

Escuela de Economía y Finanzas

# Documentos de trabajo

## Economía y Finanzas

Centro de Investigación  
Económicas y Financieras

No. 15-12  
2015

### Impacto de la regulación en la eficiencia asignativa del mercado spot eléctrico colombiano

*García, John J.; Arango, Santiago; Ortiz, Andrés F.*



# **Impacto de la regulación en la eficiencia asignativa del mercado spot eléctrico colombiano**

## **Regulation and allocative efficiency in the Colombian wholesale power market**

**John J. García\***  
**Santiago Arango Tamayo\*\***  
**Andrés F. Ortiz Rico\*\*\***

### **Resumen**

Este paper utilizando un modelo de regresión con estructura ARCH, analiza el efecto de la implementación de algunas medidas regulatorias y de variables fundamentales (relación entre la demanda comercial y la disponibilidad real, El Niño y los aportes hidrológicos) en el Mercado de Energía Mayorista en Colombia sobre el precio spot. Los resultados obtenidos evidencian que las regulaciones establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, han impactado estadística y significativamente el precio spot. Además, El Niño y los aportes hidrológicos presentan un impacto positivo y negativo, respectivamente sobre el precio spot, debido a la gran participación hidráulica de este mercado.

**Palabras Claves:** Regulación, Mercado de Energía Mayorista, precio spot, ARCH, Colombia.

### **Abstract**

This paper uses an ARCH regression model to analyze the effect of several regulatory measures and fundamental factors (the relationship between commercial demand and real availability, El Niño, and water supplies) on the spot price in the Colombian wholesale power market. The results indicate that the regulations established by the Electricity and Gas Regulatory Commission have had a substantial and statistically-significant effect on spot prices. In addition, El Niño and hydro supplies have a positive and negative respectively effect on the spot price, due to the large share of hydropower in this market.

**Key words:** Regulation, Spot market, ARCH, Colombia.

**Clasificación JEL:** D43, D47, L13 y L51.

---

\* Ph.D en Economía, Profesor Escuela de Economía y Finanzas, Universidad EAFIT. AA 3300 Medellín. (Colombia). Phone: (+574)2619549, Fax: (+574)2664284. E-mail: jgarcia@eafit.edu.co. Los autores agradecen las observaciones a Gustavo López a una versión preliminar del paper.

\*\* Universidad EAFIT. AA 3300 Medellín (Colombia). Phone: (+574)2683856, Fax: (+574)2664284. E-mail: sarang22@eafit.edu.co

\*\*\* Universidad EAFIT. AA 3300 Medellín (Colombia). Phone: (+574)2860487, E-mail: aortizr@eafit.edu.co

## INTRODUCCIÓN

Uno de los objetivos de las reformas en los mercados eléctricos a nivel mundial con la liberalización y desregulación de estos mercados consistía en la conformación de entes reguladores autónomos e independientes de las empresas prestadoras del servicio, con el fin de obtener una producción eficiente ante la importancia estratégica de este bien. La energía tiene una demanda altamente inelástica, por tanto el regulador busca evitar que los agentes del mercado, puedan modificar sus precios para aumentar sus ganancias, afectando directamente el consumidor final.

El mercado Eléctrico Mayorista en Colombia, MEM, fue inspirado en el mercado de Inglaterra y Gales (Arango, Dyner y Larsen, 2006; Larsen, Dyner, Bedoya y Franco, 2004) y las leyes 142 (Ley de servicios públicos) y 143 (Ley Eléctrica) de 1994, las cuales establecen el marco legal para la desregulación y el funcionamiento de este mercado, con el fin de garantizar la competencia la prestación del servicio de energía eléctrica y suministrarlo con eficiencia y calidad. Así, en 1995 se da inicio al funcionamiento del MEM y a la Bolsa de Energía. El cambio normativo ha tenido un impacto muy positivo en el mercado, toda vez que componentes de cobertura y confiabilidad han mejorado ostensiblemente desde ese momento, este es considerado como uno de los mercados más desarrollados en Latinoamérica, debido a dichos cambios.

En Colombia la principal fuente de energía es el recurso hídrico, lo que genera problemas de oferta en situaciones de baja pluviosidad. Estas situaciones han hecho que el regulador se vea presionado a intervenir en el mercado ante situaciones climáticas adversas. La regulación estipulada con el objetivo de garantizar la eficiencia en el mercado se realiza fundamentalmente por medio de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), aunque en algunas ocasiones el Consejo Nacional de Operación (CNO) hace recomendaciones a la CREG sobre dicha regulación.

En Colombia existe un Mercado de Energía Mayorista – MEM, bastante complejo que incluye mercados de corto plazo como son la bolsa de energía o mercado spot, los servicios complementarios para satisfacer la demanda en

tiempo real y las transacciones internacionales, y los mercados de largo plazo como el mercado de contratos bilaterales de largo plazo y el cargo por confiabilidad. Los agentes generadores en el MEM, desarrollan la actividad de generación de electricidad, la cual puede ser transada en la bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con usuarios no regulados. Este escrito se concentra en el mercado spot.

En el mercado spot los generadores mediante subastas diarias de precio uniforme ofertan precios y declaran disponibilidades de energía y en el mercado de contratos de largo plazo de carácter financiero, los agentes obtienen cobertura frente a la alta volatilidad de los precios de la energía del mercado de corto plazo. Debido a la importancia estratégica del mercado spot y a su alto nivel de regulación es válido preguntarse ¿Cómo han impactado algunas regulaciones implementadas por la CREG el precio spot? Este escrito examina el efecto que han tenido regulaciones como las resoluciones CREG 071 de 2006, 119 de 2007, 051 de 2009 y el Acuerdo del Consejo Nacional de Operación (CNO) 593 de 2012, sobre el precio spot en Colombia por medio de un modelo ARCH.

Lo que diferencia este artículo, con otros estudios realizados, es la incorporación el componente de choques aleatorios, lo que en teoría económica tiene sentido, puesto que los agentes perciben el precio del periodo  $t-1$  como una variable importante para explicar el precio en el periodo  $t$ .

Los consumidores, sean hogares, industrias o comercio, se ven afectados en su mayor parte por la generación y distribución, siendo estas dos fases de las cuatro que se requieren para la prestación del servicio eléctrico en Colombia, las que tienen el mayor peso en la formación del precio final, en los años 2013 y 2014 fue de aproximadamente el 37% cada una de ellas.

En el segmento de generación las empresas generadoras tienen incentivos para modificar bien sea cantidades o precios, con el objetivo de aumentar sus ganancias a costa del consumidor inelástico, por esto, la regulación juega un papel fundamental para evitar la capacidad que tienen los generadores y así, buscar en gran medida mantener unos precios competitivos al consumidor final.

Esta regulación fue puesta a prueba en el año 2009, cuando el país sufrió un periodo de escasez de agua, debido al fenómeno de El Niño. El regulador en este periodo enfrentó estas dificultades generando nuevas regulaciones que buscaron en su momento, garantizar la oferta de energía y disminuir los efectos de la crisis climática sobre los precios.

El paper se desarrolla de la siguiente forma. Inicialmente se explica el funcionamiento del mercado de energía mayorista (MEM) en Colombia. También se describe la implementación de varios cambios regulatorios en el mercado spot, como el cargo por confiabilidad (resolución CREG 071) y las resoluciones 119 de 2007, 051 de 2009 y el Acuerdo Operativo del Consejo Nacional de Operación (CNO) 593 de 2012. Posteriormente se presentan los datos, los hechos estilizados y la metodología utilizada, y finalmente los resultados encontrados y las conclusiones.

## **1. DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

### **1.1. Estructura del mercado eléctrico mayorista**

El sistema eléctrico está compuesto por cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización, (XM, 2012a). En la primera, en la cual se concentra este trabajo se produce la electricidad por medio de empresas generadoras que hacen parte del Mercado de Energía Mayorista (MEM), para Colombia en el 2012 aproximadamente el 85% de la generación corresponde a los 6 agentes más grandes de la industria, de las 44 empresas existentes en el MEM. Además, la capacidad instalada es principalmente hidráulica (65%) y térmica (30%). Asimismo, el 75% de la generación del país se realizó con plantas hidráulicas mayores a 20 MW, el 19% con plantas térmicas, y el resto con plantas menores y cogeneradores (XM, 2012b). Aunque a nivel teórico se define como una estructura competitiva, en la práctica se comporta como una estructura de mercado oligopólica (Hurtado, Quintero y García, 2014).

Entre sus principales características se tiene que la energía es un bien homogéneo, su demanda es altamente inelástica respecto al precio, para Colombia en periodos de corto plazo. Gutiérrez (2011) y Zapata (2011) encuentran que la elasticidad oscila entre -0.067 y -0.12, debido a que existe una alta asimetría en la información, donde los usuarios conocen su consumo dos meses después de haberlo realizado. Además se requiere gran coordinación entre oferentes y la empresa XM<sup>1</sup>, para satisfacer la demanda en términos reales. A pesar de que es posible almacenar agua en los embalses, la demanda se debe satisfacer en tiempo real.

Asimismo, la generación eléctrica requiere altos costes fijos (economías de escala) lo cual supone grandes barreras de entrada. Esto puede conllevar a la existencia de una estructura de mercado oligopólica, que en consecuencia traería precios más altos que el coste marginal operativo, debido a la posibilidad del ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes que participan en esta industria (Hurtado, Quintero y García, 2014; Botero, García y Vélez, 2013 y Carlton y Perloff, 2004).

## **1.2. Formación del precio spot**

Dadas las características propias del mercado de generación de energía eléctrica, tal y como está estructurado en Colombia, descritas anteriormente, la formación del precio no se da por interacciones directas entre oferentes y demandantes, sino que se hace necesaria la existencia de un operador del mercado, en este caso XM, que coordina la operación y el despacho diario de electricidad entre los agentes.

En este mercado también intervienen otras instituciones, como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), encargada de la regulación de la industria y de velar por la eficiencia para que los productores no tomen ventaja de su posición dominante. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), cuya función es la planeación y expansión del sector, la

---

<sup>1</sup> XM S.A.E.S.P, operadora del mercado eléctrico colombiano.

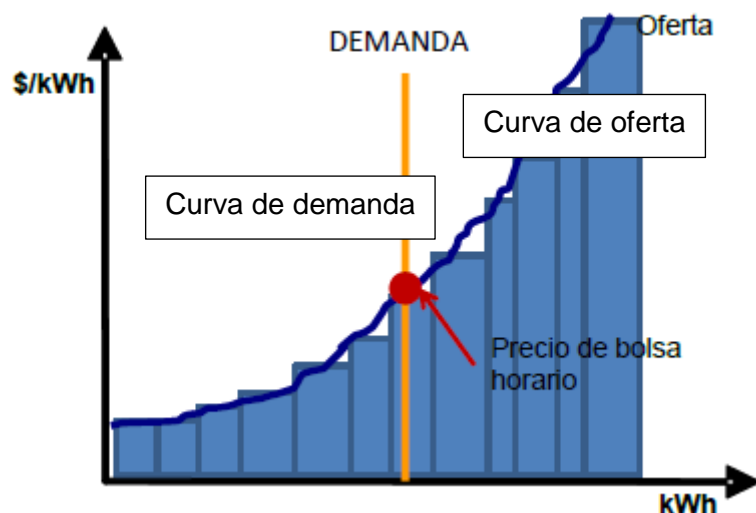
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), quien ejerce la actividad de vigilancia y control, y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) quien vigila presuntas prácticas anti competitivas en el mercado.

El operador del mercado coordina la formación del precio spot a través de las siguientes fases:

De un lado XM construye la curva de oferta a partir de las ofertas individuales de cada generador. Cada productor ofrece una cantidad determinada para cada hora del día siguiente a un precio establecido para todo el día y el operador las organiza de menor a mayor precio, generando una curva de oferta escalonada con pendiente positiva. Por otro lado el operador realiza las proyecciones de demanda para la industria y construye la curva de demanda, ver Gráfico 1.

Luego a través del pronóstico de demanda y la curva de oferta el operador determina el precio spot, el cual corresponde al último precio ofertado necesario para satisfacer la demanda. Este precio es pagado a todos los agentes en el sistema que son requeridos para abastecer la demanda. Asimismo el operador, a través de los mercados complementarios, resuelve los desequilibrios presentados en tiempo real, en el balance entre oferta y demanda y es el encargado de liquidar las transacciones en el mercado spot.

Gráfico 1. Formación del precio spot



Fuente: (Arenas, 2014)

### 1.3. Algunos cambios regulatorios en el Mercado de Energía Mayorista

Como se mencionó anteriormente este mercado es regulado por la CREG. Una de las funciones de este organismo es intervenir cuando lo considera necesario, con el objetivo de que los precios sean eficientes socialmente (consumidores – productores), evitando que los generadores ejerzan poder de mercado, pero al mismo tiempo, garantizando la confiabilidad en el suministro del servicio, que resulta crucial para el funcionamiento de cualquier mercado eléctrico a nivel nacional e internacional.

Por su parte el Consejo Nacional de Operación (CNO) es un ente autónomo, encargado de ejecutar el Reglamento de Operación, el cual puede establecer directrices sobre el funcionamiento y la regulación del MEM. Tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) sea segura, confiable y económica.

Específicamente en cuanto a la confiabilidad en el suministro del servicio, la cual se convierte en el principal objetivo de la política energética, varios estudios se han realizado a nivel internacional, donde resaltan el de Finon y Pignon (2008), Joskow y Tirole (2007), Batlle y Pérez-Arriaga (2008), Vázquez,



Rivier y Pérez-Arriaga (2002), Pérez-Arriaga (2001) y Avdiu y Kabashi (2013). Estos trabajos hacen alusión a los incentivos que deben existir en el mercado spot que garanticen la inversión en capacidad instalada y ayude al suministro del servicio de largo plazo en buenas condiciones, evitando posibles racionamientos. Por ejemplo, Finon y Pignon (2008) concluyen que la seguridad a largo plazo del suministro con suficiente capacidad debe ser conceptualizada como un bien público.

Es claro que para incrementar la confiabilidad en el suministro del servicio, deben existir incentivos que garanticen las inversiones necesarias en el mediano y largo plazo. Cuando los precios en un mercado no generan incentivos para que los generadores inviertan, desincentiva la entrada de nuevos agentes en la industria y hace que las empresas no amplíen su capacidad de generación a través del tiempo. Por lo tanto, es posible que el mercado presente, no solamente una escasez del recurso de generación, sino que el incremento de la demanda comparada con una oferta prácticamente constante, haga que el precio spot tienda a aumentar (Avdiu y Kabashi, 2013). En Colombia a finales de 2009 y principios de 2010 se presentó este tipo de comportamiento por parte de los generadores (Botero, García y Vélez, 2013).

Cramton y Stoft (2007) elaboran una propuesta para el MEM colombiano, donde las obligaciones de energía firme, imponen a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el período de vigencia de la obligación, según la subasta.

De acuerdo a la CREG (2006a) el cargo por confiabilidad en Colombia es un mecanismo de mercado, el cual tiene como fin garantizar el suministro de energía cuando los recursos hídricos del país escasean como consecuencia del fenómeno de El Niño. Este mecanismo tiene entre sus componentes esenciales la existencia de obligaciones de energía firme (OEF), que corresponden a un compromiso adquirido por los generadores respaldados por plantas de generación, capaces de producir energía durante condiciones críticas de abastecimiento de agua, de modo que el suministro de energía sea garantizado en el largo plazo a precios eficientes (CREG, 2006b).

Los generadores tienen un ingreso por la energía entregada al sistema en cada hora del tiempo acorde a la programación estipulada por el CND y otro adicional a través del cargo por confiabilidad (CREG, 2006b). Según XM (2013) “se subasta entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del sistema, luego al generador que fue asignada la OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y este se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez”.<sup>2</sup>

Para garantizar la entrega de energía por parte de los beneficiarios del cargo por confiabilidad, se emite la Resolución 138 de 2009, donde se disponen pruebas de disponibilidad de combustible. En estas pruebas los beneficiarios del cargo, deberán demostrar que cuentan con la disponibilidad en combustibles para hacer frente a las Obligaciones de Energía Firme (OEF).

#### **1.4. Otras resoluciones implementadas por la CREG:**

##### Resolución CREG 119 de 2007

Esta se utiliza para recoger la información relacionada con la entrada en vigencia de la nueva fórmula tarifaria para usuarios regulados en 2008. Esta Resolución “tiene como objeto establecer la fórmula tarifaria general que deberán aplicar los Comercializadores Minoristas en el Sistema Interconectado Nacional, para calcular los costes máximos de prestación del servicio de energía eléctrica y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados”. En otras palabras, esta regulación determina la forma en la que los comercializadores le trasladan el precio de generación al consumidor regulado.

##### Resolución CREG 051 de 2009

La CREG analizó las posibles alternativas para el manejo del riesgo de los costes de arranque-parada de las plantas y/o unidades térmicas y encontró

---

<sup>2</sup> Para ampliar sobre este tema puede recurrirse a Cramton, Stoft y West (2006), CREG (2006a), Salazar (2008) y Arango, Restrepo y Velez (2011).

necesario adoptar normas para reducir dicho riesgo y promover la competencia en el Mercado, tal como se presenta en el Documento CREG 011 de 2009 (CREG, 2009).

La resolución determina lo siguiente:

*“Las empresas generadoras con plantas y/o unidades térmicas ofertarán en el último día de los meses diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año el precio de arranque-parada al CND, antes de las 8:00 horas, expresados en valores enteros de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica (US\$) por cada recurso de generación. Para pasar a pesos (Col\$) el CND y el ASIC tomarán la TRM del día anterior a la realización del despacho, tomando los valores enteros en esta moneda.*

*Los precios de arranque-parada se podrán ofertar por tipo de combustible y configuración. Además, diariamente al mismo tiempo que hacen la oferta de precios a la Bolsa de energía deberán informar el combustible y la configuración con que se debe considerar cada recurso de generación en el despacho.*

*Cuando una planta nueva entre en operación comercial o una planta adicione otro combustible principal se podrán ofertar los precios de arranque-parada una vez inicie su operación comercial y continuarán ofertando los precios de arranque-parada en el último día de los meses diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año.” (CREG, 2009)*

Con lo que incorpora la estructura de costes de la generación de energía térmica en la formación de la oferta de este tipo de agentes, generando competencia en este segmento desagregando los agentes, dependiendo del tipo de combustible que usen para la generación de energía.

#### Acuerdo 593 de 2012 Consejo Nacional de Operación

Mediante el acuerdo 593 de 2012 (CNO, 2012) se regula aspectos operativos del Cargo por Confiabilidad, especialmente relacionado con la vigencia de la Obligación de Energía Firme y la capacidad efectiva neta que tenga registrado

el generador ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). Si un agente generador reporta para el periodo de vigencia de la Obligación de Energía Firme, un valor de capacidad mayor al registrado ante la ASIC, se registrará este aumento y se procederá a reajustar el cargo por confiabilidad para este agente.

## **2. DATOS, HECHOS ESTILIZADOS Y METODOLOGÍA**

En esta sección se analizan los datos y el entorno en relación al precio spot de la energía eléctrica en Colombia. Además se explica el modelo utilizado para la investigación y los hechos estilizados de los datos.

### **2.1. Datos**

Para la estimación del modelo que explica la formación del precio spot se utilizaron datos del lado de la demanda y de la oferta (condiciones climáticas). Para los datos sobre demanda de energía y recursos hídricos se utilizó la base *Business Intelligence* de datos de la empresa XM y para los datos climáticos se recurrió a la base de datos de *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA). Todos los datos tienen una periodicidad diaria desde Enero 01 de 2005 hasta Diciembre 31 de 2014.

#### **Datos energéticos:<sup>3</sup>**

- Precio promedio en bolsa (\$/kWh): Para esta variable se realizó un promedio de los precios horarios que se tienen en la bolsa de energía para cada día. Este precio es el “Precio de oferta de la última planta flexible para atender la demanda comercial nacional, más un delta de incremento para remunerar los costes no cubiertos de las plantas térmicas en el despacho ideal”.
- Aportes hidrológicos (kWh): comprende los Aportes más el Volumen de embalse. Los aportes son “Caudales en energía de los ríos que aportan agua a algún embalse del SIN” y el Volumen de embalse, “Es la reserva

---

<sup>3</sup> Estas variables se definen textualmente según la base de datos de XM.

de agua almacenada en un embalse de acuerdo con la cantidad de agua almacenada en el mismo”. Esta variable es fundamental puesto que representa la oferta total de energía eléctrica proveniente de la generación hidráulica, la cual representa alrededor de un 75% de la generación en Colombia.

- Demanda SIN (kWh): Representa la energía demandada por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y es utilizada para crear la variable Relación Demanda/Oferta. Esta variable “... se calcula con base en la generación neta de las plantas e incluye: hidráulicas, térmicas, plantas menores, cogeneradores, demanda no atendida, limitación del suministro e importaciones”.
- Disponibilidad real (kWh): Representa la oferta de energía disponible sin importar el método de generación. Se utiliza para la creación de la variable Relación Demanda/Oferta. Es la “Disponibilidad promedio calculada a partir de la fecha de los eventos que modifican la disponibilidad de las unidades de generación de los generadores, así como de la disponibilidad reportada al Centro Nacional de Despacho al ocurrir el cambio de estado de una unidad”.
- Relación Demanda/Oferta: Esta variable representa el porcentaje de la demanda de energía en la oferta disponible de la misma, es decir, nos muestra que porcentaje de la oferta atiende la demanda. Es una variable muy importante porque como lo establece la teoría económica la interacción entre oferta y demanda genera cambios en los precios de los bienes y servicios, así una mayor demanda con una oferta constante induce subidas del precio. Hay que tener en cuenta que en el mercado eléctrico colombiano para el periodo estudiado la oferta siempre ha sido mayor a la demanda.

#### **Datos climáticos:**

- Rangos MEI: Este índice se utiliza para medir el fenómeno de El Niño y el fenómeno de La Niña.<sup>4</sup> Sus siglas en inglés significan *Multivariate*

---

<sup>4</sup> El fenómeno de La Niña no es relevante para las estimaciones debido a que los generadores de energía hidráulica pueden vaciar sus embalses para evitar cambios en el precio en periodos lluviosos y por tanto no se considerarán.

*ENSO Index* (NOAA, 2015). Para este índice valores entre 44 y 56 representan un fenómeno de El Niño medio y valores entre 56 y 61 un Niño fuerte. Para el caso del fenómeno de La Niña los valores entre 6 y 18 representan un fenómeno medio, mientras que valores menores a 6 representan un fenómeno fuerte. Debido a que esta medida es bimestral, se hizo un promedio simple, es decir, hay datos para Diciembre-Enero y Enero-Febrero pero para hallar el dato de Enero se suman ambos y se divide por dos, y así sucesivamente.

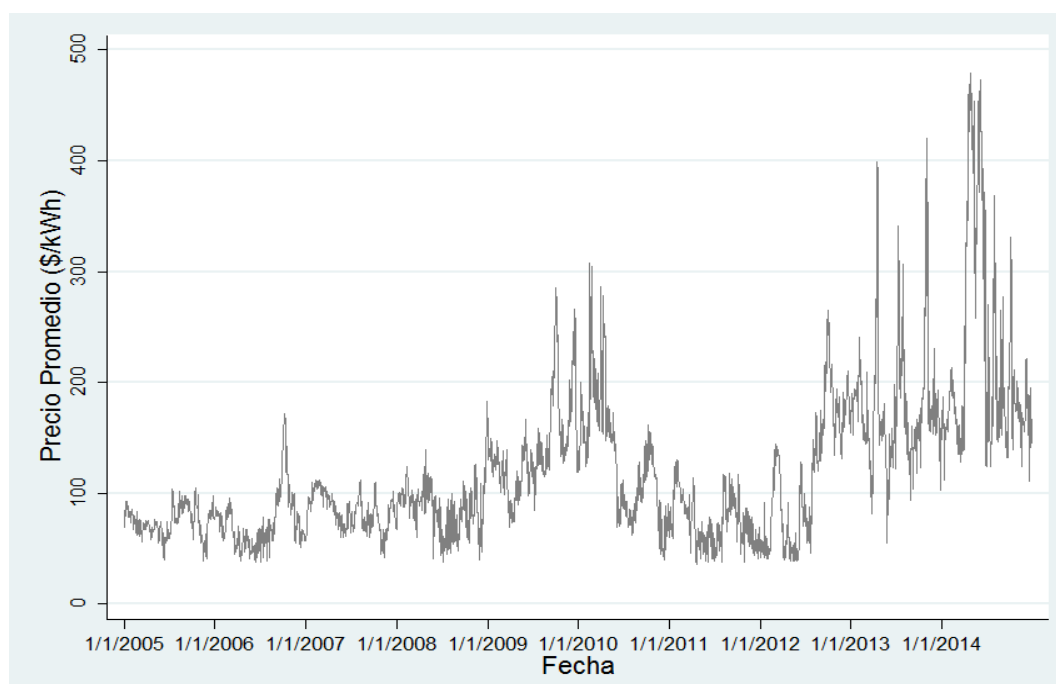
## **2.2. Hechos Estilizados**

Debido a la estructura oligopólica que presenta este eslabón de la cadena productiva y a la amplia cantidad de energía eléctrica generada por la tecnología hidráulica el precio de la misma tiene una volatilidad considerablemente alta. El clima en Colombia es muy variable, haciendo que el gobierno intervenga si no se tiene una planeación lo suficientemente buena en el MEM para prevenir posibles racionamientos (Botero, García y Vélez, 2013).

El estudio realizado por Barrera y García (2010) muestra el impacto de varias regulaciones establecidas por el Ministerio de Minas y Energía y la CREG en 2009, con el fin de contrarrestar un fenómeno de El Niño fuerte que se preveía para finales de ese año, lo que introdujo distorsiones en el funcionamiento del MEM y, por lo tanto, sobre el precio spot. Asimismo Botero, García y Velásquez (2015) determinan el impacto de la Resolución CREG 071 de 2006 (CERG, 2006b) y la Resolución 119 de 2007 (CREG, 2007) sobre el precio spot, llegando a la conclusión que la implementación de estas medidas presentaron un incremento sobre el precio spot. Motivo por el cual es pertinente examinar el efecto de la implementación de algunas resoluciones por parte de CREG sobre el precio Spot, en cuyo objetivo se concentra este estudio.

El Gráfico 2 presenta el precio spot entre el año 2005 y el año 2014. Se puede observar que el precio es bastante volátil y que presenta una correlación alta con el fenómeno de El Niño, un coeficiente de correlación cercano al 35% para el periodo de estudio

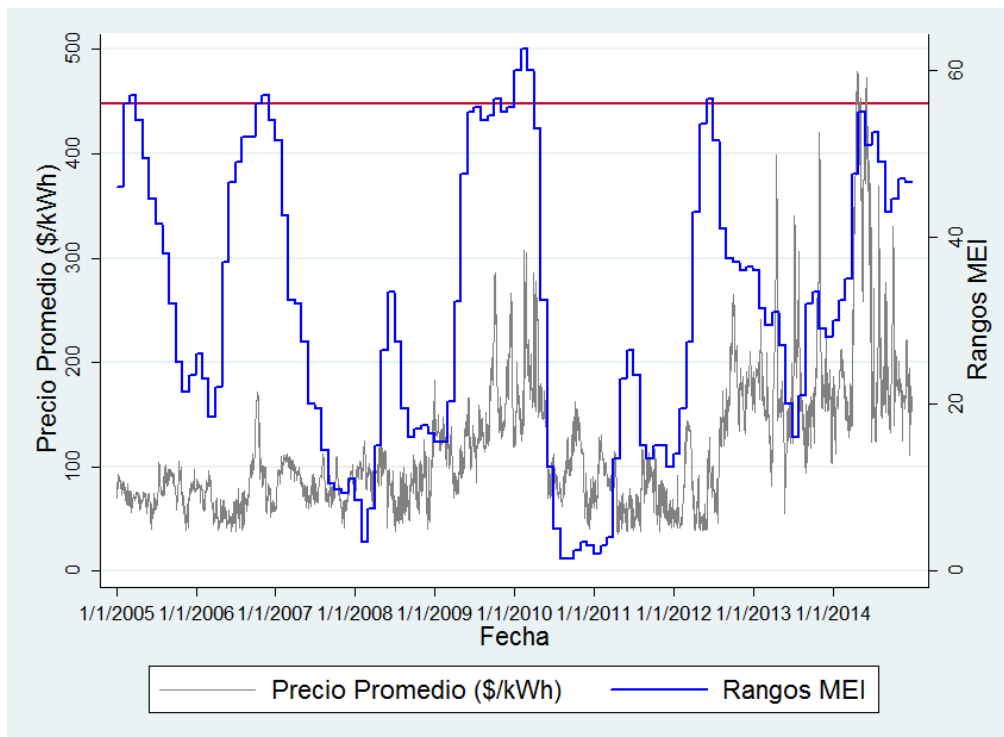
Gráfico 2. Precio spot de la energía en Colombia



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM, 2015.

Como se ha expuesto anteriormente, la energía eléctrica en Colombia depende bastante del clima debido a su alto componente hidráulico, en especial cuando hay un fenómeno de El Niño fuerte. En el Gráfico 3 podemos comparar los rangos MEI con el precio promedio spot de la energía. Entre 2005 y 2014 se han presentado cuatro periodos del fenómeno de El Niño durante este intervalo de tiempo, el primero, comprende los 6 últimos meses de 2004 y el primer mes de 2005, el segundo los últimos cuatro meses de 2006 y principios de 2007, el tercero los seis últimos meses de 2009 y los primeros cuatro de 2010 y el cuarto comprende los últimos tres meses de 2014 y los tres primeros meses de 2015.

Gráfico 3. Precio spot de la energía en Colombia y Rangos MEI



Nota: Los valores de los Rango MEI por encima de la línea roja representan un fenómeno de El Niño fuerte.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de XM y NOAA, 2015.

Podemos observar que en los periodos secos donde hay fenómeno de El Niño fuerte, el precio tiende a subir, presentando una correlación positiva. Esto se debe a que durante estos periodos donde se presenta mucho calor se generan sequias, lo que disminuye los aportes hidrológicos y por ende la oferta.

No obstante, es importante anotar el efecto que pueden tener otras variables sobre el precio, como lo sucedido a finales del 2006, periodo en el cual además de darse un evento de El Niño, entró en vigencia el cargo por confiabilidad, que fijó el precio de escasez (CREG, 2006b). A pesar de que durante este periodo no hubo subasta, empezaron a operar las obligaciones de energía firme y, por tanto, los empresarios haciendo uso de sus comportamientos racionales cambiaron la conducta optimizadora, aprovechando esta medida para incrementar el precio spot, como se verifica posteriormente en los resultados obtenidos por medio de la modelación ARCH.



Es importante anotar que el incremento en el precio también es causado por la aversión al riesgo del regulador, no reflejada en el cargo por confiabilidad. Pues se trata de un mercado con un nivel de complejidad bastante alto, donde son muchas las variables que influyen sobre la determinación del precio, ver Hurtado et al. (2014), García, Bohorquez, López y Marín (2013) y Barrera y García (2010). Por ejemplo, desde febrero de 2008 se implementó el nuevo cálculo tarifario con la Resolución 119 de 2007, hecho que coincide con el inicio de una tendencia creciente en el precio spot. El aumento en el precio es mayor entre septiembre de 2009 y mayo de 2010, cuando el Ministerio de Minas y Energía y la CREG<sup>5</sup> realizaron en el mercado cerca de 35 intervenciones con el fin de tratar de contrarrestar el fenómeno de El Niño que se preveía, induciendo a las empresas a ofertar con tecnología térmica y almacenar la hidráulica, lo cual resulta más costoso.

Luego del precio alcanzar su punto máximo a principios de 2010, este empieza a disminuir. Parte de esta disminución puede ser explicada por el fenómeno de La Niña, el cual se presentó desde mediados de 2010 hasta principios de 2011. Esta disminución también puede haber ocurrido por la implementación de algunas normas, como la Resolución CREG 011 de 2010 (CREG, 2010a), por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 (CREG, 1995) y 051 de 2009 (CREG, 2009), sobre funcionamiento del MEM y la Resolución CREG 073 de 2010 (CREG, 2010b), por la cual se modifica la Resolución CREG 024 de 1995 sobre funcionamiento del MEM.

Además, la caída del precio spot puede estar relacionada con las medidas que puede ejercer el regulador sobre el precio de escasez a través de las opciones de capacidad para cubrir la demanda.

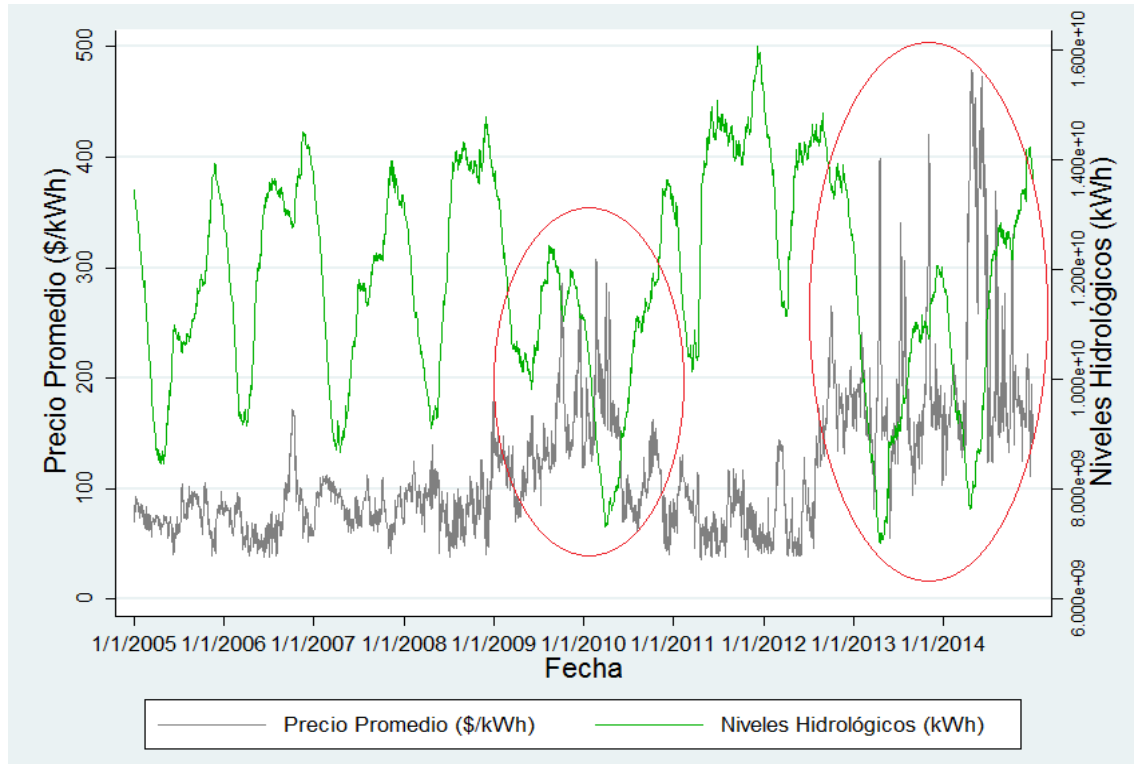
En el Gráfico 4 se muestra la relación entre el precio spot promedio y los aportes hidrológicos. Es importante recordar que estos niveles hidrológicos se componen de los embalses que generan energía y los aportes (Ríos, quebradas, etc.) que vierten agua en estos embalses. Esta medida de los

---

<sup>5</sup> Para ver cada una de las intervenciones, Barrera y García (2010), pág. 113-116.

niveles hidrológicos representa la oferta total que se tiene a nivel nacional para la generación hidráulica.

Gráfico 4. Precio spot de la energía en Colombia y Niveles Hidrológicos



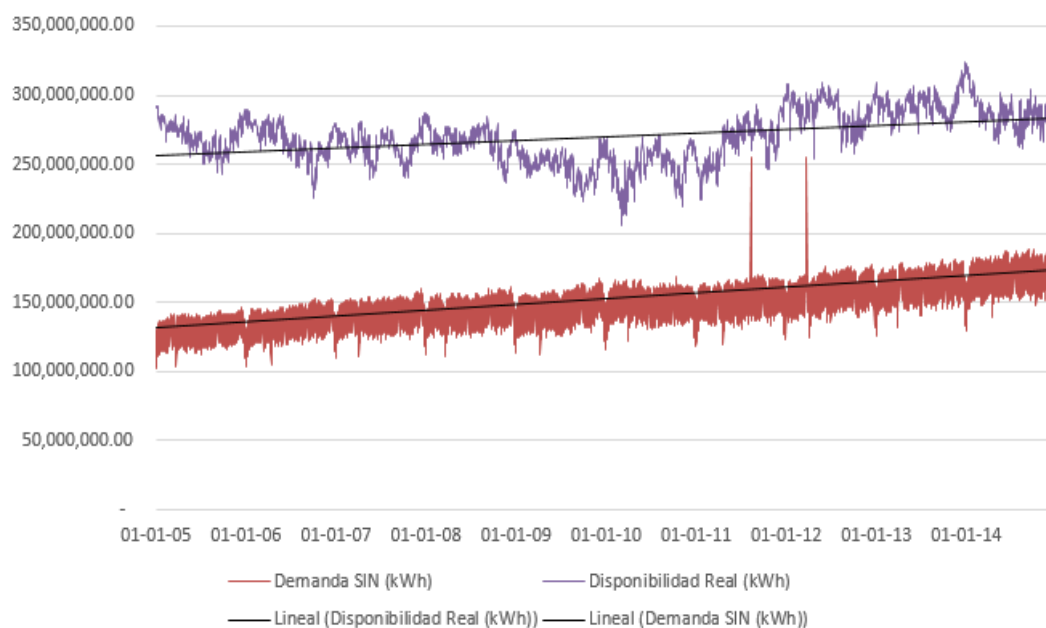
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de XM, 2015.

Debido a que los niveles hidrológicos representan una oferta total disponible en el tiempo indeterminado no se pueden observar movimientos en el gráfico que lleven a alguna correlación inversa, pues se espera que cuando aumentan los aportes disminuye el precio spot. Pero si pueden observarse periodos como, por ejemplo, a principios de 2010 hay una gran caída en los niveles hidrológicos y una subida en el precio. También entre los años 2013 y 2014 podemos ver una volatilidad en los niveles hidrológicos que se traduce en una mayor volatilidad del precio.

Más específicamente para analizar la oferta de energía en Colombia y su interacción con el precio es importante examinar la relación entre la oferta y la demanda de este servicio. Hay que tener en cuenta que debido a la importancia que tiene este servicio considerado como bien necesario, la oferta siempre tiene que cubrir la demanda en tiempo real, para lo cual se construye

la relación entre la disponibilidad real y la demanda del SIN. En el Gráfico 5 observamos la brecha entre la disponibilidad real (Oferta de energía) y la demanda del SIN.

Gráfico 5. Disponibilidad Real y Demanda del SIN



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de XM, 2015.

Aunque la tendencia de las dos variables es creciente se puede observar que la pendiente de la demanda del SIN es mayor comparativamente con la pendiente de la disponibilidad real, y por tanto la brecha entre la disponibilidad real (oferta) y demanda se ha cerrado poco a poco. Es importante observar que el porcentaje de la oferta cubre la demanda en su totalidad para explicar el impacto de la relación sobre el precio spot.

Puede observarse que en la demanda del SIN hay 2 periodos, uno a finales de 2011 y otro a finales de 2012, que se salen de ese margen normal de demanda sin sobrepasar la disponibilidad real. En estos puntos la demanda no atendida fue muy alta, y esta demanda según información de XM es "...la demanda no atendida de energía del SIN por desconexiones forzadas o programadas". Es decir, esos días ocurrieron desconexiones de alguno de estos tipos.

### **2.3. Metodología**

En la industria energética al igual que en cualquier otra industria, la oferta y la demanda son determinantes del precio de un mercado. Autores como Nicholson (2010), y Carlton y Perloff (2004) se han referido a la explicación de la formación del precio de un mercado en general.

Por otro lado, desde el funcionamiento del mercado, debido a que la generación eléctrica en Colombia en, gran parte, proviene de la tecnología hidráulica, deben considerarse variables alusivas a los recursos hidráulicos y al clima. Trabajos como el de García et al. (2013), Fedesarrollo (2009), Federico, Vives y Fabra (2008) y Wolfram (1998) dan argumentos para la utilización de estas variables.

El precio spot de la energía eléctrica en Colombia muestra una gran variabilidad. Por consiguiente al tener en cuenta los niveles de volatilidad se debe utilizar un modelo de tipo ARCH.

Las variables a tener en cuenta para la estimación del modelo son:

#### **Variable endógena:**

- Precio Spot (*PS*): Es medido en \$/kWh. Hace referencia al precio promedio diario en bolsa en condiciones normales de operación.

#### **Variables exógenas:**

- Relación Demanda/Oferta (*RDO*): Hace referencia a la relación entre la demanda del SIN y la disponibilidad real. Se utiliza para medir el porcentaje de la disponibilidad real que llega a la demanda diariamente.
- Aportes hidrológicos (*AH*): Hace referencia a la capacidad de los oferentes de producir energía eléctrica utilizando agua. Tiene una periodicidad diaria en kWh y corresponde a la suma de los aportes hidrológicos y el volumen de los embalses.
- Fenómeno de El Niño (*dnino*): Esta variable *dummy* recoge el impacto de períodos fuertes de sequía. Toma el valor de 1 para periodos de El Niño fuerte y 0 en otro caso.

- Resolución CREG 071 de 2006 (CxC): Variable *dummy* que recoge la información sobre la aplicación del cargo por confiabilidad. Toma el valor de uno en el periodo desde el primero de diciembre de 2006 (cuando se implementó este mecanismo) hasta el final del periodo de estudio y cero en otro caso.
- Resolución CREG 119 de 2007 (CREG119): Es una variable *dummy* que toma el valor de 1 a partir del primero de febrero de 2008 cuando se implementó la nueva fórmula tarifaria y cero en otro caso.
- Resolución CREG 051 de 2009 (CREG051): Variable *dummy* que recoge el impacto de dicha resolución en el precio spot a partir de Mayo 27 de 2009.
- Acuerdo CNO 593 de 2012 (CNO593): Variable *dummy* que recoge el impacto de dicha resolución en el precio *spot* a partir de Julio 05 de 2012.

El modelo correspondiente de tipo ARCH se presenta en la ecuación (1):

$$\ln(PS_t) = \beta_0 + \beta_1 \ln(RDO_t) + \beta_2 \ln(AH_t) + \beta_3 (dnino_t) + \beta_4 (CxC_t) + \beta_5 (CREG119_t) + \beta_6 (CREG051_t) + \beta_7 (CNO593_t) + \varepsilon_t \quad (1)$$

Las variables explicativas del precio de bolsa se fundamentan en la teoría económica y además se hace necesario utilizar algunas variables de control que recogen parte del funcionamiento del MEM, que permiten una especificación adecuada para el proceso generador del precio y que consideran la información sobre la varianza condicional y por lo tanto los residuales se comportan de la siguiente manera:

$$\varepsilon_t = a_t \sqrt{h_t}, \quad a_t \sim NIID(0, 1), \quad a_t \text{ y } h_t \text{ independientes}$$

donde:

$$h_t = \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \theta_1 h_{t-1}$$

La esperanza condicionada a la información disponible hasta el periodo  $t-1$  es:

$$E_{t-1}(\varepsilon_t) = E_{t-1}(a_t \sqrt{h_t}) = E_{t-1}(a_t) E_{t-1}(\sqrt{h_t}) = 0 * E_{t-1}(\sqrt{h_t}) = 0$$

La varianza condicional es:

$$\begin{aligned}
V_{t-1}(\varepsilon_t) &= E_{t-1}[\varepsilon_t - E_{t-1}(\varepsilon_t)]^2 = E_{t-1}[\varepsilon_t^2] = E_{t-1} \left[ (a_t \sqrt{h_t})^2 \right] = E_{t-1}[a_t^2] * E_{t-1}[h_t] \\
&= 1 * E_{t-1}[\alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + \alpha_p \varepsilon_{t-p}^2] = \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \dots + \alpha_p \varepsilon_{t-p}^2 \\
&= h_t
\end{aligned}$$

Además se puede considerar  $V_{t-1}(\varepsilon_t) = h_t$  y realizar el siguiente contraste:

$$H_0: \alpha_1 = \alpha_2 = \dots = \alpha_p = 0$$

$$H_a: \exists j / \alpha_j \neq 0$$

Bajo  $H_0$  cierta  $V_{t-1}(\varepsilon_t) = h_t = \alpha_0$  esto indica la no existencia de efectos ARCH en el proceso.

El uso de logaritmos naturales es para control de varianza e interpretación de resultados en elasticidades.

La tabla 1 muestra los signos esperados para cada variable exógena:

Tabla 1. Variables exógenas y signos esperados

<b>Variable Exógena</b>	<b>Signo Esperado</b>
Relación Demanda/Oferta ( <i>lnRDO</i> )	Positivo, debido a que si esta relación aumenta es porque la oferta disminuye o bien por que la demanda aumenta, y por teoría económica ambos efectos aumentan el precio.
Aportes hidrológicos ( <i>lnAH</i> )	Negativo, debido a que un mayor nivel hidrológico implica una mayor facilidad para cubrir la demanda en el largo plazo, es decir, la oferta potencial aumenta y por ende el precio disminuye.
Fenómeno de El Niño ( <i>dnino</i> )	Positivo, debido a que un fenómeno de El Niño fuerte genera sequías disminuyendo los niveles hidrológicos. La oferta potencial disminuye y el precio aumenta.
Resolución CREG 071/2006 ( <i>CxC</i> )	Positivo. El organismo regulador incentiva para aumentar las inversiones en la industria y, por lo tanto, implica un coste adicional que recae sobre la demanda y un aumento en el precio.
Resolución CREG 119/2007 ( <i>CREG119</i> )	Positivo. Posiblemente hay una relación con el mecanismo, definido en dicha resolución, de traslado del coste de la generación al cliente regulado.
Resolución CREG 051/2009 ( <i>CREG051</i> )	Positivo. Esto se debe a que se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para

	determinar el precio de Bolsa en el MEM. Esta resolución modifica ciertos costes en los que incurren los generadores, los cuales se transmiten al precio aumentándolo.
Acuerdo CNO 593/2012 (CNO593)	Positivo. Esto se debe a que se modifica la Capacidad Efectiva Neta de las plantas de generación para cada periodo del Cargo por Confiabilidad y el ajuste de las rampas de las plantas térmicas a los nuevos valores registrados. Esto hace que las empresas incurran en costes que se reflejan en aumento en el precio.

Fuente: Elaboración propia.

### 3. RESULTADOS

Para contrastar la existencia de efectos ARCH en el proceso generador de los datos se utiliza el test de multiplicadores de Lagrange, en el cual se encuentra que el P-valor para el estadístico de la prueba tiene un valor de cero, lo cual permite concluir que no existe evidencia en favor de la hipótesis nula de no presencia de efectos ARCH (ver Tabla 2) y por tanto, la conclusión es que sí existen efectos ARCH.

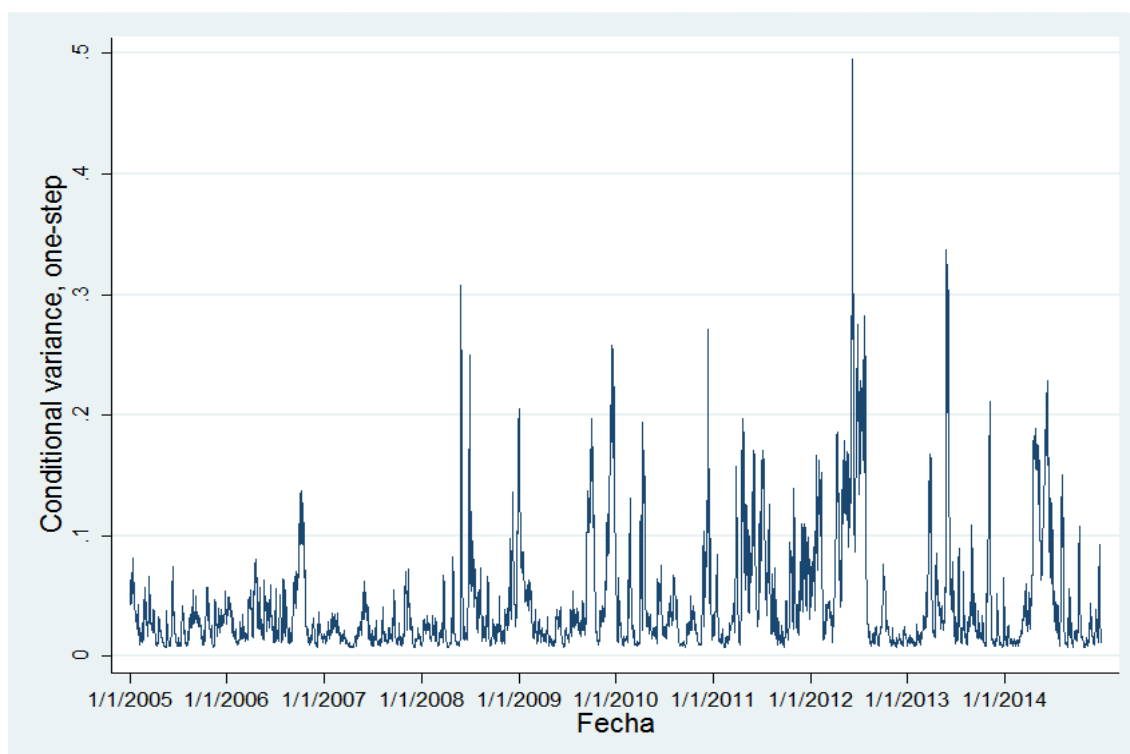
Tabla 2. Test de Multiplicadores de Langrange para detectar efectos ARCH

Lag	Chi2	df	Prob > chi2
1	3061.164	1	0.0000

Fuente: Elaboración propia.

Para los modelos de tipo ARCH se estudia la varianza condicional para observar los clúster de volatilidad. El Gráfico 6 corresponde la varianza condicional del modelo estudiado en el periodo de tiempo 2005-2014. Se pueden identificar periodos de alta volatilidad en el precio spot asociados con el fenómeno de El Niño y otros eventos analizados en el presente estudio como se refirieron anteriormente. Puede observarse que los periodos de mayor volatilidad están comprendidos entre 2008-2009, los primeros 6 meses de 2012 y entre 2013 y 2014. Ver especificación del modelo ecuación (1).

Gráfico 6. Varianza condicional del precio spot



Nota: el eje de la ordenada mide el valor de la varianza condicional  
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM, 2015.

En la estimación del modelo propuesto la posible endogeneidad de la demanda con respecto al precio se contrastó utilizando mínimos cuadrados en dos etapas, donde en la primera etapa se estima por mínimos cuadrados ordinarios (MCO) la variable demanda vs las variables predeterminadas y en la segunda se realiza el contraste de endogeneidad. Los resultados encontrados permiten afirmar que en la especificación utilizada la variable demanda se puede considerar como exógena.

En el proceso de modelación inicialmente se estima el sistema de ecuaciones (1) y se encuentra que los residuales no corresponden a una distribución normal y, por tanto, fue necesario identificar el proceso generador de datos encontrándose que la distribución adecuada es una  $t$ , lo cual es acorde con la teoría sobre estos fenómenos que establecen una posible distribución de colas pesadas (Peters, 2001; Diebold y Marinano, 1995; Engle, 1982 y Bollerslev, 1986).



La tabla 3 presenta los resultados obtenidos de la estimación del sistema (1) considerando que el proceso generador de los residuales corresponde a una distribución *t*. Estos resultados cumplen con los supuestos estadísticos teóricos sobre los cuales se fundamentan los modelos de regresión con estructura ARCH. En primer lugar se encuentra que todos los coeficientes asociados a cada una de las variables resultan estadísticamente significativos a un nivel de confianza del 95%, y con los signos esperados de acuerdo con la teoría económica, como se estipuló en la Tabla 1. Además, la distribución *t* propuesta para el proceso generador de los residuales del modelo resulta estadísticamente significativa. Esta regresión contiene efectos de choques aleatorios de orden 1 y controla por efectos de volatilidad del precio spot, los cuales son estadísticamente significativos.

Tabla 3. Resultados de las estimaciones ARCH

<b>Variable</b>	<b>Coefficiente</b>	<b>Desviación Estándar</b>
Relación Demanda/Oferta ( <i>lnRDO</i> )	0.5725	0.0260
Aportes Hidrológicos ( <i>lnAH</i> )	-0.4937	0.0235
Fenómeno de El Niño ( <i>dnino</i> )	0.2531	0.0162
Resolución 071/2006 ( <i>CxC</i> )	0.1799	0.0156
Resolución 119/2007 ( <i>CREG119</i> )	0.0720	0.0155
Resolución 051/2009 ( <i>CREG051</i> )	0.2882	0.0203
Acuerdo CNO 593/2012 ( <i>CNO593</i> )	0.5411	0.0113
MA(1)	0.6859	0.0147
ARCH(1)	0.3093	0.0229
GARCH(1)	0.6360	0.0203

Fuente: Elaboración propia.

Al analizar específicamente los parámetros estimados, se encuentra que un aumento del 1% en la variable relación entre la demanda del SIN y la disponibilidad real ofertada genera un incremento esperado del precio de 0,57%. Debe recordarse, como se explicó anteriormente, que la tendencia alcista del precio spot puede justificarse por la presión de la mayor demanda, comparada con una oferta prácticamente constante desde hace varios años. Se espera que la entrada en operación comercial de un proyecto grande como Porce III —y toda la expansión ya definida del sistema— contrarreste esa

tendencia. Sin embargo, no puede dejarse de lado el papel que juega el gas en el mercado spot, el incremento para nada despreciable de su precio en el año 2013 y también su agotamiento, lo que puede reflejarse en el mediano plazo en un incremento del precio spot. Asimismo, los aportes hidrológicos presentan un efecto nada despreciable en el precio spot, un aumento de un 1% en estos, genera una disminución en el precio spot promedio de -0.49%. Esto se debe a que hay una mayor oferta potencial haciendo que el precio disminuya. Esta variable está muy determinada por las condiciones climáticas, ya que en los periodos de El Niño fuerte el nivel de los embalses tiende a disminuir.

La variable *dummy* que representa El Niño tiene un impacto significativo sobre el precio spot, cuando el tiempo es muy seco, es decir, se da un fenómeno de El Niño fuerte se presenta un aumento del precio spot en 25%. Vale la pena anotar que esta variable climática, presenta un alto impacto sobre el precio spot. Como se explicó anteriormente, cuando se percibe un fenómeno de este tipo durante el periodo de estudio, medida por medio del MEI, por lo general el precio spot presenta los niveles más altos, debido a que un fenómeno de El Niño produce sequías que disminuyen directamente la oferta de electricidad y por lo tanto el precio aumenta. El coeficiente de correlación entre El Niño y el precio spot es cercano al 30% para el periodo de estudio.

Por su parte, las medidas regulatorias han afectado positiva (incrementado) y estadísticamente el precio spot, esto no es del todo malo para el funcionamiento del MEM, dado que se deben implementar incentivos para los generadores de forma que estos, por ejemplo, a través del cargo por confiabilidad realicen las inversiones necesarias para garantizar la confiabilidad en el suministro del servicio eléctrico, lo preocupante es la cuantía en que incrementa el precio spot, lo que se traduce en un incremento en la tarifa final para la prestación del servicio, lo que a su vez, simultáneamente recae sobre el consumidor final y por supuesto el coste de oportunidad de estos recursos es muy alto.

De acuerdo a los resultados obtenidos el cargo por confiabilidad para el periodo de estudio (2005 – 2014) ha tenido un incremento del precio spot en un 18%.

Esto se puede explicar porque los generadores, al hacerse acreedores de una oferta de energía firme (OEF), tienen que guardar energía, debido a que, si el precio sube a niveles del precio de escasez, ellos deben tener una cantidad disponible de energía y, por lo tanto, los generadores disponen de menos capacidad para producirla, reduciendo la oferta presente causando incrementos del precio.

Con respecto a los resultados de la implementación de la Resolución 119 de 2007, la estimación muestra que la entrada en vigencia de la nueva fórmula tarifaria en febrero de 2008 aumentó el precio (7%). Ello podría tener relación con el mecanismo, definido en dicha resolución, de traslado del coste de la generación al cliente regulado, que garantiza la colocación de una parte importante de la capacidad de los generadores integrados (que ejercen también la actividad de comercialización) a precios de contratos, reduciendo en consecuencia presiones competitivas en el MEM. En el fondo, esto implica que los generadores estarían obteniendo un porcentaje importante de los ingresos por medio de contratos de largo plazo, y que el MEM pasaría a un plano secundario.

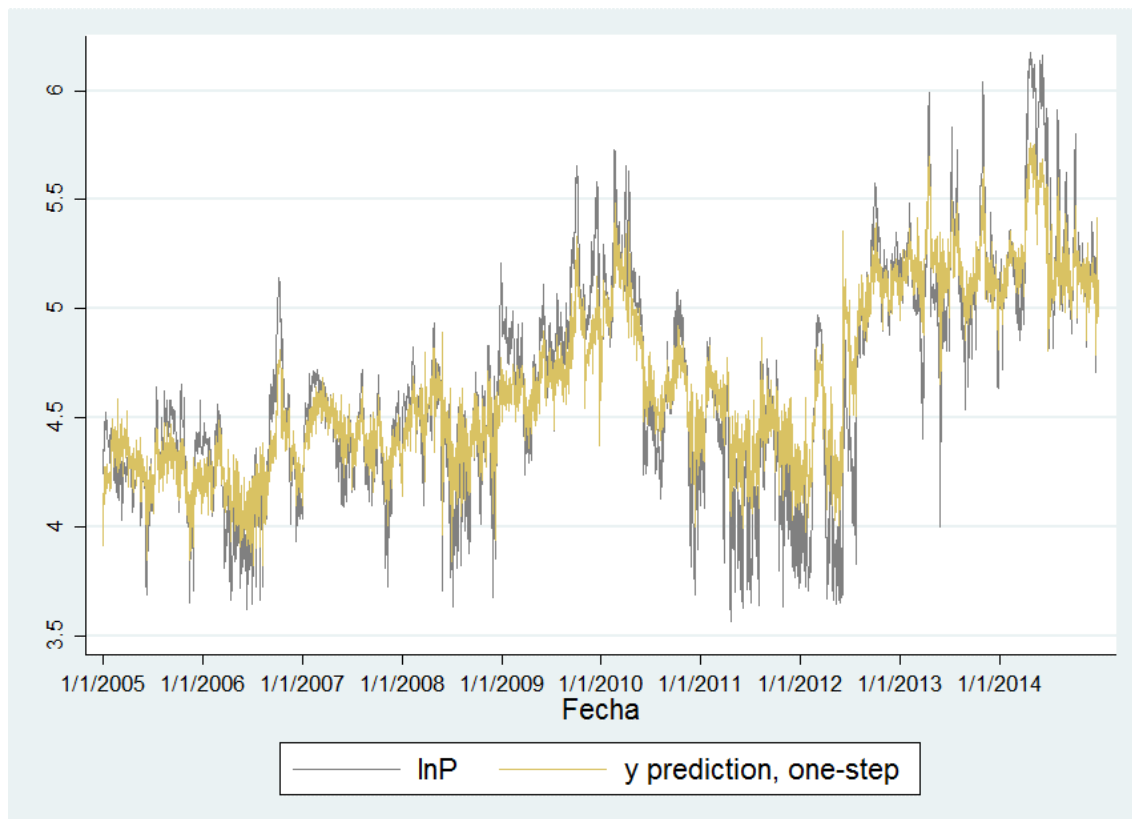
Del mismo modo la aplicación de la resolución CREG 051 de y el acuerdo nacional operativo 593 de 2012 del CON, han impactado directamente el precio de generación, aumentando los costes de las empresas generadoras al modificar esquemas de precios y cálculos de despacho ideal. Estos costes en los que incurren las empresas se ven reflejados en la tarifa final por medio del componente de generación.

También el componente de choques aleatorios MA de orden 1 significa que existen situaciones aleatorias del periodo  $t-1$  que afectan el precio spot promedio en el periodo  $t$ . Además, de modelar el alto nivel de volatilidad que presenta el precio spot en el MEM, por medio de efectos ARCH y GARCH, los cuales resultan estadísticamente significativos.

Por último en el Gráfico 7 se presenta la predicción para el precio spot durante el periodo de análisis utilizando el modelo con estructura ARCH estimado. Se puede observar que este recoge adecuadamente la dinámica para el comportamiento de largo plazo para el proceso generador de los datos del

precio spot, la cual es una característica deseable en la construcción de modelos.

**Gráfico 7.** Predicción del precio spot



Fuente: Elaboración propia.

Podemos observar que hay una gran similitud entre el modelo propuesto (Línea café clara) y el precio spot promedio diario (Línea gris).

Lo que diferencia este artículo es el componente de choques aleatorios, lo que en teoría económica tiene sentido, puesto que los agentes perciben el precio del periodo  $t-1$  como una variable importante para explicar el precio en el periodo  $t$ .

#### 4. CONCLUSIONES

El objetivo de este artículo es analizar el impacto que han tenido algunas regulaciones establecidas por el ente regulador (la CREG) sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia mediante una regresión de tipo ARCH. Los principales resultados permiten concluir que estos cambios regulatorios han

incrementado el precio spot, durante el periodo comprendido entre los años 2005 y 2014. Esto no es del todo malo para el funcionamiento del MEM, dado que se deben implementar incentivos suficientes para que los generadores, por ejemplo, a través del cargo por confiabilidad realicen las inversiones necesarias que garanticen la confiabilidad en el suministro del servicio eléctrico. Lo preocupante es la cuantía en que han incrementado el precio spot, lo que se ha traducido en un aumento en la tarifa final para la prestación del servicio y, por lo tanto, recae sobre el consumidor final y por supuesto el coste de oportunidad de estos recursos es muy alto.

Resoluciones CREG como la 071 de 2006 (CREG, 2006b) relacionada con el cargo por confiabilidad; la 119 de 2007 (CREG, 2007), donde se establece la nueva fórmula tarifaria que empezó a regir desde febrero de 2008 y la 051 de 2009 (CREG, 2009) y el acuerdo 593 de 2012 del CNO (CNO, 2012) incrementaron el precio spot entre el 2005 y 2014.

Si bien una de las funciones del ente regulador es ayudar a una asignación eficiente de los recursos, un buen diseño de mercado debería ofrecer al regulador de intervenciones arbitrarias, que limitan la racionalidad de los agentes y que pueden poner en riesgo la operación confiable del sistema. Los “remedios de conducta”, en cambio, son intervenciones de precios que comportan costes en la asignación eficiente de los recursos. Su implementación debería restringirse a casos excepcionales y condicionarse a un estudio cuidadoso de los costes de ineficiencia que implican. Siempre es preferible adoptar medidas estructurales que, mejorando el diseño del mercado, permitan un ejercicio claro de la racionalidad económica de los agentes. Un buen ejemplo de ello es el mercado inglés, donde una combinación entre la estructura de mercado y el diseño de este, jugaron un papel importante en la creación de un mercado competitivo (Evans y Green, 2005; Fabra y Toro, 2003).

Por supuesto, un buen diseño de mercado no garantiza la ausencia de prácticas colusorias que afecten el resultado del mercado. La supervisión es necesaria para detectar su ocurrencia y las medidas sancionatorias deben ser expeditas y efectivas. Sin embargo, este es un tema de la administración de justicia. El diseño de mercado debe garantizar que los agentes legales, que

operan racionalmente, produzcan un resultado eficiente, dada la estructura de información disponible y los incentivos creados. De la conducta impropia de los agentes debe ocuparse el sistema judicial, sancionando adecuadamente a quienes violen los códigos de conducta establecidos.

Desde la perspectiva económica se analizó la relación entre la demanda del SIN y la oferta real disponible como medidas de oferta y demanda para analizar si su interacción tienen impactos sobre el precio spot. Los resultados muestran que un aumento en esta relación incrementa el precio, ya que cuando la demanda crece ejerce presión en el mercado y genera un aumento en el precio. Cabe anotar que la oferta durante el periodo de estudio aumentó en menor proporción que la demanda, lo que ha llevado a un aumento en los precios en el largo plazo.

El modelo también considera otras variables claves justificadas desde el funcionamiento del MEM como las condiciones climáticas por medio del fenómeno de El Niño, medido a través del MEI y los aportes hidrológicos compuestos por los aportes y embalses, que se incluyen, debido al alto componente hidráulico que tiene este mercado para su funcionamiento. Eventos de El Niño fuertes aumentan el precio spot en una cuantía para nada despreciable, 25% para el periodo de estudio, debido a que se presentan sequías disminuyendo los niveles hidrológicos, y por ende disminuye la oferta disponible. Por su parte, los aportes hidrológicos disminuyen el precio cuando estos aumentan, es decir, cuando los embalses y los aportes crecen, ya que representan una mayor oferta disponible en el tiempo.

Un aporte en este paper es que se implementaron los efectos de choques aleatorios de orden 1 y resultaron estadísticamente significativos, lo que implica que los efectos aleatorios en el periodo  $t-1$  impactan el precio del periodo  $t$ . Además de incorporar los efectos de alta volatilidad por medio de modelos ARCH y GARCH, que también resultan estadísticamente significativos para explicar la formación del precio spot en el MEM en Colombia. Los agentes consideran la memoria histórica en el precio spot para ofertar y maximizar sus beneficios en el momento de tranzar en la bolsa de energía.

## REFERENCIAS

Arango, S., Dyner, I. y Larsen, E. (2006). Lesson from the deregulation in South America: understanding hydro basade electricity markets. *Utilities Policy*, 14, 196-207.

Arango, S., Restrepo, M. I., y Vélez, L. G. (2011). La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. *Cuadernos de economía* 31(56), 199-222.

Arenas, D. (2014). Mercado spot de energía y modelo alternativo para la fijación de un precio eficiente. Tesis de Maestría en Econ. omía, Universidad EAFIT

Avdiu, N. y Kabashi, P. (2013). Electricity supply security short, medium and long-term perspective in Kosovo. IEEE, European Energy Market (EEM), 2013 10th International Conference.

Barrera, F. y García, A. (2010). Desempeño del mercado eléctrico colombiano en épocas del niño: lecciones del 2009-10. *Informe para la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica –ALCOGEN-*. Noviembre de 2010, p. 152.

Battle, C. y Pérez-Arriaga, I. (2008). Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets. *Utilities Policy*, 16(3), 184-193.

Bollerslev, T. (1986). Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. *Journal of Econometrics*, 31, 307-327.

Botero, J., García J. y Velásquez H. (2015). Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia. forthcoming *Cuadernos de Economía*, 32(68).

Botero, J., García, J. y Vélez, L. (2013). Mecanismos utilizados para monitorear el poder de mercado en mercados eléctricos: reflexiones para Colombia. *Cuadernos de Economía*, 32(60), 533-569.

Carlton, D. y Perloff, J. (2004). *Modern industrial organization*, 3<sup>rd</sup> ed., Addison-Wesley

Cramton, P. y Stoft, S. (2007). Colombia Firm Energy Market. Recuperado de: <http://www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/cramton-stoft-colombia-firm-energy-market.pdf>.

CREG. (1995). Resolución 024. Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1995-CRG95024>

CREG. (2006a). *Cargo por confiabilidad. Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia, una visión de largo plazo.* recuperado de: <http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/CargoxConfiabilidad.pdf>

CREG. (2006b). Resolución 071. Por la cual se integraron todas las resoluciones expedidas por la CREG sobre Cargo por Confiabilidad, hasta la resolución creg-040 de 2008. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/243937481e5177820525785a007a6f75?OpenDocument>

CREG. (2007). Resolución 119. Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/c63f06a9114e1a150525785a007a6fa2?OpenDocument>

CREG. (2009). Resolución 051. Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e93298f462402ffd0525785a007a714f?OpenDocument>

CREG. (2010a) Resolución 011. Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 051 de 2009, sobre funcionamiento del MEM. Recuperado de: <http://www.xm.com.co/BoletinXM/Pages/RegulacionesMar10.aspx.aspx>

CREG. (2010b) Resolución 073. Por la cual se modifica la Resolución CREG 024 de 1995 sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e1b9ae78b32b1f750525785a007a7317?OpenDocument>

Diebold, F. X. y Mariano R. S. (1995), Comparing predictive accuracy. *Journal of Business and Economic Statistics*, 13, 253-263.

Engle, R. F. (1982). Autoregressive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation. *Econometrica*, 50, 987-1007.

Evans, J. y Green, R. (2005). Why did British electricity prices fall after 1998? Mimeo, Birmingham Institute for Energy Research and Policy. Recuperado de <http://ideas.repec.org/p/cam/camdae/0326.html>.

Fabra, N., y Toro, J. (2003). The fall in British electricity prices: Market rules, market structure, or both? Mimeo, Universidad Carlos III. Recuperado de <http://e->



archivo.uc3m.es/bitstream/10016/5016/1/Fall\_WPECONWPA\_2003\_preprint.pdf.

Fedesarrollo. (2009). El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros sectores. Fedesarrollo. Recuperado de: <http://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/171>

Finon, D. y Pignon, V. (2008). Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market. *Utilities Policy*, 16(3), 143-158.

García, J., Bohorquez, S., López, G., y Marín, F. (2013). Poder de mercado en mercados spot de generación eléctrica: metodología para su análisis. Documento de trabajo N. 1305. Centro de Investigaciones Económicas y Financieras, Universidad EAFIT.

Gutiérrez, A. (2011). Elasticidad precio-demanda de los usuarios no regulados en Colombia. Tesis de Maestría en Economía, Universidad EAFIT, 51 p.

Hurtado, L., Quintero, O. y García, J. (2014) Estimación del precio de oferta de la energía eléctrica en Colombia mediante inteligencia artificial. *Revista de Métodos Cuantitativos para la Economía y la Empresa*, 18, 54-87.

Joskow, p. y Tirole, J. (2007). Reliability and competitive electricity markets. *Rand Journal of Economics*, 38(1), 60-84, Spring.

Larsen, E., Dyner, I., Bedoya, L. y Franco, c. (2004). Lesson from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. *Energy Policy*, 32(15), 1767-1780.

Nicholson, M. (2010). *Teoría microeconómica principios básicos y ampliaciones* (Novena ed.). México.

NOAA. (2015). *Earth System Research Laboratory: Physical Sciences Division*. Recuperado de: Earth System Research Laboratory: <http://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/index.html>

Pérez-Arriaga, I. (2001). Long-term Reliability of Generation in Competitive Wholesale Markets: A Critical Review of Issues and Alternative Options. IIT Working Paper n.º IIT- 00-098IT, Universidad Pontificia Comillas.

Peters, J. (2001). Estimating and Forecasting Volatility of Stocks Indices using Asymmetric GARCH Models and (Skewed) Student-t Densities. University of Leige. Recuperado de: <http://www.unalmed.edu.co/~ndgirald/Archivos%20Lectura/Archivos%20curso%20Series%20II/jppeters.pdf>

Salazar, J. (2008). Simulación del cargo por confiabilidad y de la expansión del mercado de generación en Colombia. Tesis de máster, Madrid: Universidad Pontificia Comillas.

Vázquez, C., Rivier, M. y Pérez Arriaga, I. (2002). A market approach to long-term security of supply. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2), 349-357. doi: 10.1109/TPWRS.2002.1007903.

1. Vives, F. y Fabra, N. (2008). *Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Markets*. Public-Private Sector Research Center, IESE Business School, Noviembre. Recuperado de: [http://www.iese.edu/en/files/energy%20report\\_Eng\\_tcm4-27082.pdf](http://www.iese.edu/en/files/energy%20report_Eng_tcm4-27082.pdf)

Wolfram, C. (1998). Strategic Bidding in a Multiunit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales. *The RAND Journal of Economics*, 703-725.

XM. (2012a). *Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano*. Recuperado el 11 de Junio de 2013, de <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>

XM. (2012b). Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano 2012 XM S.A. E.S.P. Recuperado el 11 de Junio de 2015 de <http://www.xm.com.co>

XM. (2013). *ABC Cargo por Confiabilidad*. Recuperado el 11 de Junio de 2013, de <https://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/abc2.pdf>

XM (2015). *Información Inteligente: Metadata*. Recuperado el 20 de Mayo de 2015, de Información Inteligente: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/Metadatapublica.aspx>

Zapata, J. (2011). Impacto del PIB, del gas natural y de los precios de la electricidad, en el Consumo de Energía Eléctrica en Colombia. Tesis de Maestría en Economía, Universidad EAFIT, 57 p.