gestión de riesgo de portafolio. La compañía no admite ninguna fechoría en este caso". Mayo A. Shattuck III, Constellation.

- "...el éxito del diseño del mercado eléctrico requiere una integración de los contratos financieros, para cobertura de los precios volátiles de la electricidad." Hogan.

Comentarios:

- Se debe especificar la conducta anticompetitiva que es la manipulación, y no usar el lenguaje "fraude".
- Se debe especificar por separado el fraude como la conducta y otros comportamientos que atentan contra la integridad del mercado, por ejemplo, el conocimiento interno de las salidas de unidades.
- La conducta anti-competitiva está en el ojo del espectador, es decir, está determinada por el diseño del mercado.
- MSA aborda el comportamiento puramente vertical y horizontal – no ve los efectos de portafolio, por fuera de este marco.
- Por qué está mal que un agente sin poder de mercado trate de mitigar las pérdidas si no se involucra en una conducta fraudulenta?

2.3 Pruebas de Poder de Mercado

2.3.1 El Enfoque Australiano

El regulador del mercado australiano AER presentó una ponencia sobre pruebas de poder de mercado, en la cual incluyó la propuesta de cambio en las reglas australianas del poder de mercado, el enfoque de costo marginal de largo plazo vs el precio promedio, los diferentes puntos de vista de la AER sobre el comportamiento actual del mercado y los indicadores de poder de mercado.

La propuesta de cambio de la regla poder de mercado incluye:

- Los usuarios grandes de energía propusieron una regla en que la AER podría declarar generadores "dominantes", cuando la demanda alcance cierto nivel.
- Una vez declarado "dominante", un generador tendría que ofertar toda su capacidad por debajo de \$300/MWh.
- El precio de mercado seguiría siendo abierto (es decir, todavía podría llegar hasta \$13,100/MWh).

La AEMC (Australian Energy Markets Commission) define el poder sustancial de mercado, como la capacidad de un generador para aumentar el precio promedio anual del mercado mayorista a un nivel que supere el costo marginal de corto plazo (LRMC) y

sostener los precios a ese nivel mediante la presencia de importantes barreras de entrada.

Enfoque sobre las barreras de entrada

- El análisis de las barreras de entrada mostró la evidencia de los precios (el análisis de precios vs LRMC).
- Discusión limitada de las barreras "estratégicas" para el ingreso:
 - AGL anunciando expansión de capacidad.
 - AGL con ofertas negativas en los siguientes años.

Otras herramientas e indicadores para analizar el poder de mercado son:

- Análisis pivotal
- Análisis del índice Residual de Suministro
- Análisis del índice de Lerner
- Concentración básica del mercado
- Sin embargo, lo más importante en opinión del autor, es analizar el comportamiento real que ocurrió, para ver si refleja la capacidad de influir sustancialmente en los precios de mercado.

Costos ignorados en el análisis:

- Ineficiencia de producción a corto plazo
- Pérdida de peso muerto
- Impactos de eficiencia dinámica (señales de entrada)
- Precios de contratación que fluyen hacia los precios al consumidor

Soluciones posibles

- La AEMC no exploró los costos y beneficios de las posibles soluciones:
 - Topes de precios (precios máximos)
 - Normas de comportamiento
 - Cambios estructurales
- Cualquier solución probablemente requerirá incrementar la vigilancia.

2.3.2 Reglas de Poder de Mercado en ERCOT

Definiciones:

- **Poder de mercado** - La capacidad de controlar los precios o excluir la competencia en un mercado relevante.

- **Abuso de poder de mercado** - Prácticas por parte de agentes que poseen poder de mercado, que son injustificadamente discriminatorias o tienden a restringir en forma irrazonable, alterar o reducir el nivel de competencia, incluyendo prácticas que vinculan productos o servicios no regulados a los productos o servicios regulados, o irrazonablemente discriminan la prestación de servicios regulados. Los abusos de poder de mercado incluyen precios predatorios, la retención de la generación, barreras de entrada y la colusión.

Excepción a "los peces pequeños"

- Un agente generador que controla menos del 5% de la capacidad instalada en ERCOT, tal como se define el término "capacidad de generación instalada" en la norma § 25.5, con exclusión de los recursos renovables incontrolables, se considera que no tiene poder de mercado
- El control del 5% o más de la capacidad de generación instalada en ERCOT, por sí solo, no significa que el generador tiene poder de mercado.

Retención de generación:

- Los precios ofrecidos por un agente generador con poder de mercado, pueden ser un factor en la determinación de si el agente ha retenido generación.
- Un agente generador con poder de mercado, que oferta los precios de sus servicios sustancialmente por encima de su costo marginal, puede que esté reteniendo generación; las ofertas de precios que no están sustancialmente por encima del costo marginal, no constituyen una retención de generación.

Plan voluntario de mitigación:

- Cualquier agente generador puede presentar a la Comisión un plan de mitigación para asegurar el cumplimiento de la norma ERCOT § 25.503.
- Cualquier plan que se presente podrá ser revisado, con el consentimiento del agente y aprobado o rechazado por la Comisión.
- La adhesión a un plan aprobado por la Comisión constituye una defensa absoluta contra una acusación de abuso de poder de mercado, respecto a las conductas incluidas en el plan.
- La falta de cumplimiento de un plan aprobado por la Comisión, no constituye en sí una violación de la norma § 25.503, pero puede ser tratada de la misma manera que cualquier otra violación a las órdenes de la Comisión.

2.4 Suficiencia de Recursos en Mercados de Energía

2.4.1 Se Requieren los Mercados de Capacidad para Garantizar Reservas Adecuadas de Generación?

El monitor del mercado de Texas – ERCOT, presentó una ponencia cuestionando la necesidad de los mercados de capacidad para asegurar las reservas adecuadas de generación, la cual incluyó los siguientes aspectos:

Qué son "reservas adecuadas de generación"?

- Históricamente ha sido definida como, la capacidad de generación suficiente para producir una expectativa de 1 caso en 10 años (o 0,1 eventos por año) de corte de carga de carga involuntario, bajo las condiciones incluidas en los criterios de planeamiento.
- Típicamente resulta en los valores de generación de reserva, que son aproximadamente 15% mayores que la demanda horaria pico firme proyectada.
- Pero cuál es la demanda firme en un mercado competitivo de electricidad?

El análisis del consultor Brattle a la penetración actual de respuesta de demanda muestra que, los márgenes esperados de reserva caen hasta que las alzas de precio impulsadas por la escasez, ocurren con frecuencia suficiente para pagar la nueva generación.

Con base en el análisis de las salidas de equipos de distribución y transmisión (minutos/usuario-año), sin considerar la ocurrencia de tormentas, se concluye que los márgenes de reserva más altos solo mejoran algunos aspectos de confiabilidad. En cifras esto representó que, en el 2011 se estimaron salidas de 42 minutos/usuario-año con un margen de reserva del 10%, mientras que en promedio para reservas superiores al 10% (entre 10 y 20%), las salidas fueron 2 minutos/usuario-año.

Así, las respuestas a la pregunta de si se necesitan los mercados de capacidad para asegurar reservas de generación adecuadas, son:

- En última instancia, la respuesta claramente es no.
- Hasta ahora con los desarrollos significativos adicionales del precio de respuesta de demanda, la respuesta claramente es que depende.
 - Aún con un margen de reserva de generación de 8%, la frecuencia de cortes involuntarios, con la penetración actual de precio de respuesta de demanda – PRD, es pequeña con relación a las salidas de distribución y

transmisión, a pesar que en años extremos como el 2011 hayan sucedido eventos múltiples.

- Si el precio es igual al VOLL promedio³ de usuarios sometidos a cortes involuntarios, son aceptables tales cortes como una cuestión de política, hasta que exista suficiente PRD en el mercado?
 - Si es no, entonces la respuesta es "sí".
 - Si es así, entonces la respuesta es "no".

2.4.2 Adecuación de Largo Plazo en Alberta

El monitor de Alberta – MSA, presentó una ponencia sobre las consideraciones para adecuar la capacidad instada a largo plazo, en el estado de Alberta.

El documento de política establecida en el 2005, considera la adecuación del sistema a corto y largo plazo y recomienda en lo posible dejar estas decisiones al mercado. Las preocupaciones al respecto son:

- Son las señales de precio lo suficientemente fuertes como para proyectar la capacidad futura?
- Hay acceso a los contratos de largo plazo, para permitir la inversión?
- Están las empresas lo suficientemente motivadas para construir con base en sus cálculos de balances?

Para largo plazo, el documento de política recomienda considerar en el mercado de energía, alguna forma de contratos de Último Recurso de Adecuación y deja al ISO la responsabilidad de definir los detalles.

El proceso de adecuación de largo plazo contiene 3 partes:

- Indicadores claves:
 - Visión actual del balance oferta - demanda.
 - Informes trimestrales.
 - Lista de proyectos en diversas etapas de desarrollo.
 - Construcción activa
 - Aprobación regulatoria
 - Proyectos anunciados
 - Proyectos retirados
 - Margen de reserva

³ VOLL - Value of Lost Load – valor que el usuario con contrato firme de electricidad está dispuesto a pagar para evitar el corte del servicio.

- Medida del margen de suministro
- Demanda pico diaria y suministro
- Medida de umbral – medida de deficiencia: dos años de probabilidad de suministro adecuado. El valor de disparo de umbral en Alberta es de 1.600 MWh.
- Acciones de umbral
 - Considerado como un mecanismo de transición, por ejemplo, escasez percibida de 6 meses, en 12 a 18 meses a partir de ahora.
 - Si el déficit aparece indefinido, se considera falla del mercado.
 - influye en las acciones a tener en cuenta y cuándo.
 - Existen tres tipos de acciones - todas estas acciones solo se aplican en condiciones de emergencia:
 - Contrato de servicio de deslastre de carga
 - Contrato de autoabastecimiento y de respaldo de generación.
 - Contrato de generación de emergencia portátil

Comportamiento:

- En general bien, pero nunca ha sido realmente probado (no se han pedido acciones de umbral).
- A pesar de esto, siempre persiste la preocupación sobre la adecuación a largo plazo.

2.5 Coordinación de Mercados

2.5.1 Coordinación Gas – Electricidad en New England

En el ISO New England, la dependencia del gas natural ha aumentado considerablemente desde el año 2000, debido a la incorporación de más de 10.000 MW de generación a gas. La participación por tipo de tecnología de la capacidad generadora instalada en el año 2000 era: 34% diesel, 18% nuclear, 18% gas natural, 12% carbón, 11% hidroeléctrica y otras renovables, 7% almacenamiento y bombeo; mientras que en el año 2011 las participaciones fueron: 43% gas natural, 22% diésel, 15% nuclear, 8% carbón, 7% hidroeléctrica y otras renovables, 5% almacenamiento y bombeo.

De otra parte la participación por tecnología en la generación de energía eléctrica en el año 2000: 31% nuclear, 22% diésel, 18% carbón, 15% gas natural, 13% hidroeléctrica y otras renovables, 2% almacenamiento y bombeo, cambió a: (52% gas natural, 28%

nuclear, 13% hidroeléctrica y renovables, 6% carbón, 0,7% almacenamiento y bombeo, 0,2% diésel).

El gasoducto de New England se encuentra localizado físicamente al final del sistema de suministro de gas natural que abastece la parte noreste de los Estados Unidos. El aumento de la dependencia del gas natural ha puesto de manifiesto dos aspectos claves que afectan a la confiabilidad del sistema eléctrico de New England:

- Los tiempos diferentes de coordinación de los despachos de los mercados eléctrico y de gas, pueden llevar a una disminución potencial en la disponibilidad de generación, debido a la imposibilidad de obtener combustibles más allá de las cantidades propuestas.
- Insuficiencia de la infraestructura de gasoductos
 - La inadecuada infraestructura de gasoductos, también puede conducir a la incapacidad de los generadores para obtener combustible cuando sea necesario.
 - El problema más crítico se presenta en el período de invierno, cuando la demanda de gas es mayor para la calefacción residencial e industrial.

Tiempos de coordinación de despachos

- Mercado eléctrico de “día siguiente” vs ciclo de nominación del gas
 - Las ofertas del mercado de “día siguiente” cierran a las 12:00 (Est)
 - El tiempo oportuno de nominación del gas para el día siguiente cierra a las 12:30 (Est)
 - La programación de generación de “día siguiente” de New England se envía a las 16:00 (Est)
 - Los generadores deben nominar volúmenes de gas antes de recibir la programación de compromisos del ISO
- Próxima fecha límite de nominación
 - El límite del ISO-NE para recibir las re-ofertas para el siguiente día de operación se cierra a las 18:00 (Est)
 - Los compromisos de despachos finales para el próximo día de funcionamiento se completan las 22:00 (Est)
 - El ciclo nocturno de nominaciones de gas termina a las 19:00 (Est)
 - Los generadores deben nominar volúmenes de gas antes de recibir del ISO los compromisos de despacho.

Que ocurre posteriormente?:

- Proyecto de Invierno 2013/14
 - Se lleva a cabo un proceso con los accionistas que aún no está definido.

- Las metas son crear formas de asegurar la disponibilidad de los recursos, en las condiciones de oferta ajustada que pueden ocurrir en el período de invierno.
 - El ISO debe saber que en todo el sistema de forma global, habrá suficientes recursos que tengan combustible y que estarán disponibles para operar en consonancia con las restricciones intertemporales establecidas, en cantidades que permitan una operación confiable bajo las condiciones pico del invierno (u otro escenario en condiciones de esfuerzo máximo).
 - Este sistema de capacidad amplia debe estar disponible durante un período típico de condiciones de invierno severo, u otro escenario de esfuerzo, (por ejemplo, varios días), con capacidad capaz de ser reemplazada, con el fin de prepararse para posibles eventos de respaldo.

- Ajuste del cronograma del mercado de “día siguiente”.
 - Actualmente programado para operar en junio de 2013
 - Se anticipará el cierre de los mercados de electricidad de “día siguiente” y el periodo de re-ofertas, tal que las unidades tengan programas de generación antes de la terminación de los plazos de nominación de gas.

- Reservas intra-día
 - Efectivo a partir de octubre de 2013
 - Proporciona a los operadores la capacidad de aumentar las reservas necesarias para cubrir las cargas instantáneas, que pueden superar el pico horario integrado pronosticado por más de 300 MW, o más alto que el ocurrido con las salidas de generación previstas.
 - Este aumento de requisitos de reserva permitirá al mercado, asignar mejor precio a las reservas del sistema cuando sean necesarias, creando así incentivos adicionales para que los recursos estén disponibles.

- Re-ofertas intra-día
 - Efectivo a partir del cuarto trimestre de 2014.
 - Permite a los recursos cambiar las ofertas horarias durante todo el día de operación, lo que permitirá a los recursos reflejar adecuadamente el costo de operación en sus precios de oferta.

2.5.2 Circulación de Potencia en el Lago Erie

En la frontera de Ontario con Michigan existen 5 reguladores de ángulo de fase – PAR, que pueden controlar hasta 600 MW de flujo circular. A continuación se presenta una reseña histórica:

- En el 2003, el regulador (PAR) en Michigan se retiró y fue reemplazado por dos nuevos en julio de 2010.
- El propietario de los reguladores solicitó a PJM y NYISO la recuperación de los costos y se negó a ponerlos en servicio.
 - Todos los reguladores se pusieron en posición "neutra" y posteriormente fueron by-paseados.
 - NYISO prohibió ciertos flujos vinculados en julio de 2008.
 - Se inició un debate más amplio del manejo de la congestión regional.
- PJM y NYISO protestaron en contra de la recuperación de los costos. La FERC dictaminó en diciembre de 2012, que el costo compartido es injusto, irrazonable e indebidamente discriminatorio. La FERC tomará su decisión a fines del 2013.
- Sin embargo, los reguladores se pusieron en servicio a partir de mediados de julio de 2012.

La mayoría de los flujos circulares están relacionados con PJM, a donde Ontario realiza el 40% de sus exportaciones, siguen en importancia los flujos circulares de NYISO. Se cuestiona si los precios son correctos y si los flujos circulares programados son la evidencia de precios ineficientes. Tanto PJM como Ontario tienen sus propios representantes para operar, aunque no existe una relación directa entre ellos; MISO, PJM y NYISO usan a Bruce para Ontario, Ontario utiliza a Ludington para MISO y a Roseton para NYISO.

Las transacciones relacionadas con el flujo circular aumentan la complejidad del modelaje y la operación.

- Cuando las exportaciones surgieron, IESO añadió un operador para PJM.
- Demasiadas partes están involucradas (se han visto exportaciones más frecuentes de Ontario a Alberta y de Quebec a PJM).

En California, dos casos de manipulación del mercado están relacionados con flujos circulares de potencia.

2.6 Casos de estudio

2.6.1 Un Juego con Transacciones de Potencia en Ontario

En Ontario los importadores reciben el precio zonal uniforme, cada vez que venden energía en Ontario, a menos que se congestione la interconexión. Cuando la interconexión está congestionada, los importadores reciben un precio de localización inferior. La diferencia entre el precio de localización pagado al importador y el precio zonal de Ontario se denomina, precio de congestión de interconexión (ICP). Cuando la potencia fluye en tiempo real, el operador del sistema recauda de los consumidores el mayor precio zonal de Ontario, pero sólo tiene que pagar a los importadores el menor precio de localización. La diferencia entre los dos, se llama renta de congestión y es igual al ICP, la cual es recaudada por el operador del sistema y depositada en una cuenta de Derechos de Transmisión.

El operador del sistema de Ontario opera un mercado de cuenta con Derechos de Transmisión Financieros (TR). Los titulares de los TR tienen derecho a un pago equivalente al ICP, por cada MW de TR que tengan en una interconexión. En Ontario, los TR se venden ya sea sobre una base anual o mensual. Durante el año se producen disminuciones de capacidad (derateo) planificadas y no planificadas en las interconexiones. Si estas disminuciones no se tuvieron en cuenta en el momento en que los TRs fueron vendidos, el número de TR en circulación puede exceder la capacidad de la interconexión. Dado que en Ontario los pagos de TRs no están limitados por las rentas de congestión recaudadas, si la interconexión se congestiona, en esas condiciones la cuenta de Derechos de Transmisión tendrá un déficit.

En Ontario hay varias interconexiones pequeñas, incluyendo una que está dominada por un solo comercializador de energía. Este operador a menudo es dueño de todos, o casi todos los TR vendidos en esa interconexión. En septiembre de 2012, la interconexión fue disminuida en capacidad (derateada), de manera que este comercializador mantuvo un número de TRs que superó significativamente la capacidad disminuida de la interconexión. El comercializador unilateralmente congestionó la interconexión a precios muy negativos. Mientras que el comercializador estuvo expuesto al pago de este precio negativo por cada MW que fluía, su posición TR significaba que podía "nominar su beneficio" en su posición neta TR. El problema se vio agravado por unos pagos realizados conforme a un programa de confiabilidad operado por el operador del sistema. En unas pocas horas en septiembre de 2012, el comercializador obtuvo aproximadamente \$3 millones de utilidades, sin riesgo asociado a su comportamiento.

2.7 Otros Temas Presentados

En la reunión 27 del EISG se incluyeron otros temas presentados por algunos de sus miembros. La lista de estos temas se incluye a continuación:

- Estándares de manipulación de mercados identificados recientemente en USA y la posibilidad de su adopción en mercados fuera de USA. Presentado por el monitor ERCOT.
- Es la manipulación del mercado un ejercicio/abuso de poder de mercado o un fraude?. Presentado por el IESO Ontario,
- Recursos adecuados en un mercado único de energía. Presentado por el regulador Australiano AER.
- El manejo de los recursos adecuados en Filipinas.
- Impacto de la explotación de gas Malampaya en aguas profundas, sobre la operación eléctrica del mercado WESM. Presentado por el operador del mercado de Filipinas.
- Medidas de impacto y perjuicios sobre el mercado – Principios y consideraciones prácticas. Presentado por el monitor de Alberta – MSA.
- Fusiones, adquisiciones y desinversión. Presentado por el regulador de Australia – AER.
- Comentarios sobre fusiones, adquisiciones y desinversión. Presentado por el Southwest Power Pool - SPP.
- Integración de energía eólica. Presentado por Southwest Power Pool - SPP.
- Incumplimientos prevalentes de generadores – Aspectos regulatorios y de cumplimiento. Presentado por el operador del mercado de Filipinas.

2.8 Reflexiones

- Gracias al posicionamiento logrado por Colombia en el EISG, se aprobó que la sede de la próxima reunión de primavera del 2014 será en Cartagena, lo cual significa un esfuerzo organizativo y especialmente que la SSPD en coordinación con XM y la CREG logren estructurar una participación colombiana, acorde con los logros alcanzados en el MEM desde su implementación.
- Prácticamente en todos los países del mundo se oyen voces con orientación ambientalista, que buscan la sustitución de las fuentes no renovables de energía utilizadas para la generación eléctrica y en general encuentran buena receptividad de la población, que inicialmente desconoce los costos de esa sustitución. Este es el caso específico de la reducción significativa de las plantas térmicas a carbón en Australia y en la provincia de Ontario en Canadá.

Ahora bien, ya hay evidencia práctica que esas sustituciones tienen un costo, que en la mayoría de los casos son subsidiados y que además tienen costos políticos asociados, pero que a la larga significan una subida considerable de los precios, que el usuario final no quiere absorber.

También merece mencionarse que la amplia presencia de la energía eólica, en casos como el del sistema Texas con una capacidad instalada de 10.400 MW, ha incidido para que la capacidad de reserva del sistema se incremente, representando costos adicionales del sistema.

- La complejidad de la coordinación de los sistemas eléctricos con los de gas natural, no es una situación particular del caso colombiano; específicamente en el sistema eléctrico de New England, el cual está al final del gasoducto que se extiende hasta la parte noroeste de los Estados Unidos, existen dos factores claves que afectan la confiabilidad del sistema : a) los tiempos diferentes de coordinación de los despachos de gas y electricidad, que en ocasiones de máxima demanda llevan a una disminución de la generación, debido a la imposibilidad de conseguir todo el combustible requerido, y b) la inadecuada infraestructura de gasoductos que también puede restringir el adecuado abastecimiento de combustible.
- El tema del manejo de la demanda en los sistemas eléctricos, para lograr su desarrollo adecuado, requiere que sea considerado como un recurso económico del mercado y no sólo como recurso utilizable en situaciones de emergencia.
- En cuanto a costos de generación de energía eléctrica, merece mencionarse el caso coreano, donde debido a la necesidad que tienen de importar carbón y gas natural, el costo de la energía con generación nuclear es el 58% del costo de la energía generada con carbón y un 28% de la generada con gas natural.
- Todos los monitores asistentes al EISG siguen dando una alta prioridad a los temas de Poder y Manipulación del Mercado, en ese sentido no deja de ser paradójico que en mercados tan grandes como el de Estados Unidos, recientemente sólo se hayan investigado 12 casos, con resultados bastante desalentadores. También resalta el caso de ERCOT (Texas), donde se permite que los mismos agentes propongan planes de mitigación, los cuales una vez aprobados, su cumplimiento les ofrece una protección total.

3 Análisis de Desempeño del MEM

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

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

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

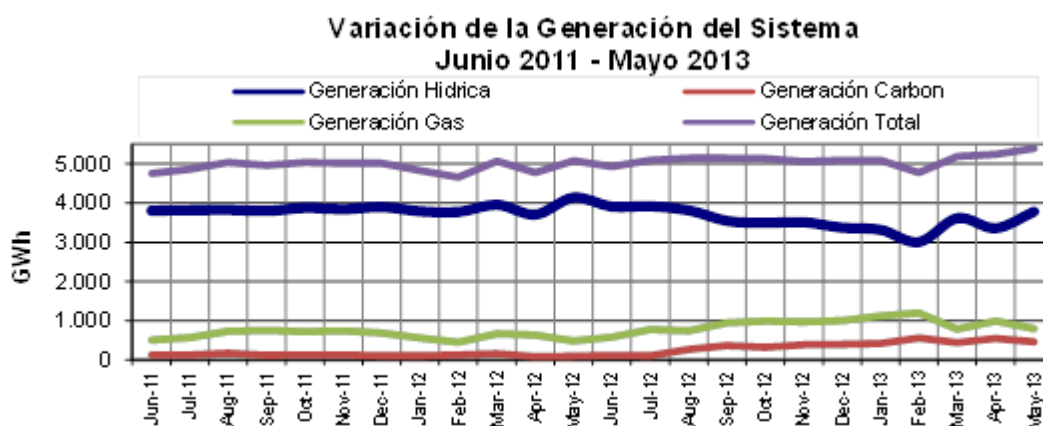


Gráfico No 5

Tabla No 1

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	mayo-12	abril-13	mayo-13	Variación ABR 13 - MAY 13	Variación MAY 12 - MAY 13	Variación Ultimo Año- Mayo 13
Hidráulica	3,553.12	4,139.47	3,358.34	3,780.62	12.57%	-8.67%	6.40%
Total Térmica	1,268.40	583.15	1,583.92	1,264.47	-20.17%	116.83%	-0.31%
Gas	871.91	477.93	984.44	790.65	-19.69%	65.43%	-9.32%
Carbón	343.00	89.67	549.56	457.63	-16.73%	410.33%	33.42%
Fuel Oil-ACPM	36.05	15.55	49.92	16.17	-67.61%	4.02%	-55.14%
Menores	254.68	334.65	265.22	322.15	21.46%	-3.74%	26.49%
Cogeneradores	27.79	24.32	28.55	28.55	0.00%	17.39%	2.73%
Total	5,103.98	5,081.59	5,236.04	5,395.79	3.05%	6.18%	5.72%

La generación total en mayo mostró un crecimiento destacado de 3% frente al mes anterior y de 6.18% con respecto a los registros de 2012, crecimiento que se atendió con mayor generación hidráulica. La composición de la generación fue 70,2% hidráulica, 23,5% térmica y 6,3% para menores y cogeneradores.

3.1.2 Demanda del Sistema

El gráfico No 6 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años.

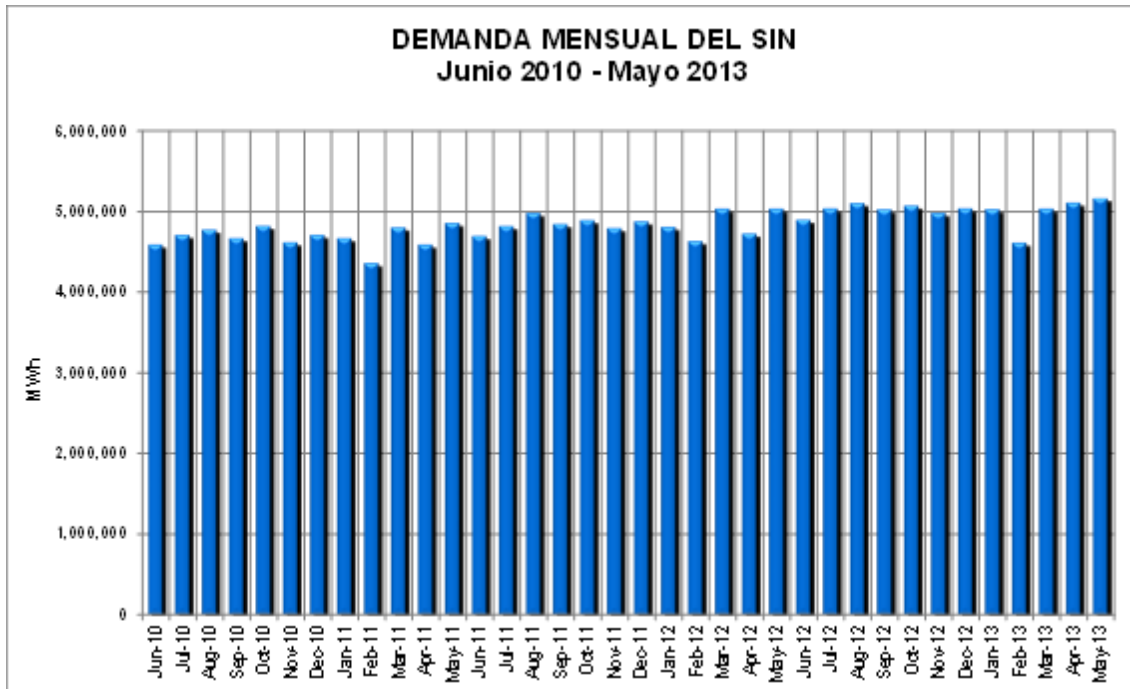


Gráfico No 6

El crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual para el mes de mayo con respecto al mismo mes del 2012 fue 2,7%, lo cual representa una disminución con relación al crecimiento de los meses de anteriores del 2013.

3.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

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

Las exportaciones en mayo alcanzaron niveles elevados, comparables con los máximos reportados en marzo y noviembre de 2011. A diferencia de 2011, en esta ocasión, la participación de las ventas a Venezuela ayudó a explicar la dinámica exportadora.

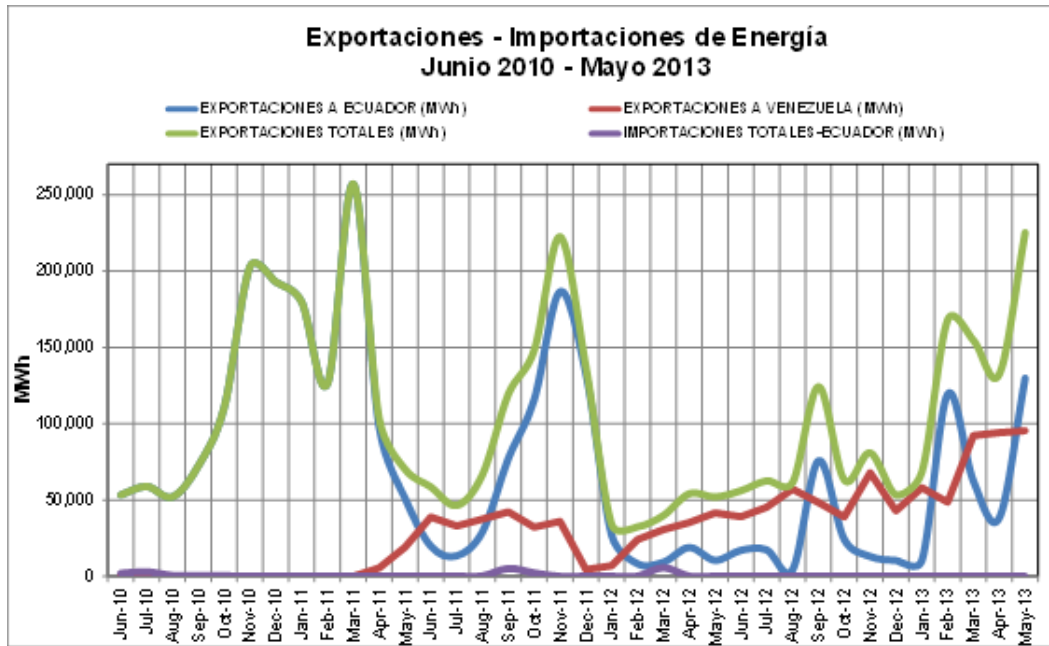


Gráfico No 7

3.1.4 Aportes Hídricos Agregados

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

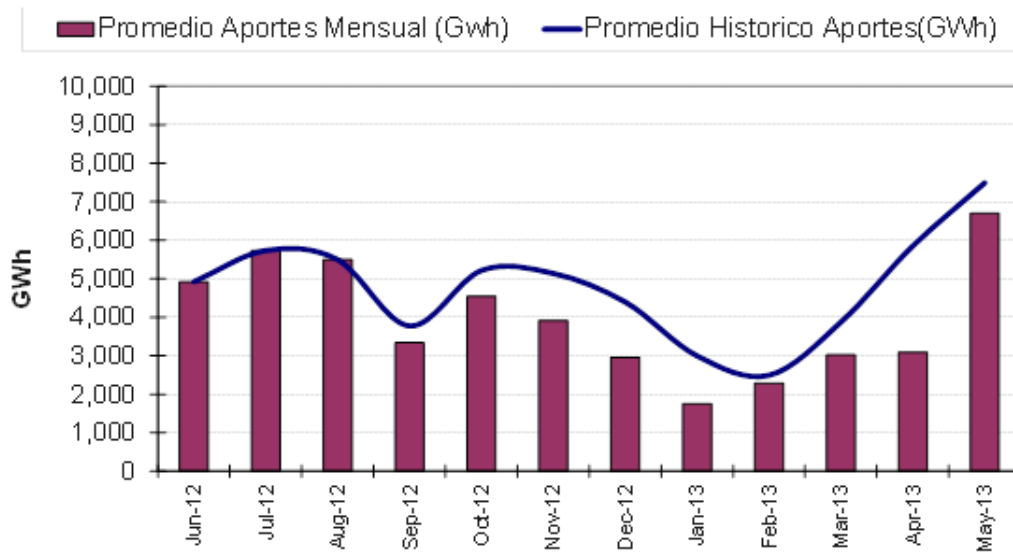


Gráfico No 8

El gráfico No 8 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico. En mayo se inició la temporada de lluvias, aunque persistieron las hidrologías por debajo del promedio histórico que se vienen registrando desde agosto del año pasado. Los aportes registrados fueron de 6.701 GWh.

3.1.5 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 9 presenta la evolución de la demanda mensual máxima de potencia del sistema, contra la capacidad de generación total disponible mensual y la reserva de capacidad correspondiente en forma porcentual.

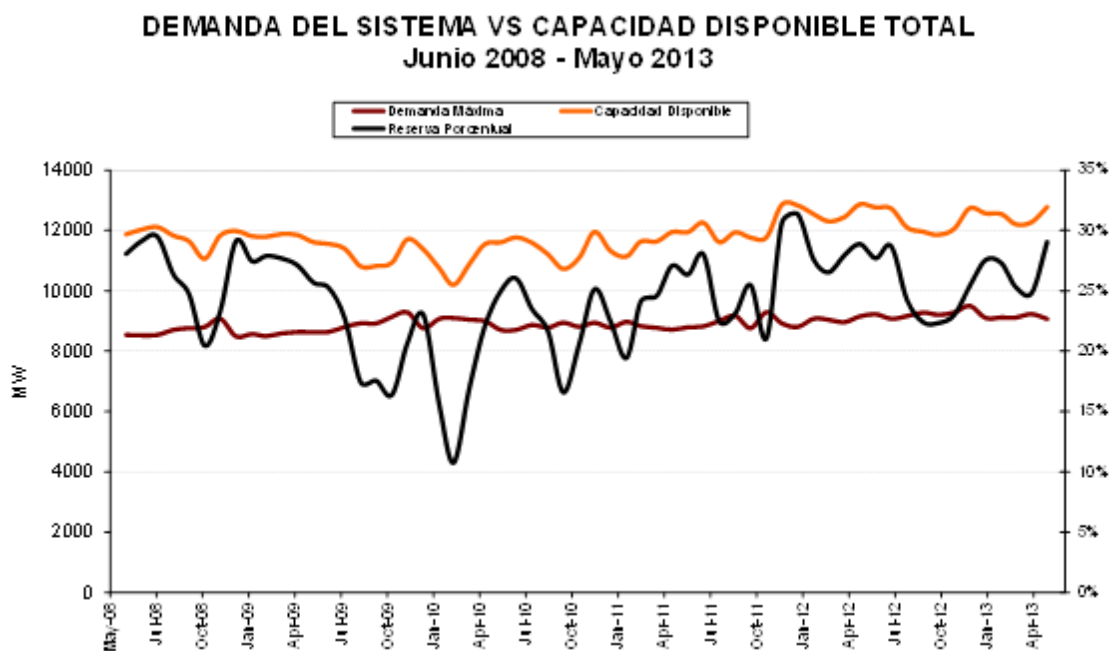


Gráfico No 9

En mayo con la entrada en operación de la central de Amoyá, aumentó la capacidad disponible del parque de generación, al mismo tiempo el registro de la demanda máxima de potencia fue 9.065 MW, menor que la de abril, con lo cual el margen de reserva aumentó a 29%.

3.1.6 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 10 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN; en mayo se inició su recuperación y a fin del mes llegó a 49,9% de la capacidad útil, equivalente a 7.568 GWh, lo que significó un aumento de las reservas de casi 10

puntos porcentuales, desde un mínimo por debajo de 40% registrado en abril. Para este nivel de embalse agregado, no se presentaron vertimientos significativos en los embalses.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de mayo Centro acumuló 67,6%, Valle 57,4%, Antioquia 43,8%, Oriente 40,6% y Caribe 36.8%. Los embalses del Peñol (Guatapé) y Guavio registraron nivel de 43.1%, Esmeralda (Chivor) 20%, y Betania y Salvajina 65%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 10 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario para los últimos 12 meses.

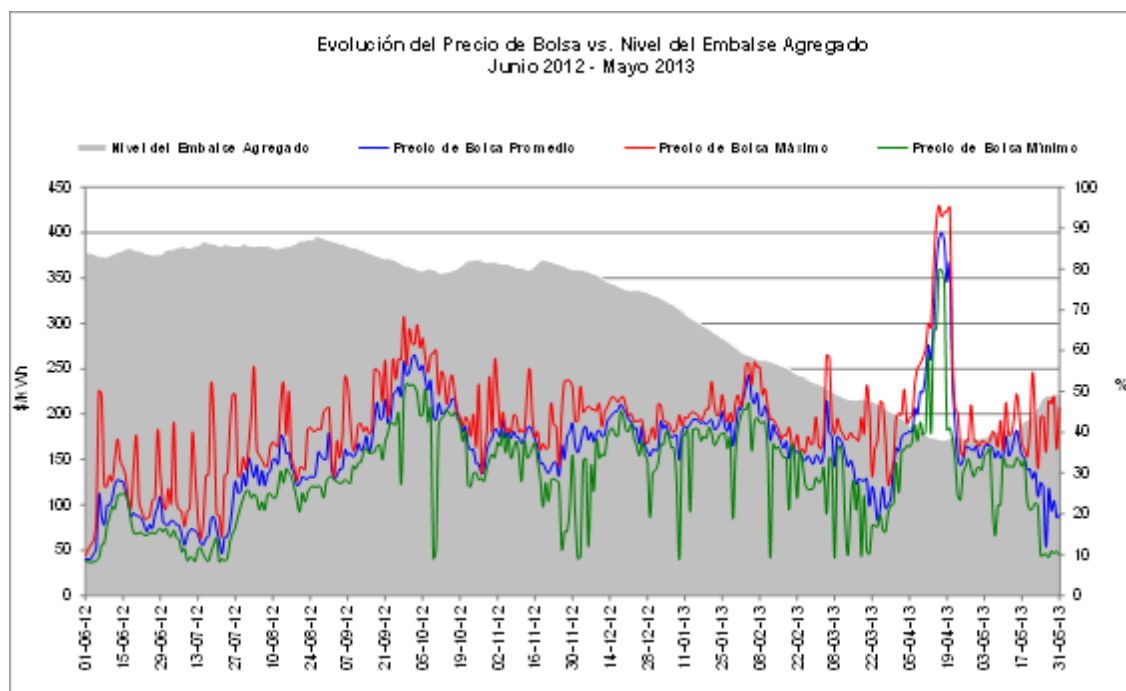


Gráfico No 10

La recuperación del embalse agregado del SIN estuvo acompañada de una reducción en los precios de bolsa, siguiendo los patrones de correlación negativa entre estas variables. De esta forma, se rompió la escalada alcista de abril, cuando los precios alcanzaron máximos para la historia reciente del MEM, comparables con los de Niños

intensos. El precio promedio en mayo fue \$139,01/kWh, el máximo \$183,14/kWh y el mínimo \$107,51/kWh.

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 11 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

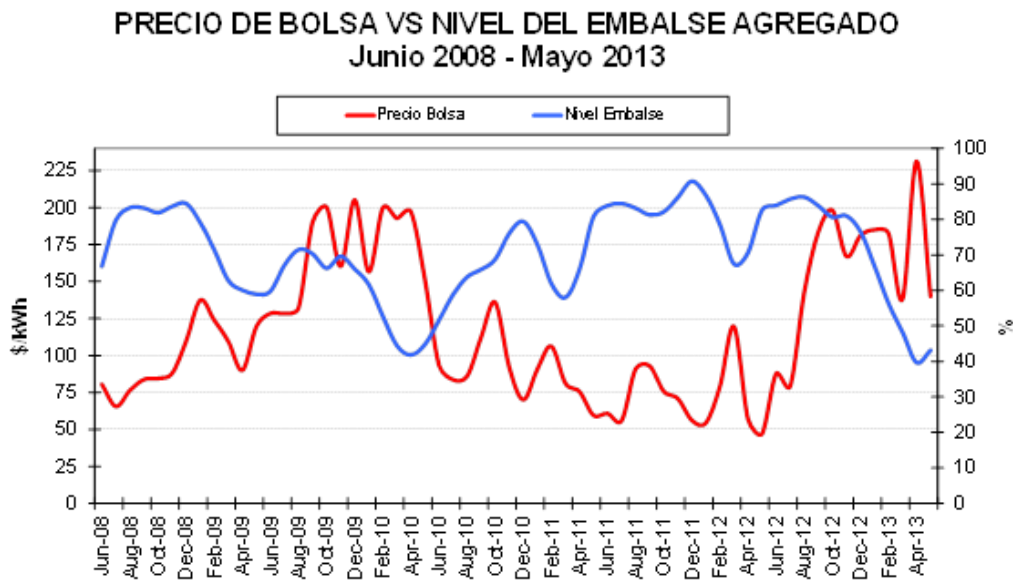


Gráfico No 11

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 12 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes. Durante mayo el precio de bolsa llegó situarse por debajo del promedio histórico; no obstante, se observa un incremento marcado al final del mes.

Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

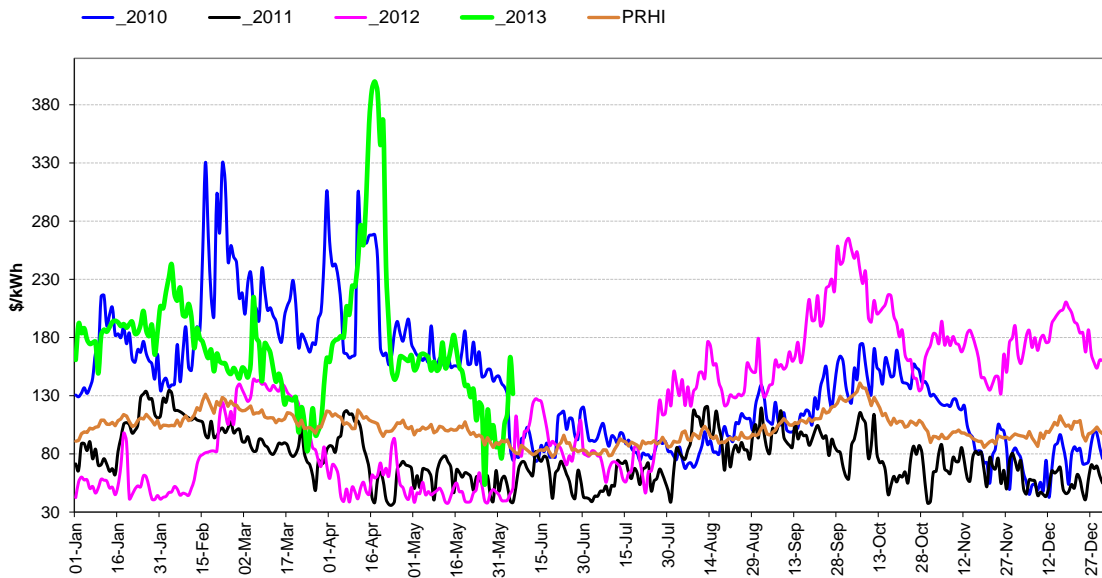


Gráfico No 12

3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

Precio de Bolsa Horario vs Generación

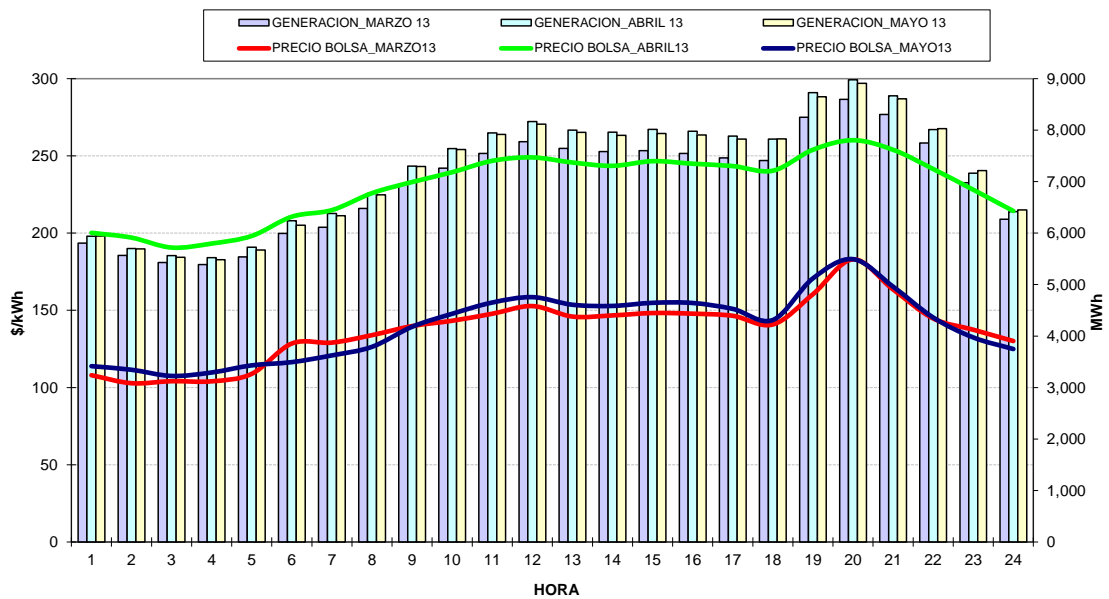


Gráfico No 13

El gráfico No 13 presenta el promedio mensual de los precios de bolsa para cada una de las 24 horas del día, contra la generación promedio horaria en MWh, ocurrida en los últimos tres meses.

El patrón de comportamiento de los precios horarios en mayo replicó el mismo de marzo pasado; la reducción en el precio de bolsa promedio entre mayo y abril se dio en forma relativamente homogénea para todas las horas del día.

3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 14 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

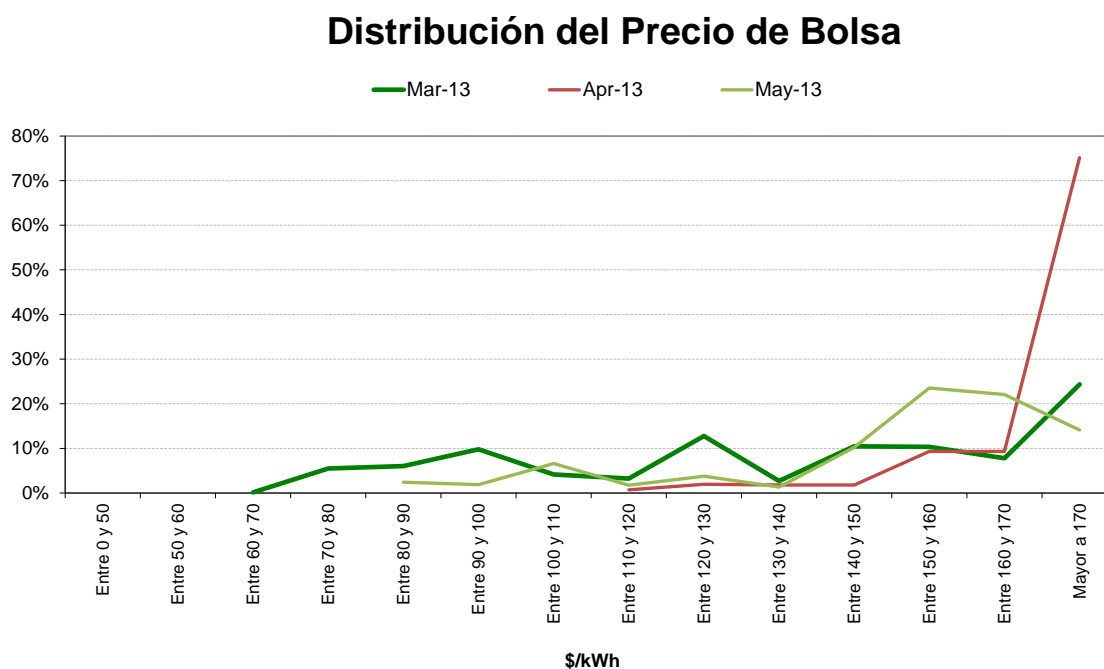
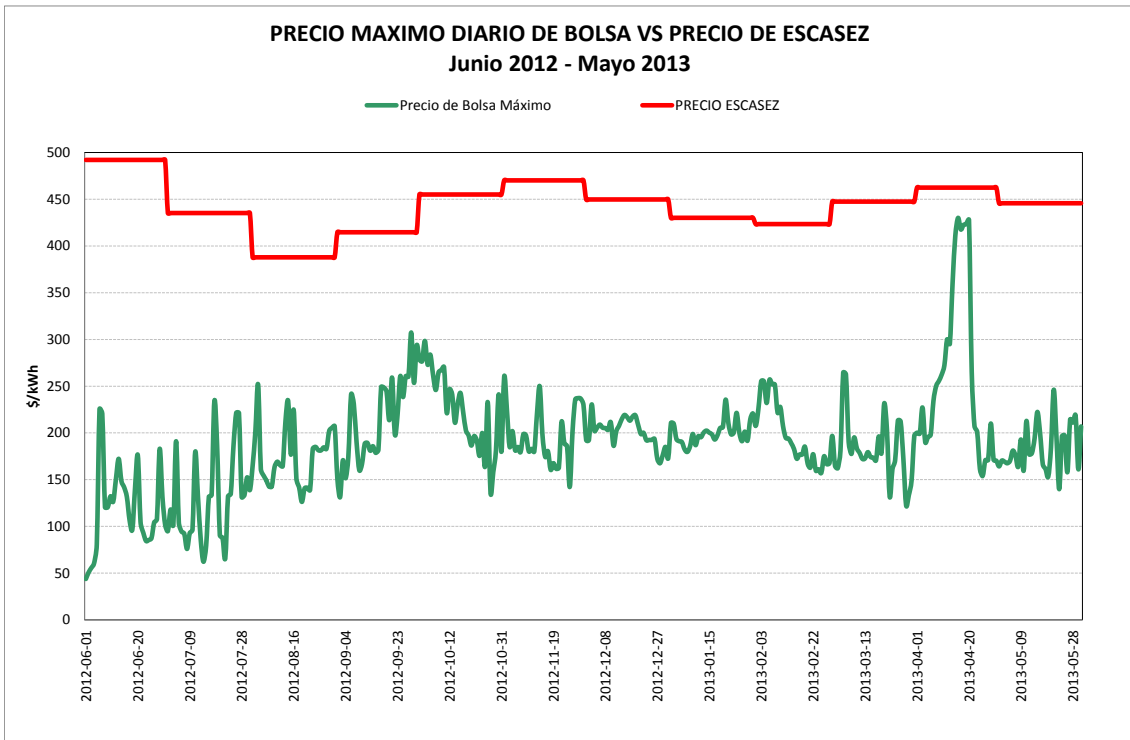


Gráfico No 14

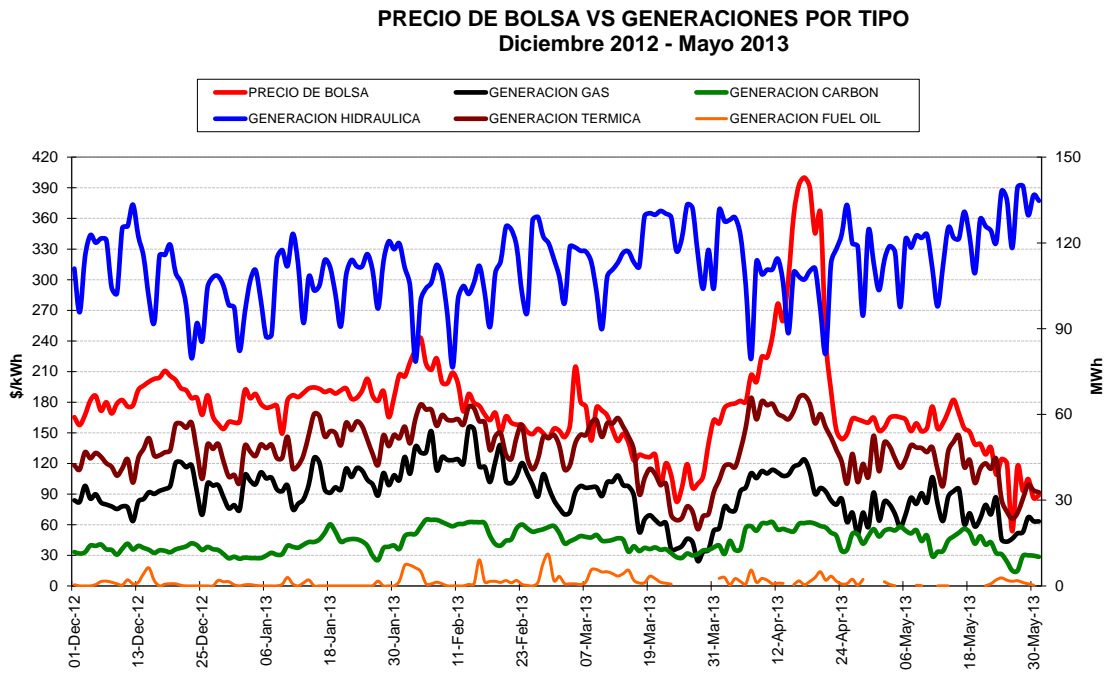
La distribución del precio de bolsa se desplazó a la izquierda, con una mayor participación de los valores localizados en el rango entre \$150/kWh y \$170/kWh.

3.2.6 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 15 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses. En mayo el precio de escasez fue de \$445,80/kWh.



3.2.7 Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo



El gráfico No 16 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación diaria en GWh por tipo de tecnología, para los últimos 6 meses.

Se observa en mayo el aumento del despacho de las plantas hidráulicas y una disminución en las térmicas, acompañado de una reducción en el precio de bolsa promedio en forma relativamente homogénea para todos los días.

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 17 presenta en el periodo de los últimos doce meses, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio de bolsa.

Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa
Febrero 2012 - Mayo 2013

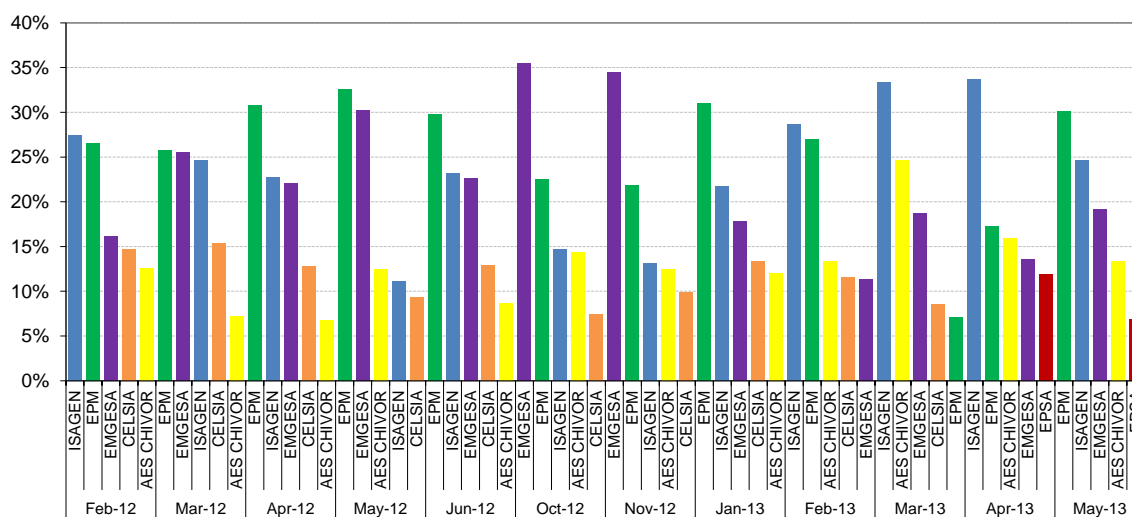


Gráfico No 17

En mayo el agente con mayores coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa fue EPM, marcando el precio 30% del tiempo. El 74% de los precios en la bolsa estuvieron definidos por las ofertas de EPM, Isagen y Emgesa.

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 18 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta.

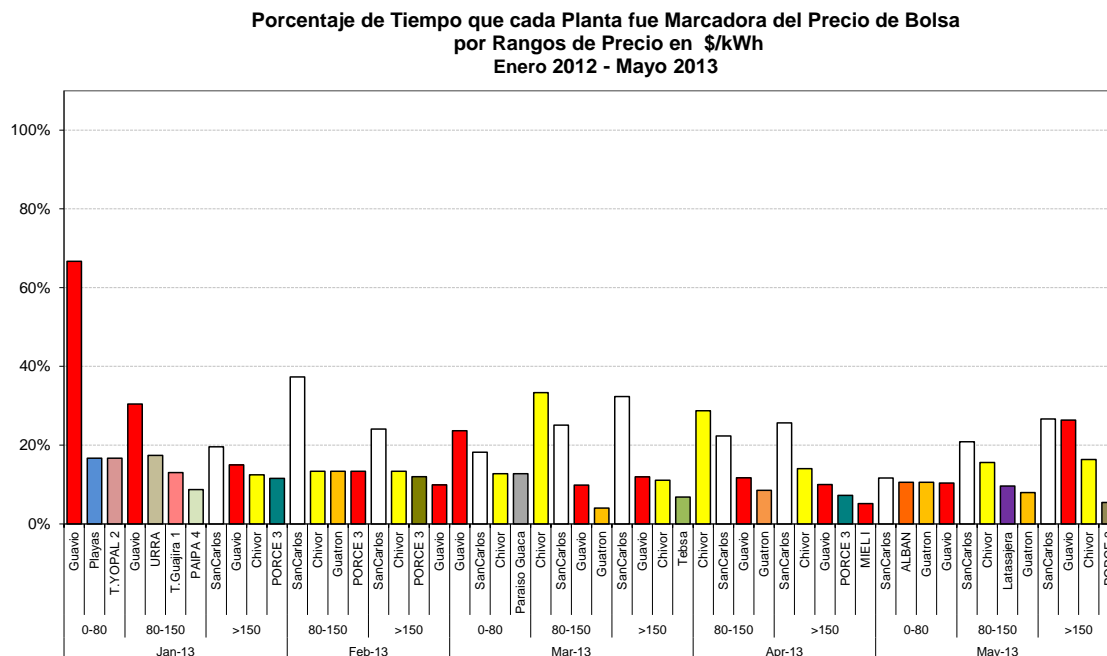


Gráfico No 18

Las plantas con mayor incidencia en la formación de precios de bolsa para todas las condiciones de demanda, fueron las hidráulicas, destacándose el comportamiento de San Carlos en los rangos de precios de mayor frecuencia en el mercado.

3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

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

Varias plantas hidráulicas operaron en mayo en niveles realmente críticos de embalse; este es el caso de Chivor y Guavio en el oriente y de Jaguas y Guatapé en Antioquia; no obstante, se observa que estas plantas no ofertaron por encima del mercado para reducir la probabilidad de salir en mérito. Chivor y Guavio siguieron con sus ofertas los precios de mercado, Guatapé se situó por debajo del mercado y Jaguas presentó un

patrón inestable con cotizaciones altas y bajas; San Carlos, con un embalse más volátil pero con niveles mayores de ocupación, siguió los precios del mercado y como se explicó, tuvo el mayor número de coincidencias entre precios de bolsa y precios de oferta.

Algunas térmicas continúan ofertando completamente por fuera de los rangos de competencia en el mercado, este es el caso de Candelaria, Termo Sierra y hacia el final del mes Flores 4 y 1. Se observa una competitividad del carbón con ofertas excepcionalmente bajas en Paipa 4 y en los rangos de mercado para Guajira (dual), Tasajero y Zipa 2. Con gas, enviaron ofertas competitivas Tebsa y Termo Centro; esta última aumentó considerablemente sus ofertas hacia el final del mes. Las estrategias de oferta de los recursos a gas evidencian los efectos de las dificultades de suministro en gas, en la formación de precios de la energía eléctrica a nivel mayorista.

En mayo la disponibilidad de San Carlos, Porce 3 y Pagua fue respectivamente 83%, 75%, 67% durante 1 semana. Respecto a las centrales térmicas, la disponibilidad de Tebsa fue 77% durante una semana y Zipa 2 estuvo indisponible totalmente durante 5 días.

3.3.4 Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología

**Ofertas Promedio Diarias por Tipo de Tecnología
Junio 2012 - Mayo 2013**

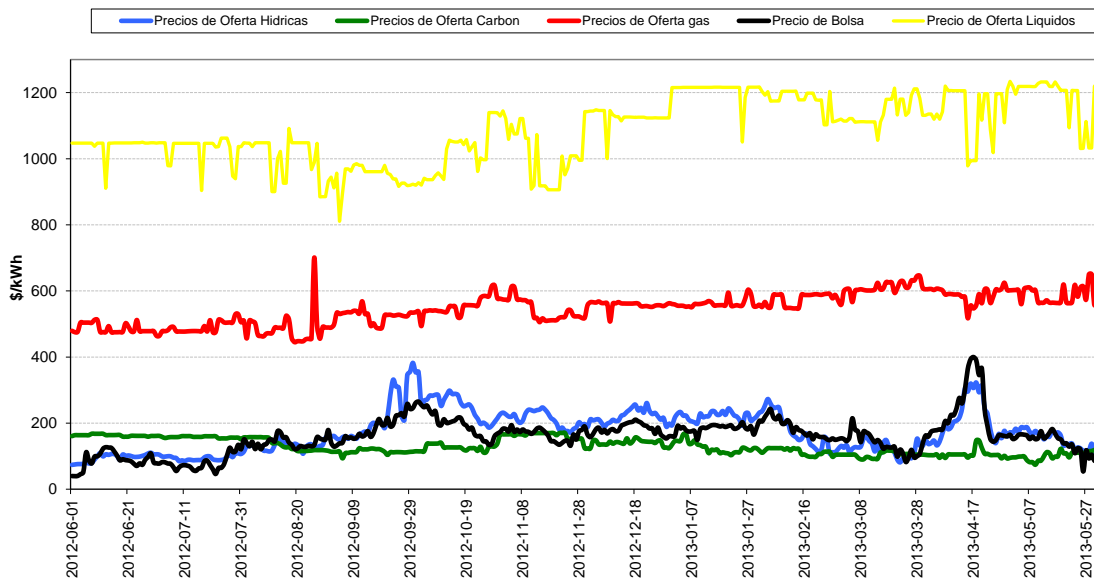


Gráfico No 19

El gráfico No 19 muestra los precios de bolsa diarios y los precios de oferta diaria media para cada uno de los tipos de tecnología de generación: hidráulica, gas, carbón y combustibles líquidos, en los últimos 12 meses.

Las ofertas de las plantas hidráulicas continuaron determinando el precio de bolsa, por otra parte, las ofertas de las plantas a gas evidencian las dificultades de suministro de combustible y su precio.

3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 20 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

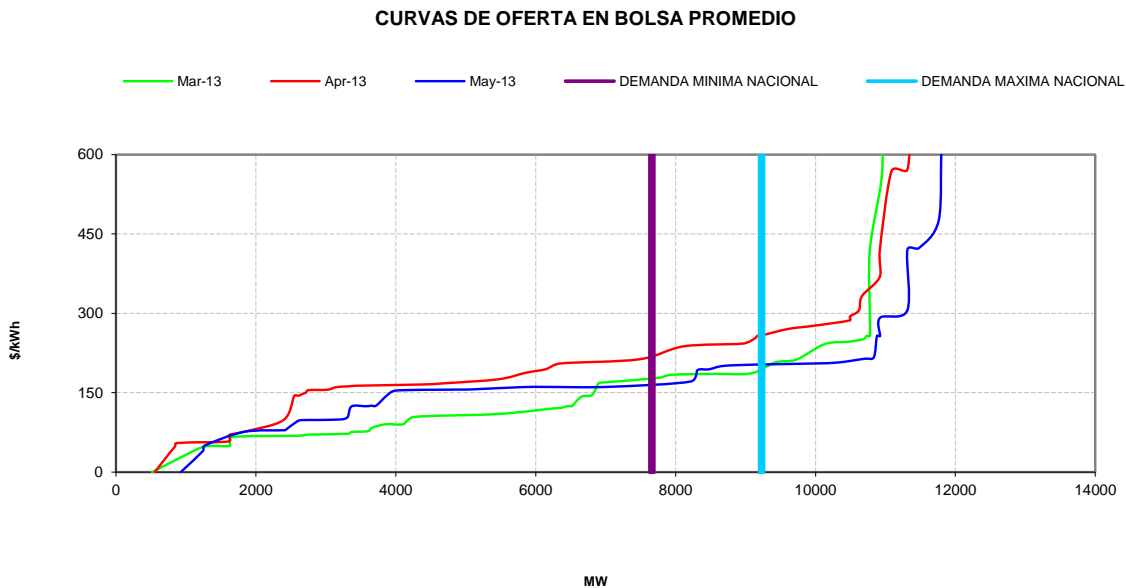


Gráfico No 20

La oferta agregada en mayo se desplazó hacia abajo con respecto a la de abril y se situó en niveles similares a los de marzo. No obstante, los costos para horas de baja demanda se mantuvieron relativamente elevados y los de demandas altas se contrajeron.

3.3.6 Índice de Lerner Mensual

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta
Diciembre 2011 - Mayo 2013**

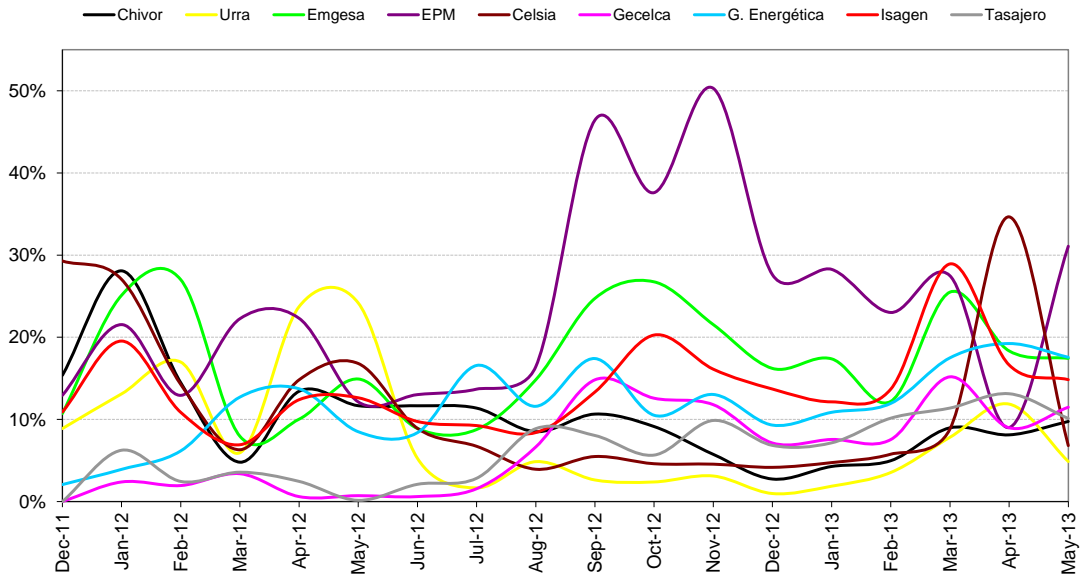


Gráfico No 21-a

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media
Diciembre 2011 - Mayo 2013**

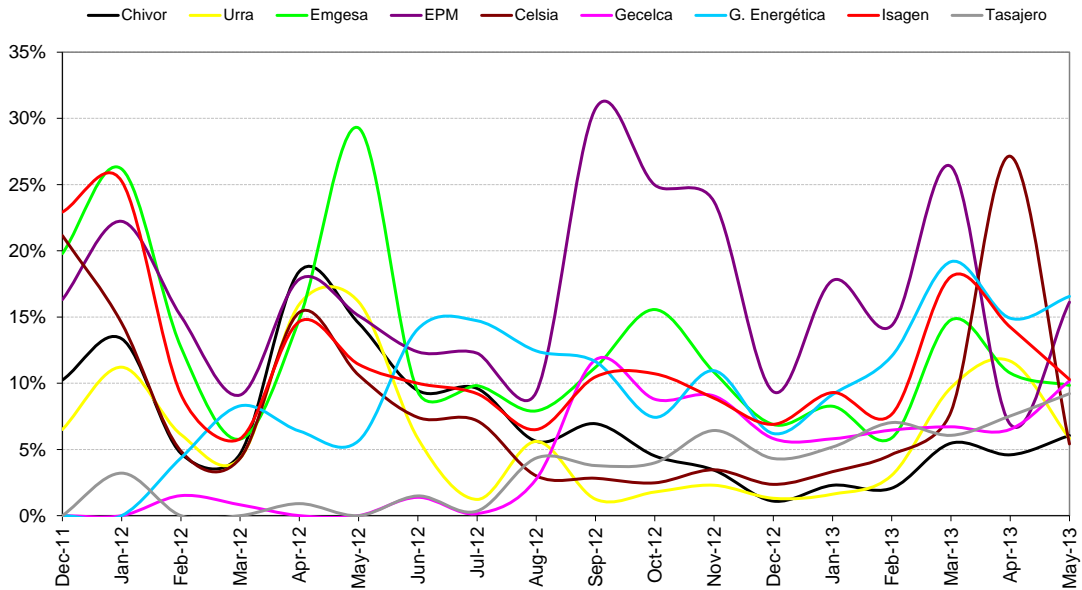


Gráfico No 21-b

Los gráficos No 21-a y 21-b, presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner promedio mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual neta (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para los periodos de demanda alta y media, en los últimos diez y ocho meses.

El índice de Lerner se mantiene a niveles bajos para periodos de media y baja demanda; sin embargo, para demanda alta se empieza a evidenciar un poder de mercado significativo, donde EPM alcanzó 31%.

3.3.7 Índice Residual de Suministro

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

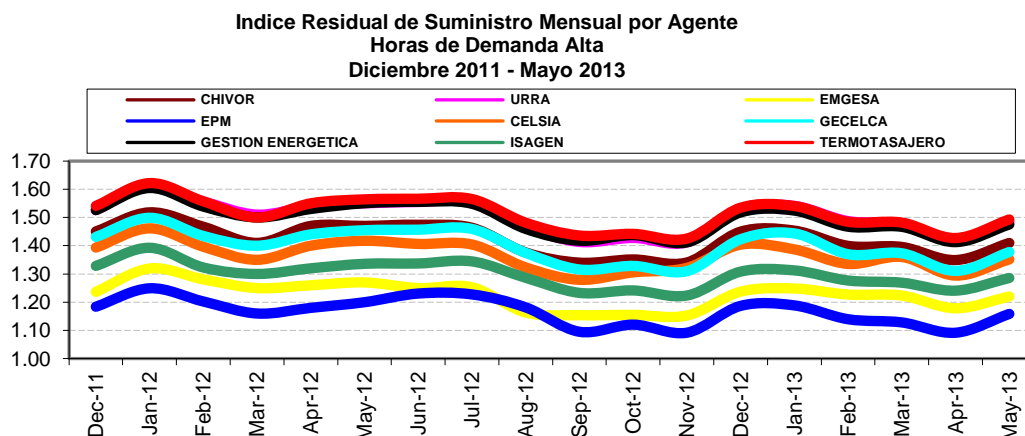


Gráfico No 22-a

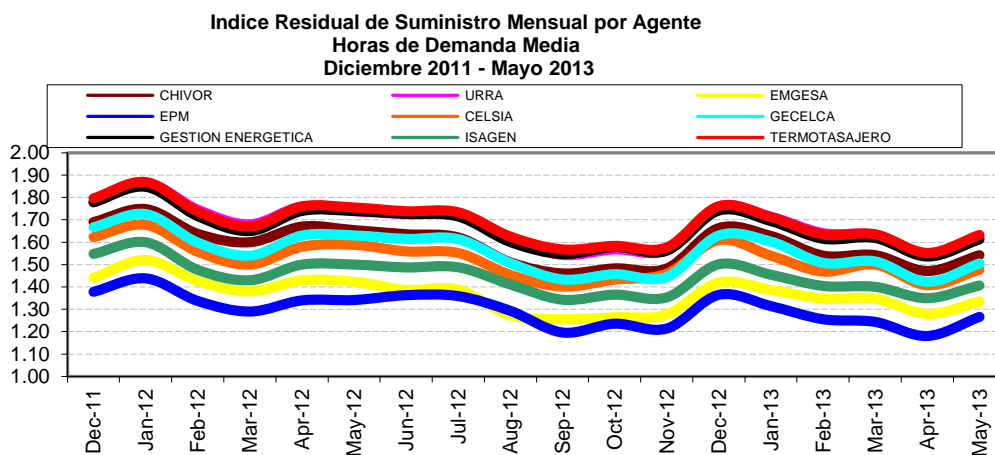


Gráfico No 22-b

En mayo el índice en la franja de demanda alta para EPM es de 1,16 que corrobora el poder de mercado determinado mediante los indicadores de Lerner.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 23 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema vs el precio de bolsa a precios constantes, para los últimos 48 meses.

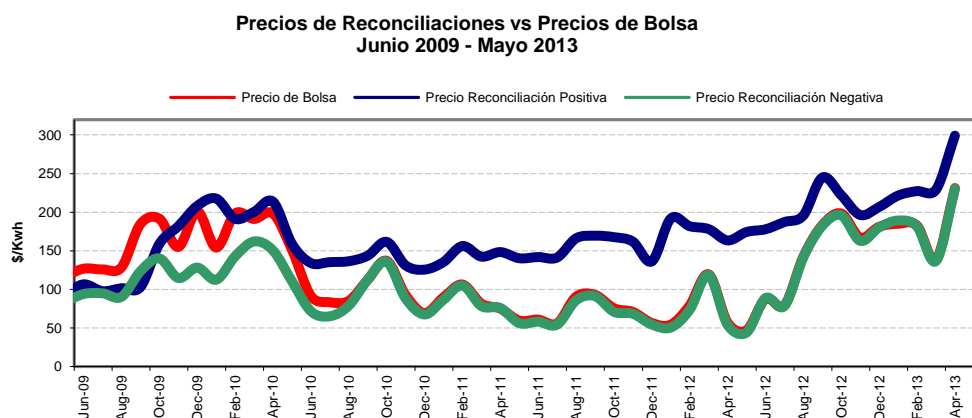


Gráfico No 23

3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

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

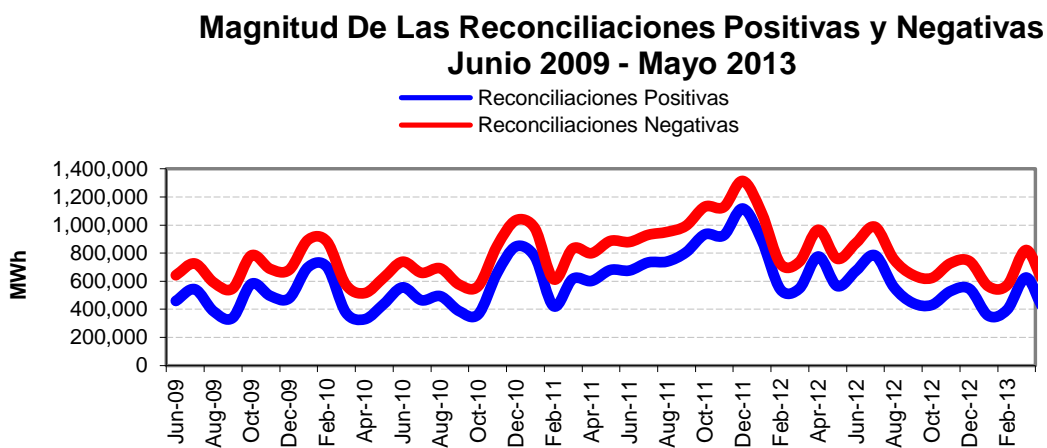


Gráfico No 24

3.4.3 Costo de Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 25 muestra el costo de las reconciliaciones positivas y negativas por zonas, a nivel mensual, para los últimos seis meses. El aumento de las reconciliaciones positivas en la zona Norte obedeció principalmente al mantenimiento realizado en la subestación Ternera 220 kV.

Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas
Diciembre 2012 - Mayo 2013

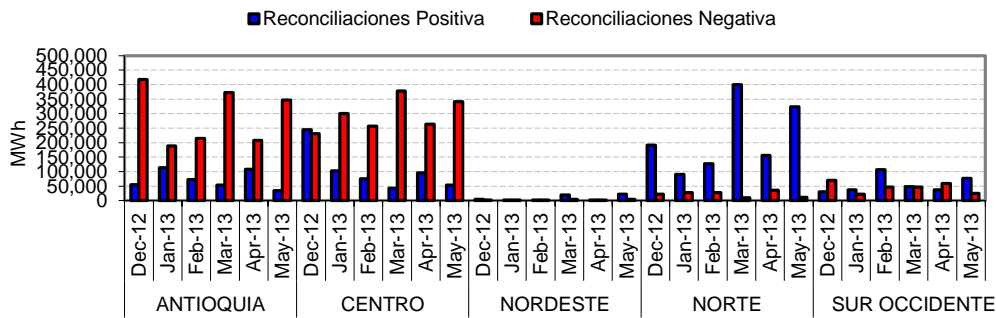


Gráfico No 25

3.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

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

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas
Diciembre 2012 - Mayo 2013

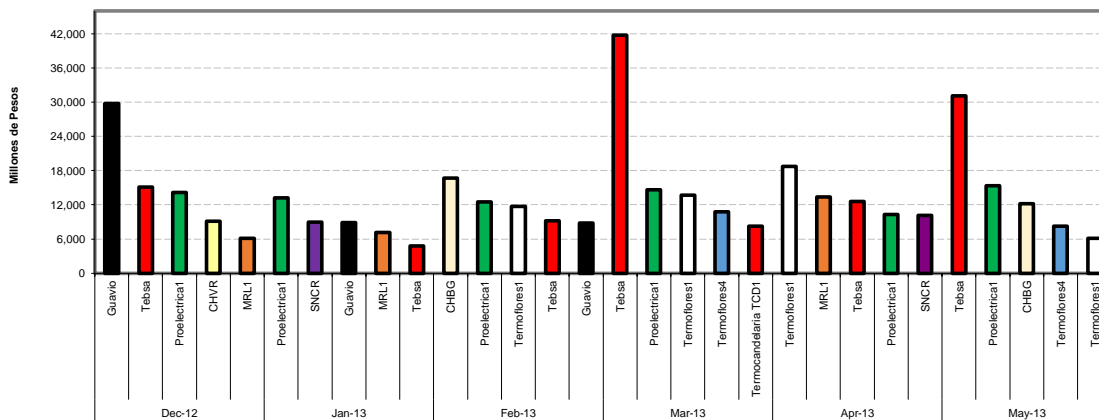


Gráfico No 26

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Generación Fuera de Mérito

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

MAGNITUD DE GENERACION FUERA DE MERITO
Junio 2012 - Mayo 2013

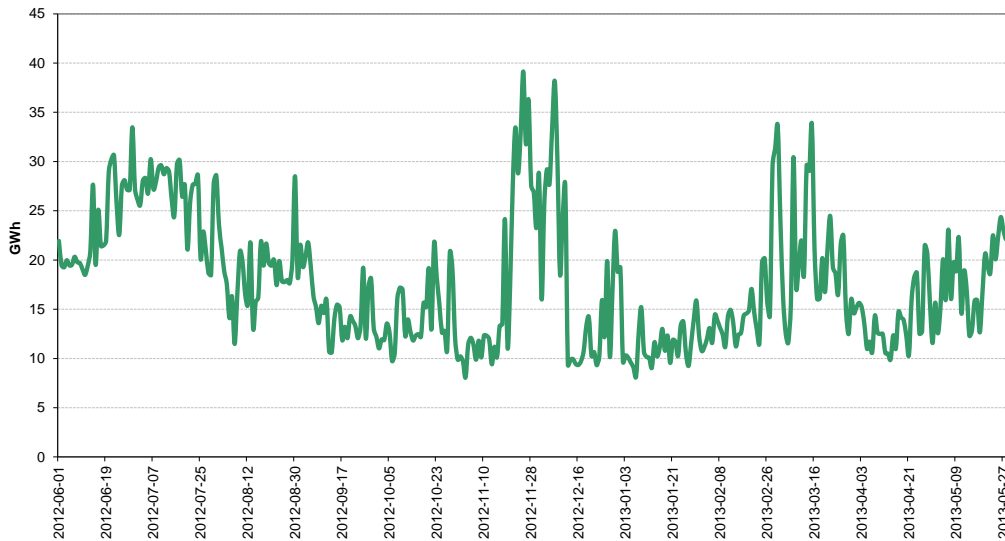


Gráfico No 27

3.5.2 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito
Diciembre 2012- Mayo 2013

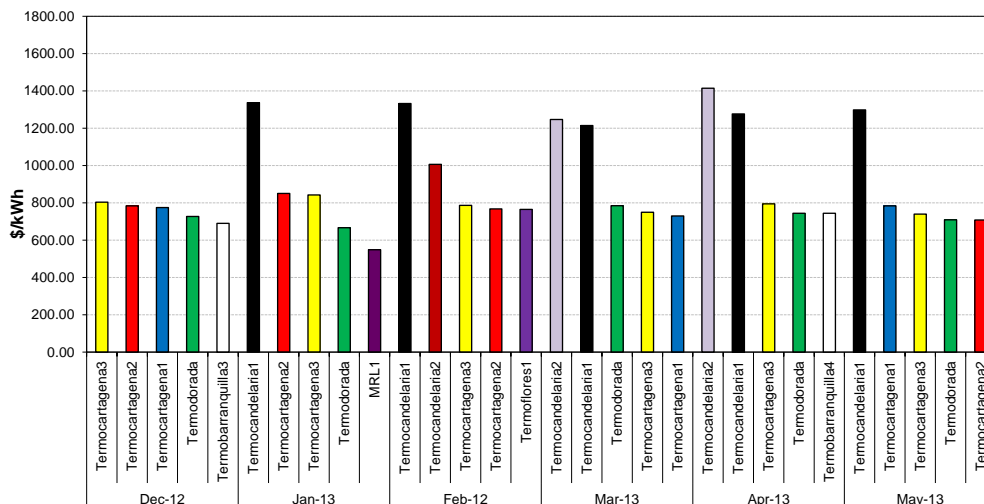


Gráfico No 28

El gráfico No 28 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.

En el informe No 79 ocurrió un error en la identificación de las plantas con el mayor precio de la generación fuera de mérito para el mes de abril, este error fue corregido en la publicación que está en la Web de la SSPD.

3.5.3 Costo Mensual de Restricciones

El gráfico No 29 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años. El costo de las restricciones en mayo fue \$43.667 millones, correspondiendo a un costo unitario de \$8.30/kWh.



Gráfico No 29

3.5.4 Generación Inflexible como Porcentaje de Demanda

El gráfico No 30 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación inflexible diaria expresados como porcentaje de la demanda, para los últimos 5 meses. Se observa un aumento importante de la generación hidráulica y térmica inflexible, a finales del mes de mayo, el cual se sugiere monitorear y encontrar sus causas.

PRECIO DE BOLSA VS INFLEXIBILIDADES
 Diciembre 2012- Mayo 2013

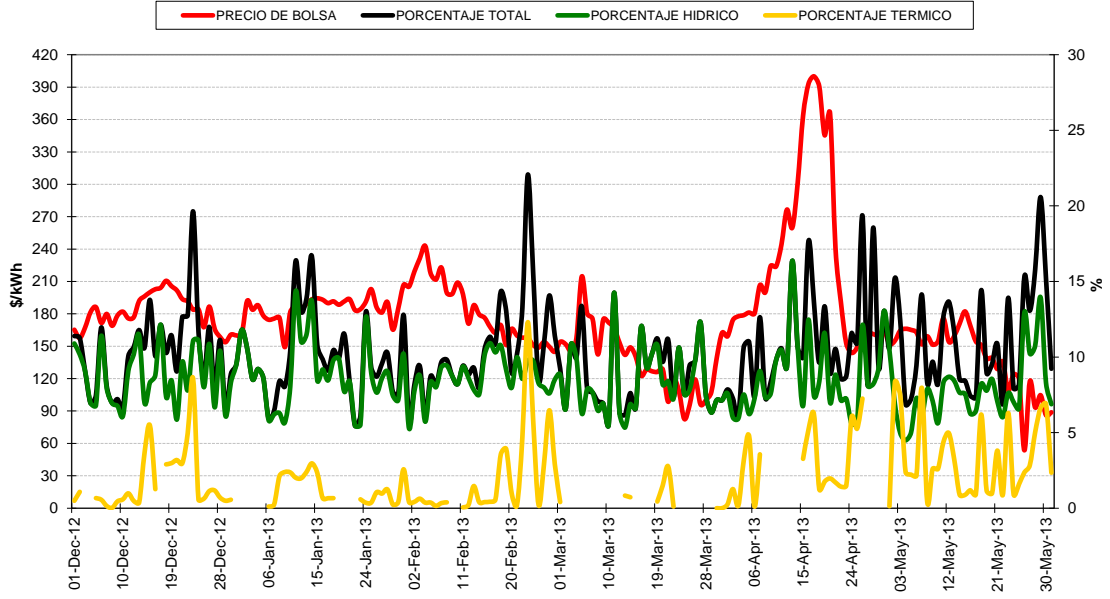


Gráfico No 30