

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 88 – 2014

INCIDENCIA DEL GAS NATURAL EN LOS COSTOS DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA Y EN LA FORMACIÓN DE PRECIOS DE BOLSA EN EL MEM

Preparado por:

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

Bogotá, Marzo 24 de 2014

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	INCIDENCIA DEL GAS NATURAL EN LOS COSTOS DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA Y EN LA FORMACIÓN DE PRECIOS DE BOLSA	2
2.1	BALANCES DE GAS Y EL ESPACIO PARA EL SECTOR TERMO-ELÉCTRICO	3
2.2	PRECIOS DE OFERTA Y COSTOS DE GENERACIÓN EN EL SECTOR TERMOELÉCTRICO	9
2.3	CONCLUSIONES	16
2.4	ANEXO DE GRÁFICOS	17

Resumen Ejecutivo

Recientemente se reformó el marco regulatorio del gas natural con modificaciones en el mecanismo de formación del precio del combustible y en las modalidades de contratación, la creación del Gestor de Mercado y la definición de garantías para desarrollar las instalaciones de importación de GNL en la Costa Atlántica. El objetivo de este informe es, por lo tanto, analizar el balance esperado de oferta y demanda de gas natural en el marco de las reformas regulatorias para evaluar su incidencia en los costos de generación termoeléctrica y en la formación de precios de bolsa en el MEM.

Las conclusiones obtenidas al analizar los resultados del pasado proceso de comercialización son de carácter mixto. Por un lado, los precios de suministro se redujeron y aumentó el período de contratación del suministro. En contraste, se observa que la firmeza contratada es insuficiente para respaldar perturbaciones en la demanda de gas en situaciones de hidrologías bajas. Las compras de gas natural en el sector termoeléctrico se concentraron en solo 3 agentes Gecelca, Celsia e Isagen.

Al evaluar las cifras del proceso de comercialización se encuentra además, un estrechamiento entre la oferta y la demanda de gas en el corto plazo (2017), que comprende el abastecimiento normal del mercado y plantea la necesidad de redireccionar flujos de gas ante un posible fenómeno del Niño. Lo anterior resalta la urgencia de monitorear el cumplimiento de los cronogramas planteados con respecto al desarrollo de las instalaciones de importación de GNL y del Gestor de Mercado y la explotación de gases no convencionales. Para conjurar los efectos de un Niño en el periodo 2014 – 2015, el instrumento de mayor impacto es el manejo contractual que se dé a las exportaciones de gas a Venezuela. Este contrato vence a mediados del año y se puede o no extender su plazo, o pactar las ventas con firmeza condicionada. Cualquiera de estas opciones asegura una cantidad importante de gas al sector térmico que facilita el manejo de una hidrología crítica.

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

Finalmente, y como parte de este segundo análisis, se recrean las funciones de oferta basadas en los precios ofertados y los costos marginales bajo dos escenarios. En el

primero se asume que la generación con gas está garantizada en su totalidad. Este escenario da evidencia sobre el impacto positivo sobre el sector eléctrico de un incremento sostenido en la capacidad de producción de gas natural. En efecto, sería posible entregar al sistema aproximadamente 4 GWh con precios en un rango entre \$100/kWh y \$200/kWh.

El segundo escenario simula la situación actual de costos marginales. El resultado muestra el sobrecosto que impone la generación con líquidos y el crecimiento abrupto en el margen entre el nivel de precios ofertados y el costo marginal, para cada nivel de generación a partir de 2,2 GWh.

1 Introducción

El presente informe analiza el balance esperado de oferta y demanda de gas natural en el marco de las reformas regulatorias, para evaluar su incidencia en los costos de generación termoeléctrica y en la formación de precios de bolsa en el MEM.

Se evalúan las cifras del proceso de comercialización en el marco de la oferta y la demanda de gas en el corto plazo, ante un posible fenómeno del Niño y se plantea como conjurar sus efectos.

También realiza un análisis comparativo entre los precios de oferta cotizados en bolsa por las plantas térmicas y sus costos marginales de generación y finalmente se presentan y analizan las funciones de oferta basadas en los precios ofertados y los costos marginales bajo dos escenarios: a) asumiendo que la generación con gas está garantizada en su totalidad, y b) simulando la situación actual de costos marginales.

Los indicadores que el CSMEM utiliza para analizar el desempeño del MEM no se incluyen, debido a su indisponibilidad por los ajustes que se están realizando a los resultados gráficos.

2 Incidencia del Gas Natural en los Costos de Generación Termoeléctrica y en la Formación de Precios de Bolsa

Las relaciones contractuales que amparan el suministro de gas natural en 2014 están regidas por un nuevo marco regulatorio, en particular por la Resolución CREG 089 de 2013. Bajo las nuevas reglas, se viabiliza la libre contratación bilateral para horizontes de uno o cinco años, si a partir de los balances de oferta y demanda de gas natural preparados por la UPME, se proyecta que la oferta excederá la demanda en por lo menos tres de los siguientes cinco años. En caso contrario, la CREG organiza una subasta centralizada por campo, en donde se adquieren compromisos de compra y venta de gas natural y se determina el precio que rige en el mercado. En cualquiera de los casos, el precio del gas se forma en el mercado y no vía regulación, como ocurrió en las últimas décadas para el gas de La Guajira.

El marco regulatorio además, estandariza las modalidades contractuales. Se elimina la figura de “Take or Pay” y se aclaran los conceptos de contrato de opción de compra de gas (OCG) y el contrato de firmeza condicionada. Estas dos figuras están diseñadas para aumentar la disponibilidad de gas natural para el sector térmico en períodos de escasez, acudiendo a la posibilidad de utilizar sustitutos temporalmente por parte de los usuarios industriales. Se introdujo el concepto de úselo o véndalo que, con la creación del Gestor del Mercado, va a permitir consolidar un mercado secundario de gas natural más transparente y dinámico, lo que puede incentivar una mayor participación de térmicas sin contratos en firme, en el día a día del despacho eléctrico. Finalmente, como resultado de las reformas, se creó un mecanismo organizado centralmente y con garantía de ingresos para desarrollar instalaciones de importación de GNL en la Costa Atlántica y respaldar OEF desde finales de 2016 con base en este combustible, cuyo precio es inferior al de los sustitutos líquidos.

Estas reformas buscan dinamizar el mercado de gas natural, que en los últimos años, mostró signos preocupantes de estancamiento en la demanda de varios sectores (térmico, industrial y vehicular) y pérdida de competitividad asociada al nivel de precios. En efecto, las reformas aclaran los procesos de comercialización de gas con un horizonte mayor al que rigió en los años anteriores y crean mayor transparencia en el mercado porque exigen la publicación de información en el mercado primario y en el secundario (Gestor del Mercado). De hecho, actualmente es posible consolidar los

balances esperados entre oferta y demanda con la información que Concentra entrega al público con base en las circulares de la CREG¹.

El propósito del presente informe del CSMEM es analizar las condiciones de oferta y demanda esperadas en el mercado de gas natural y evaluar su incidencia en la generación termoeléctrica y en la formación de precios en la bolsa del mercado mayorista de energía eléctrica. Para ello, se revisa la disponibilidad de gas natural esperada para el sector termoeléctrico en los próximos años y se cruza la información de precios de oferta de las plantas térmicas alimentadas con gas natural, con los costos inferidos de generación.

2.1 Balances de Gas y el Espacio para el Sector Termo-Eléctrico

Los resultados del nuevo esquema de contratación de suministro de gas natural son positivos. En el mercado del Interior, la oferta disponible superó la demanda, con lo cual se permitió la contratación bilateral. El precio promedio resultado de estas transacciones se ubicó en USD\$3.5/MBTU, nivel cercano a los referentes internacionales de países con los cuales Colombia tiene estrechas relaciones comerciales y muy inferior al que regía bajo el régimen regulado para el gas de la Guajira. En el mercado de la Costa, la disponibilidad estuvo por debajo de la demanda y se llevó a cabo un proceso de compra centralizada a través de una subasta. Actualmente, el precio del gas natural en Guajira es USD\$3.97/MBTU.

Las siguientes tablas, construidas a partir de la información publicada por Concentra, resumen el estado de la contratación de suministro de gas natural. Esta información se limita a las transacciones realizadas en el marco de la Resolución 089 de 2013 y no incluye contratos anteriores sin vencer. En el proceso comercial realizado a finales de 2013, se contrataron 673,4 GBTUD, que equivalen a 54,5% de la demanda total observada en 2013, incluidas las exportaciones a Venezuela y a 65,1%, si se excluyen. El 54% del gas contratado, como se observa, corresponde a los campos del Pie de Monte Llanero.

¹ La circular CREG 122 de 2013 establece el cronograma aplicable para la comercialización del gas natural en el mercado primario; la circular CREG 056 de 2013 publica la información correspondiente a la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF), declarada por los productores; la circular CREG 057 de 2013 publica la información de contratos de suministro y transporte declarada por los productores-comercializadores y transportadores.

**Tabla 1. Contratación por Campo
(GBTUD)**

Costa		
Ballena	283,853	
Riohacha	9,900	
Subtotal Costa	293,753	44%
Pie de Monte		
Cupiagua	141,047	
Cusiana	238,301	
Subtotal Pie de Monte	379,348	56%
Gibraltar	257	
Total	673,358	100%

Fuente: Concentra

Se destinaron 145,5 GBTUD al sector eléctrico, equivalente a 22% del total tranzado en el proceso. Este volumen de gas representa la mitad de lo que consumió el sector termoeléctrico en 2013, estimado en 294,7 GBTUD y menos de una tercera parte de la demanda potencial de gas natural por parte del sector térmico. A estas cantidades hay que sumarle, por lo menos, 46 GBTUD de la Creciente, de los cuales 30 GBTUD están contratados por Tebsa y 16 GBTUD por Proeléctrica. Se concluye que la participación de más de la mitad de la capacidad térmica a gas, solo estará activa en la bolsa del MEM si la disponibilidad y los precios del mercado secundario de gas natural lo permiten. También es claro que la firmeza contratada es completamente insuficiente para respaldar un “shock” de demanda de gas generado por condiciones hidrológicas extremas.

**Tabla 2. Contratación por sector de destino
(GBTUD)**

Contratación por sector de destino		
Eléctrico	145,360	22%
Residencial	110,530	16%
Industrial	220,038	33%
Comercial	24,524	4%
GNV	67,775	10%
Transportadores	1,100	0%
Otro	104,031	15%
Total	673,358	100%

Fuente: Concentra

El 85% del gas natural en el proceso comercial para cubrir la demanda de 2014 y años subsiguientes, se contrató bajo la modalidad “Firme”. Un 10% del gas adquirido se puede interrumpir en escenarios de escasez y 4% corresponde a opción de compra que otorga el derecho al comprador de adquirir el gas en estos períodos de escasez. La cifra bajo esta modalidad no es despreciable, 29 GBTUD, pero representa apenas una fracción de las necesidades de gas natural en episodios de hidrologías bajas.

**Tabla 3. Contratación por tipo de contrato
GBTUD**

Contratación por tipo de contrato		
Firme	575,357	85%
Firmeza condicionada	69,001	10%
Opción de compra	29,000	4%
Total	673,358	100%

Fuente: Concentra

Un elemento destacado del pasado proceso de comercialización, es la contratación del suministro para períodos más extensos. Bajo la regulación pasada solo se admitieron transacciones con cobertura de un año. Horizontes cortos de contratación aumentan el riesgo percibido por compradores y vendedores. Esta incertidumbre, a su vez, frena la expansión de capacidad instalada en procesos calóricos a base de gas. Como se observa en la siguiente tabla, el 56% de las ventas se pactaron para un horizonte de 5 o más años.

**Tabla 4: Contratación por duración del contrato
GBTUD**

Contratación por duración de contrato		
1 Año	300,108	45%
5 Años	348,726	52%
Más de 5 Años	24,524	4%
Total	673,358	100%

Fuente: Concentra

Finalmente es importante destacar que las compras de gas natural del sector termoeléctrico se concentraron en solo tres agentes: Gecelca, Isagen y Celsia. Gecelca y Celsia participan activamente en el despacho fuera de méritos por restricciones

(reconciliaciones positivas en Tebsa y Flores) y por lo tanto, sostienen porcentajes relativamente elevados de despacho, lo que reduce la carga financiera asociada a la contratación con firmeza. Se concluye entonces que, con excepción de Isagen, el despacho de las térmicas a gas en mérito quedó sujeto a la disponibilidad de gas natural en el mercado secundario, que va a depender de eventuales excedentes de oferta y del desarrollo de este mercado por parte del Gestor.

Tabla 5: Contratación del sector termoeléctrico por agente

GBTUD		
Generadores		
Gecelca	64,830	45%
Isagen	29,000	20%
Celsia ¹	51,530	35%
Subtotal generadores	145,360	100%

Nota: (1) Incluye Termovalle, Zona Franca y Celsia. Fuente: Concentra

El proceso de comercialización permitió conocer la declaración de la capacidad de producción de los campos activos (PP) y el espacio comercial con que cuentan los productores para ofrecer nuevos contratos, capturado a partir de la declaración de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF). De acuerdo con esta información, en los próximos años se espera una reducción importante de la capacidad de producción de los campos existentes, asociada con la declinación de los campos de la Guajira. Esta fuente declara una potencia de producción de 539 GBTUD para 2014 y de solo 354 GBTUD en el 2017. Como resultado, la capacidad de producción esperada al 2022 será apenas un 71% de la actual si no entran en explotación nuevos campos o se amplía la capacidad de los existentes.

Por otra parte, un porcentaje elevado de la capacidad de producción se encuentra ya comprometida con terceros o reservada para los usos propios por parte de los productores. Como se observa en la tabla 6, en promedio para el horizonte analizado, solo 60% de la capacidad estará disponible para nuevos compromisos contractuales.

Para conformar el balance, se tomó el escenario medio de proyección de la demanda preparado por la UPME en 2012. De acuerdo con este escenario, los consumos de gas se elevan a una tasa promedio del 1.1% anual. Aún bajo esta perspectiva extremadamente conservadora de la demanda de gas, la capacidad de producción

para la cual se cuenta con certeza es insuficiente para cubrir la demanda en 2017, es decir, a tres años vista.

Tabla 6. Balances esperados de gas natural.

GBTUD

Año	Demanda	Demanda con máximo eléctrico	Capacidad Reportada	Capacidad Reportada (sin disponibilidad comercial)	Disponibilidad comercial	Porcentaje Disponible para nuevos contratos
2013	1,049	1,049	1,262	1,061	200	16%
2014	985	1,068	1,310	480	830	63%
2015	1,005	1,081	1,256	441	816	65%
2016	1,097	1,133	1,202	402	800	67%
2017	1,187	1,185	1,144	407	737	64%
2018	1,042	1,200	1,094	471	622	57%
2019	1,082	1,220	1,045	453	592	57%
2020	1,131	1,240	1,003	424	578	58%
2021	1,173	1,261	957	501	456	48%
2022	1,160	1,281	902	365	537	60%

Fuente: Concentra, UPME, cálculos CSMEM

Balances proyectados de oferta y demanda de gas en el corto y mediano plazo

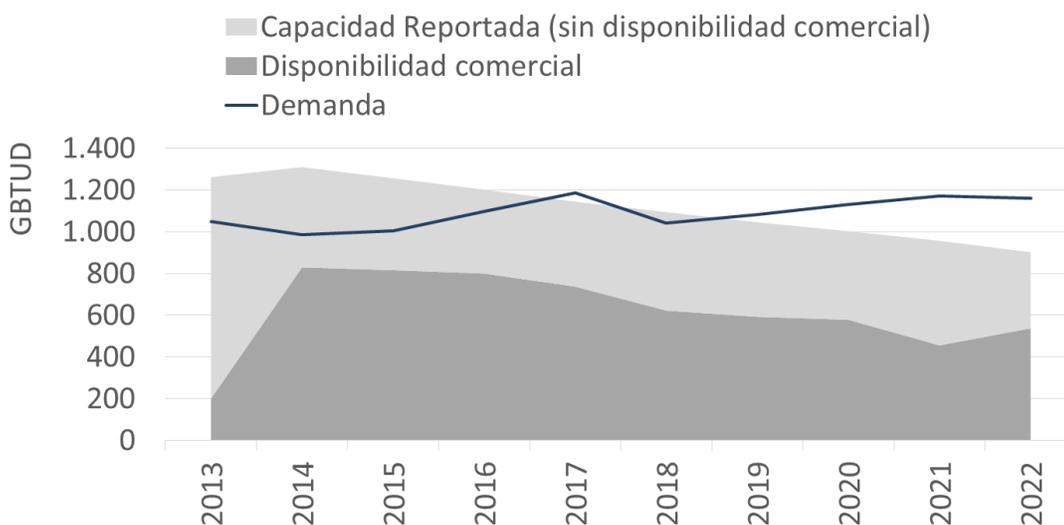


Gráfico No 1

El balance presentado constituye una prueba ácida en el sentido en que, en el transcurso de los próximos años, es posible que entren en operación comercial nuevos

campos o se cristalicen proyectos de ampliación de capacidad en los existentes, con lo cual se generaría alguna laxitud en el mercado. De hecho, el país no enfrenta un problema severo en el nivel de reservas. Si se consideran las reservas probadas, el factor R/P indica que el gas es suficiente para cubrir 13 años de demanda a los niveles actuales de consumo. Si se consideran las reservas totales, que incluyen además las reservas posibles, este factor se estima en 17². De estas cifras se concluye que, si bien el horizonte al mediano plazo no parece crítico y que la apuesta al gas natural incluso para usos térmicos es una política eficiente en términos económicos y ambientales, las limitaciones en la capacidad de producción sí muestran un estrechamiento severo entre oferta y demanda al muy corto plazo que compromete el abastecimiento normal del mercado (2017) y permite prever la necesidad de redireccionar flujos de gas ante un posible Niño en esta ventana de tiempo.

Las autoridades han venido tomando medidas para conjurar una posible crisis de abastecimiento de gas. Es vital monitorear el cumplimiento de los cronogramas planteados y focalizar esfuerzos en la gestión, de tal forma que se reduzcan las posibilidades de enfrentar una crisis en esta ventana de tiempo. A continuación se enuncian algunas de las medidas centrales para fortalecer las opciones de suministro de gas natural en el mediano plazo.

El primer frente de acción es la construcción de instalaciones para importar, almacenar y gasificar GNL. El GNL constituye una opción más económica y confiable que los combustibles líquidos para garantizar la generación térmica en períodos de bajas hidrologías y eventualmente, en generaciones fuera de mérito. La CREG definió un esquema de remuneración de estos activos en el que socializa parcialmente los costos en la demanda eléctrica y diseñó un esquema de asignación del promotor del proyecto y las condiciones para comercializar el gas importado. Ya se adjudicó el proyecto al agente encargado del desarrollo de la infraestructura y varias térmicas respaldaron sus Obligaciones de Energía en Firme para la vigencia que inicia en diciembre de 2016. Las instalaciones tendrán una capacidad para entregar hasta 400 MPCD, lo que permite asegurar que una vez se encuentre disponible este combustible, el sector eléctrico podrá superar hidrologías críticas sin incurrir en los costos que ha significado redireccionar los flujos de gas e incumplir contratos. De acuerdo con lo anterior, es necesario realizar todas las gestiones orientadas a que este proyecto avance de acuerdo con los cronogramas previstos.

² En el informe sectorial de PROMIGAS con corte a 2012, se reportan reservas probadas de 5,7 TPC y posibles de 1,3 TPC.

Recientemente se anunció la expedición de los términos de referencia técnicos y ambientales para la exploración y explotación de los gases no convencionales. Con estos reglamentos se abre definitivamente el camino para aumentar la oferta de gas natural a partir de estos recursos que, como se ha encontrado en distintos estudios, pueden significar un incremento sustancial de las reservas y capacidad de producción del país. Es importante mencionar que las demoras en la expedición de licencias ambientales y en los procesos de concertación con las comunidades, al igual que en las obras de infraestructura, están retrasando sistemáticamente los cronogramas de las actividades exploratorias. Dada la estrechez del mercado de gas natural, sería muy conveniente adelantar las gestiones para acortar al máximo posible los tiempos involucrados en estos procesos.

Se debe mencionar además, el papel que pueden cumplir el Gestor del Mercado y el desarrollo del mercado secundario. La consolidación de este mercado, podría aumentar la disponibilidad de gas para las plantas térmicas y con ello su participación en el despacho, ofertando a precios competitivos. En teoría, un mercado con más transparente e informado puede acomodar los excedentes con mayor facilidad y a precios más competitivos.

Finalmente, se debe procurar seguir la evolución de los compromisos de Venezuela para revertir la dirección del flujo de gas en la relación comercial. El logro de este objetivo está por fuera del control de las autoridades colombianas, pero dada las perspectivas de escasez, no se deben ahorrar esfuerzos para solicitar a Venezuela que avancen en la materialización de este proyecto. De cualquier forma, en junio del presente año se vence el contrato. Si los productores deciden extender los plazos de este contrato de exportación, es imprescindible que se pacten con firmeza condicionada, de tal forma que ante un evento de Niño el parque térmico nacional pueda disponer de este gas. De hecho, ésta es la única medida a corto plazo que puede mitigar los efectos en el sector eléctrico de un fenómeno del Niño en el periodo 2014 – 2015. Ciertamente, el IDEAM ha dicho que la probabilidad de que se presente este fenómeno climático a finales del año es elevada.

2.2 Precios de Oferta y Costos de Generación en el Sector Termoeléctrico

En esta sección se comparan los precios de oferta cotizados por las plantas térmicas en la bolsa de energía durante febrero de 2014 con los costos marginales estimados a

partir de los parámetros que alimentan el MPODE. El ejercicio busca cuantificar los márgenes implícitos en las ofertas de las plantas térmicas y analizar el impacto de las estrategias comerciales en el precio de bolsa.

En la siguiente tabla se presentan los costos de los combustibles agregados según tipo y región. En todos los casos, el costo reportado incluye el transporte hasta la planta. En el Interior, el costo reportado refleja la reducción en los precios del gas inducida por el proceso de comercialización en el marco de la Resolución 089 de 2013. En la Costa se observa que el mayor precio del gas de Guajira está compensado por menores costos de transporte. La varianza del costo del gas entre plantas es baja con un coeficiente de variación de 5% en la Costa y 16% en el Interior.

Actualmente, el precio del carbón se encuentra en un nivel muy competitivo, especialmente en el interior del país. El precio promedio del carbón por unidad calórica es la mitad del que se observa para el gas y la dispersión es mayor. El mayor coeficiente de variación se explica, presumiblemente, por la incidencia de la ubicación de las plantas, con respecto a las minas, sobre el costo de transporte. Además, el carbón de la Costa tiene un costo de oportunidad más elevado por la posibilidad de exportarlo. Los combustibles líquidos presentan un costo considerablemente más elevado y se ubican en un rango desde USD\$15,9/MBTU para el Fuel Oil hasta USD\$29,5/MBTU para el JET.

**Tabla 7. Costos de combustibles de las plantas térmicas
(USD\$/MBTU)**

Combustible	Promedio	Desviación Estándar	Coefficiente de variación	Mínimo	Máximo
Gas Natural	5,2	0,6	11%	4,6	6,8
Gas Natural - Costa	5,1	0,2	5%	4,6	5,3
Gas Natural - Interior	5,4	0,9	16%	4,7	6,8
Carbón	2,6	0,7	27%	1,9	3,9
Carbón - Costa	3,2	0,9	29%	1,9	3,9
Carbón - Interior	2,4	0,4	15%	2,0	2,7
Fuel Oil (2)	15,9	0,1	1%	15,8	16,0
ACPM	28,3	0,5	2%	27,6	28,9
JET	29,5	0,1	0%	29,4	29,6

Fuente: XM a partir de datos de la UPME

La información del MPODE se comparó con la reportada por los generadores para el cálculo del techo en la liquidación de las reconciliaciones positivas. No se publica la

información por recurso porque tiene un carácter confidencial. Se observan costos reportados por encima del referente de mercado. Una sobreestimación de los parámetros de costos puede generar rentas en los eventos de reconciliaciones positivas o minimizar la probabilidad de generar en estos eventos con posibles repercusiones en eficiencia productiva. En efecto, las reconciliaciones se cancelan con base en el mínimo entre el costo marginal inferido y el precio de oferta. Si los parámetros de los costos de los combustibles están sobreestimados, el agente recibirá en cada evento de generación por seguridad ingresos que exceden sus verdaderos costos. Por lo anterior, es importante revisar el reporte por cada agente.

Tabla 8. Costos reportados por los agentes para efectos de establecer el techo en la liquidación de las reconciliaciones positivas (USD\$/MBTU)

Combustible	Promedio	Desviación Estándar	Coefficiente de variación	Mínimo	Máximo
GN Ballena - Interior	9,9	5,1	51%	1,0	19,1
GN Ballena - Interior*	8,3	3,6	43%	1,0	11,1
GN Ballena - Costa	8,3	2,9	35%	6,0	14,0
GN Ballena - Costa*	6,7	0,4	6%	6,0	7,2
GN Creciente	11,9	6,2	52%	7,9	23,1
GN Creciente*	8,3	0,2	3%	7,9	8,5
Carbón - Interior	2,9	0,9	32%	2,0	4,1
Carbón - Costa	8,7	2,9	33%	6,4	12,8
Carbón - Costa*	6,6	0,2	2%	6,4	6,9
Fuel Oil	22,7	0,1	1%	22,3	22,9
ACPM - Interior	31,0	1,7	5%	29,2	34,2
ACPM - Costa	37,1	1,8	5%	34,9	39,2
Queroseno	29,2	0,4	1%	28,0	30,1

Fuente: XM a partir de datos de la UPME

A partir de los parámetros de costo de combustible de la UPME se lleva a cabo un ejercicio de comparación entre precios de oferta y costos marginales. El costo marginal de la j – ésima planta con el i – ésimo combustible se calculó a partir de la siguiente ecuación:

$$CMG_{ji} = Precio_i \times Heat Rate_{ij} \times TRM + OyM_i + CERE + FAZNI + Ley99 + CAGC$$

Dónde

- CMG_{ji} costo marginal de la j – ésima planta con el i – ésimo combustible

- Precio precio del i – ésimo combustible
- Heat Rate_{ij} Heat rate de la j – ésima planta con el i – ésimo combustible
- TRM Tasa Representativa del Mercado fuente Banco de la República
- O_yM_i costo de operación y mantenimiento para el i – ésimo combustible
- CERE Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad
- FAZNI aporte para el Fondo de Apoyo a Zonas no Interconectadas
- Ley99 Contribución ambiental establecida en la Ley 99 de 1993
- CAGC Costo unitario del Control Automático de Generación

Las siguientes tablas resumen los resultados del cálculo del costo marginal para las plantas con gas. En el caso de las plantas duales se calculó además, el costo marginal de generación con combustibles líquidos. El cuadro presenta el estimativo del costo marginal, el precio de oferta y el margen absoluto considerando el gas natural y el sustituto.

Tabla 9. Precio de oferta, costo marginal de generación y márgenes por combustible Gas y líquidos. Estimaciones para febrero de 2014

Ubicación	Planta	Precio de oferta	Costo marginal de generación					Margen					
			Gas	Carbón	Fuel	ACPM	Jet	Gas	Carbón	Fuel	ACPM	Jet	
COSTA	PROELECTRICA 1	140	145						-5				
	TEBSA TOTAL	160	131						29				
	FLORES 4	216	126			356			90		-139		
	BARRANQUILLA 3	703	155			491			547		212		
	BARRANQUILLA 4	711	158			491			553		220		
	CANDELARIA 1	1.311	170			446			1.141		865		
	CANDELARIA 2	1.347	170			444			1.177		903		
	CARTAGENA 1	818	181			466			637		351		
	CARTAGENA 2	787	184			461			602		325		
	CARTAGENA 3	826	181			458			645		367		
	FLORES 1	739	132			543			607			196	
INTERIOR	MERILECTRICA 1	564	153						412				
	CENTRO	90	129					543	-39				-453
	DORADA 1	808	148				676	699	660			132	110
	EMCALI 1	435	151			331			284		104		
	SIERRAB	697	119				495		577			202	
	YOPAL 2	37	173						-136				

Fuente: Cálculos propios a partir de información reportada por XM

En un mercado perfectamente competido se espera que el costo marginal iguale al precio de oferta³. Las plantas de los agentes que lograron contratos de suministro de gas en el proceso de comercialización ofertan con márgenes relativamente bajos, estrategia consistente con el referente de competencia perfecta. Este es el caso de Tebsa, Termocentro, Proeléctrica y en menor grado, de Flores 4. No deben sorprender los márgenes negativos entre el precio de oferta y el costo marginal en la medida en que un componente del costo es fijo (contratos de firmeza).

El comportamiento de las demás plantas que no contrataron gas es inconsistente con una estrategia propia de un mercado competido. Como se observa, los márgenes entre el precio de oferta y los costos marginales calculados con los combustibles líquidos son sistemáticamente elevados, con un promedio superior a 30%. Con esta estrategia, las plantas reducen la probabilidad de ser despachadas y de utilizar combustibles líquidos.

Margen porcentual entre el precio de oferta y el costo marginal

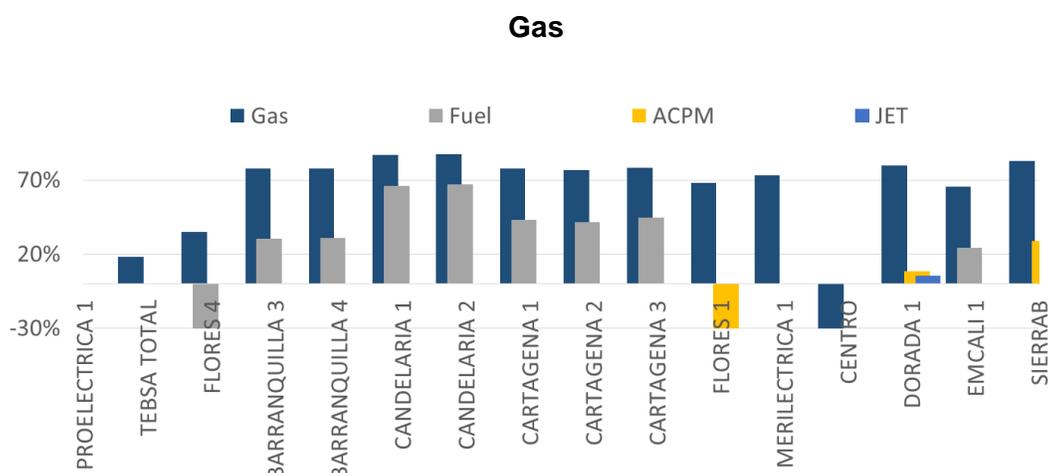


Gráfico No 2

Fuente: Cálculos propios a partir de información reportada por XM

Notas: Se excluyen del gráfico los márgenes de Termoyopal (-366%) porque cuenta con un suministro permanente de gas a muy bajo costo y le conviene mantenerse permanentemente generando a cualquier precio de bolsa. En consecuencia, esta planta oferta al mínimo permitido por la regulación. Se excluyeron los márgenes con generación con líquidos de Termocentro (-506% en la generación con JET) y Flores 4 (-84% en la generación con Fuel Oil 2) porque cuentan con gas y por lo tanto, utilizan este combustible para estructurar sus ofertas.

³ En el mecanismo de formación de precio de bolsa anterior las plantas térmicas argumentaban que debían desviarse en sus ofertas del costo marginal por la incertidumbre en el número de horas que serían despachadas. Períodos de corta duración en despacho implicaban amortizar los costos de arranque y parada en muy pocos kilovatios-hora generados. Este argumento no tiene ninguna validez bajo la regulación actual donde el sistema cubre los costos de arranque y parada independientemente de los ingresos variables por las ventas en bolsa.

Este comportamiento se puede explicar por los inconvenientes en la logística para abastecerse de este combustible, lo que evidencia dificultades en la potencial utilización de las plantas como reserva en períodos de hidrologías críticas. En esta coyuntura, en la formación de precios no solo incide el mayor costo por unidad calórica de los combustibles líquidos sino el gran margen que imprimen los agentes para formar los precios de oferta. En anexo se incluye el comportamiento diario, durante febrero de 2014, de los precios de oferta y costos de generación con distintos combustibles. Exceptuando a Flores y Dorada, los precios de oferta de los generadores térmicos son constantes.

Tabla 10. Precio de oferta, costo marginal de generación y márgenes por combustible
Carbón

Planta	Precio de oferta	Costo marginal	Margen
GUAJIRA 1	151	146	5
GUAJIRA 2	155	146	9
PAIPA 1	112	114	-3
PAIPA 2	111	129	-18
PAIPA 3	109	109	0
PAIPA 4	102	103	-1
TASAJERO 1	138	103	35
ZIPAEMG 2	131	147	-16
ZIPAEMG 3	131	132	-1
ZIPAEMG 4	129	124	5
ZIPAEMG 5	128	117	11

Fuente: Cálculos propios a partir de información reportada por XM

Margen porcentual entre el precio de oferta y el costo marginal
Carbón

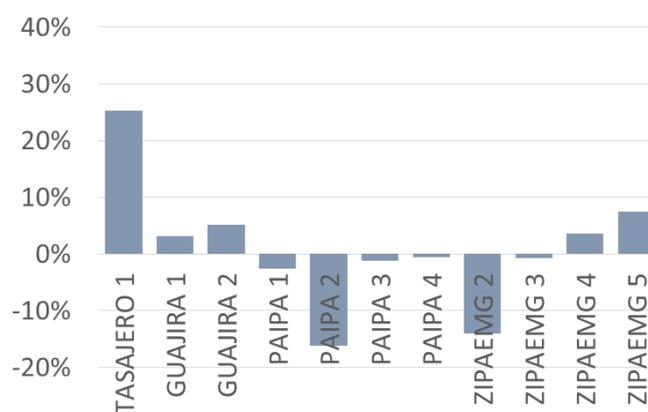
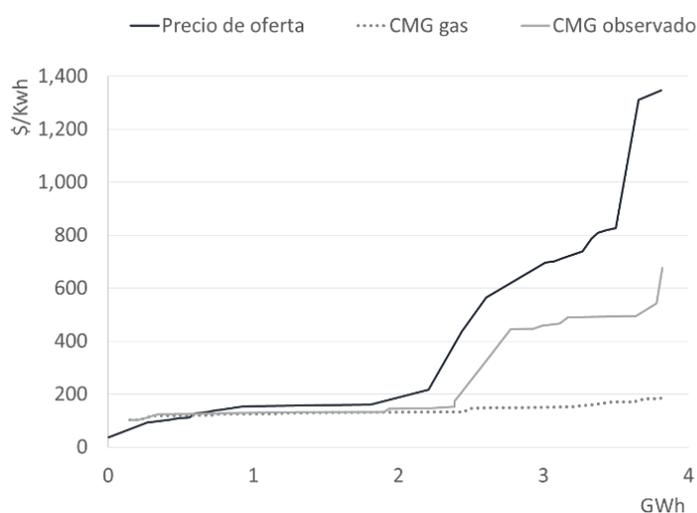


Gráfico No 3

En la tabla 10 se replica el ejercicio para las plantas alimentadas únicamente con carbón. Con excepción de Termotasajero, las estrategias comerciales de las plantas a carbón se acercan al referente de competencia perfecta. De hecho, el precio promedio de oferta para estas plantas se ubicó en \$120/kWh, nivel considerablemente inferior al precio de bolsa. Estas plantas han estado activas en el despacho. Se observan márgenes negativos en plantas donde presumiblemente, el costo de oportunidad efectivo del carbón es inferior al estimado por la UPME.

Se construyeron curvas de oferta de las plantas térmicas bajo distintos supuestos de abastecimiento de combustibles. La curva 'CMG gas' muestra cómo sería la oferta del parque térmico si todas las plantas de gas contaran con contratos de suministro. Como se observa, las plantas térmicas estarían en capacidad de entregar al sistema aproximadamente 4 GWh con precios en un rango entre \$100/kWh y \$200/kWh. Esta función muestra el impacto positivo que tendría sobre el sector eléctrico un incremento sostenido en la capacidad de producción de gas natural.

Función de oferta del parque térmico



Fuente: Cálculos propios a partir de información reportada por XM

Gráfico No 4

La curva 'CMG observado' recoge la situación actual. Se utiliza como referente el gas natural para las térmicas con contratos de suministro, y los líquidos para las que no tienen asegurado su abastecimiento. Como se observa, las plantas térmicas pueden ofrecer al mercado algo más de 2 GWh a precios muy competitivos en el rango de

\$150/kWh. Incrementos de generación por este umbral conllevan un aumento rápido en los costos hasta situarse en cerca de \$400/kWh. Esta función muestra el sobre costo que impone la generación con líquidos. Además, cuando se compara la función de costo marginal con la oferta de precios, se evidencia un crecimiento abrupto en la curva de oferta a partir de 2,2 GWh, que ayuda a explicar los niveles elevados y la inestabilidad en el precio de bolsa.

2.3 Conclusiones

A partir de los ejercicios y análisis presentados en el informe se concluye que:

- El desempeño del mercado de gas incide drásticamente en la formación de precios del mercado eléctrico.
- Las recientes modificaciones regulatorias del mercado de gas (proceso de comercialización de la resolución 089 de 2013, planta de GNL y Gestor del Mercado) están bien encaminadas y pueden ayudar a mejorar el panorama en el mediano plazo.
 - En el corto plazo, se destaca como un factor positivo la reducción en los precios de suministro en boca de pozo y la ampliación del horizonte de contratación.
 - Como factor negativo, solo tres agentes térmicos lograron contratos de gas natural.
- Para mitigar los posibles efectos de un Niño en el periodo 2014 – 2015 es necesario no renovar el contrato de exportación a Venezuela o, si se extiende, pactarlo con firmeza condicionada. Esta es la única herramienta con que se cuenta para gestionar la oferta de gas al sector térmico en el corto plazo.
- Se evidencia la urgencia de monitorear el cumplimiento en el cronograma de la planta de GNL y la puesta en marcha del Gestor para conjurar una crisis de abastecimiento en el mediano plazo.
- Se observa que las plantas térmicas con contratos de gas han participado en el mercado con estrategias consistentes con las esperadas en un mercado competido. Este comportamiento también se observa en las plantas con carbón.

- Las térmicas que no tienen contratos de gas presentan márgenes entre el costo marginal y el precio de oferta muy elevados. Este comportamiento puede estar reflejando una actitud desviada del referente de competencia perfecta o problemas en el abastecimiento de los líquidos.
 - En el primer caso, la estrategia está elevando tanto el nivel como la volatilidad en los precios de bolsa.
 - En el segundo, evidencia problemas en los mecanismos de confiabilidad del sistema eléctrico para superar períodos de hidrologías bajas.

- La SSPD debe consultar con los agentes las diferencias entre los costos reportados para efectos de definir el techo en la liquidación de las reconciliaciones positivas y los referentes de mercado.

2.4 Anexo de Gráficos

