



DETERMINANTES DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO NO REGULADO EN COLOMBIA¹

PRICE DETERMINANTS IN THE NON-REGULATED ENERGY POWER
MARKET IN COLOMBIA

Recibido: 4 de febrero de 2011

Aprobado: 30 de marzo de 2011

John García Rendón

Ph.D. en Economía, UAB. Profesor Departamento de Economía, Universidad EAFIT, Medellín – Colombia. Director línea de investigación en Organización Industrial y Regulación Económica y miembro del Grupo de Investigación en Economía y Empresa de la Universidad EAFIT.

Correo electrónico: jgarcia@eafit.edu.co

Alejandro Gaviria Hinestroza

Economista EAFIT. Departamento de Economía, Universidad EAFIT, Medellín – Colombia.

Correo electrónico: agavir16@eafit.edu.co

Liliana Salazar Moreno

Economista EAFIT. Departamento de Economía, Universidad EAFIT, Medellín – Colombia.

Correo electrónico: lsalaza8@eafit.edu.co

1 Resultado del proceso de investigación en el Semillero de investigación en Organización Industrial y Regulación Económica. Los autores agradecen al profesor Gustavo López de la Universidad EAFIT y a Héctor Ruiz, de EPM, por los comentarios realizados a una versión preliminar del artículo.

DETERMINANTES DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO NO REGULADO EN COLOMBIA

Palabras clave

Usuarios no regulados
Mercado spot
Contratos no regulados de energía.

Resumen

Este artículo analiza los aspectos que determinan el precio de la energía para el mercado no regulado en Colombia. Primero hace un análisis de la reestructuración del sector de energía eléctrica, que da origen a los usuarios regulados y los no regulados. Después examina los componentes que influyen sobre el mercado no regulado, explicando los elementos regulatorios concernientes a este tipo de usuarios. Finalmente se estima un modelo econométrico de series temporales SARIMAX que determina cómo diferentes variables (demanda, precio y aportes hídricos) influyen en el precio de los contratos no regulados y se explican los resultados.

Clasificación JEL: A13, D63, I32

PRICE DETERMINANTS IN THE NON-REGULATED ENERGY POWER MARKET IN COLOMBIA

Key Words

Non-regulated Users
Spot Market
Non-regulated Contracts of Energy Power.

Abstract

This study aims to analyze the aspects that determine energy power prices for the non-regulated market in Colombia. This article first analyzes the restructuring made to the energy power market which generated regulated and non-regulated users. Second, it examines components that influence the non-regulated market, taking into account regulatory elements related to this type of users. Third, it estimates an econometric model of SARIMAX temporal series that determines how different variables as demand, price and water resources influence the non-regulated contract prices. Finally, results are explained.

Introducción

A partir de la década de los noventa, el mercado de energía eléctrica en Colombia, al igual que en otros países, presentó cambios sustanciales en cuanto a su funcionamiento y a la estructura del sector. Dicho cambio estuvo motivado en parte por la ineficiencia presentada en el sector, lo que afectó de manera directa el presupuesto del gobierno, reflejándose en una mayor deuda en el mediano plazo. Esto llevó a que en 1994 se materializa la reestructuración del mercado de energía eléctrica con la Ley 142 (Ley de servicios públicos domiciliarios) y la Ley 143 (Ley eléctrica). Estas leyes, además de introducir la competencia en las actividades de generación y comercialización, estipulan la desintegración vertical entre la generación y el transporte e implementan dos mercados para la prestación del servicio a los consumidores, el de los usuarios regulados y el de los no regulados. Con la reestructuración se identifican dos tipos de transacciones entre los comercializadores y los generadores: en el mercado *spot*, o bolsa de energía, y los contratos (regulados y no regulados), que tienen como fin abastecer la demanda de los usuarios.

Varios estudios se han realizado para analizar el funcionamiento del sector eléctrico en Colombia. Por ejemplo, García y Arbeláez (2002) para probar posibles impactos de fusiones sobre el precio del mercado *spot* por medio de la implementación computacional de un modelo de Cournot dinámico, muestran que el precio marginal del sistema es incrementado reteniendo capacidad ofertada antes de la fusión. Sierra y Castaño (2010) realizan un pronóstico del precio *spot* del mercado eléctrico con modelos de parámetros variantes en el tiempo. Sus estimaciones muestran que los resultados obtenidos por este enfoque tienen mejor desempeño que otros modelos alternativos utilizados para el pronóstico de este precio. Por su parte, Wolak (2009) recomienda utilizar el índice de Lerner ajustado por la curva de demanda residual, para analizar efectos de los generadores sobre la formación del precio en este mercado.

FEDESARROLLO (2009) analiza el comportamiento de los precios de electricidad en Colombia, haciendo énfasis en si el cambio de regulación a raíz de la entrada del cargo por confiabilidad es suficiente para probar estadísticamente el posible cambio de régimen en nivel y volatilidad de precios en la bolsa. Dyner et al. (2008) muestran cómo la liberalización del mercado eléctrico colombiano, igual que en otros países, ha conllevado a cambios importantes en su funcionamiento. No obstante, muy pocos estudios se han concentrado en explicar el funcionamiento del mercado no regulado de electricidad en Colombia y mucho menos en explicar los posibles determinantes de la formación del precio en este mercado. Esto hace importante detallar y profundizar cómo es el funcionamiento en el mercado para los usuarios no regulados en Colombia (UNR); además de explorar cuáles son los principales determinantes del precio en este mercado, cuyo tema se convierte en el objetivo principal de este *paper*. Para la estimación de un ejercicio cuantitativo que se realiza, se utiliza un modelo SARIMAX, dado que se trata de series de tiempo con datos diarios entre 1997 y 2010.

La evidencia empírica muestra el gran impacto que tienen los datos históricos de las variables consideradas en el modelo en la formación del precio de los contratos en el mercado no regulado. Esto puede corroborarse por medio del AR(1), el AR(7), el MA(1) y el MA(7), que presentaron valores entre el 30% y el 64%. De las variables consideradas en el periodo actual, la que mayor efecto presentó en la determinación del precio en este mercado fue el PMS (7%). Respecto a las expectativas en la formación del precio futuro, el cual está determinado, en gran parte, por las condiciones climáticas futuras, debido a la gran dependencia hidrológica en este mercado, no se pudo conseguir información que capturara el efecto de esta variable y por tanto no se incluye en la estimación realizada. No obstante, es importante anotar que dicha variable debe tener alta participación en la determinación del precio en el mercado objeto de estudio.

Este escrito cuenta con seis secciones, siendo ésta la primera. En la segunda sección se habla sobre el funcionamiento del mercado eléctrico colombiano. La tercera se concentra en el objeto de estudio de este trabajo, el mercado no regulado, detallando la legislación, restricciones e incentivos que se tienen para pertenecer a éste. La cuarta explica las variables que influyen sobre la determinación del precio del mercado no regulado. La quinta propone la metodología utilizada para la estimación y presenta los resultados y por último se concluye.

El mercado de energía eléctrica en Colombia

Antecedentes

El origen de la energía eléctrica en Colombia se dio en 1890, luego de pasar ocho años de la inauguración de la primera central eléctrica en New York. Miles de habitantes gozaban en la capital de Colombia del alumbrado público instalado. Era claro, que esto representaba un progreso importante para el país, debido a que con el alumbrado en la capital, el resto de ciudades querían implementar y acceder a ese moderno servicio. La prestación del servicio de energía eléctrica se dio por medio de empresas privadas de generación, distribución y comercialización, que pretendían en un principio abastecer el alumbrado público y demanda comercial y posteriormente cubrieron el consumo residencial.

En 1967 el sector eléctrico colombiano presentó un gran avance al implementar redes que interconectaron sistemas regionales y permitieron el intercambio de energía entre ellos. Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), empresa estatal, se creó para administrar y coordinar todo el sistema interconectado nacional; con el fin de prestar un mejor servicio, con mayor eficiencia y calidad.

En la década de los ochenta se presentó una crisis causada, en gran medida, por los subsidios tarifarios y por la politización de las empresas estatales. Esto generó un sistema

insostenible para el gobierno, ya que se convirtió en una carga económica sin salida, reflejado en deuda pública. Más tarde, en los noventa, se presenta una crisis del sistema ocasionando un racionamiento de energía a nivel nacional en 1991 y 1992, dejando clara la no sostenibilidad del sistema, además de la necesidad de modernizar el sector, permitiendo la entrada de agentes privados y la libre competencia, con un debido control y regulación por parte del Estado, para lograr un mercado eficiente en la prestación del servicio.

Reestructuración del sector eléctrico: leyes 142 y 143

Con el fin de garantizar la eficiencia y confiabilidad en la prestación del servicio, Colombia se vio en la necesidad de la reestructuración del sector basándose en la experiencia de países pioneros como el Reino Unido. Uno de los principales objetivos de la reestructuración consistió en la participación del sector privado. Con la Constitución Política de 1991 se empezó a hablar sobre la necesidad de una mayor eficiencia en la prestación del servicio eléctrico. Con las leyes 142 y 143 de 1994 (Congreso de Colombia, 1994) se modifica el funcionamiento de la industria eléctrica, tanto en la composición del mercado y los agentes que participan en él, como en la creación de una red de intercambios entre los agentes y el papel del ente regulador.

Con la Ley 142, Ley de servicios públicos domiciliarios, Sandoval (2004) menciona que se pretendía garantizar la eficiencia y la calidad en la prestación de los servicios, mediante la regulación de los monopolios existentes y la promoción de la competencia. Además, buscaba una mayor participación del sector privado y la ampliación en la cobertura de la prestación de los servicios, donde el Estado debía garantizar la prestación del servicio mediante la planeación, regulación y control.

La Ley eléctrica (Ley 143) establece los criterios por medio de los cuales se rige la prestación del servicio de electricidad y por tanto el funcionamiento del sector, y se crean algunos

entes encargados de la dirección, planeación, regulación y supervisión de cada una de las actividades que conforman el eslabón de la cadena productiva. Entre los principales órganos están²:

Instituciones del sector

- *Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)*: encargada de regular el sector energético, de electricidad y gas, con el fin de prestar un servicio más eficiente y de mejor calidad. Su función es garantizar al usuario final la obtención de mayores beneficios, a través de la disminución de costos, con el objetivo de obtener el máximo aprovechamiento de los recursos.
- *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSDP)*: es un organismo de carácter técnico, sus principales funciones son de control y vigilancia sobre las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios
- *Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)*: es una unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Su principal función es la elaboración de los planes de expansión referentes al sector eléctrico. Dicha revisión busca que se desarrollen planes que sean viables financiera, económica y ambientalmente.

Órganos de operación y administración

- *Centro Nacional de Despacho (CND)*: dependencia de XM, filial de Interconexión Eléctrica S.A (ISA), encargada de supervisar, controlar y planear la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y trans-

misión del sistema nacional con el objetivo de tener una operación económica, confiable y segura.

- *Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)*: es una dependencia de XM, filial de Interconexión Eléctrica S.A (ISA), encargada de todo lo relacionado con el registro de fronteras comerciales y contratos de energía a largo plazo y todos los trámites que se requieran.
- *Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional (STN)*: es una dependencia de XM, filial de Interconexión Eléctrica S.A (ISA), que participa en la administración del Mercado de Energía Mayorista (MEM), encargada de facturar y liquidar los cargos relacionados con el uso de las redes del sistema interconectado nacional.

Estructura del mercado eléctrico en Colombia

La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia al usuario final está compuesta por las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización. La primera y la última se aproximan a una estructura competitiva, según la Ley, aunque en la realidad son oligopolios; mientras que las dos intermedias están caracterizadas como monopolios naturales.

Generación: consiste en la producción de energía eléctrica. El Estado debe garantizar que esta actividad se desarrolle por medio de una estructura competitiva, evitando el poder de mercado. Según la Resolución CREG 060 de 2007, la CREG reportará a la SSPD cuando la participación³ de un generador en la actividad de generación eléctrica sea mayor o igual a 25% e inferior a 30% y el HHI sea mayor o igual a

2 Tomado de: "Una visión del mercado eléctrico colombiano". Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Capítulo 3; 2004.

3 Esta se determina con base en la energía en firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), definido de acuerdo con la Resolución CREG 071 de 2006, como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año.

1800. Si la participación del generador es mayor o igual al 30% y el HHI es mayor o igual a 1800 la empresa deberá implementar el esquema de oferta, poniendo a disposición de otros agentes la energía suficiente para cumplir con el requisito anterior (participación inferior a 30% y HHI mayor o igual a 1800). Además, para el caso de una fusión entre generadores esta es prohibida si su participación es superior al 25% de la industria. A partir de estas medidas el órgano regulatorio trata de garantizar el suministro de energía lo más eficientemente posible.

Actualmente la generación de energía eléctrica en Colombia se realiza principalmente por medio de generación hidráulica, como se aprecia en el cuadro 1. En el año 2010 esta tecnología se incrementó el 67,68% comparado con el año 2009, teniendo una representación del 76% en su totalidad, en menor proporción le sigue la generación térmica con una participación del 18% en 2010.

Esto hace que la generación de electricidad en el país dependa en gran medida de los cambios climáticos que se presenten durante el año, en temporadas secas, la cantidad

de agua disminuye en los embalses y por tanto, el precio de la energía eléctrica generalmente aumenta. Mientras que en periodos lluviosos sucede lo contrario.

- De acuerdo con la normatividad estipulada por la CREG pueden ser generadores los siguientes:
- Quienes posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) con capacidad mayor o igual al 20MW deberán ofertar para el despacho central. (Resolución CREG-054 de 1994).
- Quienes tengan plantas entre 10 y 20 MW tienen la posibilidad de ofertar en el despacho central. (Resoluciones CREG-086 de 1996 y 039 de 2001).
- Quienes produzcan energía para abastecer sus propias necesidades (autogeneradores), no necesitarán hacer uso del SIN. (Resolución CREG-084 de 1996).
- Los cogeneradores, quienes producen energía con un proceso de producción eléctrica y térmica, podrán vender los excedentes de energía en el MEM, siguiendo los requisitos exigidos por la CREG. (Resoluciones CREG-085 de 1996, CREG-039 de 2001 y CREG 05 de 2010, esta última es la vigente a 2011).

Cuadro 1. Fuentes de generación de energía eléctrica en Colombia (GWh)

Generación de energía mensual	Diciembre (2009)	Diciembre (2010)	Crecimiento (%)	Participación % (2010)
Hidráulica	2206,4	3699,7	67,68	76
Térmica	2349,7	866,1	-63,14	18
Menores H+T	194,6	308,7	58,63	6
Cogeneradores	12,8	20,7	61,72	0

Fuente: Elaboración propia con base en boletín estadístico XM, 2010.

El cargo por confiabilidad en generación

La energía eléctrica en Colombia depende fundamentalmente de la generación hidráulica, por tanto, la necesidad de tener un sistema que pueda prever tanto las alteraciones climáticas como los cambios en el nivel hidráulico llevó a la implementación del cargo por confiabilidad en 2006, con el fin de garantizar la confiabilidad de suministro y evitar posibles racionamientos de energía.

El cargo por confiabilidad, según la Resolución CREG 071 de 2006, es un mecanismo de mercado implementado por la CREG, con el fin de garantizar el suministro de energía en condiciones de hidrologías críticas (escasez), como un fenómeno de "El Niño", está definido como la "Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC... Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo... que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas". (Resolución CREG 071 de 2006, p: 6).

La importancia de este mecanismo es que con él se puede garantizar la confiabilidad del sistema al incentivar la expansión de la capacidad instalada de generación en el mediano y largo plazo.

Transmisión

Esta actividad se encarga del transporte de energía a altos niveles de voltaje a través del Sistema de Transmisión Nacional (STN). Según la UPME (2004) el STN es el conjunto de líneas y subestaciones con equipos y transformadores con módulos de conexión que operan con tensiones entre 220 y 500 kV. Tal como lo propone la Ley 143, esta es una acti-

vidad definida como monopolio natural y por tanto el Estado debe regular el acceso a las redes por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que desee ingresar. Es la CREG quién define los criterios de calidad exigidos y las responsabilidades que deben asumir las empresas en esta actividad cuando se presenten problemas en la prestación del servicio. En el caso de la expansión del STN, ésta deberá ir conforme a lo que se estipule en el plan de expansión desarrollado por la UPME. Además de ello, se introduce un esquema competitivo donde se hace una convocatoria entre transportadores actuales y potenciales transportadores para decidir quién puede desarrollar los proyectos de expansión del STN de la manera más eficiente posible.

ISA es el mayor propietario dentro del STN, cumple con la prestación de servicio de conexión a generadores, grandes consumidores y diferentes compañías de distribución que tienen participación en la actividad. El STN viabiliza el funcionamiento del mercado al poder la generación tener acceso a la demanda y viceversa. También representa beneficios adicionales al poder optimizar la capacidad de generación de reserva para cubrir cualquier externalidad que se presente ante eventos en el sistema interconectado nacional.

Distribución

Esta es la fase donde se transforman los altos niveles de tensión (voltaje) de la energía para ser llevada al usuario final. En el país se lleva a través de Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los Sistemas de Distribución Locales (SDL). Estos sistemas son unos conjuntos de líneas y subestaciones que operan a niveles menores de los 220 kV.

Al igual que el caso de la transmisión, la distribución es un monopolio natural, por lo que el papel del Estado se centra en la regulación y vigilancia de esta actividad, procurando que el servicio se preste con calidad y a precios razonables. Además del aumento de la cobertura del servicio de distribución en el país.

Comercialización

Esta actividad consiste en la compra de la energía en el mercado mayorista para venderla a los usuarios finales. La estructura de esta actividad es competitiva. El papel del Estado principalmente consiste en garantizar la no concentración o la no existencia de poder de mercado. Además de establecer las normas que garanticen el bienestar de los usuarios finales. Pueden identificarse dos tipos de usuario en esta actividad: los usuarios regulados y los usuarios no regulados. Los primeros no pueden contratar directamente su energía, sino que son atendidos a través de un comercializador que los representa ante el mercado. Y los otros pueden contratar libremente con un comercializador. A continuación se detallan ambos usuarios.

La prestación del servicio eléctrico en Colombia se puede dividir en dos grandes bloques: El Mercado Regulado y el Mercado no Regulado. En el primero el comercializador para atender la demanda regulada puede realizar dos tipos de negociaciones: las bilaterales que hacen referencia a los contratos de largo plazo y las de corto plazo, a través del mercado *spot* o la bolsa de energía. En el mercado no regulado se presentan contratos entre los usuarios finales y el comercializador, estableciendo precios y cantidades para periodos específicos.

Contratos bilaterales de los mercados regulado y no regulado

Los contratos en el mercado regulado están referidos al mercado de largo plazo, en el cual las transacciones se realizan entre generador y comercializador o entre generadores o entre comercializadores. La finalidad de estos contratos es reducir las volatilidades que se pueden generar en los precios del mercado. El respaldo de estos contratos está fundamentado en las adquisiciones necesarias que se hagan en la bolsa de energía o con el cubrimiento con otros agentes del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Los

términos de los contratos no tienen ninguna restricción de cantidades o precios.

En el caso en que el comercializador sea el comprador, el destino de la energía podrá ser o a usuarios regulados o a usuarios no regulados. Respecto a los segundos, en la Resolución CREG 20 de 1996 se afirma que los plazos de los contratos de compraventa de energía que se realizan entre las partes son libres y no se requiere de una autorización previa por parte de la CREG. Por otro lado, las compras de energía destinadas al mercado regulado se realizan mediante procedimientos que garanticen la libre competencia de los oferentes del servicio. El procedimiento para la elección de los oferentes es una subasta a sobre cerrado (primer precio), donde a partir de éste se determinan los oferentes óptimos con los que se realizará el contrato. Todos los contratos realizados se tendrán que registrar en el ASIC, para que puedan participar en las liquidaciones que se presentan en el mercado mayorista.

Modalidades de contratos bilaterales

Entre las principales formas de contratación, de acuerdo con Castaño (2007), se pueden presentar los siguientes casos de contratación entre los agentes:

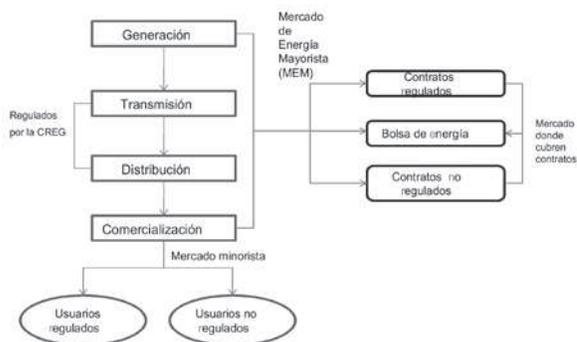
- Pague lo contratado: hace referencia a que el comercializador deberá pagar en su totalidad la energía pactada en el contrato, sin importar que dicho monto no sea consumido totalmente. Cuando no es suficiente para abastecer la demanda deberá entonces contratarse energía en el mercado mayorista a precio de bolsa.
- Pague lo demandado o lo consumido: bajo esta situación el comprador de energía pagará al precio pactado respecto a su consumo. En el caso que el consumo sea mayor a lo pactado en el contrato, el agente deberá pagar la energía al precio de bolsa.

La bolsa de energía o mercado spot

En este se transan los contratos de corto plazo que son los denominados a un plazo menor de un día. Las transacciones que se realizan en éste mercado pueden ser, al igual que en los contratos bilaterales, entre generadores y comercializadores o entre alguno de los anteriores.

Los generadores presentan el día anterior un precio único para el día siguiente y declaran disponibilidad al operador del mercado, CND. Y por orden de mérito de menor precio se despachan las disponibilidades declaradas que sean necesarias para abastecer el pronóstico de demanda. La última unidad despachada necesaria para abastecer la demanda determina el precio marginal del sistema mediante el cual se remunera a todos los oferentes que resultaron despachados. El mecanismo de oferta se realiza por medio de una subasta de precio uniforme y los precios de oferta deben reflejar los costos variables de generación. Como en la gran mayoría de los mercados mayoristas, los demandantes actúan como agentes pasivos en el mercado. El gráfico 1 muestra la interrelación entre las diferentes actividades de la industria y los mercados, a través de los cuales se provee el servicio al usuario final.

Gráfico 1. Estructura sector eléctrico colombiano



Fuente: Elaboración con base en la CREG, 2010.

Definición de usuario no regulado

El mercado no regulado abastece, principalmente, las necesidades del sector industrial. Según la Ley 143 de 1994, un usuario no regulado está definido como aquel agente natural o jurídico que hace parte del mercado competitivo. Para abastecer este tipo de mercado, los generadores y los comercializadores compran y venden energía, de manera similar a como se hace en el mercado regulado, pero con la diferencia que la regulación varía al momento de pactar los contratos, ya que en este caso son pactados libremente.

Para la contratación entre el usuario no regulado y el comercializador, se consideran dos componentes que se pueden negociar libremente: el componente de generación y el de comercialización. Ambos componentes son de libre negociación. Para que un usuario pueda ser considerado como usuario no regulado y contratar su energía directamente en el mercado con un comercializador debe cumplir unos límites mínimos de potencia o de consumo de energía en un período mensual, que a septiembre de 2010 correspondían a 55 MW o 0.1 MWh, respectivamente.

Requisitos para los usuarios no regulados⁴

- Para que el usuario no regulado pueda hacer parte del mercado competitivo deberá contar con un equipo de teled medida, el cual permite cuantificar la energía transada y la energía consumida hora a hora. Se debe resaltar que este equipo podrá ser costoso en algunos casos, como se explicará posteriormente.
- Los usuarios deben estar representados por un comercializador ante el mercado mayorista, el cual puede ser escogido por dichos usuarios de acuerdo con los precios de oferta de la energía.

4 Tomado de la Resolución CREG 131 de 1998.

- En las facturas recibidas por los agentes deberá aparecer el aporte de solidaridad⁵.
- Para verificar que un usuario cumple con los límites establecidos en el mercado competitivo, los comercializadores deberán tener presente la demanda de los usuarios de los últimos 6 meses. Sin embargo puede darse el caso en el que el usuario seguirá perteneciendo al mercado no regulado, aunque no haya cumplido con lo exigido, porque dicho usuario prevé un aumento del consumo de energía sujeto al cumplimiento de los límites, durante cada uno de los primeros seis meses de suministro en condiciones competitivas.
- En el caso de que el usuario no regulado disminuya su consumo mínimo obligatorio para pertenecer al mercado competitivo, perderá la condición del mismo y deberá ser atendido por el mercado regulado por medio del comercializador que escoja libremente.
- Sobre las nuevas instalaciones (instalaciones nuevas en el mercado no regulado), se hará un cálculo que abarque la demanda promedio esperada, basándose en un usuario que tenga condiciones y características similares respecto de la misma. En caso de no cumplirse la demanda pronosticada, se tratará al consumidor como si perteneciera al mercado regulado.
- Respecto al límite de demanda hay excepciones en las condiciones, en caso tal de que se demuestre que se desarrolla alguna actividad de carácter estacional, tales como las agroindustriales. En estos casos, sin embargo, se deberá demostrar que se demanda una cantidad de energía superior al límite por un período consecutivo de tres meses.
- Para registrar un usuario no regulado ante el ASIC, se debe hacer por medio de un comercializador, quien certifica que será el encargado de prestar el servicio al usuario por un período no menor a un año. Y dicho

contrato entre el comercializador y el usuario no regulado deberá garantizar los consumos ante el mercado mayorista, hasta que se realice un nuevo contrato y se estipulen nuevas condiciones.

Es importante resaltar que para que los usuarios puedan pertenecer al mercado no regulado deberán tener y cumplir con cada una de las restricciones mencionadas anteriormente. Sin embargo, dado los altos costos del equipo de telemedida y cuando el beneficio que tienen los usuarios a causa de un precio menor de la energía no supera los costos que exige la compra de este equipo permanecen en el mercado regulado

Uno de los problemas que se venía presentando en el mercado eléctrico en Colombia es que los usuarios de altos niveles de consumo que podían estar tanto en el mercado regulado, como en el no regulado, estaban arbitrando en ambos mercados dependiendo del nivel de precios que se tuviera. Esto afectaba los costos para los usuarios del mercado regulado, por tanto, la CREG con la Resolución 183 de 2009 estableció que si los usuarios pertenecen al mercado no regulado y desean por motivo de tarifa de la energía, pasarse para el mercado regulado, deben pertenecer a él por lo menos tres años. Esto debido a que el costo que se le traslada al usuario regulado puede aumentar al contar con una menor demanda regulada cuando se traslada demanda del mercado regulado al no regulado.

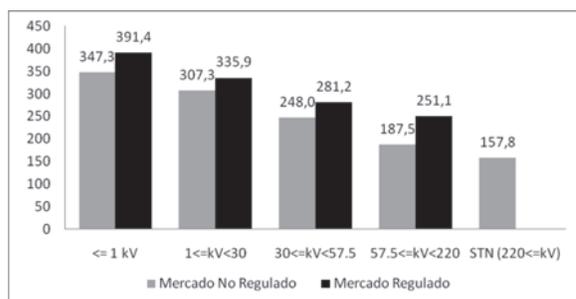
Principales diferencias en precios entre los usuarios regulados y no regulados

Las principales diferencias entre los usuarios regulados y los no regulados y los precios con los que se atiende a cada uno de ellos pueden definirse en aspectos tales como:

5 Aporte de Solidaridad: es una contribución de solidaridad en el pago del servicio público domiciliario de energía eléctrica realizada por los usuarios de los estratos 5, 6 y del sector industrial y comercial para subsidiar el consumo de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3.

- *Regulación:* mientras que los usuarios regulados están bajo los esquemas tarifarios impuestos por la CREG, los no regulados que tienen los mismos componentes del costo unitario (generación, transmisión, distribución y comercialización)⁶, pueden negociar libremente los componentes de generación y comercialización.
- *Contratación entre comercializador y el usuario:* para los usuarios regulados el usuario paga de acuerdo a una tarifa regulada aplicada sobre el consumo, se paga de acuerdo con lo consumido mes a mes; mientras que para los usuarios no regulados, la forma de contratación puede variar de múltiples maneras dependiendo de lo que se establezca entre las partes. El gráfico 2 presenta la diferencia que tiene el precio en cada nivel de tensión entre los contratos de los comercializadores con los dos tipos de usuarios. Resalta la ventaja de ser usuario del mercado no regulado, dada la diferencia vía precios en favor de éstos al poder negociar libremente.

Gráfico 2. Precio promedio por niveles de tensión a usuarios no regulados y precio máximo a usuarios regulados por niveles de tensión (junio 2010 -\$/kwh-)



Fuente: elaboración propia con base en XM y reporte EPM, 2010.

Proyecto de Resolución CREG 179 de 2009 para cambiar los límites de contratación de energía en el mercado competitivo

Inicialmente el documento soporte de la Resolución CREG 179 de 2009 realiza un análisis acerca de cómo el mercado no regulado puede volverse más competitivo en el corto y mediano plazo, permitiendo que un número mayor de participantes puedan ser clasificados como usuarios no regulados y negociar libremente. Esto es reduciendo los límites exigidos de consumo para estos usuarios. En este sentido el proyecto de Resolución propone disminuir los límites para acceder al mercado no regulado. La propuesta contemplaba que a partir de enero de 2011, los límites serían de 35 MWH mes o una potencia instalada de 65 kW; para enero de 2012, 20 MWH mes o una potencia instalada de 37kW y para enero de 2013, de 10 MWH mes o una potencia de 19 kW⁷. Con lo anterior se pretende una disminución de los precios para los nuevos usuarios no regulados ya que pueda contratar directamente su energía con un comercializador y obtener los beneficios de la contratación bilateral al recibir diferentes ofertas de varios comercializadores, disminuyendo las barreras de entrada al mercado no regulado; pero a su vez, puede aumentar la demanda que, con una oferta constante, incrementaría el nivel de precios.

Con el cambio en los límites de la demanda requerida que propone la Resolución para cada año a partir de 2011, el cuadro 2 muestra las proyecciones del número de usuarios y la demanda de energía.

- 6 También consideran los costos relacionados con las pérdidas, técnicas y no técnicas y otros costos como son el valor de las restricciones (costos asociados con las limitaciones para llevar energía de un sitio a otro por parte del sistema de transporte de electricidad) y los pagos que debe realizar el prestador del servicio a entidades como la CREG, la SSPD, el Centro Nacional de Despacho -CND y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC.
- 7 Se aclara que este proyecto a la fecha, octubre de 2011, no ha entrado en vigencia.

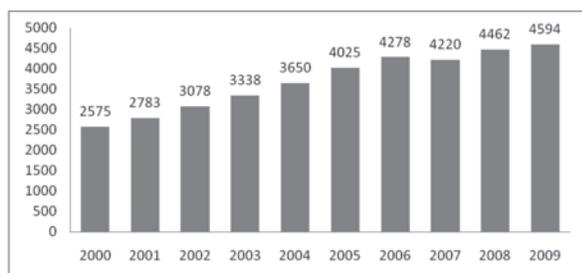
Cuadro 2. Incrementos proyectados de usuarios y demanda con cambios en límites para acceso al mercado no regulado (información a diciembre de 2008)

Límite Regulación	Usuarios		Demanda	
	Número de Usuarios	Incremento (%)	No regulada (como % de demanda total)	Incremento en Participación (%)
Actual	4,462		31.50%	
enero 2011	5,959	33.55	33.40%	1.90
enero 2012	9,457	58.70	35.40%	2.00
enero 2013	17,015	79.92	37.60%	2.20

Fuente: Elaboración propia con base en el documento CREG 138 de 2009, 2009.

Cabe anotar con respecto a la demanda que a partir del año 2000, al bajar los límites para la contratación en el mercado a usuarios no regulados, el número de usuarios aumentó considerablemente, pasando de 2.575 en el 2000 a 4.594 en el 2009 (ver gráfico 3). De igual manera, el aumento en el número de usuarios no regulados llevó a que se diera un aumento representativo en el consumo de energía en este mercado.

Gráfico 3. Número de usuarios no regulados registrados (diciembre de cada año)



Fuente: Elaboración propia con base en boletín estadístico XM, 2009.

Análisis de variables

El período de análisis comprende entre enero de 1997 y junio de 2010, con una periodicidad diaria de los datos. La razón principal para considerar este periodo es que a partir de 1997 ya se había dado un mayor desarrollo de la bolsa de energía y en el 2000 se dieron cambios importantes en el mercado no regulado. Además, para los años anteriores no se cuenta con todos los datos para el precio del mercado no regulado, lo cual podría afectar la estimación y el análisis posterior. Los datos analizados fueron suministrados por el operador del mercado (XM), que corresponden a los reportados por los agentes al ASIC.

Como se ha mencionado, uno de los objetivos de los contratos regulados y no regulados es buscar un cubrimiento ante la volatilidad que se presenta en el precio de la bolsa. Como puede observarse en el gráfico 4, para el periodo de análisis se encuentra que el precio de bolsa tiene una desviación estándar de 41,97 \$/kWh; mientras que para los contratos no regulados es de 20,21 \$/kWh y para los

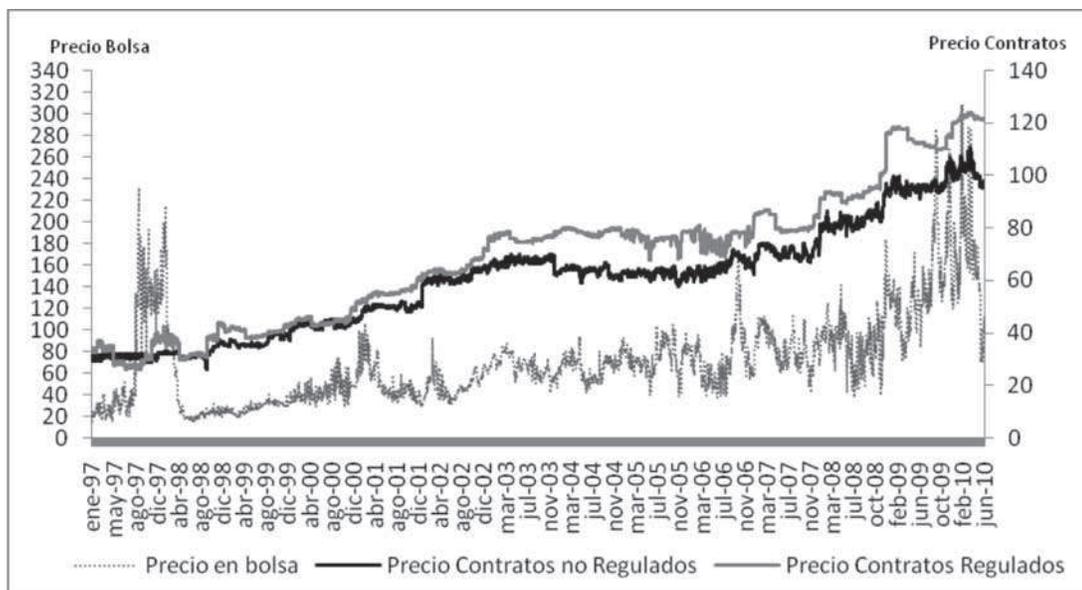
contratos regulados es de 25,20 \$/kWh. Lo anterior muestra la gran volatilidad de los precios de bolsa frente a los demás contratos⁸, donde los que presentan la menor volatilidad corresponden a los no regulados. Asimismo, se puede observar que el precio promedio para la bolsa de energía es de 71,46 \$/kWh, mientras que el precio promedio para los contratos regulados y no regulados es de 68,94 \$/kWh y 60,12 \$/kWh, respectivamente.

Los precios de los contratos no regulados han estado influenciados por las medidas asumidas en este mercado. A partir del 2000 dada la disminución en los límites en la demanda requerida para pertenecer a este mercado, los precios de los contratos empiezan a mostrar un comportamiento creciente, debido al mayor número de participantes en este mercado. En 2006 puede observarse un aumento

del precio de los contratos, lo cual pudo estar asociado a la incorporación de las expectativas de los agentes por la entrada en vigencia del nuevo esquema que representó el cargo por confiabilidad. Por su parte, en 2009 el precio de los contratos presentó un aumento considerable, debido por un lado, a la larga sequía que fue ocasionada por el fenómeno de El Niño, que redujo la capacidad de generación de energía eléctrica en el país, y a las intervenciones que se realizaron por el Ministerio de Minas y Energía y la CREG entre septiembre de 2009 y mayo de 2010 (Barrera y García, 2010).

Para tratar de ver si efectivamente los contratos no regulados se cubren de la volatilidad de la bolsa, en el gráfico 5 se muestra el nivel de correlación entre la volatilidad de los precios de bolsa y el precio de los contratos no regulados, considerando un promedio móvil de 30 días.

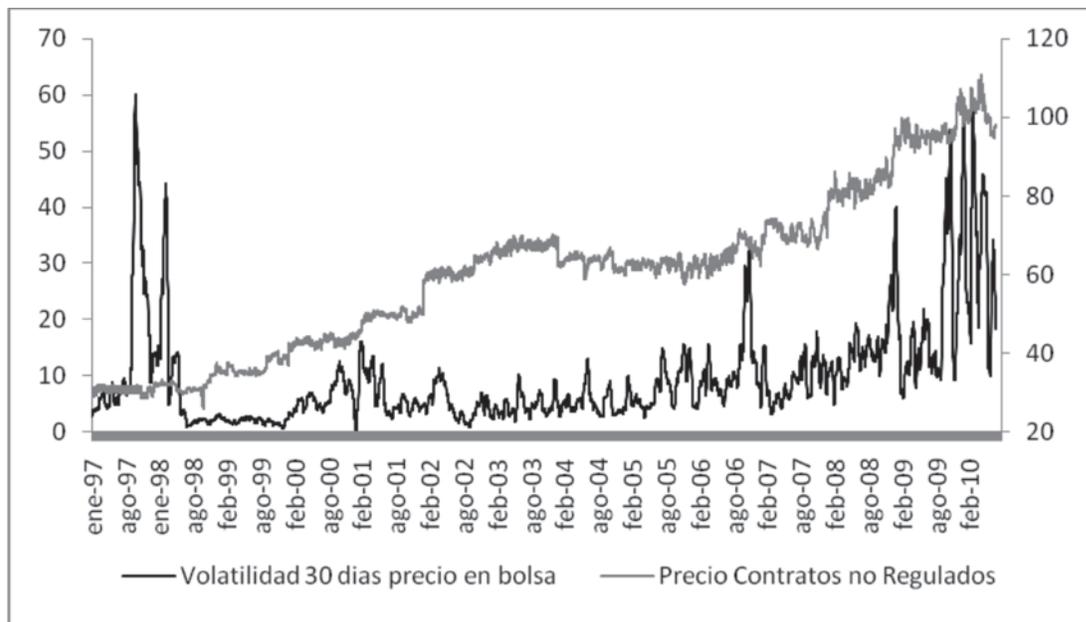
Gráfico 4. Precio de los contratos regulados, de los contratos no regulados y precio de bolsa (enero 1997- junio 2010 -\$/kwh-)



Fuente: Elaboración propia con datos de XM, 2010.

8 Es importante anotar que es la única fuente para los datos es la que se referencia, aún con las críticas sobre el nivel de confiabilidad de los mismos.

Gráfico 5. Precio de los Contratos No Regulados Vs Volatilidad 30 Días Precio Bolsa (Enero 1997-junio 2010 -\$/kWh-)



Nota: En el eje izquierdo se está tomando la volatilidad y en el derecho se toma el precio de los contratos no regulados

Fuente: Elaboración propia con datos de XM, 2010.

Como puede observarse en los períodos donde se tiene mayor volatilidad del precio de bolsa, hay incremento en los precios de los contratos, lo cual puede explicarse por dos razones. La primera se refiere a que en periodos en los que se presenta una mayor volatilidad, más agentes del mercado mayorista acudirán a cubrirse mediante los contratos, lo cual hará que suban los precios pactados. La segunda razón se fundamenta en que una mayor volatilidad hará que los agentes del sistema tengan una mayor incertidumbre sobre

la tendencia del precio en el futuro y por lo tanto, los agentes ofertarán su energía a precios más altos.

Como análisis exploratorio de los datos se estima la correlación entre el precio de los contratos no regulados, el precio de la bolsa, los rezagos del precio de bolsa y la volatilidad del precio de la bolsa, con el fin de contrastar el alto efecto que tiene el precio de bolsa y su volatilidad en la explicación del precio de los contratos (ver cuadro 3).

Cuadro 3. Correlación entre el precio de los contratos no regulados, la volatilidad del precio en bolsa del último mes y el precio en bolsa

	Precio contratos no regulados
Precio contratos no regulados	1,000
Precio bolsa	0,754
Volatilidad del precio en bolsa últimos 30 días	0,584
Precio bolsa(-1 día)	0,751
Precio bolsa(-2 días)	0,749
Precio bolsa(-1 semana)	0,739
Precio bolsa(-1 mes)	0,708
Precio bolsa(-2 meses)	0,664
Precio bolsa(-3 meses)	0,619
Precio bolsa(-1 año)	0,475

Fuente: Cálculo de los autores con datos de XM, 2009.

Los resultados muestran que el precio de los contratos no regulados está altamente correlacionado con el precio de bolsa en el mismo período y con el de periodos anteriores; esta correlación disminuye en la medida que el rezago es más distante, aunque hay que resaltar que los contratos llegan a conservar una correlación importante con el precio de bolsa de un año anterior. En este orden de ideas, se debe resaltar también que hay una correlación positiva entre la volatilidad del precio de bolsa y el precio de los contratos.

Otros factores que determinan el precio de los contratos no regulados son el precio de los contratos en períodos anteriores y el nivel de demanda. Para analizar tal efecto se calcula la correlación de estas variables rezagadas con el precio de los contratos no regulados. Igual que con el precio de bolsa, también existe una alta correlación entre la demanda comercial y el precio de estos contratos, pues aún a nivel teórico la estrecha correlación que se tiene sigue el comportamiento de la demanda de cualquier bien, el cual indica que a una mayor demanda aumenta el precio (ver cuadro 4).

Cuadro 4. Correlación entre el precio de los contratos no regulados, sus rezagos y la demanda comercial

	Precio contratos no regulados
Precio contratos no regulados	1
Demanda comercial	0,766
Precio contratos no regulados(-1 día)	0,999
Precio contratos no regulados(-7 días)	0,997
Precio contratos no regulados(-1 mes)	0,991
Precio contratos no regulados(-3 meses)	0,983
Precio contratos no regulados(-1 año)	0,958

Fuente: Cálculo de los autores con datos de XM, 2009.

Por último, una variable importante que debe explicar el precio de los contratos en el mercado no regulado son los aportes hídricos. La correlación de éstos con el precio de los contratos en el mercado no regulado fue cercana a cero (0,029).

Metodología y evidencia empírica

Metodología

Con el fin de establecer la influencia de las diferentes variables sobre el precio de los contratos de la energía con destino al mercado no regulado se considera una regresión, en la que éste precio está determinado por el precio de bolsa (PMS), la demanda comercial (DDA), los aportes hídricos (AP), los rezagos de las variables consideradas en el modelo, por medio de AR y MA.

Desde el punto de vista teórico puede mostrarse que un modelo dinámico, el cual considera los rezagos de algunas de las variables (dependiente e independientes), es equivalente a un modelo SARIMAX. Para la estimación se toma el último. El modelo SARIMAX tal y como lo explica Hamilton (1994)

es estacional puesto que cumple las mismas características en un mismo periodo, es autoregresivo porque la variable depende de su historia, es integrado ya que como la serie es no estacionaria, ésta debe ser trabajada en diferencias para evitar regresiones espurias⁹, es media móvil debido a que existen choques en los errores y variables estratégicas

no observables, y por último son variables exógenas porque la variable no depende sólo de sí misma, sino también de otros factores. Además se utilizó este modelo, porque los datos son series temporales y por lo tanto, estos permiten observar la dinámica que se presenta entre ellos. La regresión está dada por la ecuación (1).

$$PCNR = \beta_1 + \beta_2 PMS + \beta_3 DDA + \beta_4 AP + \beta_5 AR(1) + \beta_6 AR(5) + \beta_7 AR(7) + \beta_8 AR(10) + \beta_9 AR(13) + \beta_{10} SAR(7) + \beta_{11} MA(1) + \beta_{12} MA(7) + \beta_{13} MA(2) + \beta_{14} SMA(7)$$

(1)

El signo para los coeficientes estimados de la DDA y el PMS se espera que sea positivo, como se vio en el análisis de los datos, a medida que aumenta la demanda el precio también tiende a incrementarse. Igualmente, incrementos en el PMS deben estar asociados a mayores precios de los contratos no regulados. Respecto al signo para el coeficiente de los AP, se espera que sea negativo, ya que a medida que estos aumenten, se esperaría que disminuya el precio de bolsa y por tanto el de los contratos. Una de las variables más importantes que influye en el precio de los contratos es el precio histórico de bolsa, expresado en el modelo por los AR y las MA. También los efectos estacionales influyen en la formación del precio, pues los fines de semana disminuye el nivel de demanda, lo que a su vez es importante cuando se determina el precio de los contratos. Además, el impacto del precio de los contratos en periodos anteriores también es tenido en cuenta para la determinación del precio de los contratos actuales¹⁰.

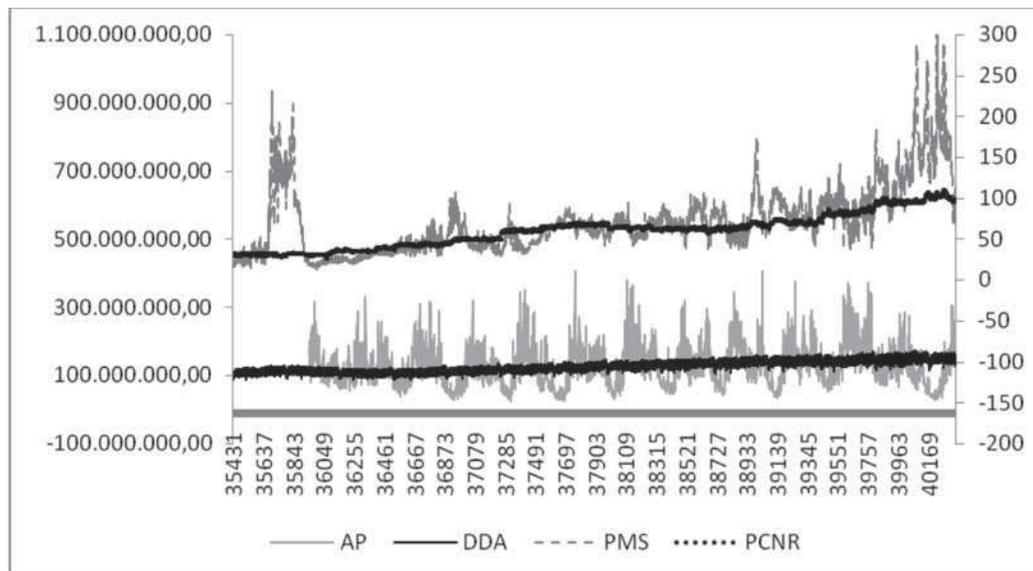
Resultados de la estimación

A continuación se presentan los resultados obtenidos utilizando la metodología descrita en la sección anterior. Inicialmente se muestran los gráficos de las variables consideradas para explicar la formación del precio de los contratos en el mercado no regulado de electricidad en Colombia. Como puede observarse en el gráfico 6, el precio de bolsa muestra una gran volatilidad, debido a la gran dependencia de éstos de los cambios climáticos presentados en el país. Por ejemplo, en periodos de sequía, el nivel de aportes hídricos y por supuesto de embalse ofertable disminuyen.

9 Lo que indica que no existe una relación de causalidad entre las variables, pero al estimar la regresión éstas son significativas.

10 Las variables en el modelo se toman en logaritmos, puesto que es una forma de controlar la heterocedasticidad, es decir, la volatilidad que se puede presentar en diferentes periodos.

Gráfico 6. Comportamiento de la Variable Endógena respecto a las Variables Exógenas



Nota: El eje izquierdo mide las variables en kW (DDA y AP), el eje derecho mide las variables en \$kWh (PCNR y PMS).

Fuente: Elaboración propia con datos de XM, 2010.

Con el fin de establecer si las variables se utilizan en niveles o el grado de diferencias que debe aplicarse a cada una de éstas para evitar problemas de regresiones espurias, se realizó la prueba de raíces unitarias de *Dickey-Fuller* y la prueba *KPSS* llegando a la misma conclusión con ambos enfoques: que las variables no son estacionarias en niveles, surgiendo la necesidad de aplicar primeras diferencias a las variables, ya que la hipótesis nula sobre no estacionariedad no se acepta, dado que la probabilidad es cero, y por tanto las variables son estacionarias en primeras diferencias (ver anexo 1).

Los resultados encontrados en la estimación (cuadro 5) muestran en primer lugar, que las variables consideradas para explicar la formación del precio de los contratos en el mercado no regulado son significativas, ya que sus probabilidades son menores a 5% o sus estadísticos *t* mayores a 2. Y los coeficientes para las variables como el precio de bolsa y la demanda presentan el signo esperado. Sin embargo, el signo para los aportes no coincide con el esperado, no

obstante su incidencia es prácticamente nula y por tanto el signo no tiene relevancia.

En segundo lugar, aunque de las variables consideradas para explicar la formación del precio de los contratos en el mercado no regulado en el periodo actual (demanda, precio marginal del sistema y aportes hídricos) la que mayor efecto tiene en la determinación del precio en este mercado es el precio marginal del sistema, ya que si éste aumenta un 1% el precio de los contratos no regulados aumenta el 7%, aproximadamente; cabe anotar que las variables explicativas en el periodo actual, es decir sin rezagar, no tienen un alto impacto sobre la determinación del precio de los contratos no regulados.

Sin embargo, como se puede inferir, de las estimaciones realizadas por medio del AR(1), el AR(7), el MA(1) y el MA(7), que fueron de 44%, 40%, 64% y 30%, respectivamente, y que a su vez, son estadísticamente significativos, muestran

claramente el alto impacto que tienen los datos históricos del precio de los contratos no regulados y del precio marginal del sistema sobre la formación del precio de los contratos no regulados. Esto evidencia la importancia que juegan los precios en periodos anteriores del mercado *spot* y de los mismos contratos no regulados sobre la formación de dicho precio. También se evidencia una estacionalidad de fines de semana, es decir, cada siete días, debido a la disminución de la demanda los fines de semana.

Con el fin de corroborar la robustez de las estimaciones realizadas sobre no correlación serial en el modelo y homocedasticidad en los errores, se realizan los test de *Breusch-Godfrey serial correlation* y el de *Heteroskedasticity*

Test: Breusch-Pagan-Godfrey, encontrando que la regresión no presenta problemas de correlación en los residuales y la homocedasticidad en los errores (ver anexo 1).

Conclusiones

A partir de las reformas llevadas a cabo en el mercado se identifican dos tipos de usuarios finales: los usuarios regulados y los usuarios no regulados. Este *paper* realiza un análisis detallado del mercado no regulado y determina cuáles son los principales factores que influyen en la determinación del precio de los contratos no regulados. Es importante anotar que los estudios realizados sobre este tema son prácticamente nulos.

Cuadro 5. Resultados Estimación Modelo SARIMAX¹¹

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic
C	0,000149	0,000062	2,396553
D(LOG(DDA))	0,006153	0,003011	2,043556
D(LOG(PMS))	0,066417	0,001334	49,79227
D(LOG(AP))	0,001469	0,000566	2,593742
AR(1)	0,442931	0,024087	18,38914
AR(7)	0,400698	0,024372	16,44088
AR(5)	-0,04152	0,013581	-3,057346
AR(10)	0,033264	0,012583	2,643461
AR(13)	0,050361	0,013029	3,865386
SAR(7)	0,987953	0,003394	291,1283
MA(1)	-0,645278	0,024699	-26,12547
MA(7)	-0,305763	0,017709	-17,2663
MA(2)	-0,04119	0,016591	-2,482711
SMA(7)	-0,925787	0,009781	-94,64925
Adjusted R-squared	0,580062		
F-statistic	0		

Fuente: Cálculos propios, 2010.

11 Nota: Se implementaron 6 *dummies* las cuales se presentan por grandes variaciones que se tuvieron del precio, principalmente en el primer día de cada año.

Uno de los principales cambios en el mercado no regulado en Colombia ha sido bajar los límites en los niveles de demanda requerida, disminuyendo una de las barreras de entrada, lo que a su vez, ha aumentado el número de participantes en este mercado. Otro aspecto a resaltar, estipulado por la CREG, fue el de restringir el cambio entre el mercado regulado y el no regulado para captar rentas dependiendo del comportamiento del precio entre estos mercados. El tiempo mínimo que deben pertenecer en el mercado es de tres años; debiendo asumir el riesgo frente a variaciones en los precios. Éste mecanismo ha permitido una mayor solidez y estabilidad a los dos mercados, evitando distorsiones del precio por motivo de arbitraje.

Se afirma que los precios de los contratos no regulados presentan una alta correlación con respecto a los precios de la bolsa de energía, puesto que si existe una gran volatilidad en estos últimos, los precios de los contratos no regulados aumentarían, debido a que un número mayor de agentes del mercado mayorista acudiría a cubrirse mediante dichos contratos. Además, mientras mayor sea la volatilidad presentada en el mercado *spot*, mayor es la incertidumbre de expectativas futuras, por tanto, los oferentes ofrecerán la energía a precios más altos.

De las estimaciones se evidencia que el precio marginal del sistema explica en un 7% la formación del precio de los contratos en el mercado no regulado. También la formación del precio de los contratos, depende en gran parte, de los datos históricos de las variables consideradas en la regresión, es decir, los rezagos del precio de bolsa y del precio de los contratos, presentan una alta correlación con el precio del mercado no regulado del periodo actual. Además, como se establece desde el punto de vista teórico, a una mayor demanda los precios tienden a incrementarse.

Una variable importante sobre la determinación del precio en el mercado no regulado que debiera incluirse en estudios futuros son las expectativas climatológicas; en la medida en que se espere una disminución del recurso hídrico, generará expectativas de aumentos en el precio. También el desarrollo del mercado de derivados en energía eléctrica puede llevar a caídas en el precio en los mercados de contratos, tanto regulados como no regulados, aspecto que resulta interesante investigar en profundidad en trabajos futuros.

Anexos

Anexo I: pruebas de raíces unitarias

Cuadro 6. Prueba de Raíces Unitarias de Dickey-Fuller

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-0,213109	0.9345
Test criticalvalues:		
1% level	-3,431503	
5% level	-2,861934	
10% level	-2,567023	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Fuente: Cálculos propios, 2010.

En el cuadro 6 se muestra la no estacionariedad de las variables en niveles. La hipótesis nula es: Ho las variables son estacionarias en niveles, con una probabilidad de 0.9345, lo cual es claramente superior al 0.05, por tanto, no se acepta dicha hipótesis. Para corroborar éste resultado se realiza la prueba KPSS, como se muestra en el cuadro 7.

Cuadro 7. Prueba KPSS

	LM-Stat.
Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin test statistic	0.064780
Asymptotic critical values*:	
1% level	0.739000
5% level	0.463000
10% level	0.347000
*Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (1992)	

Fuente: Cálculos propios, 2010.

En esta prueba la hipótesis nula es de estacionariedad, en el cual el valor empírico (8.103173) es superior a los valores teóricos (al 1%, 0.739000, al 5% 0.463000, y al 10% 0.347000) y por tanto no se acepta la hipótesis nula, corroborando el resultado anterior. Como las variables en niveles son no estacionarias, se procede a realizar el test en primeras diferencias, con los siguientes resultados:

Cuadro 8. Prueba de raíz unitaria en primeras diferencias

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-14,95724	0.0000
Test critical values:		
1% level	-3,431503	
5% level	-2,861934	
10% level	-2,567023	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Fuente: Elaboración propia, 2010.

Concluyendo que las variables son estacionarias en primeras diferencias. Este mismo resultado se obtiene por medio de la prueba KPSS (ver cuadro 9).

Cuadro 9. Prueba KPSS en primeras diferencias

		LM-Stat.
Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin test statistic		0.064780
Asymptotic critical values*:	1% level	0.739000
	5% level	0.463000
	10% level	0.347000
*Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (1992)		

Fuente: Elaboración propia, 2010.

Anexo 2: pruebas de correlación serial y homocedasticidad

El test del cuadro 10 muestra si existe correlación serial, es decir, que los residuales están correlacionados entre sí, siendo la hipótesis nula: H_0 : no correlación serial. Dado que los p-valores para la F y para la chi-cuadrado son mayores a 0.05; no se rechaza la hipótesis nula de ausencia de autocorrelación. Además, por medio del correlograma que se obtuvo se verificó que para ningún rezago se tiene problemas de autocorrelación serial.

Cuadro 10. Prueba de Breusch-Godfrey para determinar correlación serial

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:			
F-statistic	1,196241	Prob. F(14,4358)	0,2704
Obs*R-squared	14,5771	Prob. Chi-Square(14)	0,4077

Fuente: Elaboración propia, 2010.

El test del cuadro 11 se realiza con el fin de corroborar homocedasticidad en los errores. En éste test, la hipótesis nula es: H_0 : hay homocedasticidad. Igual que en el caso anterior no se rechaza.

Cuadro 11. Prueba para probar homocedasticidad

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey			
F-statistic	0,309648	Prob. F(9,4382)	0,9721
Obs*R-squared	2,79142	Prob. Chi-Square(9)	0,972
Scaled explained SS	13,0302	Prob. Chi-Square(9)	0,1612

Fuente: Elaboración Propia, 2010.

Referencias

- 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.
- Castaño, S. (2007). *Mercado no regulado de electricidad en Colombia: Análisis regional del sector, con énfasis en el sector industrial*. Universidad EAFIT, Medellín.
- CEDE (2010). *Fundamentos de Econometría Intermedia: Teoría y aplicaciones*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2009). *Documento 138*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2001). *Resolución 039*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1994). *Resolución 054*. Bogotá.
- Comisión de Regulación De Energía y Gas (CREG) (2007). *Resolución 060*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2006). *Resolución 076, Cargo por Confianza*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1996). *Resolución 20*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1996). *Resolución 084*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1996). *Resolución 085*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1996). *Resolución 086*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1998). *Resolución 131*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2009). *Resolución 179*. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2009). *Resolución 183*. Bogotá.
- Congreso de Colombia (1994). Ley 142, Ley de servicios públicos domiciliarios. Bogotá D.C, Colombia.
- Congreso de Colombia (1994). Ley 143, Ley eléctrica. Bogotá D.C, Colombia.
- Dyner, I., Franco, C. J., & Arango, S. (2008). *El mercado mayorista de electricidad colombiano*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín.
- EPM (2010). *Tarifas y costos de energía mercado regulado, Junio*. Medellín.
- Fedesarrollo (2009). *El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto Sobre otros Sectores*. Bogotá D.C.
- García, A. y L. Arbeláez (2002) *Market Power Analysis for the Colombian Electricity Market*. Energy Economics, 24, 217-229.
- Hamilton, J. D. (1994). *Time series analysis*.
- ISA (2002). *El sector eléctrico colombiano: orígenes, evolución y retos: Un siglo de desarrollo 1882-1999*. Medellín.
- Sandoval, A. M. (2004). *Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros*. Departamento Nacional De Planeación, Bogotá D.C.
- Sierra, J y E. Castaño. (2010) Pronóstico del Precio Spot del Mercado Eléctrico Colombiano con Modelos de Parámetros Variantes en el Tiempo y Variables Fundamentales. 15 junio. Recuperado de: [HYPERLINK http://www.google.es/search?hl=es&source=hp&biw=1259&bih=848&q=Porn%C3%B3stico+del+Precio+Spot+del+Mercado+El%C3%A9ctrico+Colombiano+con+Modelos+de+Par%C3%A1metros+Variantes+en+el+Tiempo+y+Variables+Fundamentales&btnG=Buscar+con+Google&aq=f&aql=&aql=&oq](http://www.google.es/search?hl=es&source=hp&biw=1259&bih=848&q=Porn%C3%B3stico+del+Precio+Spot+del+Mercado+El%C3%A9ctrico+Colombiano+con+Modelos+de+Par%C3%A1metros+Variantes+en+el+Tiempo+y+Variables+Fundamentales&btnG=Buscar+con+Google&aq=f&aql=&aql=&oq)
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2004). *Una Visión del Mercado Eléctrico colombiano*. Bogotá.
- Wolak, A. (2009). *Report on market performance and market monitoring in the Colombian electricity supply industry*. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- XM (2010). *Boletín energético Mensual*, Junio. Medellín.
- XM (2009). *Informe de operación del sistema y administración del mercado eléctrico colombiano*, Medellín.