

CARACTERIZACIÓN Y PRONÓSTICO DEL PRECIO *SPOT* DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA*

SANDRA PATRICIA BELLO-RODRÍGUEZ**
ROBERT BAUDILIO BELTRÁN-AHUMADA***

RESUMEN

La historia del sector eléctrico en Colombia y su planeación ha estado marcada por varios hitos, que han producido cambios en los paradigmas sobre la organización y la función del Estado frente a la prestación del servicio de energía eléctrica. Dichas innovaciones de transformación y expansión han tenido efectos positivos y negativos sobre las variaciones en los precios del mercado, especialmente en los precios que se manejan en la Bolsa de Energía (BE), implicando que los agentes en este mercado enfrenten riesgos de inversión, creando desajustes en la asignación de recursos y a su vez provocando inestabilidad financiera. El presente artículo realiza una caracterización del precio en la bolsa del Sector Eléctrico Colombiano (SEC), que representa una base importante en el diseño y uso de estrategias de inversión para cualquier agente del sector eléctrico que transe energía en la bolsa, y para el planteamiento de nuevas estrategias orientadas a los mercados de futuros que permitirán la disminución de riesgos de inversión.

Palabras clave autor: caracterización, pronóstico del precio de la energía eléctrica, bolsa de energía, volatilidad, sector eléctrico colombiano.

Palabras clave descriptor: servicios públicos domiciliarios, precios energía eléctrica, mercados de futuros y opciones.

Clasificación JEL: G11, G13, L94, Q47.

Fecha de recepción: 9 de noviembre de 2010
Fecha de aceptación: 1 de diciembre de 2010

* Artículo de investigación que los autores elaboran en materia de regulación económica y servicios públicos domiciliarios, producto de su tesis de grado para optar al título de Magister en Economía, de conformidad con los lineamientos del Grupo de Investigación de Gestión de Sistemas Energéticos (GESETIC) de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

** Magister en Economía de la Pontificia Universidad Javeriana y Matemática de la Universidad Nacional de Colombia. Profesora Hora Cátedra de la Universidades Distrital Francisco José de Caldas, Militar Nueva Granada y La Salle. Contacto: spbellor@udistrital.edu.co

*** Magister en Economía de la Pontificia Universidad Javeriana y Matemático de la Universidad Nacional de Colombia. Actuario Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A. Contacto: robeltr@mapfre.com.co

CHARACTERISTICS AND FORECAST OF THE ELECTRIC POWER SPOT PRICE IN COLOMBIA

ABSTRACT

The history of electric power in Colombia and its planning has numerous milestones, which have produced changes in the State's organization and function paradigms regarding energy provision. Such transformation and expansion innovations have had both positive and negative effects on market price fluctuation, especially in the prices traded at the Energy Stock Exchange, implying that agents in this market face investment risks, which produces a resource allocation imbalance and in turn triggers financial instability. This paper characterizes the stock price at the Colombian Energy Stock Exchange, becoming an important basis to design and apply investment strategies for any business agent trading energy at the stock exchange, as well as pondering new strategies directed to future markets that will allow significant investment risk reductions.

Key words author: Characterization, Forecast Price Electric Power, Energy Exchange, Volatility, Colombian Electricity Sector.

Key word plus: Public Utilities, Electric Power Prices, Futures and Options Markets.

JEL Classification: G11, G13, L94, Q47.

CARACTÉRISATION ET PRONOSTIC DU PRIX *SPOT* DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE EN COLOMBIE

RÉSUMÉ

L'histoire du secteur électrique en Colombie et sa planification a été marquée par plusieurs étapes essentielles, qui ont engendré des changements sur les paradigmes d'organisation et la fonction de l'État face à la prestation du service d'électricité. Ces innovations de transformation et d'expansion, ont eu des effets tant positifs que négatifs sur les variations des prix du marché, spécialement sur les prix définis sur la Bourse d'Énergie (BE), impliquant que les agents sur ce marché se trouvent face à des risques d'investissement, créant des désajustements dans l'allocation des ressources et par là même l'instabilité financière. Le présent article effectue une caractérisation du prix sur la bourse du Secteur Électrique Colombien (S.E.C.), qui représente une base importante dans la conception et l'utilisation de stratégies d'investissement pour tout agent du secteur électrique qui fait circuler de l'énergie à la bourse, et pour la mise en place de nouvelles stratégies orientées vers les marchés du futur qui permettront la diminution des risques d'investissement.

Mots clés auteur: caractérisation de la demande, prix de l'énergie électrique, bourse de l'énergie, volatilité, secteur économique colombien.

Mots clés descripteur: services publics à domicile, prix de l'énergie électrique, marchés d'avenirs et options.

Classification JEL: G11, G13, L94, Q47.

Sumario: Introducción. 1. Revisión de literatura. 2. Hipótesis. 3. Estimación. 4. Resultados. Conclusiones. Bibliografía.

INTRODUCCIÓN

La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia se inicia a finales del siglo XIX por cuenta de inversionistas privados, quienes formaron las primeras empresas con la finalidad de generar, distribuir y comercializar electricidad.

Durante la primera mitad del siglo XX se mantiene el esquema de propiedad privada. Sin embargo, las empresas existentes pasan a manos del Estado por la continua presión de la clase política de las distintas regiones del país.

En 1967 se crea Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), asumiendo la coordinación del suministro de electricidad, adoptando procesos de optimización tendientes a minimizar los costos del sistema, planeando la expansión del sistema de generación y, si fuere necesario, de la construcción y operación de las nuevas centrales de generación.

A partir de los años 80 el sector eléctrico colombiano entra en crisis¹, como consecuencia de: 1) Múltiples ineficiencias en la planeación, estructuración y coordinación de las entidades del sector, que conducen al desarrollo de grandes proyectos de generación, con sobrecostos y atrasos considerables; 2) subsidio inadecuado de tarifas, y 3) politización de las empresas estatales.

El deterioro en el desempeño del sector lleva a que finalmente éste se convierta en una gran carga para el Estado, ocasionando la quiebra del sector y, como consecuencia, el gran racionamiento a nivel nacional en el periodo comprendido entre 1991 y 1992.

Paralelamente, y acorde con la tendencia mundial de poner en duda la eficacia de los monopolios estatales en la prestación de los servicios públicos, se da inicio a las reformas estructurales en las economías de los países de Latinoamérica, orientadas a mejorar la prestación del servicio, tanto en calidad y disponibilidad, como en el precio a los consumidores de energía eléctrica. Para ello, se plantean estructuras sectoriales diferentes, con nuevos elementos centrales, tales como: 1) introducción de la libre competencia y fomento a la inversión privada; 2) privatización de las compañías estatales; 3) eliminación de la integración vertical, y 4) reducción de la presencia del Estado.

A partir de la Constitución Política de 1991 se define un nuevo esquema para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, en el que el papel del Estado implica el asegurar la prestación eficiente de dichos servicios para mejorar la calidad de vida

1 Al igual que en la mayoría de países de América Latina.

de la población y el bienestar general. En este esquema los servicios públicos pueden ser prestados por particulares mientras el Estado se reserva el derecho de ejercer la regulación y el control.

En Colombia, la reestructuración del mercado eléctrico se da con las Leyes 142 y 143 de 1994. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a la fecha ha realizado un importante esfuerzo por desarrollar un marco regulatorio, cuyo objetivo básico es el de crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera. Para ello, el Estado promueve la competencia creando condiciones propicias para su logro y establece reglas para evitar prácticas monopólicas o abusos de poder.

El 20 de julio de 1995 entra en funcionamiento el Mercado Energético Mayorista (MEM) conformado por los generadores y comercializadores, quienes participan de forma activa, y los distribuidores y transmisores, quienes participan de forma pasiva. El funcionamiento del MEM está soportado en la existencia de una Bolsa de Energía (BE) en la que se realizan intercambios comerciales definidos en el contexto de un mercado *spot* ².

En 1999 el MEM enfrenta una situación crítica generada principalmente por la caída de la demanda, la cual fue ocasionada primordialmente por la recesión económica que afecta al país para ese entonces.

Esta circunstancia origina escenarios de muy alta competencia en la oferta con el consecuente impacto en los precios del mercado. Los precios reales de electricidad en la BE, y en los contratos de largo plazo³ de los años 1998-1999, han sido los más bajos observados desde el inicio del actual esquema del mercado implementado en julio de 1995.

El SEC se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Sin embargo, los cambios estructurales al interior del mercado tienen efectos positivos y negativos sobre las variaciones en los precios del mercado, pero en particular respecto a los precios que se manejan en la BE, que hacen que los agentes implicados

2 Mercado en el cual las transacciones ocurren de contado y la entrega es inmediata.

3 “Estos contratos son instrumentos que tienen los agentes, para afrontar el riesgo de compra y venta de energía, donde se establecen las condiciones para atender parcial o totalmente los compromisos comerciales de los agentes. En Colombia se han caracterizado por ser libres (aunque deben poder definirse a nivel horario en magnitud y precio) y remunerados según el acuerdo entre los agentes, no tienen compensación y tienen definidas generalmente amplias cláusulas penales por incumplimiento” Castro (2005).

en este mercado enfrenten riesgos de inversión, creando desajustes en la asignación de recursos y a su vez provocando inestabilidad financiera.

En consecuencia, y a partir de la circunstancia antes descrita, surge la necesidad por parte de los agentes que participan en el MEM de estimar los precios en el futuro, para así disminuir el riesgo de inversión, garantizar utilidades y, al mismo tiempo, brindar mejores costos a los consumidores.

El presente artículo hace una caracterización del precio en la bolsa⁴ del SEC, a partir de los datos suministrados por la filial XM⁵, los cuales son producidos por las interacciones diarias de la demanda y oferta de la energía eléctrica dadas en la BE. Los resultados de la caracterización representan una base importante para el diseño y uso de estrategias de inversión para cualquier agente del sector eléctrico que transe energía en la BE, y para el diseño de nuevas estrategias tendientes a la disminución de riesgos de inversión como lo son los mercados de futuros.

El artículo está organizado en cuatro secciones: la primera presenta la revisión de literatura; la segunda la hipótesis; la tercera la estimación; en la cuarta los resultados y por último las conclusiones.

1. REVISIÓN DE LITERATURA

En la promoción de la competencia entre generadores se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deben estar integrados al sistema interconectado para participar en el MEM. Como contraparte comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado. Esta actividad hoy en día se realiza a través de una subasta para compra y venta de energía. A continuación se presenta una revisión de los modelos que han sido utilizados para la predicción de los precios *spot* en los mercados de energía eléctrica en países como Reino Unido, Chile, Australia, España, entre otros⁶. Por otra parte, se revisan modelos econométricos que

4 Es el precio de oferta incremental más alto de las plantas flexibles programadas en el despacho ideal para la hora de liquidación. Se calcula como un ponderado de las compras en la BE en el período, la información proviene del MEM. La unidad de medida es \$/kW k. Fuente XM, sistema Neón.

5 XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP, filial del grupo empresarial ISA. Encargada de prestar los servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la administración del sistema de intercambios comerciales de energía eléctrica del MEM.

6 Los mercados más desarrollados son el sistema Noruego (Nordpool), la Bolsa de España, el mercado de electricidad de Australia, el Mercado Inglés-Gales y el sistema de mercado de electricidad implementado por Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM). En Latinoamérica se destacan el mercado eléctrico chileno y el colombiano.

han sido definidos y aplicados en mercados distintos al de la energía eléctrica, pero que tienen ventajas que los hacen adecuados también para este sector.

1.1. MODELOS PARA EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Al respecto, de manera especial, encontramos dos modelos citados con frecuencia: los de Green y Newberry (1992), y Powell (1993).

1.1.1. MODELO DE GREEN Y NEWBERRY

A partir de la entrada en vigencia (marzo de 1990) de la Ley de “Electricidad Británica” de 1989 se establecieron cambios estructurales en la industria del suministro eléctrico, tales como: estimular la competencia en el sector de la generación, y regular el precio en los sectores de transmisión y distribución.

Green y Newberry (1992) prueban que en el caso de los generadores se puede maximizar los beneficios sin necesidad de un ente regulador, aunque esto implique costos altos en los horarios de mayor demanda y grandes pérdidas en horarios de poca demanda. Para su demostración modelan el funcionamiento del mercado eléctrico inglés bajo el supuesto que las ofertas que emiten los generadores al *pool*⁷ se acoplan al concepto de función de oferta⁸.

1.1.2. MODELO DE ANDREW POWELL

Powell (1993) sugiere que el proceso de privatización en Inglaterra no ha permitido obtener los resultados de eficiencia esperados, y precisa que cuando existe una estructura de mercado oligopólico se pueden conseguir precios más competitivos si se introduce un Mercado de Opciones y Futuros (MOF). Destaca, además, que el mercado de contratos podría desarrollarse como producto de una conducta estratégica de los consumidores, quienes estarían dispuestos a comprar contratos futuros⁹, aún

7 Grupo de empresas dedicados a suministrar servicios en el sector eléctrico.

8 Grossman (1981) y Hart (1982), siguiendo las ideas de Cournot (1838) y Bertrand (1883), proponen un modelo donde las empresas se comprometen a seleccionar una cantidad (en este caso energía emitida) que sea igual a la curva de oferta. Se alcanzará, así, un equilibrio de Nash en funciones de oferta. Sin embargo, el problema de este modelo es que existen múltiples equilibrios. Klemperer y Meyer (1989) establecen un único equilibrio en un oligopolio bajo incertidumbre en la demanda. En la solución, las empresas elijen los precios y las cantidades en forma simultánea. La incertidumbre es incluida mediante choques externos aleatorios. Los precios dependen de los costos marginales, del exceso de la demanda sobre la oferta y de los cambios de este exceso; éstos, a su vez, dependen de los precios y del choque externo. La ventaja de esta función de oferta de equilibrio es que se adapta a las condiciones de incertidumbre relacionando precios y cantidades, sin suponerlos como dados.

9 “Un contrato futuro es un contrato por el cual se garantiza la entrega del activo suscrito en la cantidad, calidad y precio en una fecha específica, a un precio especificado en la fecha en que se realiza el contrato. Los contratos a futuro son ventajosos al dar a los participantes en el mercado la posibilidad de fijar los precios con anticipación, haciéndose indiferentes a futuras fluctuaciones de precios y reduciendo el riesgo” Pollak (1994).

pagando una prima, anticipando de esta manera el que los productores tengan menos incentivos para ejercer poder de mercado con posterioridad, en el mercado *spot*.

Este modelo se desarrolla bajo los supuestos de un duopolio simétrico, con productos homogéneos (en este caso energía eléctrica), la existencia de un *pool*, la permanencia de precios fijos durante el día para cada grupo generador y una función de demanda lineal, en la que a cualquier precio la cantidad será incierta. Dado que el precio es determinado en una subasta, el rematador, en este caso la BE, se encarga de ordenar dichas ofertas de menor a mayor precio, cubre la cantidad demandada de energía y se paga al precio de la última unidad ofrecida. Luego, los generadores deberán apostar a que su precio esté por debajo del último generador o por lo menos ser el último, para que pueda obtener alguna ganancia. De lo contrario, obtendrán pérdidas y/o no entrarán en la asignación de demanda. Al presentarse la circunstancia en mención, será mejor estar cubierto con instrumentos financieros que le permitan disminuir dicha pérdida.

Powell concluye que el precio en el mercado será más bajo mientras se firme mayor cantidad de contratos¹⁰.

Así la desregulación y privatización del sector eléctrico en Inglaterra crea un mercado de electricidad llamado *pool*, y esto a su vez pone de manifiesto un nuevo *comodity*¹¹ que permite la introducción del mercado de opciones y futuros, el cual ha sido de gran éxito en el país.

1.2. MODELOS ECONOMETRICOS

Para estudiar la variabilidad de los precios de la energía eléctrica es necesario caracterizarlos por medio de algún modelo econométrico. Los modelos de pronóstico a partir de series de tiempo aprovechan la información contenida en la historia de la serie para hacer inferencias sobre su comportamiento futuro. Estas metodologías de predicción no están basadas en un modelo teórico, por lo tanto requieren la realización de múltiples pruebas para determinar la estacionariedad de la serie y sus correlaciones totales y parciales con sus valores rezagados, para de esta manera “modelar” el comportamiento futuro partiendo de la información histórica de la variable.

Una de estas metodologías son los Modelos Autorregresivos de Heterocedasticidad Condicional (*ARCH*)¹², los cuales fueron introducidos por Engle (1982) y Bollerslev (1986). No obstante lo anterior, en la actualidad los modelos más utilizados para modelar la volatilidad son los Autorregresivos de Heterocedasticidad Condicional

10 Estos contratos se refieren a los firmados en el MOF.

11 Es la sigla en inglés que se usa para un bien destinado para uso comercial.

12 En inglés: Autorregresive Conditional Heteroskedasticity (ARCH).

Generalizados (*GARCH*)¹³. Según Franses (1999), estos modelos son de gran aceptación debido a que permiten ajustar las dos principales características o hechos estilizados de los retornos financieros, pero a pesar de la versatilidad de los modelos *GARCH*, éstos parten del supuesto que choques o noticias negativas afectan de la misma manera el retorno que choques o noticias positivas. Es decir, para estos modelos el signo del choque es irrelevante que es otro hecho empírico de gran peso en los retornos financieros asociado con la volatilidad.

Los modelos *GARCH*(p, q)¹⁴ se especifican de la siguiente manera:

$$ht = \delta + \alpha_1 e_{t-1}^2 + \alpha_2 e_{t-2}^2 + \dots + \alpha_q e_{t-q}^2 + \beta_2 h_{t-2} + \dots + \beta_p h_{t-p} \quad (1)$$

donde, las restricciones de no negatividad son:

$$\delta > 0; \alpha_i \geq 0 \text{ y } \beta_j \geq 0, i = 1, \dots, q; j = 1, \dots, p.$$

Un problema que se veía con este modelo era el excesivo número de coeficientes que se debían estimar, pero se ha demostrado que los modelos *GARCH*(1,1)¹⁵ modelan bien las series económicas financieras.

A pesar del buen comportamiento en la modelación de series financieras, el modelo *GARCH* (1,1) posee una debilidad que en algunos casos tiene un peso importante: imponen una restricción de respuesta simétrica a los choques. Es decir, estos modelos parten del supuesto que choques o noticias negativas tienen el mismo efecto sobre el retorno de la serie que los choques o noticias positivas. La razón es que al elevarse los errores al cuadrado se pierden los signos. Este problema es precisamente lo que resuelve Nelson (1991) con el siguiente modelo.

1.2.1. MODELO DE NELSON

El modelo de Nelson *E-GARCH*¹⁶ es aplicado con frecuencia para predecir precios de acciones, activos y en general precios con volatilidades altas. Lo anterior, lo hace especialmente atractivo para el caso de precios en la BE. Se trata de un modelo autorregresivo de primer orden, en el cual la varianza es condicional, es decir, puede cambiar a través del tiempo. El modelo garantiza parámetros positivos mediante una especificación logarítmica. En particular, las varianzas siempre van a ser positivas.

13 En inglés: Generalized Autorregresive Conditional Heteroskedasticity (*GARCH*).

14 p indica el término autorregresivo, asociado a la dependencia temporal de la varianza de la serie con choques aleatorios al cuadrado ocurridos p períodos hacia atrás. q indica el término de media móvil, asociado a la dependencia temporal de la misma en el período t al valor que haya tomado en q períodos anteriores.

15 Un proceso de reversión a la media, y un proceso autorregresivo.

16 Modelo Exponencial *GARCH*.

Formalmente, la varianza multiplicativa condicional es:

$$\ln(h_t) = \delta + \beta_1 \ln(h_{t-1}) + \gamma \frac{e_{t-1}}{\sqrt{h_t}} + \alpha \left[\frac{|e_{t-1}|}{\sqrt{h_t}} - \sqrt{\frac{2}{\pi}} \right] \quad (2)$$

donde:

δ : es la restricción de no negatividad.

h_{t-1} : es la varianza condicional rezagada un período.

γ : es la restricción de no negatividad de los errores.

e_{t-1} : es el error rezagado un período.

1.2.2. MODELO DE GLOSTEN, JAGANNATHAN Y RUNKLE

Basándose en los modelos GARCH desarrollados por Bollersleu (1986) y Taylor (1986), Glosten, Jagannathan y Runkle (1993) plantearon el modelo *GJR-GARCH*. Este modelo se diferencia de los *GARCH* porque incluye un término adicional que representa los choques externos que se puedan tener y afecten la volatilidad de los precios. Así, este modelo es una extensión de *GARCH* incluyendo un término adicional para la asimetría en los procesos *GARCH*.

La varianza aditiva condicional ahora es:

$$h_t = \delta + \alpha_1 e_{t-1}^2 + \beta_1 h_{t-1} + \gamma e_{t-1}^2 I_{t-1} \quad (3)$$

donde:

$$I_{t-1} = \begin{cases} 1, & \text{si } e_{t-1} \\ 0, & \text{en otro caso} \end{cases}$$

Si $\gamma > 0$, quiere decir que las noticias malas tienen un efecto positivo sobre la volatilidad. Ahora la condición de no negatividad es:

$$\delta > 0, \alpha_i \geq 0; \beta_i \geq 0 \text{ y } \alpha_i + \gamma \geq 0.$$

2. HIPÓTESIS

En la revisión de literatura el planteamiento de estimaciones del precio del SEC incluye trabajos de Castro (2005), Rondón (2005), Galeano (2008), Zapata y Ochoa (2008), quienes modelan la volatilidad de los precios. Todos los trabajos anteriores se han basado en modelos *GARCH*.

Un aporte para resaltar de este artículo es la utilización de dos extensiones del modelo *GARCH*, a saber: *E – GARCH* y *GJR – GARCH*, aplicados a las series de precios de la BE del SEC, de acuerdo con las ecuaciones (1) y (3), respectivamente.

Se plantea la siguiente hipótesis:

En situaciones en las que los generadores y agentes, que participan en la BE del SEC, poseen información histórica sobre los precios de la energía eléctrica y se presentan choques externos que los afecten positiva o negativamente, los precios se moverán dependiendo de los procesos multiplicativos o aditivos que tengan su volatilidad, cumpliendo con los supuestos de los modelos *E – GARCH* y *GJR – GARCH*, permitiendo así que se puedan estimar de una forma muy precisa.

3. ESTIMACIÓN

En esta sección se presentan los procedimientos y los resultados de estimar las ecuaciones (1) y (3) de la sección anterior, que permiten establecer si la volatilidad¹⁷ de los precios en la BE siguen procesos multiplicativos o aditivos. Una correcta caracterización permitirá mejores predicciones de dichos precios.

3.1. DATOS Y PROCEDIMIENTO

Los precios de la cantidad transada de energía utilizados en el presente artículo corresponden a los de la BE por *KWh*. Se cuenta con información diaria desde el 1° de enero de 1997 hasta el 7 de agosto de 2010, es decir, 4.601 datos.

Para realizar el análisis de los datos, y tal como lo sugiere la literatura sobre series de tiempo, se procederá con las siguientes pruebas:

- 1) Aproximación gráfica.
- 2) Los precios de la BE tienen dos características fundamentales: colas pesadas en la distribución y clusters de volatilidad.
- 3) Estacionariedad y estacionalidad.
- 4) Identificación del modelo de la media.
- 5) Identificación del modelo de la varianza.

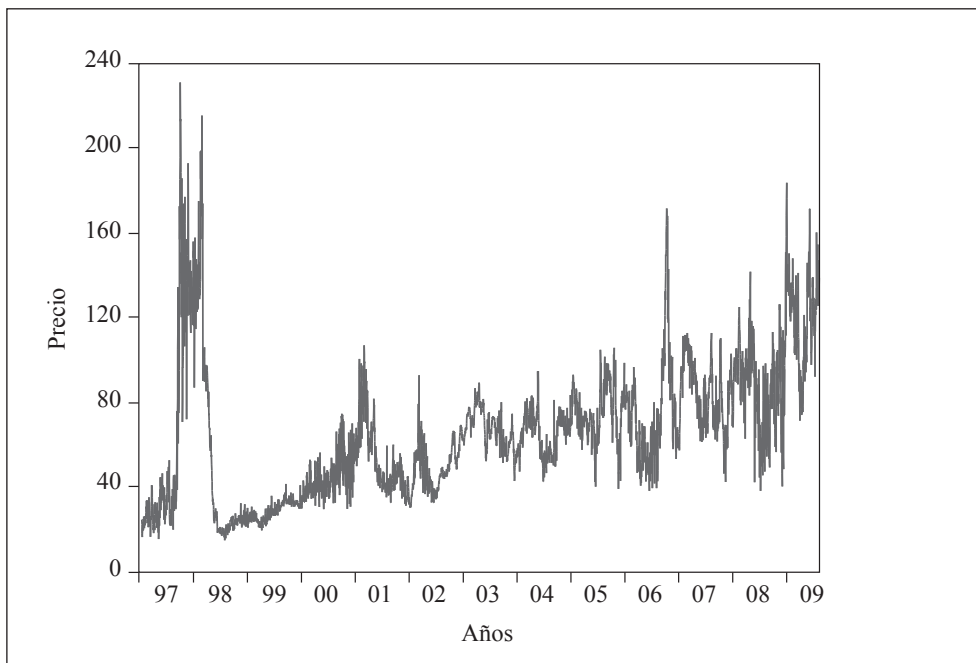
17 “La volatilidad puede considerarse como una medida de los cambios aleatorios e impredecibles en el precio de un bien, los cuales no pueden ser observados directamente, pero que sí es posible estimarlos a partir de los datos históricos disponibles” (Documento CREG 039, p. 6).

3.1.1. APROXIMACIÓN GRÁFICA

Constituye el primer paso para el análisis. En la Gráfica N° 1 se muestra el precio de la energía por *KWh*. Se puede ver un fuerte incremento en este precio durante el año 1997, específicamente desde marzo, debido a cambios regulatorios en el modo de calcular los precios. A partir de 1998 el precio retornó al nivel de los primeros meses de 1997, presentando una tendencia creciente relativamente estable en el periodo analizado.

GRÁFICA N° 1

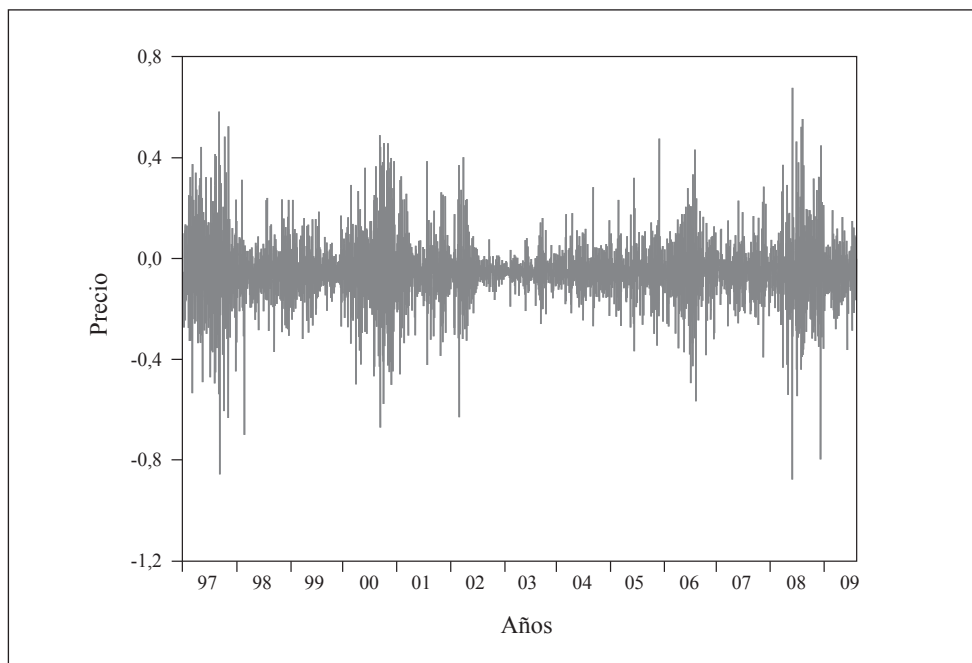
Precio en bolsa de la energía por KWh



Fuente: elaboración propia con base en la información suministrada por XM.

3.1.2. CLUSTERS DE VOLATILIDAD

Al graficar el retorno del precio de la energía, definido como $\ln\left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right)$, se puede observar que cumple una de las características mencionadas de las series financieras: cluster de volatilidad. Se tienen periodos de fuertes oscilaciones del retorno y periodos de relativa estabilidad.

GRÁFICA N° 2**Retorno del precio de la energía en bolsa por KWh**

Fuente: elaboración propia con base en la información suministrada por XM.

3.1.3. ESTACIONARIEDAD Y ESTACIONALIDAD

Para que sea útil la realización de pronósticos se requiere que las series de tiempo sean estacionarias. La inspección gráfica nos sugiere que la serie de tiempo es no estacionaria, se percibe un comportamiento más o menos constante desde el inicio de la muestra el 1° de enero de 1997 hasta finales de 2006, donde se observa un pico histórico importante. A partir de ese momento se distingue una tendencia creciente con un comportamiento bastante irregular.

Para probar la estacionariedad de la serie se realizaron las pruebas de raíz unitaria de Dickey-Fuller¹⁸ Aumentada y de Phillips-Perron, para el precio de la energía. En la siguiente tabla se presentan los resultados de éstas:

18 La prueba de Dickey-Fuller tiene amplias especificaciones, pero en general se espera comprobar, que en una regresión donde la variable dependiente es el precio en el momento t , y la variable independiente es el precio en el momento $t - 1$, el coeficiente que acompaña a la variable independiente de interés es diferente de 1.

TABLA N° 1

Prueba Dickey-Fuller aumentada y de Phillips-Perron

Test	N° rezagos	Valor crítico al 5%	Valor calculado	Hipótesis nula
ADF	28	-2,861976	-3,674998	No se rechaza
Phillips-Perron	NA	-2,861972	-7,246692	No se rechaza

Fuente: elaboración propia en el programa Eviews con base en la información suministrada por XM.

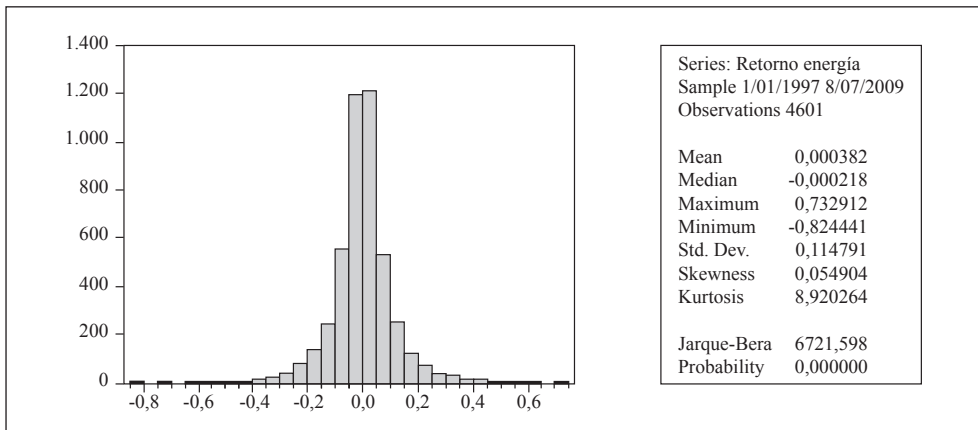
En las dos pruebas de raíz unitaria no se rechaza la hipótesis nula, que la serie del precio de la energía en Colombia tenga por lo menos una raíz unitaria. Es decir, la serie es no estacionaria.

Una vez probada la no estacionariedad de la serie precio de la energía en niveles, se procedió a transformar la serie en estacionaria utilizando los retornos¹⁹. Dada la construcción de los retornos, no se hace necesario realizar las pruebas de estacionariedad.

Además se calcula el histograma de la serie de retornos del precio de la energía. En la Gráfica N° 3 se puede ver que el valor de la curtosis está cerca de 9, muy por encima del valor para una serie que se distribuye normalmente. El estadístico de Jarque-Bera nos confirma que la serie de retornos del precio de la energía no se distribuye normalmente. Con un nivel de significancia del 5%, se rechaza la hipótesis nula que los retornos se distribuyen normalmente.

GRÁFICA N° 3

Histograma retorno del precio de la energía en bolsa por KWh



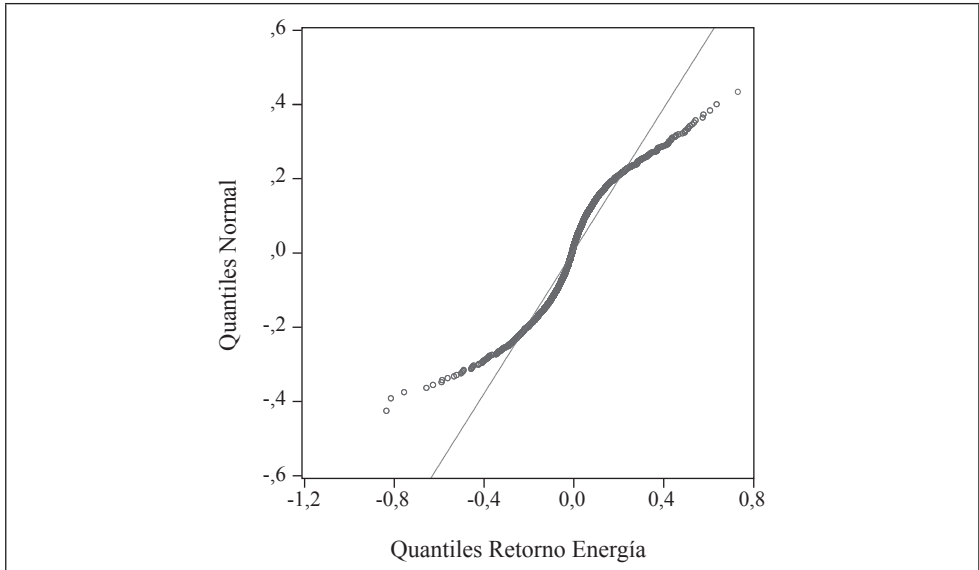
Fuente: elaboración propia en el programa Eviews con base en la información suministrada por XM.

19 $\ln\left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right)$

Otra forma de probar la no normalidad de la serie de retornos del precio de la energía es mediante la construcción y análisis del gráfico de probabilidades QQ. Si todos los valores del retorno caen sobre la línea recta, se considera que la serie está normalmente distribuida.

GRÁFICA N° 4

Gráfica de probabilidades QQ del retorno del precio de la energía en bolsa por KWh



Fuente: elaboración propia en el programa Eviews con base en la información suministrada por XM.

Esto no ocurre con el retorno del precio de la energía. La mayoría de los puntos están por fuera de la línea recta. Este comportamiento puede deberse al supuesto de colas anchas de la distribución de esta serie.

El siguiente paso fue construir el correlograma del retorno de esta serie. También con éste se identifica la ecuación de la media. Se aplica modelo autorregresivo al igual que el trabajo de Galeano (2008), pero a diferencia de él en este trabajo se modela la estacionalidad.

GRÁFICA N° 5

Correlograma de la función de autocorrelación y función de autocorrelación parcial del retorno del precio de la energía en bolsa

Autocorrelation	Partial correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0,228	-0,228	239,48	0,000
		2 -0,092	-0,152	278,55	0,000
		3 -0,071	-0,140	301,53	0,000
		4 -0,029	-0,108	305,30	0,000
		5 -0,055	-0,132	319,22	0,000
		6 -0,027	-0,123	322,65	0,000
		7 0,190	0,121	489,43	0,000
		8 0,008	0,065	489,70	0,000
		9 -0,084	-0,038	522,18	0,000
		10 -0,026	-0,026	525,36	0,000
		11 -0,034	-0,050	530,71	0,000
		12 -0,071	-0,106	553,96	0,000
		13 0,016	-0,055	555,19	0,000
		14 0,131	0,053	634,89	0,000
		15 0,032	0,045	639,56	0,000
		16 -0,075	-0,026	665,81	0,000
		17 -0,025	-0,022	668,80	0,000
		18 -0,032	-0,039	673,54	0,000
		19 -0,038	-0,045	680,15	0,000
		20 0,017	-0,025	681,47	0,000
		21 0,148	0,088	783,06	0,000
		22 0,008	0,040	783,37	0,000
		23 -0,048	0,013	794,24	0,000
		24 -0,025	0,010	797,20	0,000
		25 -0,047	-0,029	807,36	0,000
		26 -0,069	-0,074	829,21	0,000
		27 0,024	-0,038	831,92	0,000
		28 0,164	0,083	956,00	0,000
		29 -0,028	-0,004	959,64	0,000
		30 -0,041	-0,007	967,27	0,000
		31 -0,027	-0,008	970,67	0,000
		32 -0,039	-0,027	977,56	0,000
		33 -0,051	-0,038	989,86	0,000

Fuente: elaboración propia en el programa Eviews con base en la información suministrada por XM.

En el correlograma se nota un comportamiento estacional cada siete rezagos, lo que implica que esta estacionalidad debe ser modelada en la ecuación de la media.

3.1.4. IDENTIFICACIÓN DEL MODELO DE LA MEDIA

El primer paso para la identificación del Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (*ARIMA*)²⁰, consistió en analizar los rezagos del correlograma en múltiplos de siete. Una vez identificada la parte estacional del modelo, se estimó. Con el co-

20 En inglés: Autoregressive Integrated Moving Average (*ARIMA*). Para el sector eléctrico este modelo ha sido usado por Gross (1987), Hagan (1987), Fosso (1999) y Contreras (2003).

rrelograma del modelo estacional se obtuvo el modelo de la ecuación de la media. A continuación se presentan los resultados de esta estimación.

TABLA N° 2

Estimación ecuación de la media para los retornos

Variable	Coficiente	Error estándar
C	-0,000170	0,005424
AR(1)	-0,320065*	0,014817
AR(2)	-0,172970*	0,015349
AR(3)	-0,116156*	0,014819
SAR(7)	0,989421*	0,002955
SMA(7)	-0,941647*	0,006919
R ²	0,196295	
N° observaciones	4.499	

*Estadísticamente significativo al 1%.

Fuente: elaboración propia en el programa Eviews con base en la información suministrada por XM.

El modelo resultante para la ecuación de la media fue un $ARI(3)^{21}$, con componente estacional para el rezago 7. En la tabla anterior se puede ver que los rezagos tanto de la parte regular como de la estacional son estadísticamente significativos al 1%.

Al igual que los trabajos de Rondón (2005) y Galeano (2008), se estima un modelo econométrico que tiene en cuenta el supuesto de heterocedasticidad condicional. Es decir, se va a probar primero si el modelo más básico, *GARCH*, se comporta bien o si es necesario la utilización de un modelo no lineal que diferencie el efecto de choques positivos y negativos sobre el precio del retorno. En este sentido, este trabajo se asimilará al de Galeano (2008), ya que es muy poco probable que los choques positivos y negativos tengan el mismo efecto sobre el retorno del precio de la energía en Colombia.

Ya probada la existencia de estacionariedad, estacionalidad y volatilidad condicional, mediante la transformación de la variable precio en sus retornos, se realizan las pruebas que permiten, primero, la identificación del modelo de la media, y segundo, el modelo de la varianza de los procesos *GARCH(p, q)*.

3.1.5. IDENTIFICACIÓN DEL MODELO DE LA VARIANZA

Una vez estimada la ecuación de la media *ARI(3)*, el siguiente paso consistió en realizar el test de Engle, para probar la existencia de efecto *ARCH*. Este test consiste en una regresión auxiliar de los residuos al cuadrado en función de sus rezagos. La

21 Se habla de *ARI* en la parte regular del modelo porque la estimación se realizó sobre los retornos, es decir la primera diferencia del logaritmo natural de la serie.

prueba es de significancia conjunta en la cual la hipótesis nula en que está dada la totalidad de los coeficientes excepto la constante son iguales a cero.

TABLA N° 3
Resultados Test Engle

Estadístico	Grados de libertad	P-valor
Estadístico F	Prob. F(7,4484)	0,0000
N° Observaciones*R2	Prob. Chi-Square(7)	0,0000

Fuente: elaboración propia en el programa Eviews con base en la información suministrada por XM.

4. RESULTADOS

Los resultados del test de Engle muestran que se rechaza la hipótesis nula que todos los coeficientes sean igual a cero, es decir, sí existe efecto *ARCH*. Por lo tanto, debe adicionarse a la ecuación de la media la ecuación de la varianza, verificando así que es poco probable que los choques positivos y negativos tengan el mismo efecto sobre los retornos.

Como se precisó en la hipótesis de la sección segunda, se estiman los dos modelos mencionados para asimetría de choques, es decir, el *E-GARCH* (Nelson, 1991) y el *GJR* (Glosten, Jagannathan y Runkle, 1993). La estimación se realiza sin incluir las últimas 60 observaciones, con el objetivo de ver qué tan bien pronostica el modelo escogido dentro de la muestra.

TABLA N° 4
Resultados Estimación Modelos *E-GARCH* y *GJR-GARCH* para los retornos del precio de la energía

Modelo <i>E-GARCH</i> (1,1)			Modelo <i>GJR-GARCH</i> (1,1)		
Variable	Coefficiente	Error estándar	Variable	Coefficiente	Error estándar
Ecuación de la media			Ecuación de la media		
C	0,00014	0,00175	C	-0,00002	0,00191
AR(1)	-0,28489*	0,01444	AR(1)	-0,28033*	0,01474
AR(2)	-0,13154*	0,01478	AR(2)	-0,13323*	0,01562
AR(3)	-0,07476*	0,01541	AR(3)	-0,08447*	0,01625
SAR(7)	0,97108*	0,00357	SAR(7)	0,97324*	0,00356
MA(7)	-0,92818*	0,00754	MA(7)	-0,93023*	0,00743

Continúa

Ecuación de la varianza			Ecuación de la varianza		
C	-0,20066*	0,01061	C	0,00006*	0,00001
$\frac{e_{t-1}}{\sqrt{h_t}}$	0,17717*	0,00835	e_{t-1}^2	0,06256*	0,00510
$\left[\frac{ e_{t-1} }{\sqrt{h_t}} - \sqrt{\frac{2}{\pi}} \right]$	-0,02690*	0,00608	$e_{t-1}^2 I_{t-1}$	0,02174*	0,00745
$\ln(h_{t-1})$	0,98507*	0,00138	h_{t-1}	0,92547*	0,00354
R ²	0,1865		R ²	0,1879	
N° observaciones	4.589		N° observaciones	4.589	

*Estadísticamente significativo al 1%.

Fuente: elaboración propia en el programa Eviews con base en la información suministrada por XM.

Tanto en el modelo *E-GARCH* como en el *GJR-GARCH*, los coeficientes de la ecuación de la media y de la varianza son estadísticamente significativos.

El siguiente paso, antes de interpretar los coeficientes, consiste en verificar cuál de los dos modelos tiene mejor aproximación para la media y la varianza de los retornos del precio de la energía. Para esto, después de estimar cada modelo, se realizó el test de Engle para cada uno. En la siguiente tabla se encuentran estos resultados:

TABLA N° 5
Test Engle Modelos *E-GARCH* y *GJR-GARCH*

Estadístico	P-valor <i>E-GARCH</i>	P-valor <i>GJR</i>
Estadístico F	0,026	0,228
N° Observaciones*R ²	0,026	0,228

Fuente: elaboración propia en el programa Eviews con base en la información suministrada por XM.

Después de estimar los dos modelos y realizar la prueba de Engle, se puede concluir que el *E-GARCH* no está modelando bien la varianza de los retornos. Esto se puede ver en el test de la anterior tabla, donde aún persiste efecto *ARCH*. Por lo tanto, el mejor modelo entre estos dos es el *GJR-GARCH*.

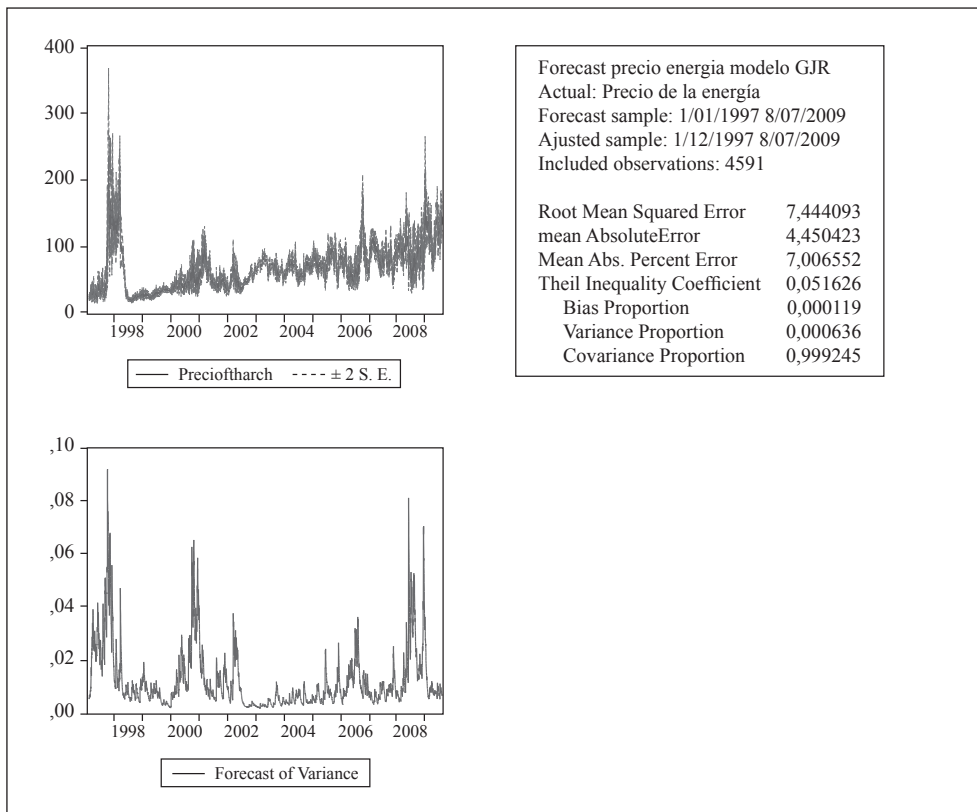
Como ya se definió cuál modelo es el mejor, ahora sí se puede interpretar el coeficiente de la parte asimétrica. El signo positivo de este coeficiente implica que los choques negativos o las noticias malas incrementan la volatilidad. Sobre este modelo se hace la siguiente y última etapa, pronosticar por dentro de la muestra, para ver la bondad de ajuste del modelo, con los 60 datos reservados.

En la Gráfica N° 6 se encuentra el pronóstico del precio de la energía en Colombia y de la varianza condicional. El pronóstico puede considerarse bueno al tenerse un coeficiente de desigualdad de Theil del 5%; éste mide el error de pronóstico. Se pueden ver adicionalmente en la gráfica los tres periodos de gran volatilidad:

- 1) En el año 1997 como se había mencionado.
- 2) Durante el año 2000.
- 3) En el año 2008.

GRÁFICA N° 6

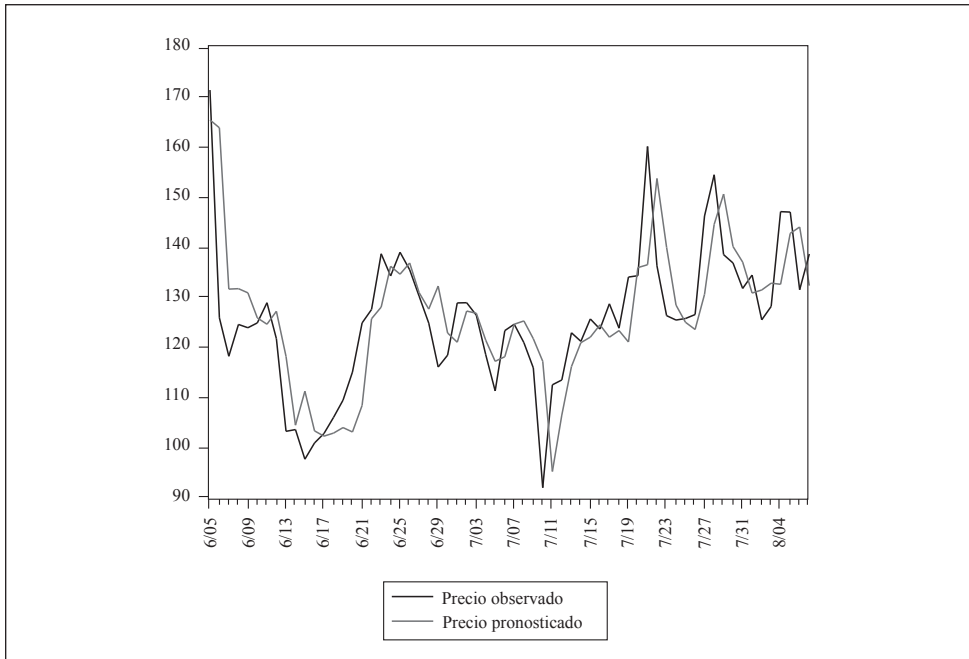
Pronóstico precio de la energía Modelo *GJR-GARCH*



Fuente: elaboración propia en el programa Eviews con base en la información suministrada por XM.

En la Gráfica N° 7 se puede ver que el modelo *GJR-GARCH* pronostica relativamente bien dentro de la muestra, debido a que se siguen los movimientos de la serie observada.

GRAFICA N° 7

Serie observada contra serie pronosticada
junio 5 - agosto 8 de 2010

Fuente: elaboración propia en el programa Eviews con base en la información suministrada por XM.

CONCLUSIONES

Cualquier variación fuerte produce volatilidades altas en los precios de la energía eléctrica ocasionando riesgos de inversión, a tal punto que se lleguen a generar pérdidas incalculables para los agentes que participan en el mercado. Se establece, entonces, la necesidad inmediata de que los agentes caractericen los precios del mercado.

El presente artículo ajustó un modelo que caracteriza tanto a precios como volatilidad del SEC, modelando la estacionalidad de los retornos de los precios. La importancia de este modelo está en que tiene en cuenta la relevancia de un choque externo a los precios, lo cual tiene bastante trascendencia en nuestro país, dado que el mercado está expuesto a varios de estos choques, como son: 1) las épocas de sequía; 2) las épocas de lluvia; 3) terrorismo; 4) regulación; 5) interacción diaria de oferta y demanda; 6) consumo de la población, y 7) imposibilidad de almacenamiento, entre otros.

Adicionalmente, las noticias malas afectan positivamente la volatilidad del precio de la energía eléctrica, cumpliendo así con las características del precio en la BE, lo que queda verificado por medio del estadístico Theil, el cual es del 5%.

De esta manera, se caracterizó el precio transado en la BE del SEC por medio de dos parámetros, media y varianza, de tal manera que un generador del sector eléctrico pueda predecir el precio del día siguiente. El generador requerirá una predicción diaria no solo porque el mercado funciona con periodicidad, sino porque los datos históricos muestran una gran volatilidad. Se ha de mencionar que el modelo pronostica los precios a corto plazo y, por lo tanto, se tendrá que estar alimentando diariamente.

Los resultados de la caracterización representan una base importante para el diseño y uso de estrategias de inversión para cualquier agente del sector eléctrico que transe energía en la bolsa, y en el planteamiento y valoración de nuevas estrategias para la disminución de riesgos de inversión como lo son los derivados o MOF, tal y como lo plantea Powell (1993).

Esto permitiría que se beneficiaran todos los agentes del sector, cumpliendo así con lo dispuesto en las Leyes 142 y 143, en donde se establece la sana competencia entre las empresas de servicios públicos, la inversión y gestión del sector privado y la protección en particular de los consumidores, y por ende de toda la sociedad.

Modelos como los de Klemperer y Meyer (1989), Green y Newbery (1992) poseen una teoría fuerte en cuanto a optimización de cantidades en los mercados del sector eléctrico, donde tienen en cuenta factores de gran relevancia, como son los choques externos. Sin embargo, estos modelos no han sido aplicados a economías reales, por lo tanto se deja como iniciativa el estudio de estos modelos y su aplicación a economías como la colombiana.

BIBLIOGRAFÍA

- Bodie, Z., Kane, A. & Marcus, A. (1986). *Investments*. Boston: Irwin/McGraw-Hill.
- Briceño, A. M. (2003). *Estructura tarifaria y situación del sector eléctrico colombiano*. Bogotá: Universidad Externado de Colombia.
- Brooks, C. (2008). *Introductory econometrics for finance* (2nd ed.). Cambridge: Cambridge University Press.
- Cadavid, J. V. & García, J. J. (2003, julio). *Análisis de los criterios de eficiencia económica y calidad para la determinación de las tarifas del sector eléctrico en Colombia*. Ponencia en el I Simposio de Microeconomía y Temas Afines. Universidad Nacional de Colombia y Universidad Externado de Colombia, Bogotá, Colombia.
- Castro, A. H. (2005). *Análisis de la implementación de un sistema de derivados financieros en el sector eléctrico colombiano*. Bogotá: Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2004). Sistema electrónico de contratos normalizados de largo plazo-SEC (Documento CREG 039). Bogotá: Autor.
- Contreras, J., Espínola, R., Nogales F. J. & Conejo, A. J. (2003). ARIMA models to predict next-day electricity prices. *IEEE Transactions on Power System*, 18, 1070-1077.
- Empresa de Energía de Bogotá, S.A. E.S.P. Energía: sus perspectivas, su conversión y utilidades en Colombia. Programa Universitario de Investigación en Energía -PUIE, Universidad Nacional de Colombia.
- Enders, W. (2003). *Applied Econometric Time Series* (2nd ed.). New York: Wiley Series in Probability and Statistics.
- Engle, R. F. (1982). Autorregresive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation. *Econometrica*, 50, 987-1002.
- Franses, P. (1999). *Nonlinear time series models in empirical finance*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Fosso, O. B., Gjelsvik, A., Haugstad, A. & Wangensteen, I. (1999). Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case. *IEEE Transactions on Power Systems* 14 (1), 75-80.
- Galeano, F. (2008). *Valoración de opciones en el mercado eléctrico colombiano: aproximación por simulación incorporando las características únicas de la evolución del precio spot de la electricidad*. Bogotá: Universidad de los Andes, Facultad de Economía.
- Gil, M. M. & Maya, C. (2007). *Modelación de la volatilidad de los precios de la energía eléctrica en Colombia*. Tesis de Maestría, Universidad Eafit, Medellín, Colombia.
- Glosten, L. R., Jagannathan, R. & Runkle, D. E. (1993). On the relation between the expected value and the volatility of the nominal excess returns of stocks. *Journal of Finance*, 48, 1779-1801.

Gross, G. (1987). Short term load forecasting. *Proceedings of IEEE*, 75 (12), 1558-1573.

Gujarati, D. N. (1997). *Econometría* (3^a ed.). Madrid: McGraw-Hill.

Hagan, B. (1987). The times series approach to short term load forecasting. *IEEE Trans. Power Systems*, 2 (3), 785-791.

Hull, J. (2003). *Options, futures and other derivatives* (5th ed.). Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall.

Nelson, B. D. (1991). Conditional heterocedasticity in asset returns: A new approach. *Econometrica*, 59 (2), 347-370.

Pérez, J., Jimeno, J. L. & Cerdá, E. (2004). *Teoría de juegos*. Madrid: Pearson Educación.

Pollak, E. (1994). *Desarrollo de un mercado de opciones y futuros en el sector eléctrico chileno*. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Rondón, P. (2005). *Desarrollo de un modelo de contratos de futuros en el mercado mayorista del sector eléctrico*. Tesis de grado, Facultad de Ingeniería, Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia.

Sandoval, A. M. (2004). *Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: condiciones actuales y retos futuros* (Documento 272). Bogotá: Departamento Nacional de Planeación, Dirección de Estudios Económicos.

StataCorp. (2009). *Stata 11 Base Reference Manual* (Vol. 1). College Station, TX: Stata Press.

Villarreal, J. (2005). *Desarrollo de un modelo de contratos de futuros en el mercado mayorista del sector eléctrico*. Bogotá: Universidad de los Andes, Departamento de Ingeniería Industrial.

<http://www.energiaysociedad.es/detallematerialdidactico.asp?id=50&secc=2>

<http://www.bvc.com.co>

<http://www.xm.com.co>