

Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. Retos y perspectivas 2015-2018

Market analysis of natural gas for electricity generation. Challenges and prospects 2015-2018

Angélica Vanessa Aldana Urrea¹, Jorge Mario Grueso Castillo²

¹ Ingeniera Eléctrica, Especialista en Planeamiento Energético, Fundación Universidad Autónoma de Colombia, angelica.aldanau@gmail.com

² Ingeniero Mecánico Magíster en Ingeniería Mecánica, Fundación Universidad Autónoma de Colombia, angelica.aldanau@gmail.com

Fecha de recepción: 15/06/2016 Fecha de aceptación del artículo: 07/12/2016

Resumen

El propósito de esta investigación fue determinar los retos y perspectivas del gas natural para la generación eléctrica 2015-2018. Para tal fin, se desarrolla el análisis de la propuesta regulatoria que pretende modificar el Cargo por Confiabilidad, se estudian los resultados y efectos de su implementación en el país y se analiza el mercado de gas natural en Colombia. De esta manera, se establecen necesidades en el campo del gas natural para la generación en el país y se estima que el proyecto de resolución podría generar impactos negativos en los ingresos de cerca del 42% de las plantas térmicas con las que actualmente cuenta el país, entre las cuales el 30% genera a partir de gas natural. No obstante, se identifican oportunidades para que el país evalúe cual es la mezcla óptima de tecnologías de tal manera que encuentre eficiencia de costos y un mayor nivel de confiabilidad.

Palabras clave

Cargo por Confiabilidad, Generación Eléctrica, Mercado de Gas Natural, Regulación Energética.

Abstract

The purpose of this research was to determine the challenges and prospects of natural gas for electricity generation from 2015 to 2018. To this end, the analysis of the regulatory proposal to amend the Reliability Charge develops, the results and effects of its implementation in the country are studied and the natural gas market in Colombia is analyzed. Thus,

requirements are established in the field of natural gas for generation in the country and it is estimated that the draft resolution could generate negative impacts on revenue of about 42% of thermal plants which currently has the country, among which 30% generated from natural gas. However, opportunities are identified for the country to evaluate what is the optimal mix of technologies so as to find cost efficiency and a higher level of reliability.

Keywords

Electricity Generation, Energy Regulation, Natural Gas Market, Reliability Charge.

1. Introducción

La matriz energética en Colombia está conformada en un 69,6% por generación hidroeléctrica, seguida por la generación a través de centrales térmicas a gas con un 25,26% y centrales térmicas a carbón con un 4,53% [1]. Factores climáticos, económicos, así como la disponibilidad de energéticos afectan el suministro eléctrico en el país. En Colombia el fenómeno de El Niño altera las temporadas invernales con menores lluvias, y las temporadas secas son más acentuadas y evidentes. Ante este panorama se incide en una disponibilidad menor del recurso hídrico que puede generar problemas relacionados con el abastecimiento normal de agua para el consumo humano, industrial, agrícola, ganadero o para la generación de electricidad [2].

Esta situación produce cambios en el mercado relacionados con incrementos en las volatilidades de los precios de la energía eléctrica: tienden a aumentar en las temporadas secas. Y en cuanto a la generación, la expectativa de un déficit de lluvias presiona al alza la demanda de gas natural para generación eléctrica [3].

Uno de los principales objetivos de la economía energética es la confiabilidad en el suministro del servicio [4]. En Colombia este tema cobra importancia a partir del racionamiento energético presentado en el año 1992 a causa del fenómeno de El Niño. Desde ese momento se empiezan a generar mecanismos que garantizaran los incentivos necesarios para aumentar la capacidad instalada en el parque generador del país y así asegurar el abastecimiento de energía a largo plazo.

En el año 2006 la CREG a través de la Resolución 071 de 2006, estableció las reglas que configuran el funcionamiento del esquema del Cargo por Confiabilidad, cuyo objetivo es garantizar el suministro de energía a precios eficientes, cuando se presenta escasez de recursos hídricos en el país [4], [5].

El cargo por confiabilidad representa una remuneración a los generadores por la confiabilidad que aporten al sistema, es decir, es un pago proporcional a la capacidad firme que pueden ofrecer al sistema. Representa un ingreso fijo, independiente de su participación en el mercado mayorista, la estabilización de su flujo de caja y la reducción del riesgo de su inversión. En contraprestación, los generadores deberán aportar confiabilidad al sistema, asegurar la disponibilidad de sus activos y vender la Energía Firme comprometida cuando se presenten condiciones de escasez [6], o en aquellos eventos en los cuales el precio de bolsa supera una tarifa establecida por la CREG (precio de escasez) [7].

Por su parte, mediante la Circular 089 de 2014, la CREG hizo público para comentarios el Documento CREG 077 de 2014, titulado: “Expansión en Generación de Energía Eléctrica y Cargo por Confiabilidad” [8]. En este documento se realiza un diagnóstico con los resultados alcanzados con la aplicación de la Resolución CREG 071 de 2006 [9].

En la actualidad la CREG pone a consulta propuestas regulatorias que tienen como objetivo incentivar la entrada de nuevas plantas de generación y modificar la

Asignación del Cargo por Confiabilidad para plantas existentes. Estos proyectos de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG se hacen públicos a través de la Resolución 109 de 2015 [10]. Allí se analiza con más detalle el tema de asignaciones por subasta y asignaciones administradas a los generadores existentes, tomando en cuenta los comentarios recibidos por parte de los agentes a las propuestas del Documento CREG 077 de 2014 [9].

Ante la incertidumbre en el abastecimiento nacional de gas a precios competitivos para la generación eléctrica, y los efectos que pueda provocar la nueva reglamentación propuesta por la CREG para las plantas térmicas del país, en el presente estudio se realiza un análisis del mercado de gas natural, para la generación eléctrica en el período 2015-2018.

2. Características del sistema eléctrico colombiano

Gracias a su posición geográfica Colombia cuenta con una amplia oferta hídrica. El sector eléctrico colombiano cuenta con una capacidad efectiva de 16.378 MW, de los cuales el 69,6% corresponde a generación hidroeléctrica, seguida por la generación a través de centrales térmicas a gas con un 25,26% y centrales térmicas a carbón con un 4,53%, en promedio para el 2014 [1].

Una característica importante del sistema eléctrico colombiano tiene que ver con su variabilidad hidrológica, atribuida en buena medida por la ocurrencia del Fenómeno de El Niño cada cierto número de años con alguna regularidad (cada 2 a 7 años). El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM, a través de análisis y observaciones basadas en los diferentes modelos de los centros internacionales de predicción climática, como la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA) y el Instituto Internacional de Investigación para el Clima y la Sociedad (IRI), de Estados Unidos, ha venido realizando predicciones de ocurrencia del Fenómeno de El Niño. Según el IDEAM, el actual Niño tiene características para ser el más intenso desde la década de los 50's [11].

Tabla 1. Capacidad Efectiva Promedio Neta

	CAPACIDAD EFECTIVA NETA PROMEDIO (MW)	PARTICIPACIÓN
Hidráulica	11.458,55	70,0%
Térmica	4.823,85	29,4%
Cogenerador	77,20	0,5%
Viento	18,42	0,1%
TOTAL	16.378,02	100,00%

Fuente: Datos XM: Autores

Bajo estas condiciones y ante la alta dependencia hidrológica, el sistema eléctrico colombiano sufre afectaciones sobre el suministro eléctrico del país. Esta situación produce cambios en el mercado asociados con incrementos en las volatilidades de los precios de la energía eléctrica (aumentando en las temporadas secas), incluso, la expectativa de un déficit de lluvias presiona al alza de la demanda de gas natural para generación eléctrica ([11).

2.1. Composición de la generación eléctrica

A Noviembre de 2015 Colombia tiene una Capacidad Efectiva Neta de 16.378 MW. Tabla 1 la presenta desagregada por fuente de generación.

El 29,5% de la Capacidad Efectiva Neta Promedio de las plantas termoeléctricas para el mes de Noviembre se presenta a continuación:

Tabla 2. Capacidad Efectiva Promedio Termoeléctricas

	CAPACIDAD EFECTIVA NETA PROMEDIO (MW)	PARTICIPACIÓN
ACPM	1.247,00	25,86%
Carbón	1.348,40	27,95%
Combustoleo	299,00	6,20%
Gas	1.619,45	33,57%
Jet-A1	46,00	0,95%
Mezcla Gas-Jet-A1	264,00	5,47%
TOTAL	4.823,85	100,00%

Fuente: Datos XM. Elaboración propia

A partir de esta información es posible mencionar que la capacidad instalada en el sector termoeléctrico para Noviembre de 2015, está liderada por las plantas a gas natural con un 33,57%, seguida de las plantas a carbón y ACPM, con un 27,95% y 25,85% respectivamente.

2.2. Generación por tipo de tecnología

En el año 2014, la generación eléctrica promedio fue de 64.327,86 GWh en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), mientras que para el año 2015 alcanza los 65.548,31 GWh, presentando un aumento del 3,5% aprox. con respecto al año anterior. A continuación, se muestra la Figura 1 como representación del parque de generación para los tres últimos meses del 2014 y 2015. A partir de esta información es posible mencionar que durante los meses Septiembre, Octubre y Noviembre de 2015 se aumentó considerablemente en generación termoeléctrica. El aumento más significativo se observa en Noviembre con un crecimiento de 76,2% con respecto al mismo mes del año anterior.

La gráfica muestra que la línea de tendencia es creciente.

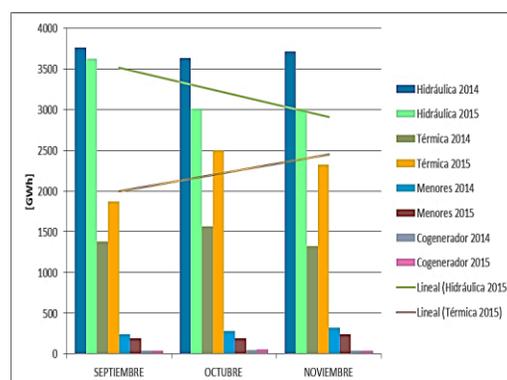


Figura 1. Generación Eléctrica Septiembre, Octubre y Noviembre (2014-2015)

Fuente: Datos XM: Autores

Por su parte, se puede notar que los niveles de generación eléctrica a partir del recurso hídrico disminuyeron en los tres meses descritos durante el año 2015. En particular, es posible establecer que en Noviembre de 2015 se generó 19% menos de lo que se generó en el mismo mes para el 2014, y para los meses de Octubre y Septiembre la disminución alcanza el 17% y 3.8% respectivamente. En este caso, la línea de tendencia muestra una tendencia decreciente.

Tabla 3. Generación Térmica 2015

Generación Térmica 2015 (GWh)	
Enero	1.621,55
Febrero	1.197,94
Marzo	1.523,83
Abril	1.167,68
Mayo	1.613,44
Junio	1.452,58
Julio	1.465,52
Agosto	1.348,74
Septiembre	1.869,21
Octubre	2.503,41
Noviembre	2.322,82

Fuente: Datos XM. Autores

Las gráficas anteriores dan cuenta de la disminución en los niveles de aportes hídricos al SIN y el aumento de actividad en el sector termoeléctrico. En el mismo sentido a continuación se presenta el registro histórico de la generación termoeléctrica para el año 2015.

Se observa que la generación térmica durante el año 2015 estuvo en constante aumento. El aumento más significativo se observa en los meses Enero y Noviembre, en donde se encuentra un aumento del 89% aprox. con respecto al promedio en la generación a partir de combustibles fósiles.

En el registro anual se puede observar que los meses en los cuales se ha presentado un mayor aumento en la generación termoeléctrica son Septiembre, Octubre y Noviembre. Esta relación, con respecto al año anterior se muestra en la Figura 2.

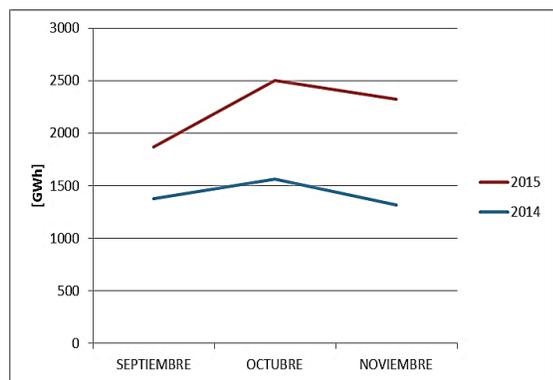


Figura 2. Generación Termoeléctrica -2015

Fuente: Datos XM. Autores

La Figura 2 permite observar el aumento en la generación térmica que se tuvo en el año 2014 con respecto al año 2015 en los meses propuestos. En relación a los periodos de tiempo establecidos se encuentra que para Septiembre el aumento es del 36%, mientras que para Noviembre este valor asciende al 76% con respecto al año anterior.

Tabla 4. Generación Térmica 2015 – Participación combustibles

COMBUSTIBLE	PARTICIPACIÓN
ACPM	4,27%
CARBÓN	30,45%
COMBUSTOLEO	2,10%
GAS	63,03%
QUEROSENE	0,15%

Fuente: Datos XM. Autores

De esta manera, la Tabla 4 presenta la participación de cada combustible en el total de generación termoeléctrica para el año 2015. En año 2015 en promedio, el consumo de gas natural correspondió al 63% del total de combustibles, seguido del carbón con 30%, y del ACPM, Combustóleo y Querosene con un 6,5% aprox.

2.3. Aportes hídricos al Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Con el objetivo de analizar los aportes en energía al SIN, a continuación, se presenta la gráfica que contiene esta información para el período de tiempo comprendido entre Enero y Noviembre de 2014 y 2015. En la Figura 3 se puede apreciar que los aportes hídricos al SIN ascienden conforme inicia el año, hacia el mes de Junio se presenta un pico, y a partir de ahí se puede apreciar un periodo de un bajo nivel de aporte hídrico. Igualmente, se aprecia una tendencia aproximadamente equivalente entre las curvas, sin embargo, a partir de Septiembre de 2015 se evidencia unos aportes 17% inferiores respecto al año anterior. La disminución más drástica se puede notar para Octubre del 2015, en donde la reducción de aportes alcanza un 36% con respecto a Octubre del año anterior.

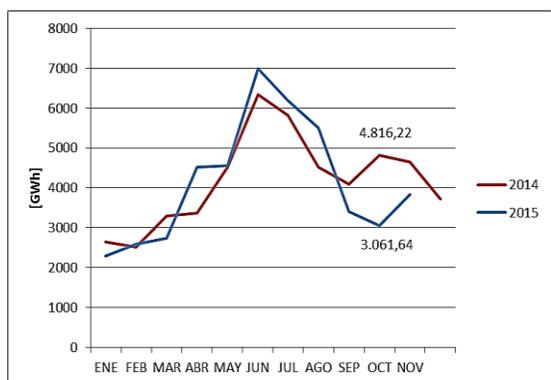


Figura 3. Aportes en Energía al SIN
Fuente: Datos XM. Autores

De igual manera, en la Figura 4 se presenta el Indicador Oceánico Niño (ONI, por sus siglas en inglés¹), construido por el Centro de Predicción Climática de la Administración Nacional del Océano y de la Atmósfera de Estados Unidos (NOAA, por sus siglas en inglés²), para el año 2014 y 2015 respectivamente. En este sentido, y según este índice, el calentamiento del Océano Pacífico Tropical continúa y se intensifica, manteniendo las condiciones de un Fenómeno de El Niño categoría fuerte para el trimestre Octubre, Noviembre y Diciembre de 2015, en donde la temperatura superficial de la región central y oriental del Océano tuvo un valor de 2,5°C por encima del promedio. Esto representa un aumento significativo con respecto al trimestre anterior, el cual presentó una temperatura de 2,0°C por encima del promedio [12].

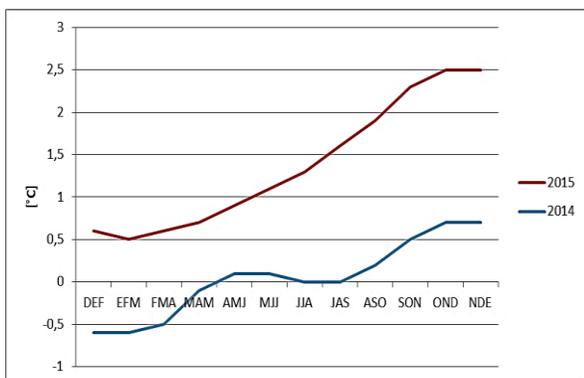


Figura 4. Indicador Oceánico Niño
Fuente: Datos NOAA. Autores

El gráfico presentado permite visualizar las diferencias de temperatura registradas en los dos años mostrados, el nivel máximo para el trimestre Noviembre,

Diciembre y Enero de 2014 asciende a los 0,7°C, mientras para el año 2015 que este valor alcanza los 2,5°C.

De acuerdo a lo anterior, los bajos aportes hídricos presentados en el período de estudio, especialmente desde el mes de Septiembre al mes de Diciembre de 2015, están asociados y coinciden con la intensidad del fenómeno de El Niño en el país.

2.4. Demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica de Colombia durante el año 2014 alcanzó los 5.297,6 GWh, mientras que para el 2015, corte en Noviembre alcanza los 5.441,19 GWh, el crecimiento registrado entre estos dos periodos de tiempo es de 2,7% aprox. La Tabla 5 presenta las proyecciones de demanda de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para el año 2015, la demanda real y la diferencia que se presenta entre estas hasta el mes de Noviembre.

Tabla 5. Proyección y Demanda Energía SIN 2015

	Proyección de Demanda UPME (GWh)	Demanda Energía SIN (GWh)	Diferencia
ENERO	5.538,00	5.309,66	228,34
FEBRERO	5.220,00	5.048,31	171,69
MARZO	5.677,00	5.533,38	143,62
ABRIL	5.523,00	5.278,07	244,93
MAYO	5.700,00	5.622,90	77,10
JUNIO	5.541,00	5.413,01	127,99
JULIO	5.736,00	5.669,28	66,72
AGOSTO	5.721,00	5.691,47	29,53
SEPTIEMBRE	5.671,00	5.701,20	-30,20
OCTUBRE	5.738,00	5.762,73	-24,73
NOVIEMBRE	5.573,00	5.441,19	131,81

Fuente: [32]

La proyección de demanda presentada considera a los grandes consumidores, empresas como Cerromatoso, Cerrejón, Ecopetrol (La Cira-infantas) y OXY, los cuales por su magnitud se pueden llamar “Grandes Consumidores Especiales” (GCE). Lo anterior, debido a que su participación en la demanda total del SIN va en aumento sostenido. El consumo de los GCE muestra un crecimiento mucho más pronunciado respecto al resto de la demanda del SIN [1].

¹ The Oceanic Niño Index

² National Oceanic and Atmospheric Administration

De acuerdo a la Tabla 5, las proyecciones de demanda realizadas por la UPME estuvieron en su mayoría de acuerdo a la demanda que se ha presentado en el transcurso del año. Hasta el mes de Agosto la diferencia resulta ser positiva, indicando así que la demanda proyectada por la entidad estuvo por encima de los valores registrados en el 2015. No obstante, se observa que para los meses Septiembre y Octubre los valores proyectados fueron menores, de ahí que se genera una diferencia negativa de 30,2 y 24,73 respectivamente. Como se logró apreciar anteriormente, estos meses coinciden con los meses en los que se ha registrado aumento considerable en generación termoeléctrica, a su vez generada por la fuerte influencia del Fenómeno de El Niño.

A propósito de lo anterior, la Figura 5 muestra la demanda de energía eléctrica en el SIN para los años 2014 y 2015. En general, se observa un crecimiento de demanda a lo largo del período de tiempo evaluado. El promedio de crecimiento de demanda en estos períodos de tiempo ha sido del 4% aprox. El mínimo registrado fue 2,1% para el mes de Abril, y el máximo de 6,6% para Septiembre.

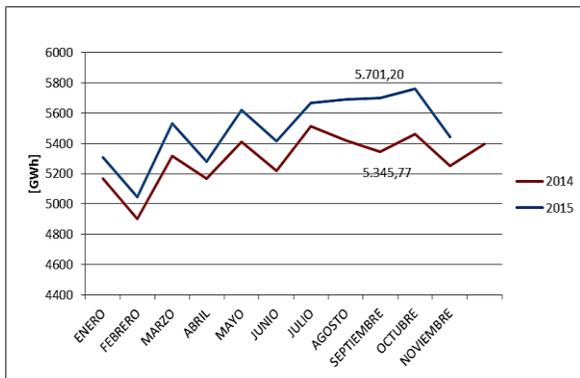


Figura 5. Demanda de Energía al SIN
Fuente: Datos XM. Autores

3. Análisis de la resolución CREG 109 de 2015

Los proyectos de resolución expuestos en el documento CREG 077 de 2015 que pretende adoptar la CREG, se hacen públicos a través de la Resolución 109 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015). Allí se describen las propuestas regulatorias que tienen como objetivo incentivar la entrada de nuevas plantas de generación y modificar la Asignación del Cargo por

Confiability para plantas existentes. De esta manera, a continuación, se hará un análisis de estas propuestas.

3.1. Subastas adicionales para asignación de OE para plantas nuevas

El primer elemento de la propuesta planteada por la CREG para alcanzar los objetivos de confiabilidad en el sistema eléctrico, consiste en la realización de una subasta adicional del Cargo por Confiabilidad. Esta subasta va dirigida a proyectos de generación de costos variables bajos que ya estén listos para iniciar el período de construcción, de tal manera que puedan estar disponibles a mediano plazo [8].

Como uno de los elementos restrictivos para poder participar en las subastas adicionales, la CREG plantea que: “El costo variable de operación de la planta de generación debe ser menor o igual al 80% del precio de escasez”. Sin embargo, los precios ofertados de cerca del 40% de los generadores térmicos considerados en este trabajo, tienen porcentajes desde el 40% hasta el 300% por encima del precio de escasez.

Mediante el mecanismo de subastas del Cargo por Confiabilidad se ha incentivado el desarrollo de 12 nuevas plantas de generación que han venido entrando en operación desde el año 2013 y lo seguirán haciendo hasta el 2018 [8]. Sin embargo, se evidencia que las subastas no son garantía de la entrega de energía por parte del generador al sistema eléctrico. Esto se puede ver más claramente gracias al caso presentado en el año 2015 con algunas plantas de generación térmica, como por ejemplo Termocandelaria, la cual a pesar de haber recibido Asignaciones de OEF en la subasta realizada el 27 y 28 de Diciembre de 2011 [17], con periodo de vigencia inicial el 1 de Diciembre de 2015, se vio obligada a detener la producción de energía en el mes de Octubre. Aún con las implicaciones legales, penalizaciones y consecuencias que puede acarrear el cierre de la planta, la junta directiva asegura que el precio de escasez (precio al cual tienen que vender su energía), no cubre tan siquiera los costos de producir la energía. Así la planta se ve obligada a generar a pérdidas o a cerrar definitivamente.

3.2. Esquema de subastas anuales para asignación administrada

En el actual Cargo por Confiabilidad las opciones de energía firme se asignan entre los generadores por medio de una subasta “de reloj descendente”. Mediante el Artículo 2 del Proyecto de resolución por el cual se modifican las reglas de la asignación administrada por un esquema de subastas anuales y se modifica la subasta de OEF en el Cargo por Confiabilidad, se modifica el artículo 25 de la Resolución CREG 071 de 2006. Este ajuste tiene como objetivo que la asignación de OEF se haga mediante el mecanismo de subasta que será convocada anualmente por la CREG [21]. Esta propuesta se plantea para que anualmente participen plantas nuevas y existentes. Las reglas de la subasta siguen siendo las mismas que se emplean actualmente en las realizadas para el Cargo por Confiabilidad (Resolución 071 de 2006).

Como se mencionó previamente, el Cargo por Confiabilidad ha sido concebido como un pago o remuneración que reciben los generadores por aportar confiabilidad al sistema. Esta remuneración se traduce en un ingreso adicional para el generador, que contribuye a estabilizar los flujos de caja altamente volátiles y a la recuperación de sus costos de inversión (Villareal Navarro & Córdoba de la Rosa, 2008). Sin embargo, las subastas no son garantía de la entrega de energía al sistema eléctrico por parte del generador, pues se requiere no sólo disponer de los activos de generación sino también de considerar aspectos como la disponibilidad y precios de los combustibles.

3.3. Asignación administrada por precios ofertados

En el proyecto de resolución por el cual se establecen subastas adicionales para asignación de OEF en el Cargo por Confiabilidad para plantas nuevas, se presenta la propuesta para modificar las reglas de la asignación administrada por un esquema de asignación por precios ofertados. Esta alternativa propone que la regla de asignación de OEF a la demanda remanente tenga como criterio el promedio de los precios ofertados en bolsa durante el año anterior a la asignación. Las reglas para su implementación son:

“i) Se asigna la demanda remanente a prorrata entre las plantas de generación, que tengan un promedio de precios ofertados menor o igual al promedio del precio de escasez.

ii) La demanda remanente que falte por asignar, después de haber aplicado el paso i., se asignará a prorrata entre las plantas de generación que tengan un promedio de precios ofertados superior al promedio del precio de escasez”

Los costos variables de plantas termoeléctricas incluyen: costos de combustible, administración, operación y mantenimiento, costos de arranque y parada y finalmente, la eficiencia térmica de la planta (Poveda Núñez, 2012). De esta manera, las ofertas de precio que presenten los generadores que participan en el MEM deben reflejar los costos variables de generación y los costos de oportunidad [16]).

A partir de los datos reportados por el operador del mercado eléctrico [19], se presenta la Figura 6 que muestra los precios promedio de oferta correspondientes a 31 generadores térmicos, en el período comprendido entre Enero y Octubre de 2015. En este caso se consideran plantas que generan electricidad a partir de combustibles como gas natural, diésel, carbón, combustóleo y Jet A1.

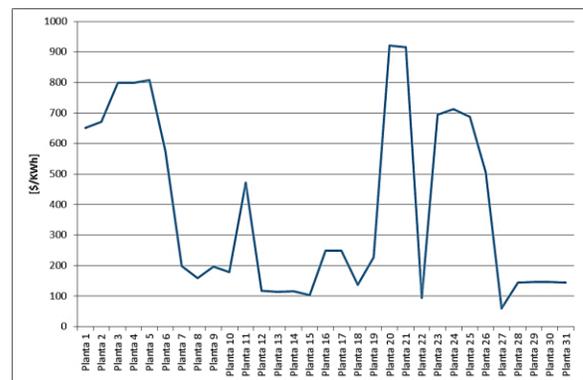


Figura 6. Precios Promedio de Oferta Generadores Térmicos
Fuente: Datos XM. Autores

De este gráfico se puede establecer que existe gran variabilidad en los precios que ofertan los generadores térmicos. Esto tiene una relación directa con el tipo de combustible que se emplea, los combustibles líquidos van a la cabeza con los precios más altos. El máximo registrado es \$920/kWh, y el mínimo es de \$60/kWh. En cuanto los costos de generación sean

más altos, los generadores térmicos resultan ser los menos competitivos del mercado y en contraste, la generación hidroeléctrica resulta ser la más competitiva.

El precio de escasez y precio de bolsa registrados para el periodo comprendido entre Enero y Octubre de 2015 se presenta en la Figura 7. Allí se evidencia que en promedio el precio de escasez se sitúa cerca de los \$335/kWh y su variabilidad es baja.

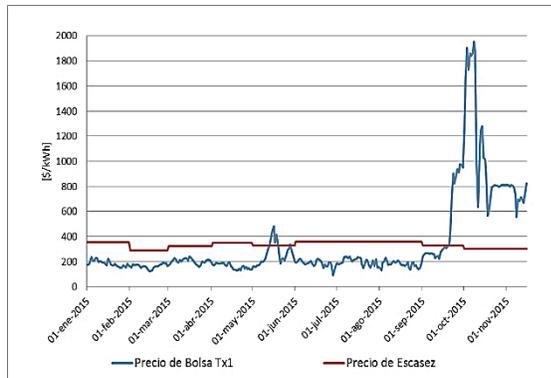


Figura 7. Precio de bolsa vs precio de escasez
Fuente: Datos XM. Elaboración propia

Según la Figura 7, en los primeros meses del año (Hasta Septiembre), se observa que el precio de bolsa se mantuvo relativamente estable, presentando un mínimo de \$92/kWh y un máximo de \$447/kWh. Sin embargo, a partir de Septiembre el Precio de Bolsa se ha disparado vertiginosamente hasta alcanzar casi los \$2.000/kWh. Este abrupto incremento está acorde con el IDEAM, quien advirtió que el Fenómeno de El Niño se intensificaría a partir de Octubre, en consecuencia elevaron su categoría a “fuerte”.

De esta manera es posible observar los grandes impactos sobre los precios de bolsa tras la ocurrencia del Fenómeno de El Niño, en este caso el incremento de Junio a Octubre ha sido casi del 200% debido a una baja disponibilidad de agua.

Adicionalmente se observa un gran desfase del precio de bolsa con respecto al precio de escasez, valor al cual se remunerar las OEF.

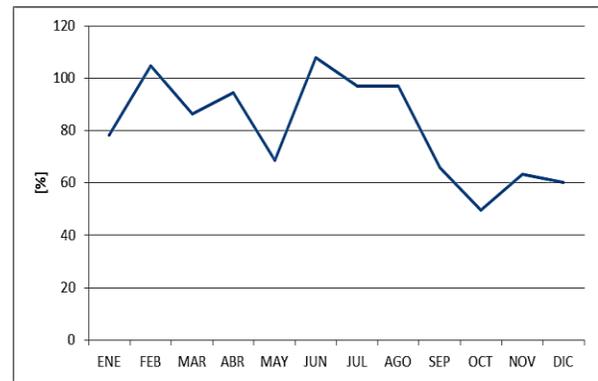


Figura 8. Aportes Hídricos al SIN
Fuente: Datos XM. Autores

El comportamiento del precio de bolsa de energía en época del Fenómeno de El Niño se explica en gran medida por el hecho de que es necesario cuidar el agua embalsada (Octubre y Noviembre de 2015 según XM, con un nivel alrededor del 57%), y bajo esta visión las generadoras térmicas se ven obligadas a generar naturalmente a costos superiores a las hidroeléctricas y aún más cuando se trata de combustibles líquidos.

Los aportes hídricos para el 2015 tuvieron una variabilidad relacionada con las transiciones entre las temporadas secas del año y las temporadas húmedas en el territorio nacional. La Figura 8 muestra claramente el inicio del Fenómeno de El Niño (mes de Junio), igualmente, se puede ver la concordancia con las estimaciones del IDEAM (categoría “fuerte”) en el mes de Octubre. Finalmente, se observa que los aportes hídricos disminuyen en gran proporción, para Octubre se tiene un 49,45% de aportes.

De las 31 plantas evaluadas bajo las condiciones actuales, se estima que aproximadamente el 42% de las plantas térmicas no podrían participar de las asignaciones del Cargo por Confiabilidad, debido a que sus precios de oferta superan al precio de escasez. Esta situación es mucho más visible en época de ocurrencia del Fenómeno de El Niño, lo cual representa aproximadamente 1.902 MW de capacidad instalada por fuera del SIN.

4. Mirada hacia los resultados y efectos de la implementación del Cargo por Confiabilidad

Según [13], dentro las conclusiones del Plan de Generación 2010-2025, se encuentra que en el corto plazo no se ven requerimientos de generación adicionales a los proyectos resultantes de la subasta del Cargo por Confiabilidad. Esto indica que las estimaciones de suministro para el futuro en Colombia están garantizadas y el país se podrá suplir sin problema durante esos los años venideros. En contraparte y según FEDESARROLLO. Centro de Investigación Económica y Social [13] y ICEE-UPME [14], el SIN abarca el 34% del territorio nacional donde habita el 96% de la población, con una cobertura de 95,54%. Sin embargo, existen departamentos como Guajira con cobertura rural de 45,10% y Vichada con cobertura rural de 25,21%, los cuales no cuentan con suministro de energía eléctrica.

Según Comisión de Regulación de Energía y Gas [16] y Expertos en Mercados – XM [17], los resultados obtenidos gracias a la implementación del Cargo por Confiabilidad en términos de potencia instalada, son:

- Sogamoso (800 MW, Hidroeléctrica)
- San Miguel (42 MW, Hidroeléctrica)
- Carlos Lleras (78 MW, Hidroeléctrica)
- Porvenir II (352 MW, Hidroeléctrica)
- Pescadero-Ituango (1.200 MW, Hidroeléctrica)
- Ambeima (45 MW, Hidroeléctrica)
- Cucuana (60 MW, Hidroeléctrica)
- El Quimbo (400 MW, Hidroeléctrica)
- Termocol (202 MW, Termoeléctrica)
- Termonorte (88 MW, Termoeléctrica)
- Gecelca 3 (150 MW, Termoeléctrica)
- Gecelca (250 MW, Termoeléctrica)
- Termotasajero II (160 MW, Termoeléctrica)
- Amoyá (78 MW, Hidroeléctrica)

Como se puede observar, y como se describe en Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Expertos en Mercado [18], la participación de la capacidad instalada de generación hidráulica se incrementa. Según la Ley 1715 de 2014 y FEDESARROLLO. Centro de

Investigación Económica y Social [14], es importante diversificar las fuentes de generación eléctrica en Colombia a fin de evitar un aumento significativo en emisiones de GEI a 2025 (aumento del 100%). Adicional a esto, también es necesario reducir la vulnerabilidad del sistema ante posibles efectos del cambio climático. En contraste, el aumento de la capacidad instalada en el país tampoco puede estar basado en generación térmica a gas por los posibles problemas de abastecimiento en el futuro, ni en generación térmica basada en el carbón por los costos ambientales que ello significaría.

4.1. Fenómeno de El Niño 2015-2016 y el Cargo por Confiabilidad

El Fenómeno de El Niño por el que actualmente atraviesa el país resulta ser un buen punto de partida para evaluar el desempeño que ha tenido el Cargo por Confiabilidad en sus nueve años de operación en el sector eléctrico colombiano. El inicio de la temporada seca en el país tuvo lugar en el trimestre Febrero-Marzo-Abril. Entre los aspectos que se considera deben ser evaluados dada su importancia, se encuentran el precio de la energía en bolsa y la confiabilidad del sistema eléctrico (disponibilidad de energía eléctrica a precios eficientes en condiciones hidrológicas críticas).

Con el objeto de evaluar el comportamiento del precio en bolsa de la energía, se toma en cuenta los datos reportados por XM. En promedio, durante el trimestre Febrero-Marzo - Abril, se registró un precio de bolsa promedio de \$177/kWh, mientras que el trimestre Mayo, Junio, Julio registro un valor de \$217/kWh. Igualmente se ha observado que el trimestre Agosto, Septiembre y Octubre presentó un precio de bolsa promedio de \$583/kWh. En particular, en el mes de Octubre se ha llegado a registrar un precio de bolsa promedio de \$1.106/kWh y un máximo de \$1.942/kWh.

El porcentaje de variación del precio de bolsa se presenta en la Figura 9. , a partir de ahí es posible notar que durante el año los precios de bolsa han presentado variaciones hasta del orden del 50%. Las mayores variaciones se presentan a partir de finales de Junio.

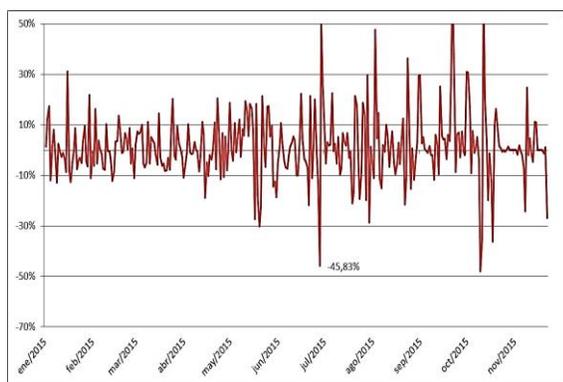


Figura 9. Variación porcentual del precio de bolsa
Fuente: Datos XM. Autores

Estos incrementos en el precio de bolsa tienen lugar ya que en el escenario de baja hidrología es necesario generar electricidad a través de tecnologías más costosas como las generadoras térmicas y proteger o reservar el agua embalsada. De esta manera, los comercializadores que deben transar energía eléctrica en la bolsa, deben someterse a la volatilidad de precios que se presente en la bolsa. El efecto de estas alzas es sentido por el usuario final, el cual deberá asumir aumentos en las tarifas de suministro.

Las condiciones climáticas por las que está atravesando el país han obligado a que los agentes térmicos salgan al mercado a generar más energía de la que históricamente ha aportado. Según el Informe Consolidado del Mercado - Octubre de 2015, la generación térmica que aporta al SIN ha incrementado un 63,3% para Octubre de 2015 con respecto al año anterior.

Los aportes de generación térmica para Octubre de 2014 fueron del orden del 28,3%, mientras que para Octubre del siguiente año los aportes ascendieron a 43,5%. Contrario a esto, la generación hidráulica tuvo una disminución de 65,7% a 52,2% para el 2015 (Expertos en Mercados - XM, 2015).

Es de resaltar que el precio de escasez para el 2015 se mantuvo en un promedio de \$335/kWh y su variabilidad es baja. Sin embargo, se presenta un desfase importante entre el precio de escasez (base para remunerar a los generadores por su OEF) y el precio de bolsa, que ha venido aumentando constantemente durante el año.

Las generadoras térmicas están siendo llamadas a generar a máxima capacidad. Sin embargo, han despachado a \$335/kWh cuando producir cuesta tres veces ese valor debido a los altos costos de combustibles líquidos y la escasez de gas [20]. Mantener una alta producción de electricidad bajo estas condiciones, se hace inviable financieramente. De esta manera las compañías prefieren dejar de producir energía y pagar las multas a que haya lugar antes que seguir generando a pérdida.

De otra parte, el Ministerio de Minas y Energía ha autorizado aumentos a la tarifa de energía bajo la premisa de que los impactos de la sequía se extenderán hasta comienzos del 2016. Para diciembre de 2015 la demanda debió asumir un incremento en la tarifa de \$6,73/kWh a fin de aliviar en parte los costos totales de las plantas térmicas que se han declarado riesgo de inviabilidad financiera. De esta manera plantean que estas plantas pueden seguir operando durante el período del Fenómeno del Niño para garantizar el derecho a los ciudadanos a contar con energía eléctrica [21].

Frente a esta situación surge una controversia en torno a la operatividad del esquema del Cargo por confiabilidad, pues se trata de una tarifa que los usuarios vienen pagando con el objetivo de garantizar la operación de las plantas de generación térmica durante las condiciones de escasa hidrología, y aunque a la fecha se han recolectado más de 14 billones de pesos, el Gobierno aprueba un nuevo cobro por 1,3 billones de pesos en las facturas.

Sin embargo, entidades como la Asociación Nacional de Empresas Generadoras ANDEG, tienen su propia explicación a la situación de crisis por la que está atravesando el país: aseguran que las pérdidas que han presentado las generadoras térmicas, y en particular Termocandelaria ascienden a los 80.000 millones de pesos, más de lo que reciben en un año por Cargo de Confiabilidad, que es del orden de 60.000 millones de pesos. Lo anterior da lugar al interrogante de si en realidad las medidas adoptadas por el gobierno no son un rescate financiero, sino resultan ser un ajuste del Cargo por Confiabilidad, ya que aseguran que el monto que se recibe por concepto de este cargo, actualmente no alcanza a cubrir los costos fijos de las plantas [22].

En el mismo sentido, en el esquema actual del Cargo por Confiabilidad el período de garantía de ingresos para los generadores con OEF es de máximo 20 años. Esto indica que los mecanismos de control no han sido lo suficientemente eficientes, pues no se garantiza que los cargos recibidos por los agentes generadores son empleados para responder a las necesidades de electricidad en temporadas de baja hidrología.

De esta manera el sector eléctrico y las políticas de regulación atraviesan por una crisis de credibilidad, ya que el esquema de Cargo por Confiabilidad sobre el cual se ha construido la estrategia para la expansión y confiabilidad del sector eléctrico ha demostrado tener dificultades en sus compromisos de confiabilidad.

5. Mercado de Gas Natural en Colombia

Según la Ley 142 de 1994, la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos domiciliarios esenciales. En este sentido y para garantizar el abastecimiento de gas natural, el gobierno nacional cuenta con el Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural (actualizado a Marzo 2015), el cual es formulado por la UPME. A continuación, se presenta el análisis del mercado de gas natural en el país, para el corto y mediano plazo basado en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural y en las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018.

5.1. Oferta de Gas Natural

La UPME en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural 2015, proyecta tres escenarios de oferta. Para esta proyección se toman en cuenta la declaración de producción, inclusión de las reservas probables y las reservas posibles.

La UPME estima que el máximo volumen de producción se alcanzará en los meses de Enero de 2015 y Enero de 2016, con 1.380 GBTUD (Giga BTU-British Thermal Unit- por día) y 1.375 GBTUD respectivamente. Adicionalmente, se espera un comportamiento conforme a la declinación normal de los campos productores, alcanzando los 1.116 GBTUD al final del período de análisis. En promedio se espera una producción mensual de 1.200 GBTUD.

Sin embargo, y según Concentra [25], en Enero de 2015 la producción real de gas natural aumentó 6% con relación al mes anterior, alcanzando un valor de 1.156,56 GBTUD. Esto indica que la producción real en este mes se presentó con una disminución del 16% con respecto a lo planteado por la UPME en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural. La Tabla 6, presenta la producción real de gas natural para el año 2015.

Tabla 6. Producción real gas natural 2015

	Producción real [GBTUD]
Enero	1.156,56
Febrero	1.169,29
Marzo	1.145,69
Abril	1.117,15
Mayo	1.128,72
Junio	1.120,20
Julio	1.062,92
Agosto	1.060,43
Septiembre	1.081,11
Octubre	1.118,56
Noviembre	1.087,24

Fuente: [25]

Como se observa, para todos los meses del año se registró una producción real inferior a los 1.200 GBTUD que estimó la UPME inicialmente. En el mes de Noviembre de 2015 la producción real de gas natural en Colombia fue de 1.087 GBTUD, lo que representa una caída de 2% con relación al mes anterior. Cabe resaltar que a partir de Julio de 2015 las exportaciones de gas natural fueron suspendidas.

Dentro de los escenarios de oferta se incluye el escenario bajo, medio y alto. El escenario bajo corresponde al volumen declarado por los productores de gas natural en el año 2014. En el escenario medio, además de tener incluido el escenario bajo, se incluye la capacidad de la producción de la planta de regasificación de Cartagena (400 MPCD- Millones de pies cúbicos por día³) a partir de Enero de 2017, asumiendo además que esta planta tendrá capacidad no sólo para abastecer la demanda termoeléctrica de la Costa Atlántica, también podrá abastecer los requerimientos de otros sectores. Se considera que este escenario tiene la menor incertidumbre, ya que las reservas probadas

³ Equivalente a 411 GBTU Aprox.

tienen una probabilidad del 90% de ser extraídas. Finalmente, el escenario alto responde a la combinatoria entre el escenario medio y el aporte potencial derivado de la extracción de reservas probables y posibles [32].

Es de resaltar que adicional a la oferta nacional, en el año 2013 y debido al déficit en balance oferta demanda que se venía proyectando en el pasado, se toma la decisión de incluir en el sistema una nueva planta de regasificación, con una capacidad de 400 MPCD y capacidad de almacenamiento de 155 mil m³ de GN. Esta planta se encuentra ubicada en la ciudad de Cartagena y se busca que provea de gas natural importado a la mayoría de las plantas térmicas ubicadas en la región Caribe. El propósito es que esta planta haga parte de la oferta en los escenarios planteados a partir de enero de 2017.

5.2. Demanda de Gas Natural

La proyección de demanda para establecer las necesidades de gas natural del SIN en el sector termoeléctrico, se realiza a través de la simulación de tres escenarios: el escenario alto, medio y bajo. Entre los aspectos a incluir para el desarrollo de las simulaciones se encuentra: expansión en generación definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, la evolución de las restricciones eléctricas y revisión de la demanda eléctrica a Julio de 2014.

A partir del análisis de los tres escenarios, es posible establecer que la demanda de gas natural para el sector termoeléctrico irá en aumento en los años 2014 – 2028. Adicionalmente, se observan picos de consumo en el año 2015, debido a la baja hidrología que se ha previsto. Finalmente, en el 2019 se puede ver una fuerte caída en el consumo de gas natural para la generación eléctrica, debido a la entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos y la nueva entrada en servicio del corredor de 500 kV Cerromatoso – Chinú – Copey (Departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Magdalena y Cesar.), que disminuye de manera significativa la generación de seguridad en el área Caribe [32].

5.3. Consumo mensual generación termoeléctrica

Según Concentra [25], en Noviembre de 2015 se presentó una generación eléctrica promedio de 181 GWh, de los cuales el 43% correspondieron a generación térmica. De ésta, se generaron en promedio 42 GWh con gas natural (55%) y de la generación eléctrica total un 23%. Por su parte, el consumo promedio de gas natural para el mismo mes fue de 327 GBTUD, cayendo un 8% con respecto al mes anterior.

Tabla 7. Consumo mensual gas natural 2015

	Consumo mensual [GBTUD]
Enero	307,30
Febrero	274,18
Marzo	273,30
Abril	226,60
Mayo	304,00
Junio	275,00
Julio	280,00
Agosto	240,00
Septiembre	341,00
Octubre	348,00
Noviembre	327,00

Fuente: [25]

La Tabla 7 presenta el consumo de gas natural mensual para el año 2015. El valor promedio se acerca a los 290.5 GBTUD.

De acuerdo a la información presentada, y con base a las proyecciones de demanda para el sector termoeléctrico, es posible establecer que en la actualidad el comportamiento de la demanda de gas natural en el sector se aproxima a las estimaciones realizadas por la UPME, específicamente al escenario de demanda bajo.

5.4. Balance de Gas Natural

En los ítems anteriores se presentaron los distintos escenarios de oferta y demanda. A partir del contraste entre ellas se obtienen señales de alerta que permiten una detección temprana de estados que puedan alterar el equilibrio oferta demanda. A continuación, se presenta el contraste realizado por la UPME, basado en los distintos escenarios oferta demanda a fin de

determinar la situación futura de abastecimiento de gas natural en el país.

De acuerdo al análisis realizado en el Balance de gas natural, es posible mencionar que en el escenario bajo de oferta y frente a cualquier escenario de demanda, se logra el abastecimiento de gas natural hasta enero de 2018. En la ocurrencia del escenario medio de oferta que contempla el escenario bajo más planta de regasificación, y medio de demanda, el abastecimiento se mantiene hasta el 2022. Finalmente, en el escenario alto de oferta no se presenta desabastecimiento o déficit en la atención de la demanda frente a ningún escenario de demanda.

Es de destacar que, ante el escenario de oferta baja, y considerando el ingreso de las reservas probables y posibles, se mantendría el abastecimiento de gas natural hasta 2020, con un pequeño déficit a finales de 2018 y comienzos de 2019.

Ahora, teniendo en cuenta que los escenarios medios en oferta y demanda son los de mayor probabilidad de ocurrencia, se identifica la necesidad de que la planta de regasificación entre en la fecha definida (Enero de 2017). En tal caso de no disponerse de esta planta y de presentarse simultáneamente el escenario medio de oferta, a finales del año 2017 el país se vería seriamente enfrentado a desabastecimiento de gas natural [32].

De otra parte, si bien la nueva planta de regasificación está planteada para atender los requerimientos del sector térmico, se considera que tendrán que establecer medidas regulatorias que faciliten el abastecimiento de parte de la demanda nacional no térmica.

5.5. Cobertura de Gas Natural para el sector termoeléctrico

Las condiciones climatológicas por las que está atravesando el país (Fenómeno de El Niño extendido hasta el año 2016), hacen que resulte de una gran importancia determinar los requerimientos de consumo de gas natural para generación termoeléctrica en el período comprendido entre Diciembre de 2015 y Junio de 2016. Por esta razón a continuación se presentan los resultados de estas estimaciones, según Concentra [25].

En cuanto a la contratación de gas natural para el respaldo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad ENFICC, se encontró que en el periodo Diciembre 2015 a Junio 2016, las cantidades promedio de gas natural declaradas por las generadoras para soportar el ENFICC son de 312 GBTUD, y para el periodo comprendido entre Diciembre 2015 y Noviembre de 2016 son de 310 GBTUD.

Las proyecciones de demanda estimadas por XM indican que para el periodo Diciembre 2015 a Junio 2016, el sector termoeléctrico tendrá un requerimiento promedio de gas natural de 581 GBTUD. En esta estimación se incluye la totalidad de las plantas que están en condiciones de generar con gas natural.

En la siguiente gráfica se presenta los requerimientos de gas natural y la contratación de gas natural para el respaldo de la ENFICC. Según se muestra, este cubrimiento oscilaría entre el 52% y el 55% aprox.

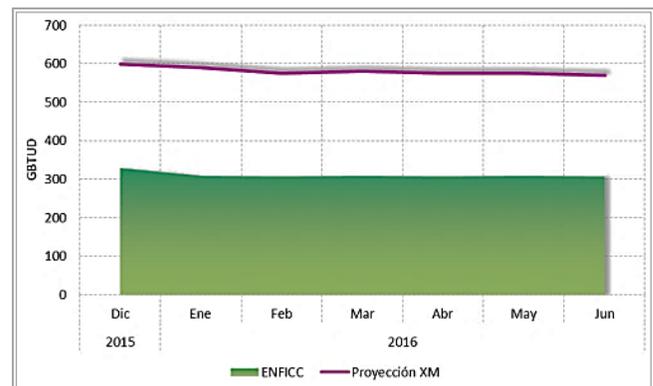


Figura 10. Cobertura Proyecciones Demanda XM
Fuente: [25]

De esta información se puede concluir que aunque las térmicas recurran a los mercados minorista y secundario de gas natural, no se podrá cubrir el faltante de 46% que existe para el sector termoeléctrico. Ante este escenario no queda más remedio que seguir empleando los combustibles líquidos para suplir las necesidades energéticas del país.

A propósito de lo anterior, durante el año 2015, las plantas de generación termoeléctrica consumieron en promedio 43 GBTUD de combustibles líquidos, lo que representa un 9% del consumo total. Sin

embargo, durante Octubre y Noviembre de 2015 el consumo de combustibles líquidos presentó un aumento significativo alcanzando 180 GBTUD en promedio, lo que representa una participación de 25% en el total del consumo de combustibles por parte de las termoeléctricas. Si la tendencia sigue su curso, se podría esperar que durante el 2016 continúe el aumento en el consumo de combustibles líquidos.

5.6. Proyección de precios de Gas Natural

Los mercados internacionales de gas natural han presentado caídas importantes desde hace varios meses, la Figura 11 muestra el comportamiento del mercado global de este combustible. A partir de allí es posible observar que desde el año 2014 los precios han caído de manera sostenida, el precio máximo registrado alcanza los USD6,13 MBTU en Junio de 2014, mientras que el mínimo se posiciona en USD1,66 MBTU para Enero de 2016.



Figura 11. Precios mercado global gas natural
Fuente: [27].

De igual manera, las grandes inversiones encaminadas a la producción y exportación de gas natural licuado a todo el mundo, han motivado que este mercado no se quede atrás en la tendencia bajista. Por ejemplo, en el mercado Asiático los precios han caído a sus mínimos históricos este año, la Figura 12 muestra el comportamiento del precio spot promedio semanal del gas natural licuado en el mercado Asiático.

El precio spot del gas natural licuado en Asia continúa su tendencia bajista motivada principalmente por la presión de los nuevos suministros de Australia y los Estados Unidos y adicionalmente, la débil demanda observada por parte de compradores tradicionales [28].

Se observa que el precio mínimo registrado hasta Marzo de 2016 está por debajo de los USD4,5 MBTU.

Para el caso de los Estados Unidos, en el próximo par de años un total de diez proyectos de gas natural licuado probablemente sean aprobados, se espera que nueve de ellos empiecen a funcionar en los siguientes cuatro años [29]. El primer proyecto exportador de Gas Natural Licuado dio inicio a sus operaciones en Febrero de este año.

El inicio de la operación de estos proyectos agregará oferta a un mercado global actualmente excedentario, poniendo más presión hacia abajo a los precios y estimulando cambios a las estructuras de los contratos alrededor del mundo. Hoy por hoy, las condiciones del mercado favorecen a los compradores quienes ahora optan por contratos a plazos más cortos y, además, tienen la posibilidad de comprar a precios vinculados al petróleo o por ejemplo, basados en el gas europeo. A futuro se espera que los precios de gas natural licuado se desvinculen cada vez más de la indexación al petróleo [30].

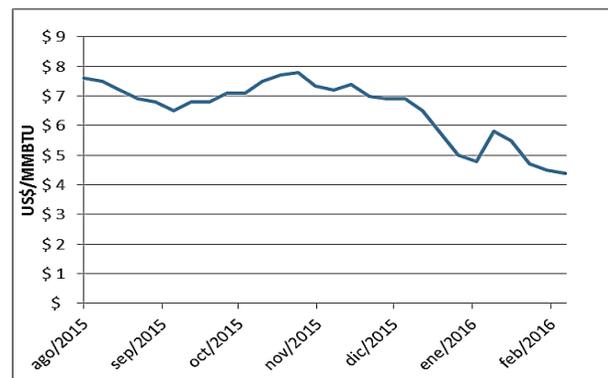


Figura 12. Precio spot promedio semanal para las entregas de GNL en los mercados Asiáticos
Fuente: [31]

Ante este panorama excedentario de oferta de gas, las preocupaciones sobre una posible escasez se habrían disipado al menos en el corto plazo, y aún más para los países latinoamericanos que importan gas natural licuado como Argentina, Brasil, Chile, México, Puerto Rico y República Dominicana [31], y según se espera para 2017, Colombia.

Por su parte, el mercado colombiano no sigue la tendencia global del mercado del gas natural (a la baja), pues no es homogéneo y tiene su propia

dinámica al interior del país, se encuentra segmentado en dos regiones diferenciadas: La Costa Caribe y el interior.

En el año 2013 la CREG a través de la Resolución 089 de 2013, estableció el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y el transporte del gas natural que se realicen en el mercado primario y secundario. De esta manera, y luego de la entrada en vigencia de esta normativa, en Colombia el precio del gas natural para los diferentes sectores de consumo se define por el mecanismo de contratos bilaterales [32].

En Colombia el nuevo responsable de recopilar, centralizar y hacer pública la información transaccional y operativa del sector del gas natural es el Gestor del Mercado. En Noviembre de 2015, a los once meses de estar operando en el sector, el Gestor del Mercado presentó el primer Informe de Contratación del Proceso de Comercialización de gas natural. Este documento dio a conocer que los precios a los que se compró este combustible en la Costa se ubicaron por encima del promedio ponderado del mercado al interior del país [33]. Los contratos de suministro de gas en firme con plazo de un año y menos de un año celebrados en la Guajira, se negociaron en precios promedios de USD 6,17 MBTU y USD 10,7 MBTU. Por su parte, el gas de Cipuagua se vendió a USD 4,35 MBTU y el de Cusiana se vendió en USD 3,34 y USD 3,31 MBTU para los contratos de suministro de gas en firme con plazo de un año y menos de un año. En contraste, cifras del sector indican que el precio promedio del gas natural en el mercado global para el año 2015 fue de USD 2,63 MBTU [34].

En concordancia con lo anterior, se encuentra que en la región costera del país el gas natural es un 38% a 69% aproximadamente más costoso que en el interior del país, lo que ha desatado reacciones de rechazo en la costa por parte de todos los sectores involucrados, los cuales deben pagar estos precios para acceder al combustible.

No es comprensible que sea precisamente la región costera la que deba pagar los precios más altos por el suministro de gas natural, cuando es ella una de las zonas productoras más importantes del país, campos Chuchupa y Ballena en la Guajira. En respuesta a esta situación, el gobierno nacional mediante la Resolución

085 de 2015 ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende modificar el Artículo 16 y el Anexo 4 de la Resolución 089 de 2013, a fin de modificar la fórmula que actualiza los precios del combustible en los contratos de largo plazo a partir del segundo año, ya que para el primer año los agentes fijan el precio en un acuerdo bilateral [35].

La definición de la fórmula que reemplazaría la ecuación establecida en la Resolución 089 de 2013 ha venido siendo objeto de varias modificaciones y aplazamientos desde el año 2014, luego de que se encendieran las alertas por un posible aumento de 25% en las tarifas de los contratos de la Costa [36]. La modificación buscada es la tercera que se realiza desde que entró en vigencia la resolución mencionada. Luego de varios intentos fallidos, en los que productores y compradores no llegan a un acuerdo, la CREG emitió el 30 de Septiembre de 2015 la Circular 113 a través de la cual establece el precio de los contratos de suministro de gas con duración mayor a un año, varíe en un rango que esté entre la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por el DANE y la variación del Índice de Precios al Productor (IPP) de los Estados Unidos publicado por el Bureau of Labor Statistics (CREG, 2015).

Pasados los tres primeros meses de aplicación de la fórmula de actualización, a los industriales de la Costa Caribe se les incrementó la tarifa en un 3,8% en lugar de un 25% que era lo que correspondía. Sin embargo, ahora que la inflación se encuentra en una tendencia alcista y los precios del crudo se han reducido sustancialmente, los industriales solicitan al Gobierno Nacional la inclusión del WTI como referente de la indexación en los precios del gas natural (Asociación Colombiana de Petróleo - ACP, 2015).

5.7. Entrada en funcionamiento de la planta de regasificación de Cartagena

Con relación a la entrada en funcionamiento de la planta de regasificación, autoridades del Ministerio de Minas y Energía manifiestan que a la fecha aún es incierto el nivel de precios que tenga el gas natural licuado en el país con la entrada en funcionamiento de la planta de regasificación. Situación que resulta preocupante, ya que, aunque para Colombia resultará

beneficiosa la entrada en funcionamiento de esta planta (menguará la situación de déficit de oferta), al no crecer la oferta local se prevé que quienes usen este gas pagarán un precio mayor.

El precio del gas natural licuado estará dado por el precio al cual se compre el gas licuado más el costo del transporte y regasificación. El transporte marítimo es uno de los ítems de mayor valor dependiendo de la ubicación de la fuente de producción y el destino del producto [39]. De acuerdo a esto, se deben adicionar costos de infraestructura y adecuación de transporte para el consumo interno del país.

Actualmente, los contratos de gas licuado están indexados a los índices asiáticos, europeos y africanos debido a que en estos puntos es donde se está transando el gas. En el escenario para Colombia en el cual por ejemplo se importe el combustible desde Asia, los costos finales para los consumidores se proyectan a ser más altos de lo que se paga actualmente por el suministro local.

6. Perspectivas del Gas Natural para la generación eléctrica 2015-2018

En relación a la información encontrada mediante el desarrollo de este trabajo y al Balance de gas natural elaborado por la UPME, es posible mencionar que si bien el balance prevé un panorama crítico en el que se presenta déficit de abastecimiento de gas natural hacia el inicio del 2018 (escenario bajo de oferta y frente a cualquier escenario de demanda), el análisis aquí realizado demuestra que para el período comprendido entre Diciembre 2015 y Junio 2016, ya se estima desatención de la demanda de 46% en el sector termoeléctrico.

Aunque se espera que el período de Fenómeno de El Niño en el país finalice en el mes de Junio, la demanda del sector termoeléctrico para soportar la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad en el segundo semestre del año, se mantiene aproximadamente en el mismo nivel que se ha previsto para el primer semestre. Lo anterior ya que algunas plantas han cambiado el gas natural por combustibles líquidos, pero ello no implica una disminución de los consumos debido a que algunas de estas plantas cuentan con contratos vigentes y mantendrán sus consumos en la medida en que el mercado les permita el acceso a este combustible.

A mediano plazo, y según la proyección de oferta realizada por la UPME, el contexto de mayor probabilidad de ocurrencia (90%), corresponde al escenario en el cual se incluye la capacidad de producción de la planta de regasificación de Cartagena a partir de Enero de 2017, para suplir el déficit de oferta proyectado. Sin embargo, la puesta en marcha de esta planta se proyectaba inicialmente para Diciembre 2015 y hoy por hoy se habla de Enero de 2017. Ante la incertidumbre de la fecha de puesta en marcha de este proyecto, surge una gran preocupación de desabastecimiento crítico de gas natural en el país no sólo para el sector termoeléctrico, sino también para otros sectores a partir del año 2017. Como agravante se añade que la proyección de demanda nacional tiene una tendencia creciente.

En el mismo sentido, el desarrollo de este trabajo estableció que la producción real de gas natural para el año 2015 estuvo por debajo de las estimaciones de la UPME durante todo el año. Si bien este desfase no supera el 16%, es un indicio de que el escenario de déficit de oferta que plantea la entidad puede ser más acentuado de lo que se proyectó.

De otra parte, en la actualidad el gasoducto que conecta los mercados del interior del país y la Costa, sólo permite llevar el gas que se produce en los campos de La Guajira al interior, pero no permite el transporte desde el interior del país hacia la Guajira. Frente a la preocupación en términos de confiabilidad de suministro y precios que esto genera, el Ministerio de Minas y Energía en atención a los requerimientos de aumentar y fortalecer la cobertura de la infraestructura de transporte, dio paso a la nueva Resolución 40052 de 2015 sobre la cual se indica, permitirá acelerar las obras que conectarán los campos de la Costa con los del interior del país y posibilitará que los mercados de gas dejen de ser segmentados y separados (Ministerio de Minas y Energía, 2015). Esta medida supliría las necesidades de infraestructura y optimización del uso de las mismas, sin embargo, está sujeta a que realmente exista voluntad política, compromiso e inversiones que hagan posible el desarrollo de estas expansiones que hoy en día resultan urgentes para el sector. De igual manera, resulta necesario desarrollar con seriedad y agilidad los estudios técnicos que posibiliten la conexión de los estos campos productores a fin de lograr un precio

eficiente y equitativo en todas las regiones del país y de esta manera, homogenizar el mercado nacional.

Según la política nacional, el país está encaminado hacia el énfasis en las estrategias y metas para el aprovechamiento hidrocarburífero responsable, que contribuya al desarrollo sostenible y al desarrollo minero-energético para la equidad regional. Una de las estrategias asociadas consiste en promover la búsqueda de alternativas de consumo de gas natural como por ejemplo el potencial del GLP aprovechado como combustible sustituto, implementación de mecanismos que permitan el aprovechamiento del gas asociado a la explotación del carbón y los líquidos asociados a la explotación de hidrocarburos (Gobierno Nacional, 2014).

De igual manera, el país debe contar con una solución de política energética de abastecimiento de gas natural en el largo plazo o alternativas de regasificación para las plantas térmicas que generan a partir de este combustible. En este sentido, se reconoce como importante dar señales de eficiencia en el mercado, sin embargo, éstas deberían estar acordes con el tiempo transicional que requieren las plantas para buscar alternativas y realizar sus conversiones tecnológicas en caso de no contar con las garantías de suministro de gas natural.

En cuanto al escenario de precios en el país, se estima que en el corto plazo no habrá reducciones como está ocurriendo en el mercado global, esto sumado a las dificultades de infraestructura de transporte del combustible en el país, a la caída en las reservas locales y aún más al escenario en el cual Colombia empiece a importar el gas natural por la Costa Caribe, ya que se prevé que los precios de importación, sumados a los costos de licuefacción, transporte y adaptación para el consumo interno del país, serán superiores a los que actualmente se pagan por el suministro local del combustible. Con la entrada en funcionamiento de la planta de regasificación, se estima que las tarifas de gas natural aumentarán no sólo en el sector termoeléctrico, sino también en otros sectores.

Estados Unidos de América se ha postulado como un transformador del mercado del gas, gracias su producción mediante el desbloqueo de este combustible en formaciones de esquisto, lo que hace prever que en los próximos años se consolidará como

un fuerte exportador. Una propuesta que han marcado los productores de gas natural en su afán por reducir gastos en la exploración de este combustible, consiste en instalar plantas enteras de licuefacción en megabuques, para ser despachados a sus mercados de destino, en lugar de construir costosos completos industriales en tierra [41].

En este sentido y según el documento Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, una de las estrategias para la expansión y consolidación del mercado de gas combustible, consiste en promover la construcción de plantas de regasificación (además de la que se está desarrollando en la Costa Caribe), que permitan la importación del combustible desde Venezuela. Para Colombia, estas oportunidades seguramente se podrán explorar en el largo plazo bajo un escenario económico más favorable el cual permita realizar grandes inversiones en investigación y exploración de nuevas tecnologías que al ser explotadas signifiquen precios de suministro eficientes.

De manera adicional, se espera que en un mediano plazo se incremente la oferta según el desarrollo de los nuevos proyectos y descubrimientos de campos productores de gas natural anunciados por el presidente de Naturgas, Eduardo Pizano. Lo anterior, permitiría aumentar las reservas del combustible en el país, con ello la seguridad de abastecimiento local y un precio menor comparado con el precio de importación de gas.

En cuanto al precio del gas natural en la costa Caribe, es probable que el panorama siga mejorando bajo las nuevas modificaciones a la ecuación para actualizar los precios de este combustible en contratos de largo plazo. Lo anterior debido a que el indexador propuesto fija la inflación como tope de incremento. Incluso el escenario podría ser más favorable en caso de que la CREG decidiera realizar una nueva modificación a la fórmula que incluya el WTI como referente de la indexación en los precios del gas natural.

7. Conclusiones

A partir de la información recolectada y procesada en este trabajo, se estima que los proyectos de resolución que modifican el esquema del Cargo por

Confiabilidad, podrían generar impactos negativos en los ingresos de cerca del 42% de las plantas térmicas con las que actualmente cuenta el país, entre las cuales el 30% genera a partir de gas natural. Este 42% de las plantas no podrían participar de las asignaciones del Cargo por Confiabilidad. Los activos y la rentabilidad de estas plantas podrían verse comprometidos fundamentalmente por la diferencia entre el precio de escasez y los costos variables, lo que disminuiría su margen de utilidad y haría difícil la recuperación de sus costos de inversión. Todo esto incrementaría el riesgo de inversión en el sector termoeléctrico.

En relación a la nueva reglamentación del Cargo por Confiabilidad para facilitar la entrada de nuevas plantas de generación, en los proyectos de resolución se identifica que éstos podrían desarrollarse bajo el escenario que contempla las energías alternativas como tecnologías de vanguardia. Bajo este nuevo panorama, el sector eléctrico deberá reducir el riesgo de los nuevos inversionistas a través de incentivos y condiciones financieras favorables y necesarias para que les sea posible participar en las subastas del Cargo por Confiabilidad, desarrollar sus proyectos de generación y mantener sus activos para los eventos en los que se requiera hacer efectivas las OEF que se hayan adquirido previamente.

En todo caso, la nueva regulación que modifica las reglas del Cargo por Confiabilidad, posibilita a Colombia para que evalúe cuál es la mezcla óptima de tecnologías de tal manera que no sólo se encuentre eficiencia de costos en la generación eléctrica, sino también un nivel de confiabilidad que permita llevar a su mínima expresión el riesgo de repetir los eventos que se han presentado en la actualidad, en los que se evalúa la real operatividad del Cargo por Confiabilidad sólo cuando se presenta una condición climatológica crítica.

A la luz del desempeño del sector eléctrico en la condición climatológica presentada en el 2015-2016, se establece una fuerte necesidad de evaluar la metodología que se aplica actualmente para calcular el precio de escasez, es preciso determinar si realmente los costos variables de los generadores no son cubiertos con este monto y en caso de encontrarse necesario, se debería ajustar a un nivel más alto.

En el mismo orden de ideas, el Fenómeno de El Niño presentado en 2015-2016 ratificó la vulnerabilidad del sistema eléctrico colombiano ante condiciones climáticas fuertes, de esta manera se considera importante y crucial para la planeación a largo plazo del sector eléctrico y la adaptación al cambio climático (el cual tiene una tendencia a ser más fuerte a través del tiempo), la reglamentación de la Ley 1715 de 2014, a través de la cual se integran las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. En este sentido, se considera que, si a la fecha esta ley se encontrara reglamentada, seguramente se estaría mitigando parte del impacto del Fenómeno de El Niño que afecta el sistema energético del país.

Por otro lado, la operatividad del Cargo por Confiabilidad sugiere que se evalúen los mecanismos de supervisión y control a las generadoras a las que les han sido asignadas OEF, penalidades, tiempos, primas y todos los aspectos que en principio comprometan la operación eficiente de estas plantas.

La disponibilidad de gas natural en el sector termoeléctrico se podría aumentar gracias a incentivos o señales de mercado que permitan que en otros sectores como por ejemplo el Transporte, se empleen combustibles sustitutos como la gasolina o el diésel. Podría generarse prioridad de suministro para el sector termoeléctrico sobre sectores que tienen posibilidad de sustituir el gas natural.

En la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, Colombia se comprometió a reducir el 20% de sus emisiones de gases de efecto invernadero para 2030, con base en un escenario proyectado (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2015). En este sentido, se considera que una de las medidas que se postula con gran fuerza para reducir las emisiones de gases efecto invernadero y aumentar la competitividad en los sectores de minas e hidrocarburos, en un escenario de mediano y corto plazo, consiste en la inclusión de las energías renovables, la eficiencia energética y la Gestión integral de la energía en los sectores de minas e hidrocarburos. Otra de las estrategias para disminuir las emisiones de gases efecto invernadero a la atmósfera, podría ser apostar por la disminución del uso del diésel para la generación eléctrica.

Referencias

1. Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2014 - 2028. 2014. En: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2014/Plan%20GT%202014%20-%202028_Vpreliminar.pdf
2. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM. 'EL NIÑO' SE INTENSIFICA. 2015. En: http://www.ideam.gov.co/web/sala-de-prensa/noticias/-/asset_publisher/96oXgZAhHrhJ/content/fenomeno-el-nino-se-intensifica-y-alcanza-intensidad-moderada
3. Concentra. Informe Proceso de Comercialización 2015. 2015.
4. Botero, Juan, García, John y Velásquez, Ermilson. Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia. Enero de 2015. En: <https://ideas.repec.org/p/col/000122/012578.html>
5. Restrepo Estrada, María Isabel, Arango Aramburo, Santiago y Vélez Álvarez, Luis Guillermo. La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. Agosto de 2011. En: <http://www.scielo.org.co/pdf/ceco/v31n56/v31n56a08.pdf>
6. PHC Servicios Integrados. Mercado de confiabilidad colombiano. Mayo de 2013.
7. Consejo privado de competitividad. Informe nacional de competitividad 2012 - 2013. Energía. 2013. En: <http://www.compitem.com.co/site/wp-content/uploads/2012/11/INC-2012-2013.pdf>
8. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Expansión en Generación de Energía Eléctrica y Cargo por Confiabilidad - Documento CREG 077 de 2014. 2014. En: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/a0bb4f2bb24f222705257d80004fa5c2/\\$FILE/D-077-14%20EXPANSI%C3%93N%20EN%20GENERACI%C3%93N%20DE%20ENERG%C3%8DA%20EL%C3%89CTRICA%20Y%20CXC.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/a0bb4f2bb24f222705257d80004fa5c2/$FILE/D-077-14%20EXPANSI%C3%93N%20EN%20GENERACI%C3%93N%20DE%20ENERG%C3%8DA%20EL%C3%89CTRICA%20Y%20CXC.pdf)
9. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Propuestas para la entrada de nuevas plantas de generación y la asignación del cargo de confiabilidad para plantas existentes - Documento CREG 070 de 2015. 2015. En: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/a014090d5fe0970305257ea10079df67/\\$FILE/D-070-15%20PROPUESTA%20PARA%20LA%20ENTRADA%20DE%20NUEVAS%20PLANTAS%20DE%20GENERACI%C3%93N.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/a014090d5fe0970305257ea10079df67/$FILE/D-070-15%20PROPUESTA%20PARA%20LA%20ENTRADA%20DE%20NUEVAS%20PLANTAS%20DE%20GENERACI%C3%93N.pdf)
10. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 109 de 2015. 2015. En: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/a014090d5fe0970305257ea10079df67/\\$FILE/Creg109-2015.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/a014090d5fe0970305257ea10079df67/$FILE/Creg109-2015.pdf)
11. Concentra - Inteligencia en energía. Informe oferta y generación de energía Colombia 2015. 2015.
12. Center for Weather and Climate CONCENPrediction. Historical El Nino/ La Niña episodes (1950-present). 2016. En: http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml
13. Ministerio de Minas y Energía. Sector Energía Eléctrica. Abril de 2011. En: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/615654/5-CapituloEnergia.pdf/d870abb7-3eeb-4659-8241-1e57ce20ccdb>
14. FEDESARROLLO. Centro de Investigación Económica y Social. Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia. Octubre de 2013. En: http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/WWF_Analisis-costo-beneficio-energias-renovables-no-convencionales-en-Colombia.pdf

15. ICEE-UPME. Índice de Cobertura Energía Eléctrica. 2012.
16. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Esquema Regulatorio para Garantizar la Confiabilidad en el Suministro de Energía. 2011. En: http://www.ariae.org/download/cursos/ix_edicion_regulacion_energetica_2011/DOCUMENTACION/PONENCIAS/2%20Martes/2%20Javier%20Diaz%20%20CXC,%20ARIAE.pdf
17. Expertos en Mercados - XM. Experiencias de la segunda subasta de energía firme en Colombia. 2012.
18. Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Expertos en Mercado. ABC Cargo por Confiabilidad. Mayo de 2008. En: <http://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/abc2.pdf>
19. Expertos en Mercados - XM. Informe Consolidado del Mercado Octubre de 2015. 2015.
20. Portafolio. Precios de la energía tocan niveles máximos. 2015. En: <http://www.portafolio.co/economia/finanzas/precios-energia-tocan-niveles-maximos-35302>
21. Comisión de Regulación de Energía y Gas. MinMinas anuncia medidas para enfrentar Fenómeno El Niño. 2015.
22. Asociación Nacional de Empresas Generadoras. Posición gremial frente a la coyuntura del sector de generación térmica en Colombia. 2015. En: <http://www.andeg.org/node/549>
23. Concentra. Producción real. 2014.
24. Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural. 2015. En: http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/Plan_Indicativo_Gas_Natural_2015.pdf
25. Concentra. Consumo mensual generación termoeléctrica. Consumos mensuales por tipo de combustible. 2014.
26. Cobertura de suministro de gas natural en el sector termoeléctrico. 2015. En: <http://gescomgroup.co/gestion/cobertura-de-suministro-de-gas-natural-en-el-sector-termoelectrico-colombiano/>
27. Investing.com. Gas natural futuros. 2016. En: <http://es.investing.com/commodities/natural-gas>
28. GNLGLOBAL. Mercado Global y Precios Spot del GNL en Asia al 04/03/2016. 2016. En: <http://www.gnlglobal.com/precios-del-gnl/mercado-global-y-precios-spot-del-gnl-en-asia-al-04032016/>
29. Maugeri, Leonardo. Falling Short: A Reality Check for Global LNG Exports. 2014. En: <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/Falling%20Short-LNG%202014.pdf>
30. Caixabank, S.A. El desacoplamiento entre los precios del gas y del petróleo. 2016. En: <http://www.caixabankresearch.com/-/1501im-f2-es>
31. GNLGLOBAL. Mercados América Latina. 2016.
32. Unidad de Planeación Minero Energética UPME. Precios de los Energéticos. Agosto de 2015. En: http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/PRECIOS_DE_LOS_COMBUSTIBLES_AGOSTO_2015.pdf
33. Bolsa Mercantil de Colombia. Informe Contratación Proceso de Comercialización 2015. Bogotá, Colombia: s.n., 2015.
34. The U.S. Energy Information Administration (EIA). NATURAL GAS. 2016. En: <http://www.eia.gov/naturalgas/>
35. CREG. Análisis de los comentarios a la propuesta de la Resolución CREG 085 de 2015. Bogotá, Colombia: s.n., Julio de 2015. En: <http://apollo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff>

782911965256751001e9e55/dc9425d8d895938f05
257e89007f89dd/\$FILE/D-068-
15%20AN%C3%81LISIS%20COMENTARIOS
%20A%20LA%20PROPUESTA%20DE%20LA
%20RESOLUCI%C3%93N%20CREG%20085%
20DE%202015.pdf

36. Inteligencia Petrolera. Critican política de “bandazos”. ACP Rechaza modificación del indexador de precios del gas. Noviembre de 2015. En:
<http://inteligenciapetrolera.com.co/inicio/critica-n-politica-de-bandazos-acp-rechaza-modificacion-del-indexador-de-precios-del-gas-por-cristina-quiroga-r/>
37. CREG. Comunicado de prensa. 2015.
38. Asociación Colombiana de Petróleo - ACP. No se debe modificar de nuevo el indexador de los precios del gas natural: productores y exploradores de la ACP. 2015. En:
<https://www.acp.com.co/index.php/es/sala-de-prensa/comunicados-de-prensa/651-no-se-debe-modificar-de-nuevo-el-indexador-de-los-precios-del-gas-natural-productores-y-exploradores-de-la-acp-2>
39. UPME. PROYECCIONES DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA ENERO 2014 – DICIEMBRE 2037. 2014.
40. Gobierno Nacional. Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018. 2014. En:
<https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Bases%20Plan%20Nacional%20de%20Desarrollo%202014-2018.pdf>
41. The wall street journal. La demanda de gas natural impulsa a las grandes plantas flotantes. 2014. En:
<http://lat.wsj.com/articles/SB10001424052702303532704579480002522304872>