
ESTIMACIÓN DEL PRECIO
MARGINAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO
COLOMBIANO: UNA MIRADA DESDE
LA ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

An Analysis of Colombian
Power Market Price
Behavior from an Industrial
Organization Perspective

Ona Duarte Venlauskas
John J. García Rendón

Research Article

ESTIMACIÓN DEL PRECIO MARGINAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO: UNA MIRADA DESDE LA ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL¹

An Analysis of Colombian Power Market Price Behavior from an Industrial Organization Perspective

Ona Duarte Venslauskas*

John J. García Rendón**

Palabras clave: Índice de demanda residual, índice de Herfindahl-Hirschman, mercado eléctrico, modelo de Cournot, precio marginal del sistema, VAR.

Key words: Cournot model, energy market, Herfindahl-Hirschman index, residual demand index, spot price, VAR.

JEL Code: JEL: L13, L19, L94

Received: 15/04/2015

Accepted: 16/09/2015

Published: 01/12/2015

* London School of Economics and Political Science, London, Reino Unido.
Email: onaduarte@gmail.com

** Universidad EAFIT, Medellín - Colombia.
Email: jgarcia@eafit.edu.co

1 Los autores agradecen a EAFIT y Colciencias por su apoyo financiero, ya que este artículo es el resultado del proyecto "Estimación del precio marginal del sistema eléctrico colombiano: una mirada desde la organización industrial" del programa "566 Jóvenes Investigadores e Innovadores", de Colciencias y la Universidad EAFIT.

Resumen

Construimos un modelo de Cournot para simular el comportamiento estratégico de las empresas generadoras líderes del mercado eléctrico colombiano. Usamos las cantidades estimadas con este modelo para construir dos variables de organización industrial: el índice de demanda residual y el índice de Herfindahl e Hirschman (HHI). Con ellas estimamos modelos vectoriales autorregresivos (VAR) que permitan estimar el precio en bolsa (PMS) y hacer análisis impulso-respuesta. Los resultados muestran que la capacidad de almacenamiento de las empresas hidráulicas permite un mayor comportamiento estratégico que las térmicas en periodos de demanda baja, mientras que las térmicas son más estratégicas en periodos de demanda alta. Además los choques sobre los cambios en la demanda residual y en la concentración del mercado se reflejan en un comportamiento fluctuante sobre el crecimiento del PMS, lo que se puede interpretar como una reacción de la estrategia de las empresas ante un cambio en las circunstancias del mercado.

Abstract

We analyze the behavior of spot prices in the Colombian wholesale power market, using a series of models derived from industrial organization theory. We first create a Cournot-based model that simulates the strategic behavior of the market-leader power generators, which we use to estimate two industrial organization variables, the Index of Residual Demand and the Herfindahl-Hirschman Index (HHI). We use these variables to create VAR models that estimate spot prices and power market impulse-response relationships. The

results from these models show that hydroelectric generators can use their water storage capability strategically to affect off-peak prices primarily, while the thermal generators can manage their capacity strategically to affect on-peak prices. In addition, shocks to the Index of Residual Capacity and to the HHI cause spot price fluctuations, which can be interpreted as the generators' strategic response to these shocks.

1. Introducción

En los últimos años ha sido de común interés el estudio de la formación y comportamiento del precio *spot* de energía, también conocido como precio marginal del sistema (PMS). Dicho interés se debe a su alta volatilidad y a los comportamientos estratégicos que pueden tener las empresas generadoras, debido a las características propias en este mercado como la inelasticidad de la demanda, el no almacenamiento, la capacidad de restringir la generación y las altas barreras de entrada.

Estudios en diferentes mercados eléctricos internacionales han utilizado modelos de organización industrial, teoría de juegos o procesos estocásticos para identificar la existencia de poder de mercado o determinar las variables más importantes en la formación del precio *spot*. En general los estudios internacionales encuentran que en los mercados hay cierto tipo de capacidad de maniobra sobre el precio *spot* por parte de los agentes que pueden retener generación. Sin embargo, también hay evidencia de que esa capacidad no siempre implica un mayor nivel de precios, pues cuando la cantidad de energía vendida por contratos bilaterales de largo plazo es mucho mayor a la vendida en el mercado *spot* el incentivo a aumentar el precio *spot* disminuye, porque el generador debe comprar energía en el mercado *spot* para cumplir con sus contratos.

En Colombia la formación del PMS se hace a través de un sistema de subasta uniforme, en el que las empresas generadoras ofertan cantidad de disponibilidad de generación horaria y un precio promedio diario para el día siguiente. Luego el operador del mercado organiza las ofertas de menor a mayor precio y determina el PMS que corresponde al punto en el que las cantidades de oferta son iguales a las cantidades de demanda. El sistema de formación de precios depende entonces de las ofertas que hagan las empresas y las ofertas de las empresas dependen de muchos factores, que son objeto interesante de estudio.

La importancia de este artículo radica en incluir variables de organización industrial como el índice de demanda residual (IDR) y el Herfindahl-Hirschman Index (HHI); además de las variables fundamentales que determinan el precio del mercado *spot* eléctrico colombiano, como las condiciones climáticas (medida por medio de El Niño), la demanda, el nivel de embalse y algunas intervenciones regulatorias para explicar la formación del PMS, pues esto no solo les permite a los generadores analizar posibles comportamientos estratégicos en el mercado *spot* de generación eléctrica y el mercado de contratos bilaterales de largo plazo para maximizar sus beneficios por medio de un modelo de Cournot y modelos vectoriales autorregresivos (VAR), sino que, a su vez, el regulador puede conocer modelos como herramientas para analizar dichos comportamientos estratégicos por parte de los generadores que le permiten influir sobre el precio *spot*.

Una de las principales contribuciones de este artículo es la construcción de un modelo que permita simular la estrategia que siguen las empresas para hacer su oferta en el mercado *spot* teniendo en cuenta los contratos bilaterales. El punto de partida es que las empresas generadoras son maximizadoras de beneficios y que en el mercado colombiano las empresas tienen diferentes portafolios de servicios, los cuales se pueden incluir en un modelo de Cournot, que diferencia entre empresas

líderes y seguidoras, y al maximizar los beneficios de ambos tipos de empresas se obtiene el nivel de cantidades óptimas. El modelo se estima para la segunda mitad de 2010 con una temporalidad diaria. Las variables estratégicas que se incluyen en la ecuación de beneficios y a las restricciones son: el precio spot, las cantidades contratadas en el mercado de largo plazo, los costos de generación fijos¹ y el nivel de los embalses sujeto a los recursos hídricos de cada generador. El modelo de Cournot permite hacer varias estimaciones en diferentes escenarios, lo cual enriquece el análisis.

Después de estimar las cantidades óptimas para las principales empresas del mercado, estas se utilizan para construir variables de organización industrial que dan señales de posible poder de mercado. Las variables de organización industrial construidas son: el índice de demanda residual (IDR), que es un indicador de la capacidad de las empresas para afectar el precio del mercado, y el índice de Herfindahl e Hirschman (HHI), indicador de la concentración del mercado. Posteriormente se construyen tres modelos vectoriales autorregresivos (VAR) usando dichas variables de organización industrial y el PMS, estos modelos permiten hacer una estimación del PMS y analizar las funciones de impulso-respuesta que el IDR y el HHI tienen sobre este.

Entre los principales resultados encontrados se destaca el diferente comportamiento estratégico de las empresas especializadas en generación térmica comparativamente con las hidráulicas, el cual se debe a la capacidad de almacenamiento de los embalses. Otro resultado significativo es la prueba de la existencia de una relación de largo plazo entre el PMS y las cantidades ofertadas de las empresas. Además se confirmó que los choques sobre el crecimiento del índice de demanda residual y de concentración hacen que el crecimiento del PMS fluctúe, llegando a que este tenga un nivel superior al inicial en los cinco o siete días siguientes al choque, tal comportamiento se puede interpretar como una señal de que los generadores aprovechan los cambios en las condiciones del mercado para aumentar el PMS.

El artículo se encuentra dividido en seis secciones. Después de la introducción, la siguiente se refiere a los últimos avances, que incluyen la revisión internacional de modelos de formación de precios de energía, la explicación de la estructura del mercado eléctrico colombiano y las características del mercado. En la tercera sección se explica el modelo teórico usado para estimar el modelo de Cournot y los resultados obtenidos. La cuarta sección consiste en la presentación de la metodología para estimar el PMS, el análisis de cointegración y la estimación de los modelos VAR. La quinta sección presenta la estimación del precio y las funciones del impulso-respuesta de los modelos VAR. En la sexta sección se concluye.

2. Últimos avances

2.1. Formación del PMS en los mercados eléctricos internacionales

A nivel internacional se han usado varias metodologías para medir el poder de mercado en mercados eléctricos, y para determinar la formación del precio spot.

Principalmente se encuentran modelos de precios competitivos de referencia: **Weigt y Von Hirschhausen** (2008), **Joskow y Kahn** (2002), modelos de subastas: **Von der Fehr y Harbord** (1992), análisis estocásticos: **Roncoroni y Geman** (2003), y modelos de oligopolio de Cournot: **Wolfram** (1999), **Fabra y Toro** (2005); **Scott y Read** (1996), **Puller** (2007) y **Wolak** (2009). Estos últimos

1 Dado que se trata de un mercado con un gran componente hidráulico y por tanto es muy complicado obtener costos variables.

son bastante populares para identificar comportamientos colusivos o competitivos por parte de los agentes generadores en la industria.

Entre los resultados más importantes de los análisis sobre los mercados eléctricos, **Wolfram** (1999) y **Joskow y Kahn** (2002) encuentran que en el mercado inglés y en el californiano respectivamente, los agentes logran manipular el precio *spot* a partir de la retención de generación. Tanto **Von der Fehr y Harbord** (1992) en el mercado británico, como **Weigt y von Hirschhausen** (2008) en el alemán, encuentran que hay manipulación de precios por parte de los agentes y los mercados no son suficientemente competitivos.

Por otra parte, **Roncoroni & Geman** (2003) hacen un análisis de comportamiento estocástico sobre la serie del precio *spot* de Estados Unidos e identifican que este es altamente dependiente de condiciones de demanda y oferta, tales como las restricciones de transmisión, el clima, la no posibilidad de almacenamiento de los generadores térmicos, el costo de oportunidad y el factor de descuento de los hidráulicos y demás costos de operación y mantenimiento.

Por su parte, **Fabra y Toro** (2005) en el mercado español, **Scott y Read** (1996) en Nueva Zelanda, **Puller** (2007) en California y **Wolak** (2009) en Colombia, le dan especial atención a la importancia del mercado de contratos a la hora de controlar el incentivo de los generadores de aumentar el precio *spot*, ya que aunque las empresas generadoras tengan la capacidad de subir el precio, no será estratégicamente óptimo aumentarlo si la cantidad de energía vendida en el mercado *forward* (contratos) es mayor que la vendida en el mercado *spot*.

2.2. Estructura del mercado eléctrico colombiano

El mercado de energía mayorista (MEM), tal como se conoce hoy en día, se fundamenta en las leyes 142 y 143 de 1994 —Ley de Servicios Públicos Domiciliarios— y la Ley Eléctrica, respectivamente.

Con dichas leyes se buscaba la participación privada, la introducción de competencia en generación y la separación de actividades en las empresas. Con respecto a la integración vertical de las firmas que estaban desde antes de la nueva regulación en el mercado, se permitió que siguieran realizando varias actividades, pero con la condición de que su contabilidad fuera separada. A las empresas constituidas posteriormente a las leyes se les permite realizar más de una actividad siempre y cuando sea generación (comercialización o distribución)—comercialización. Con respecto a la integración horizontal se establece que ninguna empresa puede tener más del 25% de la capacidad instalada efectiva de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) (**CREG, 2007**).

En el MEM se realizan transacciones de energía por medio de contratos bilaterales o de la bolsa de energía. El precio *spot* es muy volátil y el precio *forward* de los contratos es más estable. Por lo tanto, el mercado de contratos sirve como cobertura del riesgo causado por la volatilidad del PMS.

En el mercado de contratos bilaterales los comercializadores pueden comprar energía a un precio fijo con destino a usuarios regulados o a usuarios no regulados. En el primer caso las disposiciones de los contratos están reguladas con el objetivo de garantizar la competencia en las transacciones. En el caso de los contratos a usuarios no regulados las compras de los comercializadores no están reguladas, por lo que hay libertad para negociar precios y pactar cantidades. De la misma manera funcionan los contratos entre generadores y entre comercializadores, pero en este caso debe haber una inscripción

con cinco días de anticipación a la operación comercial del contrato y se deben especificar las reglas y procedimientos, y determinar hora a hora las cantidades y precios establecidos en el contrato.

Además, las empresas integradas verticalmente solo pueden autocomprarse un tope máximo del 60% de la energía con destino a usuarios regulados y deben participar en un procedimiento de convocatoria compitiendo con el resto de comercializadores (EPM, 2012).

Por otra parte, todos los generadores y comercializadores tienen la obligación de participar en la bolsa de energía, que es organizada como una subasta de precio uniforme. Diariamente los generadores deben informar al Centro Nacional de Despacho (CND), antes de las 8:00 a. m., una única oferta de precio diario para las veinticuatro horas del día siguiente por cada planta de generación, además de la disponibilidad de generación a nivel horario para cada planta de generación.² Los precios presentados deben reflejar los costos variables en los que esperan incurrir y un componente de riesgo (CREG, 2001).

Los costos variables de las térmicas incluyen los costos del combustible, de operación, administración y mantenimiento (OAM), los de arranque y parada, y la eficiencia térmica de la planta. Por su parte, los costos variables de las hidráulicas comprenden al costo de oportunidad de utilizar dicho recurso. Sin embargo, cuantificar el costo de oportunidad del agua es muy complejo, motivo por el cual para las estimaciones se utiliza el costo equivalente real de energía (CERE)³, suministrado por el operador del mercado (XM). Adicionalmente, estos precios deben incluir el costo equivalente de energía (CEE) y el impuesto al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (Fazni).

Dada la información de las ofertas de los participantes se organiza un despacho ideal, con el objetivo de que la generación cumpla con la demanda doméstica esperada más las exportaciones menos las importaciones. Para cada hora se usan los recursos de generación más económicos cumpliendo con los limitantes del sistema y las pérdidas, pero sin tener en cuenta las restricciones del sistema, las cuales son consideradas únicamente en el despacho real. El precio *spot* entonces, es el precio marginal del despacho ideal, y es el precio que se paga a todos los generadores que entran a generar por los intercambios en bolsa.

Los generadores tendrán a favor las ventas de su generación en la bolsa, pero estarán debiendo sus compras en contratos. Si la diferencia entre las ventas y las compras es positiva, hay una ganancia del generador valorada al precio *spot* de la hora correspondiente, pero si es negativa se le cobra esa cantidad restante también al precio *spot*, ya que si el generador no tiene energía suficiente para cumplir con sus contratos, debe comprar su faltante en la bolsa.

2.3. Características del mercado spot colombiano

En Colombia la generación se divide principalmente en generación hidráulica y térmica, y la hidráulica tiene una participación significativamente mayor (hasta 85% dependiendo de la hora), como se puede observar en el Cuadro 1.

2 La Resolución **CREG 140 de 2009** impone la sanción a aquellas plantas que no cumplan con el programa de despacho o cambien su declaración de disponibilidad en el día de operación. La sanción es tener una disponibilidad igual a cero para las próximas veinticuatro horas, así esta no se requiera para el redespacho.

3 El CERE es el mínimo precio del mercado y le permite a los agentes recaudar el cargo por confiabilidad. La Resolución **CREG 034 de 2001** establece los costos regulados para las plantas térmicas e hidroeléctricas de acuerdo con los costos variables y los costos fijos que las empresas pueden recuperar.

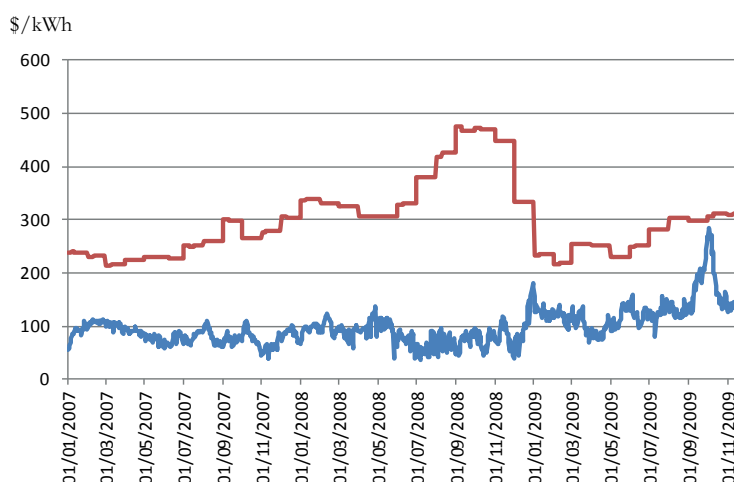
Cuadro 1. Fuentes de generación eléctrica en Colombia

Recursos	2011 MW	2012 MW	Participación%	Variación% 2011-2012
Hidráulicos	9.185	9.185	64%	0%
Térmicos	4.545	4.426	30,08%	-2,6
Gas	3.053	2.122		
Carbón	991	997		
Fuel-Oil	341	0		
Combustóleo	187	307		
ACPM	0	678		
Jet1	0	46		
Gas Jet A1	0	276		
Menores	635	693	4,80%	9,10%
Hidráulicos	533	591		
Térmicos	83	83		
Eólica	18	18		
Cogeneradores	55	57	0,4%	4,60%
Total	14.420	14.361	100%	-0,4%

Fuente: XM (2013a).

Esta composición de las tecnologías de generación tiene varias implicaciones en el PMS, principalmente tal cantidad de generación hidráulica implica una alta vulnerabilidad al clima y más específicamente a los fenómenos de El Niño y La Niña, que afectan con fuerza los aportes hídricos y el nivel de los embalses y, esto a su vez, se ve reflejado en una alta volatilidad del PMS (Figura 1).

Figura 1. PMS Colombia



Nota: la línea azul representa el PMS y la roja el precio de escasez.

Fuente: XM (2013b).

La incertidumbre asociada a los fenómenos de El Niño y La Niña hace que haya una decisión importante por parte de los generadores hidráulicos sobre la generación actual o la futura, es decir,

la valoración del agua dado el costo de oportunidad de tener mayores reservas para generar en el futuro en caso de que haya sequía. Adicionalmente, el tratamiento de los costos variables de las plantas hidráulicas es muy diferente a los de las térmicas, los segundos son fácilmente medibles a partir del costo de los combustibles y la eficiencia, mientras que la definición del costo de oportunidad y la valoración del agua es más compleja de determinar.

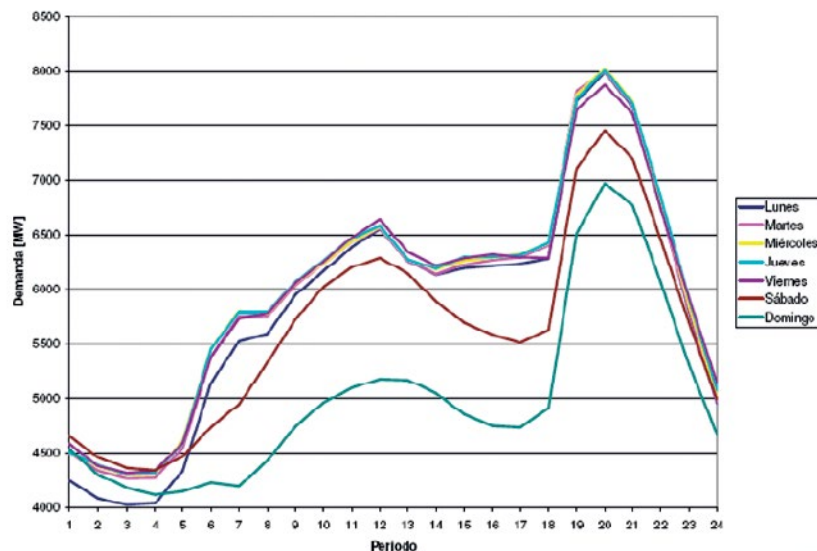
En cuanto a la demanda, se evidencia que en Colombia las horas pico se dan entre las 9:00 a. m. y las 2:00 p. m. y entre las 6:00 p. m. y las 11:00 p. m. Durante la semana hay mayor demanda de lunes a jueves, en tanto que los viernes, sábados y domingos es más baja. En 2012 se dio una demanda mensual entre 4.631 GW y 5.105 GW, siendo agosto el de mayor consumo y febrero el de menor consumo (Cuadro 2 y Figura 2).

Cuadro 2. Demanda mensual en Colombia, 2012

Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
GWh	4.807	4.631	5.034	4.725	5.033	4.894	5.034	5.101	5.025	5.070	4.980	5.03
%	2,40	2,5	5,00	3,40	4,20	4,50	4,30	3,10	4,70	3,10	3,90	4,00

Fuente: XM (2013a).

Figura 2. Demanda diaria típica de energía



Fuente: Derivex (2010).

En cuanto a las variables que afectan la formación del PMS del mercado eléctrico colombiano, **Sierra y Castaño** (2011) identifican que la alta dependencia de la hidrología, la alta concentración del mercado y la participación nula de demanda son fundamentales para explicar la evolución del precio del mercado. Adicionalmente se observa que la serie del precio spot colombiano se caracteriza por tener saltos o cambios de nivel que se deben a cambios extremos de oferta y demanda generalmente ocasionados por fenómenos de El Niño o La Niña o por cambios regulatorios, de los cuales se destacan las resoluciones CREG 071 del 2006, referente al cargo por confiabilidad y a la implementación del precio de escasez, y CREG 06 del 2009, sobre la confidencialidad de la información.

Otros elementos estratégicos en la formación de precios de oferta que utilizan los agentes son los precios de los contratos, la generación del despacho ideal, el precio *spot* histórico, los ingresos por reconciliaciones, la generación térmica, los precios de oferta de las otras plantas de la misma empresa, las inflexibilidades, el embalse ofertable del sistema y los cambios regulatorios (UPME, 2004).

Además de la importancia del mercado de contratos bilaterales en la decisión de formación de oferta en el mercado *spot*, Wolak (2009) llama la atención sobre la importancia de la participación en el mercado minorista de las empresas que están integradas verticalmente, pues las cantidades vendidas en este mercado influyen en sus decisiones de oferta en la bolsa de la misma manera que lo hacen los contratos bilaterales, es decir, el generador solo tendrá incentivos de aumentar el precio *spot* si las cantidades vendidas en contratos bilaterales y al mercado minorista son menores a las cantidades vendidas en bolsa. Las tres empresas integradas verticalmente en el mercado colombiano para el 2008 fueron EPM, con una participación en el mercado de generación del 24,09% y en la distribución al mercado minorista de 17,50%, Isagen con una participación en generación de 18,58% y en el mercado minorista de 5,55%, y Emgesa, con una participación en generación de 23,86% y de 4,09% en el mercado minorista.

3. Marco teórico: modelo de Cournot dinámico

De acuerdo a las características del MEM puede utilizarse un modelo de Cournot para modelar apropiadamente la formación del PMS del mercado eléctrico colombiano, que permite modelar la oferta óptima de las principales empresas generadoras en la subasta diaria de la bolsa de energía.

El modelo utilizado es uno dinámico, en el que hay un grupo de empresas líderes que forman el oligopolio y el resto de las empresas se asumen como seguidoras. Cada una de las empresas líderes toma una decisión que maximiza su beneficio, y luego las demás también maximizan. Después la empresa líder vuelve a maximizar su beneficio y así se repite el proceso hasta que el modelo converge (García et al., 2013; Pindyck & Rubinfeld, 2000; Scott & Read, 1996; Fabra & Toro, 2005; Joskow & Kahn, 2002; Van den Berg et al., 2011).

Para construir la función de beneficio se incluye dos de los principales mercados en los que se mueven los generadores en Colombia, los cuales son el mercado *spot* y el mercado de contratos de largo plazo. Adicionalmente se implementan ciertas restricciones relacionadas con la capacidad instalada y el nivel de generación (García et al., 2013).

Para cada empresa del oligopolio la función de beneficios es:

$$\pi_i = P * (q_i - q_{con,i}) + (P_{con} - q_{con,i}) - CT_i \quad (1)$$

s.a.

$$q_i \geq 0$$

$$q_i \leq cap_i$$

$$Q \geq Q_{con}$$

donde P es el precio *spot*, q_i , son las cantidades generadas por la empresa i , $q_{con,i}$, son las cantidades vendidas en contratos de largo plazo por la empresa i , P_{con} es el precio de los contratos y CT_i son los costos de la empresa i .

Las restricciones anteriores indican que las cantidades generadas de las empresas deben ser positivas y menores o iguales a la capacidad de generación que estas tienen. Además se tiene en cuenta que las cantidades totales contratadas deben ser menores o iguales a las cantidades totales del sistema.

Adicionalmente, se incluyen las restricciones de las condiciones climatológicas en la generación hidráulica por medio de la ecuación (2) y se basan en **Scott y Read** (1996).

$$emb_{i,t} = emb_{i,t-1} - q_{i,t} + aph_{i,t} \quad (2)$$

$$\forall_i = 1,2,3,\dots,T$$

s.a.

$$emb_{i,t} \geq 0$$

$$emb_{i,t} \leq cap_i - capnoh_i$$

$$0,3caph \leq emb \leq 0,9caph$$

donde $emb_{i,t}$ es el nivel del embalse de la empresa i en el periodo t , $caph$ es la capacidad hidráulica, cap es la capacidad total y $capnoh$ es la capacidad no hidráulica, $aph_{i,t}$ corresponde a los aportes hídricos de la empresa i en el periodo t .

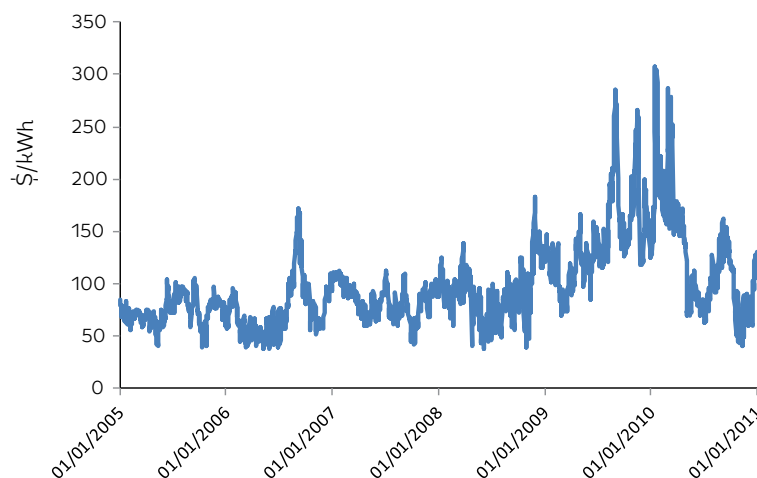
Estas restricciones indican que el nivel de embalse en el periodo t es igual al embalse en el periodo anterior, menos el agua utilizada para generar lo producido, más los aportes hídricos del periodo actual. Adicionalmente se especifica que el nivel del embalse siempre debe ser positivo o igual a cero, y que como máximo es igual a la capacidad total de la empresa menos la capacidad no hidráulica y que en general debe estar entre el 30% y el 90% de la capacidad hidráulica, ya que 30% fue el nivel que se dio en El Niño de 1997 y 1998, que además tuvo destinos diferentes al de generación.

3.1. Datos, aplicación y resultados del modelo de Cournot

El periodo en el que se aplica la estimación del modelo va desde junio del 2010 a noviembre del mismo año. Se elige este periodo porque en él se presentaron efectos climáticos importantes que alteraron el PMS. La base de datos que se utiliza es pública y se obtuvo de la base de datos BI (del operador del mercado), la temporalidad usada es diaria y las unidades de las cantidades son kWh. Adicionalmente se supone que hay cinco principales agentes en el mercado que por sus condiciones de capacidad de generación se comportan como líderes y los demás se agregan formando el grupo de las minorías o seguidoras.

Debido a la dificultad de encontrar datos concretos de los costos de los generadores se construyó una variable usando el logaritmo natural del CERE, y los efectos que tienen sobre el PMS, los fenómenos de EL Niño o La Niña y las intervenciones del regulador. Para tales fines, se utiliza la información suministrada en **Sierra y Castaño** (2011), en la cual se identifica que en la segunda mitad del 2010 hubo un episodio de La Niña que empezó en junio de 2010 y que duró hasta noviembre del mismo año, este causó un importante retorno al nivel regular del precio luego de los altos niveles presentados en 2009. Concretamente, los precios se estabilizaron en la segunda mitad de 2010 debido a la recuperación de los recursos hídricos que permitió el fenómeno de La Niña y al efecto indirecto de la finalización de los impactos de las resoluciones **CREG 006 y CREG 015, de 2009**, que cambiaron las condiciones de manejo de información orientadas a promover la competencia del mercado. Esto se evidencia en la **Figura 3**.

Figura 3. Precio en el periodo de estimación con relación al del pasado



Fuente: XM, 2013b.

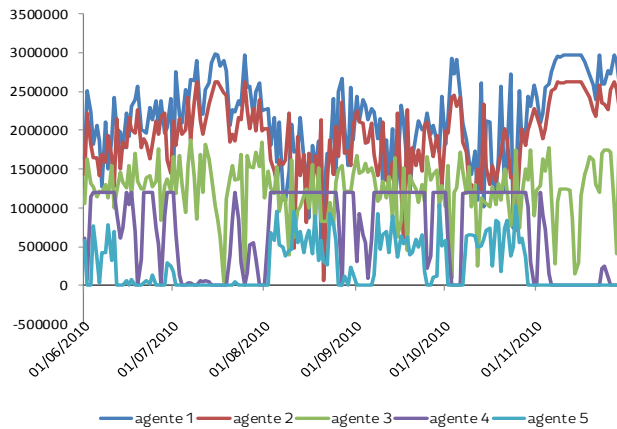
A partir de la cantidad contratada de cada agente generador se construye un promedio ponderado del precio de los contratos para obtener el precio de cada agente. Además, para la construcción de las restricciones del nivel del embalse se utilizan la capacidad de generación de cada empresa y el nivel de aportes hídricos. Finalmente, usando la información del precio spot y de la demanda, se construye el modelo de Cournot ya explicado.

La aplicación del modelo de Cournot da como resultado las cantidades óptimas a ofertar para cada uno de los agentes líderes, suponiendo que estos siguen un comportamiento estratégico en el mercado de bolsa dada la condición del mercado de contratos y el nivel de los embalses.

Al examinar las cantidades ofertadas en la bolsa se evidencia que hay agentes cuyo nivel de cantidades es bastante volátil, fluctuando entre valores positivos y negativos, siendo el valor máximo de cantidades en bolsa de 2986628 kWh y el mínimo de -1003,37 kWh (Figura 4). Lo anterior se traduce como la presencia de un comportamiento estratégico entre el mercado de bolsa y de contratos. Estos agentes son en su mayoría agentes hidráulicos, tal condición les da la posibilidad de almacenar el agua y actuar estratégicamente. Sin embargo, se evidencia que uno de los agentes presenta un comportamiento no tan volátil y más uniforme, dicho agente está especializado en generación térmica.

Es importante aclarar que un comportamiento estratégico no implica directamente un PMS más alto, pues como se dijo, una cantidad contratada suficientemente alta o pronósticos de sequías en el futuro, harán que la estrategia óptima del agente sea mantener un PMS bajo. Por lo tanto, un análisis de poder de maniobra o comportamiento estratégico no debe entenderse siempre como un efecto negativo para el mercado.

Figura 4. Cantidades estimadas de los principales generadores

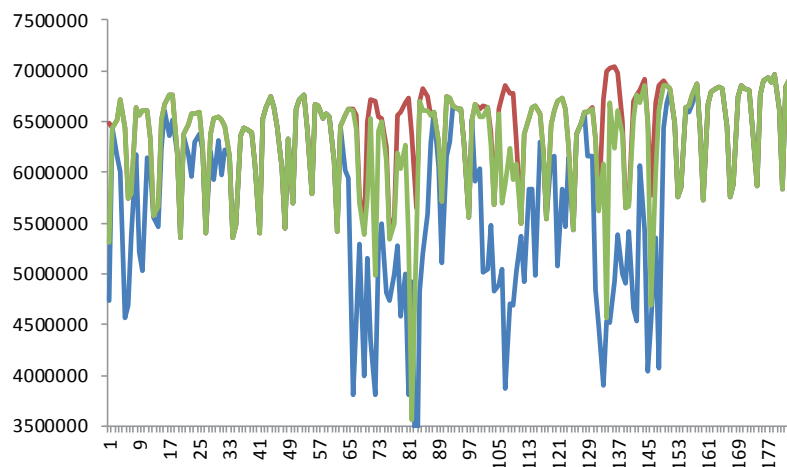


Fuente: elaboración de los autores, a partir de datos de XM.

La tecnología térmica es fundamental en periodos de escasez de agua, momento en el cual los agentes hidráulicos no tienen suficiente capacidad para ofrecer altas cantidades, en estos casos los agentes térmicos se vuelven determinantes en la definición del PMS. En consecuencia, se analizan dos escenarios, en el primero se incluye el agente puramente térmico en el grupo líder, y en el otro escenario dicho agente hace parte de las minorías.

En la **Figura 5** se ilustran las cantidades estimadas para el oligopolio (conformado por las empresas líderes) en los dos escenarios planteados, se observa que cuando el agente térmico se considera como líder (línea verde), la cantidad generada por el oligopolio es muy cercana al nivel de demanda total (línea roja), mientras que cuando este hace parte de las minorías (línea azul), las cantidades generadas por el oligopolio se alejan durante gran parte del periodo del nivel total de demanda, volviéndose indispensable en algunas horas —de alta demanda— para satisfacer la demanda de la industria dada la complementariedad de las dos tecnologías.

Figura 5. Cantidades de agentes líderes en los dos escenarios.



Fuente: elaboración propia, a partir de datos de XM.

Nota: la línea verde corresponde al líder, la línea roja a la demanda total y la línea azul a las minorías.

4. Metodología para la estimación del PMS

El análisis acerca de las cantidades estimadas simulando el comportamiento estratégico de las empresas es interesante. Sin embargo, el principal objetivo de la presente investigación es relacionar las cantidades estimadas con el modelo de Cournot a fin de estimar el PMS. Para hacerlo se usan variables de organización industrial construidas a partir de las cantidades generadas por las empresas y por las cantidades demandadas de todo el sistema, ya que estas variables permiten analizar una aproximación de poder de mercado y, a su vez, analizar efectos sobre el PMS.

Para realizar la estimación se utiliza un modelo VAR. Sin embargo, antes se realiza un análisis de integración entre cantidades y precios que permite validar la relación existente entre dichas variables y justificar técnicamente la propuesta de estimación.

Intuitivamente se supone que el precio y las cantidades en el mercado deben estar cointegradas, porque solo cuando las cantidades de oferta de los generadores igualan la demanda, es que se determina el PMS.

4.1. Análisis de cointegración

Para que dos series estén cointegradas es necesario que la diferencia entre ellas sea una serie estacionaria y que el mecanismo que corrige tal diferencia sea significativo y funcione adecuadamente (Granger, 1981); una relación de cointegración implica que aunque dos variables sean caminatas aleatorias (no estacionarias), hay un mecanismo que las une y hace que converjan a un equilibrio de largo plazo.

Para llevar a cabo el análisis se sigue la metodología de Engle y Granger (1987), en la que se deben cumplir los siguientes pasos: 1) se identifica que las variables a analizar sean efectivamente caminatas aleatorias; 2) se comprueba el orden de integración de estas; 3) se estima un modelo de relación lineal entre ambas variables, se obtienen los residuales —los cuales representan la diferencia que hay entre las series— y se comprueba que estos son estacionarios y que la relación no es espuria, si esto es así las series están cointegradas; 4) para ver la relación de corto plazo y el funcionamiento del mecanismo de corrección del error se estima una relación lineal entre las variables —aplicando la transformación necesaria para que estas sean estacionarias— y el negativo de los residuales y se comprueba que el coeficiente asociado a este sea negativo y que la relación estimada no sea espuria, si es así se concluye que el mecanismo de corrección del error funciona adecuadamente.

Se siguen todos los pasos para el análisis de cointegración entre el PMS y las cantidades generadas⁴ y se comprueba que están cointegradas. También se hace el análisis entre el PMS y las cantidades del oligopolio estimadas con el modelo de Cournot, y si se llega a la misma conclusión, están cointegradas. Este hecho valida la utilización del modelo propuesto para estimar el PMS.⁵

4.2. Modelos VAR para la estimación del PMS

Como se mencionó, el método de estimación del PMS es un modelo VAR. Estos modelos permiten caracterizar las interacciones simultáneas entre un grupo de variables endógenas, pues se asume

4 Las cantidades generadas son iguales a las demandadas.

5 Al realizar el análisis se usaron las funciones de autocorrelación y autorrelación parcial, el test de Dickey Fuller (ADF) aumentado, el test de Phillips Perron (PP) y el de Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (KPSS) para determinar que las series son integradas de orden 1.

que las variables incluidas están en función de su propio pasado y del pasado de las demás variables. Usar este tipo de modelos en este caso es útil, ya que se puede evidenciar cómo las variables de organización industrial están interactuando con el comportamiento del PMS.

Se utilizan el índice de demanda residual (IDR) y el índice de Herfindahl Hirschman (HHI) como indicadores de poder de mercado y concentración en la industria. Todas estas variables utilizan las cantidades generadas de las empresas y las demandadas para dar alguna señal de poder de mercado. La hipótesis que se tiene es la de que tales condiciones de mercado tienen efecto en la formación del PMS.

Índice de demanda residual (IDR)

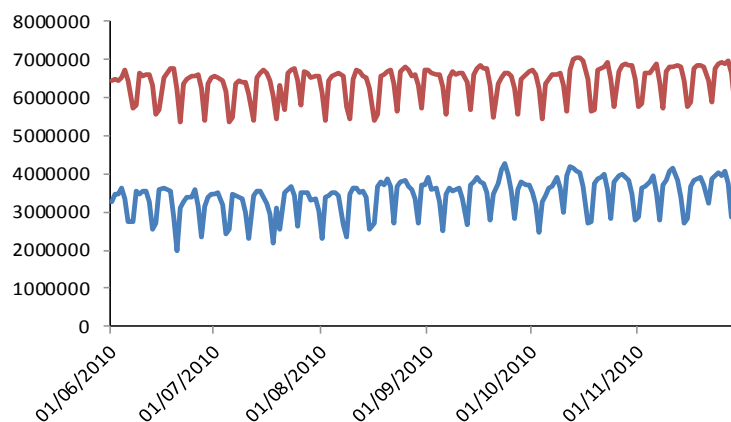
La curva de demanda residual a la que se enfrenta un generador resume la capacidad que este tiene para influir en el precio de mercado, manteniendo constante la demanda total del sistema y la curva de oferta de los demás generadores. La posibilidad de influir en el precio de mercado se da debido a que cuando el generador se enfrenta a una curva de demanda residual propia puede ofertar cualquier nivel de precios y cualquier nivel de cantidades que esta le permita, así como emplear esta información para crear su estrategia. La mayor libertad obtenida la puede llevar a tomar decisiones diferentes a las que se enfrenta teniendo en cuenta la demanda total del sistema, entonces, si su demanda residual es suficientemente grande sus acciones tendrán efectos importantes en el PMS (Wolak, 2009).

En este caso no se estima un IDR para cada agente, sino que se estima para el oligopolio (líderes) de manera agregada. Además, como el interés está centrado en el mercado de corto plazo, lo adecuado es restar los contratos totales del mercado para obtener la demanda residual del mercado de bolsa. El IDR se calculó con los datos reales de la industria usando las disponibilidades declaradas por las empresas líderes, y adicionalmente se construyó otro con las cantidades estimadas por el modelo de Cournot para efectos de análisis posteriores (Figura 6).

La ecuación (3) es la utilizada en el cálculo del IDR estimado para el sistema.

$$IDR = Dda - Q_{mm} - Con \tag{3}$$

Figura 6. IDR estimada y demanda total



Fuente: elaboración de los autores.

Nota: la línea roja corresponde a la demanda total, la azul al IDR.

Wolak (2009) sugiere que al estimar el IDR se incluyan las restricciones de transmisión, pues un índice que no las incluya está asumiendo que todas las empresas tienen una capacidad igual a la demanda con que cuentan, lo cual no siempre es cierto, debido a que existen las restricciones de transmisión. Si tales restricciones se omiten se puede estar subestimando el grado de poder de mercado unilateral que el generador, o en este caso el oligopolio, es capaz de ejercer. Sin embargo, por la no disponibilidad de los datos y por simplicidad del análisis, se omite tal sugerencia.

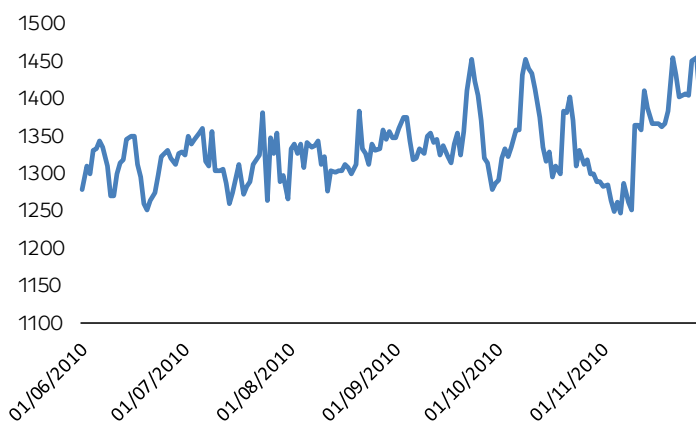
Índice de Herfindahl-Hirschman

Este índice sirve como indicador de la concentración del mercado, lo cual puede ser indicio de control sobre el precio por los generadores más fuertes. El HHI se mide como una sumatoria de la participación de las empresas al cuadrado. Si el HHI es menor a 1000 el mercado se considera competitivo, si está entre 1000 y 1800 el mercado es moderadamente concentrado, y si es mayor a 1800 el mercado se considera altamente concentrado (Group, 2007).

Igual que el IDR, el HHI se calcula para la industria usando los datos reales y también los de cantidades del modelo de Cournot, en este último caso en particular se calcula como la suma de la participación de cada empresa perteneciente al oligopolio y se toma a las minorías como un solo agente.

El HHI para el mercado spot colombiano se ilustra en la **Figura 7**, en la cual se evidencia que durante el periodo de estudio el índice se encuentra entre el rango de 1200 y 1500, lo que se traduce como un mercado moderadamente concentrado.

Figura 7. Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)



Fuente: elaboración de los autores, a partir de datos de XM

El mercado colombiano se considera moderadamente concentrado debido a que el 90% de su participación corresponde a siete empresas, mientras que el 10% restante es aportado por 36 empresas. El IHH para el periodo de estudio es igual a 1514.⁶ Sin embargo, este indicador no genera suficiente información, pues así el mercado no sea muy concentrado los generadores pueden retener su generación para aumentar el precio (CREG, 2010).

6 La Resolución **CREG 060 de 2007** establece que si la participación de un agente es mayor al 30% en energía firme y el IHH es superior a 1800, el agente debe poner a disposición de otras empresas la energía suficiente para que la participación en generación no supere el 25%.

Además de los índices anteriores, se consideró incluir el índice de oferta residual (IOR), que se mide como la disponibilidad total del sistema menos la diferencia entre la disponibilidad del agente y sus contratos, dividido por la demanda total del sistema. Este índice sirve para indicar cuando una empresa es pivote, es decir, cuando su capacidad es indispensable para cubrir parte de la demanda del sistema. Sin embargo, **Botero et al.** (2013) encontraron que no es adecuado para las condiciones del mercado colombiano, pues al ser un índice que se basa en la oferta necesita comparar el precio ofertado con un costo de referencia, lo cual dificulta el análisis, dado que el mercado es principalmente hidráulico; además de que ningún agente fue pivote entre el 2005 y 2011 y, por lo tanto, no tiene sentido utilizarlo como medida de poder de mercado en esta industria.

En el **Cuadro 3** se presentan las estadísticas descriptivas de las variables IDR, HHI y PMS utilizadas en los tres modelos; en el primer caso la construcción de las variables se hace con los datos reales, en el segundo caso con las estimaciones del modelo de Cournot, en el escenario, en el que la térmica se considera parte del oligopolio, y en el último caso se construyen con las estimaciones del modelo de Cournot en el escenario en el que la térmica hace parte de las minorías.

Cuadro 3. Estadística descriptiva de las variables

Estadística descriptiva	Modelo 1: datos reales			Modelo 2: estimaciones Cournot térmica oligopolio			Modelo 3: estimaciones Cournot térmica minorías		
	PMS	IDR	HHI	PMS	IDR	HHI	PMS	IDR	HHI
Media	100,01	3428269	1333	100,01	6291513	2843	100,01	5788312	2900
Mediana	95,03	3529262	1327	95,03	6483158	2673	95,03	6027498	2722
Máximo	161,9	4260324	1455	161,9	6959932	4935	161,9	6960896	4931
Mínimo	45,3	1966338	1247	45,3	3551980	1780	45,3	2512690	2094
Desviación estándar	24,81	467551,7	45,17	24,81	525448,61	695	24,81	843089	621,95

Fuente: elaboración de los autores.

Es importante tener en cuenta que en promedio el IDR es mayor en el Modelo 2, pues al considerar al térmico como empresa líder la demanda residual del oligopolio es mayor. De manera similar, el HHI en el Modelo 3 es mayor, ya que al considerarse al térmico como parte de las minorías su participación en el mercado se suma al de las demás pequeñas empresas. No obstante, si se considera cada agente separadamente para el HHI, el mercado sigue siendo moderadamente concentrado (**CREG, 2010**).

4.3. Validación de los supuestos del modelo

Inicialmente se debe ver el orden de integración de las series, debido a que para poder estimar el VAR se debe tener la transformación necesaria para que sean estacionarias. Siguiendo la información que arroja la gráfica de cada variable, la función de autocorrelación y autocorrelación parcial, y los tests Dickey Fuller aumentado, Phillips Perron y KPSS para cada variable de cada modelo, se concluye que todas las variables son no estacionarias en niveles y estacionarias en la primera diferencia. Lo cual significa que son integradas de orden 1 y que para la estimación del VAR se deben usar las transformaciones en diferencias. Esto implica que el análisis no es sobre la variable, sino sobre su cambio o crecimiento. De esta manera, se analiza es el impacto que tiene el crecimiento de la demanda residual del oligopolio y el crecimiento de la concentración del mercado sobre el cambio del PMS. Los resultados de estos tests pueden observarse en el **Anexo 1**.

Los siguientes pasos son: determinar la cantidad de rezagos incluidos, apropiada para cada modelo; probar la estabilidad del modelo y verificar el cumplimiento de los supuestos de Gauss Markov en los residuales. Tales análisis para cada modelo pueden observarse en el [Anexo 2](#), junto con el F estadístico y los coeficientes de determinación ajustados, que aportan información sobre la validez del modelo.

Como los datos tienen una periodicidad diaria, tiene sentido que la cantidad de rezagos sea 7 o 6, pues estos marcan el cambio de semana. La estabilidad de los modelos indica que después del efecto que causa un choque sobre el PMS, este volverá a su nivel de equilibrio. La no autocorrelación de los residuales se da a un nivel de confianza del 90% y es cumplimiento de un supuesto. La no normalidad de los residuales no es deseable, pero no se considera como un problema severo. La homocedasticidad en los modelos 2 y 3 cumple con el supuesto, pero puede haber problemas de heterocedasticidad en el Modelo 1, por la utilización de los datos reales.

El F estadístico de cada modelo es superior a 1,57; por lo tanto, con un nivel de confianza de 95% el modelo en general planteado sí está explicando el cambio en el PMS. Por último, los coeficientes de determinación ajustados R^2 no son muy altos, pues indican que solo cerca del 20% del cambio en el PMS se explica por las variables incluidas, lo cual es normal dado que se dejan de lado otras variables que pueden explicar la formación del PMS en esta industria. Más allá de lograr la mejor estimación del PMS, lo que se busca con el ejercicio a través del VAR es analizar los efectos de las variables de organización industrial que dan señales de poder de mercado sobre el cambio en el PMS.

5. Resultados de los modelos VAR

5.1. PMS estimado

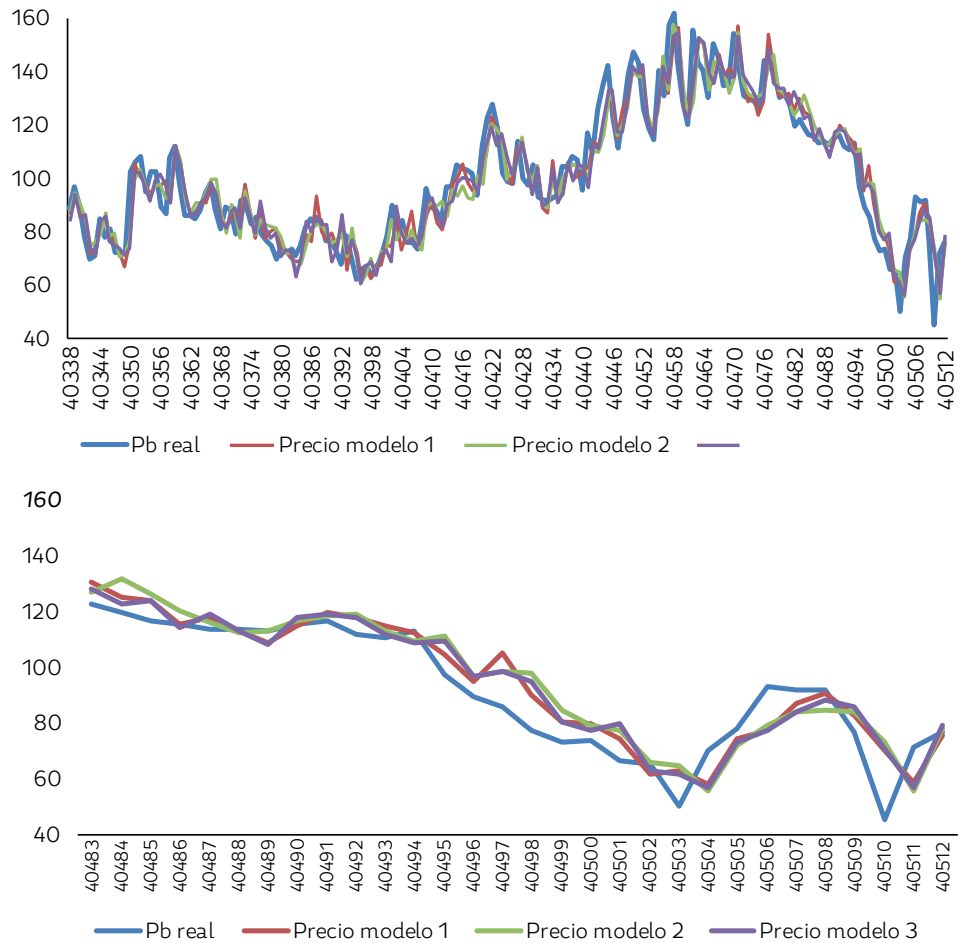
Los modelos VAR estiman la primera diferencia del PMS en función de esta y del pasado de la primera diferencia del IDR y del HHI. Al despejar dichas ecuaciones se puede estimar el PMS estimado en cada modelo.

Los resultados de las estimaciones del precio para cada modelo durante todo el periodo y el último mes, se pueden observar en las [Figura 8](#).

Las estimaciones del modelo se aproximan bastante bien a la serie original, a pesar de la alta volatilidad de la serie diaria, todos los modelos logran captar la tendencia y los picos del PMS. Al examinar la serie para un periodo más corto (noviembre de 2010) se observan mejor las diferencias de las estimaciones de cada modelo. Aunque los tres son bastante aproximados, se considera que el Modelo 1 estimado con los datos reales y el Modelo 3 usando las estimaciones de Cournot cuando la térmica se incluye en las minorías, son los que presentan un mejor ajuste. Esto se explica por la complementariedad entre las dos tecnologías, la hidráulica y la térmica.

Con la finalidad de tener una herramienta más formal se hace un test de medias y se mide el MARE (error absoluto relativo promedio) y el MAPE (error absoluto porcentual promedio).

Figura 8. PMS estimados



Fuente: elaboración de los autores.

Los resultados para cada modelo se ilustran en el Cuadro 4.

Cuadro 4. Pruebas de exactitud en la estimación

Pruebas	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
Test de medias			
$\frac{IPMS - PMS1}{\sqrt{\frac{\sigma_1^2}{n_1} + \frac{\sigma_2^2}{n_2}}} \leq 1.96$	0,0	0,0	0,0
MARE			
$\frac{100}{n} \sum_{t=1}^n \left \frac{PMS_t^i - PMS_t}{var(PMS_t)} \right $	2,06%	2,26%	2,01%
MAPE			
$\frac{100}{n} \sum_{t=1}^n \left \frac{PMS_t^i - PMS_t}{PMS_t} \right $	13,24%	14,47%	12,97%

Fuente: elaboración de los autores.

El test de medias permite saber si el precio estimado es estadísticamente igual a la serie del precio real, un valor de cero indica que de serlo, es buena señal de una correcta estimación en los tres modelos. El error absoluto relativo promedio es cercano al 2% en los tres modelos, donde el de menor ajuste de todos es el del Modelo 2, lo cual puede indicar que es más acertado considerar la tecnología hidráulica y la térmica como complementarias, ya que en las horas de demanda alta la que determina el PMS es la térmica. El error absoluto porcentual promedio presenta un menor ajuste con un error de medición mayor al 10% para todos los modelos, lo cual no es deseable; sin embargo, es comprensible al tener en cuenta la alta volatilidad del precio y la temporalidad diaria con la que se trabaja.

5.2. Funciones del impulso-respuesta para el cambio del PMS

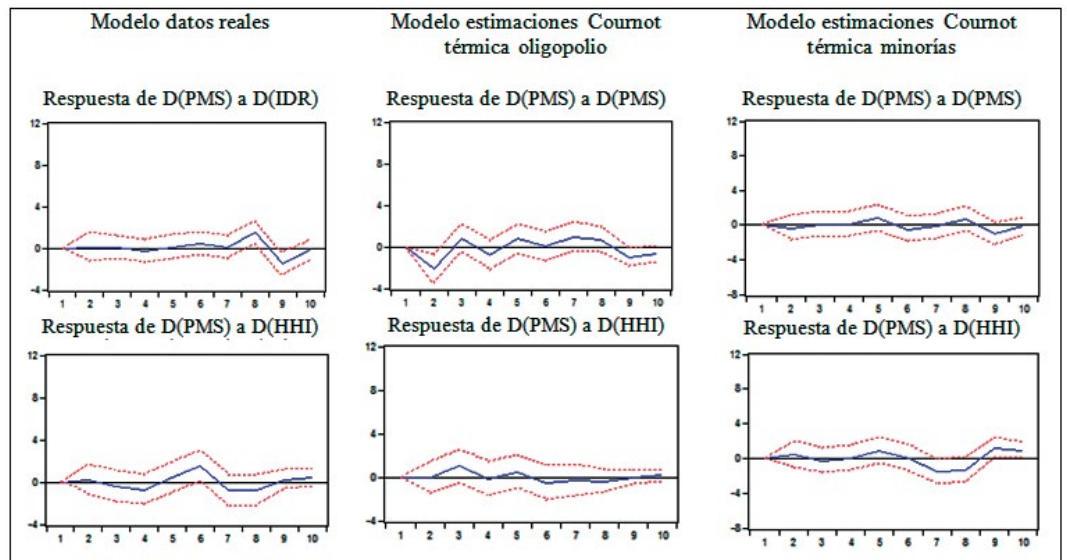
Los modelos VAR permiten analizar las funciones de impulso-respuesta (Figura 9), las cuales permiten observar qué sucede con el PMS cuando hay un choque aleatorio sobre el crecimiento de la demanda residual del oligopolio ($IDR_t - IDR_{t-1}$) y sobre el crecimiento de la concentración del mercado ($HHI_y - HHI_{t-1}$). Examinando las respuestas de cada uno de los modelos, se pueden hacer varios análisis.

La respuesta de un choque en el crecimiento de la demanda residual y el aumento de la concentración del mercado tiene un efecto diferente sobre el crecimiento del PMS en los tres modelos. El Modelo 3 —que usa las estimaciones del modelo de Cournot e incluye la empresa especializada en generación térmica en las minorías— se aproxima mucho mejor al resultado del modelo que utiliza los datos reales, lo mismo pasa cuando se compara la respuesta ante el crecimiento de la concentración del mercado. Esto significa que considerar la generación térmica como un complemento de la generación hidráulica es un escenario más realista. En efecto, mientras que la tecnología hidráulica determina el PMS en horas de demanda baja, la térmica lo hace en horas de demanda alta.

En los Modelos 1 y 3, al parecer choques sobre el crecimiento de la demanda residual del oligopolio no parecen tener un efecto significativo en el crecimiento del PMS durante los primeros días; sin embargo, al comienzo de la semana siguiente se evidencia un efecto positivo. Como se dijo, cuando el generador se enfrenta a una curva de demanda residual propia puede usar esta información para crear su estrategia, lo que le da capacidad para ofertar a un nivel de precios mayor y un nivel de cantidades para maximizar sus beneficios y entonces, si su demanda residual es suficientemente grande, sus acciones tendrán efectos importantes en el PMS (Wolak, 2009).

El análisis en el Modelo 2 es diferente, en este modelo la demanda residual es mayor, pues se considera al térmico como parte del oligopolio, y como es de esperarse, el hecho de que la demanda residual sea mayor implica un mayor efecto sobre el cambio en el PMS, pues esto revela que el oligopolio tiene un mayor poder de influencia. En este caso, inicialmente el crecimiento del PMS cae, pero en el tercer día sube, manteniéndose en el resto de la semana, y a la semana siguiente cae. Efectivamente, a un mayor nivel de demanda residual el oligopolio parece influir más en el aumento del precio.

Figura 9. Funciones de impulso-respuesta



Fuente: elaboración de los autores.

El choque sobre el crecimiento del índice de concentración del mercado parece tener un efecto bastante fluctuante en los tres modelos. Inicialmente tiene efecto positivo sobre el crecimiento del PMS en el quinto o sexto día, pasar a negativo al final de la semana y se recupera al principio de la semana siguiente. Esto parece indicar que el efecto de la concentración del mercado sobre el precio existe y que los agentes la aprovechan, aunque luego este desaparece. Como lo establece la teoría microeconómica, una mayor concentración en la industria medida con el HHI da capacidad a las empresas para ofertar mayores precios en el mercado spot de generación eléctrica en Colombia con algunas plantas de generación, como lo muestran [Hurtado, Quintero y García \(2014\)](#).

Conclusiones

Este artículo utiliza un modelo de Cournot dinámico al examinar comportamientos estratégicos de los agentes sobre el precio spot en el mercado mayorista en Colombia, además de emplear modelos VAR para pronosticar el PMS y realizar análisis de impulso-respuesta.

A partir del modelo de Cournot dinámico se puede concluir que este explica bastante bien la realidad del mercado spot colombiano, ya que muestra la complementariedad que existe entre las dos principales tecnologías, la hidráulica y la térmica, para determinar el PMS, la primera en las horas de demanda valle y la segunda en las horas de demanda pico. También refleja la capacidad que tienen los agentes para comportarse estratégicamente vía cantidades y, a su vez, afectar el precio.

El modelo VAR utilizado para pronosticar el precio cumple en buena medida los tests sugeridos por la teoría estadística, por lo tanto, se puede argumentar que este es un modelo apropiado que puede utilizarse a fin de realizar pronósticos del precio a corto plazo. Asimismo puede observarse, dado el componente tecnológico de este mercado, que el índice de demanda residual (IDR) puede aproximar una medida de poder de mercado para examinar posibles efectos de los agentes sobre el PMS.

Una pregunta importante que puede plantearse en este trabajo, es el papel que desempeñan los contratos a largo plazo sobre el PMS. Existe bastante evidencia sobre la bondad de este mecanismo para mitigar el poder de mercado; por ejemplo, **Joskow y Kahn** (2002), **Scott y Read** (1996), **Puller** (2007), **Wolak** (2009) y **Fabra y Toro** (2005) sugieren que en los mercados spot de electricidad un mayor nivel de contratos hace que los agentes pierdan incentivos para aumentar el PMS. (Ver también **García et al.** (2013, p. 35), que para el mecanismo de mercado por medio de un modelo estocástico muestra cómo al aumentar el nivel de contratos a largo plazo el PMS disminuye aproximadamente en 30%).

De manera similar, la presencia de una demanda más activa y la incorporación de redes inteligentes podría disminuir el poder de los generadores que aprovechan para aumentar los precios en las horas pico o disminuyendo la asimetría en la información para los usuarios, de tal forma que se puedan comportar racionalmente respecto a la utilización del servicio, como ha sucedido en Inglaterra y Gales, único mercado a nivel mundial donde la demanda es activa (**Evans & Green**, 2005).

Referencias

- Berg, Van den, Bos, I., Herings, P. J. J., & Peters, H. (2011). Dynamic cournot duopoly with intertemporal capacity constraints. *International journal of industrial organization*, 30(2012), 174-192.
- Botero, J. A., García, J. J., & Vélez, L. G. (2013). Mecanismos utilizados para monitorear el poder de mercado en mercados eléctricos: reflexiones para Colombia. *Cuadernos de Economía*, 32(60), 571-597.
- CREG (2010). Documento CREG-118, "Medidas para la promoción de la competencia en el mercado mayorista de electricidad". Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/7da9e59afd69597e0525785a007a7613/\\$FILE/D-118-2010%20MEDIDASDE%20PROMOCION%20DE%20LA%20COMPETENCIA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/7da9e59afd69597e0525785a007a7613/$FILE/D-118-2010%20MEDIDASDE%20PROMOCION%20DE%20LA%20COMPETENCIA.pdf)
- CREG (2009). Resolución 006. Por la cual se expiden normas para el manejo de información orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista. Disponible en: http://www.creg.gov.co/html/Ncompila/htdocs/Documentos/Energia/docs/resolucion_creg_0006_2009.htm
- CREG (2007). Resolución 060. Por la cual se dictan normas sobre la participación en la actividad de generación de energía eléctrica. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2007-CREG060-2007>.
- CREG (2001). Resolución 026. Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2001-Creg026-2001>.
- Den Berg, V., Bos, I., Herings, P. J. J., & Peters, H. (2011). Dynamic cournot duopoly with intertemporal capacity constraints. *International journal of industrial organization*. 30(2012) 174-192.
- Derivex (2010). Caracterización del mercado eléctrico. Disponible en: <http://www.derivex.com.co/Capacitaciones/Memorias>.
- Engle, R. F., & Granger, C. (1987). Co-integration and error correction?: Representation, estimation and testing. *Econometría*, 55(2), 251-276.
- EPM, G. (2012). Empresas Públicas de Medellín, estados financieros consolidados a 30 de septiembre de 2012. Disponible en: http://www.epm.com.co/site/Portals/6/documentos/Resultados%20Trimestrales/2014/Notas_EEFFConsolidados201409_ESPN.pdf
- Evans, J., & Green, R. (2005). Why did British electricity prices fall after 1998? Mimeo. *Birmingham Institute for Energy Research and Policy*.

- Fabra, N., & Toro, J. (2005). Price wars and collusion in the spanish electricity market. *International Journal of Industrial Organization*, 23(3), 155-181.
- García, J. J., Bohórquez, S., López, G., & Marín, F. (2013). Poder de mercado en mercados spot de generación eléctrica: metodología para su análisis. *Working paper* N. 13.05, Universidad Eafit-CIEF.
- Granger, C. (1981). Some properties of time series data and their use in econometric model specification. *Journal of Econometrics*.
- Group, T. B. (2007). Review of the PJM's market power mitigation practices in comparison to other organized electricity markets. Disponible en: <http://www.brattle.com/documents/UploadLibrary/Upload631.pdf>
- Hurtado Moreno, L., Quintero Montoya, O. L., & García Rendón, J. J. (2014). Estimación del precio de oferta de la energía eléctrica en Colombia mediante inteligencia artificial. *Revista de Métodos Cuantitativos para la Economía y la Empresa*, (18), 54-87.
- Joskow, P., & Kahn, E. (2002). A quantitative analysis of pricing behaviour in california's wholesale electricity market during summer 2000: The final word. *The Energy Journal*, 22(4), 1-35.
- Pindyck, & Rubinfeld (2000). *Microeconomics*. 6th ed. New York: Prentice-Hall.
- Puller, S. L. (2007). Pricing and firm conduct in california's deregulated electricity market. *The Review of Economics and Statistics*, 89(1), 75-87.
- Roncoroni, A., & Geman, H. (2003). A class of marked point processes for modelling electricity prices. ESSEC Centre de Recherche (DR 03004). ESSEC Business School. Disponible en: https://www.google.com.co/search?q=A+class+of+marked+point+processes+for+modelling+electricity+prices.+ESSEC&dq=A+class+of+marked+point+processes+for+modelling+electricity+prices.+ESSEC&aq=chrome..69i57.1590j0j4&sourceid=chrome&es_sm=93&ie=UTF-8
- Scott, T., & Read, E. (1996). Modelling hydro reservoir operation in a deregulated electricity market. *International Transactions in Operational Research*, 3(3-4), 243-253.
- Sierra, J., & Castaño, E. (2011). Modelos de cambio de régimen de Markov para modelar cambios estructurales en el precio spot de la electricidad en Colombia. VIII Coloquio Internacional de Estadística: A. Métodos estadísticos aplicados a finanzas y gestión de riesgo. Universidad Nacional de Colombia.
- UPME (2004). *Una visión del mercado eléctrico colombiano*. Bogotá: Excelsior.
- Fehr, N.-H. M. Von der, & Harbord, D. (1992). Spot market competition in the UK electricity industry. *The Economic Journal*, (103), 531-546.
- Weigt, H., & Hirschhausen, C. Von (2008). Price formation and market power in the german wholesale electricity market in 2006. *Energy policy*, 36(11), 4227-4234.
- Wolak, F. A. (2009). Report on market performance and market monitoring in the Colombian electricity supply industry. Julio 30. Disponible en: http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/ssp_report_wolak_july_30.pdf
- Wolfram, C. D. (1999). Measuring duopoly power in the British electricity spot market. *American Economic Review*, 89(4), 805-826.
- XM (2013a). Descripción del sistema eléctrico colombiano. Disponible en: <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>
- XM (2013b). Informe ejecutivo. *Boletín XM 2013*. Disponible en: <http://www.xm.com.co/BoletinXM/Pages/MECEne2014.aspx>

Anexos

Anexo 1

En el análisis de estacionariedad, en algunas ocasiones el KPSS sugiere que con niveles de confianza del 90% hay series en niveles que son estacionarias. Pero como las funciones de autocorrelación y autocorrelación normal, al igual que los tests ADF y PP, rechazan la estacionariedad, se decide tomarlas como no estacionarias

Modelo 1	PMS	IDR	HHI	D(PMS)	D(IDR)	D(HHI)
Prob ADF	0,45	0,95	0,75	0,00	0,00	0,00
Prob PP	0,26	0,62	0,81	0,00	0,00	0,00
LM stat KPSS	0,56	1,64	0,6	0,14	0,11	0,04
Modelo 2	PMS	IDR	HHI	D(PMS)	D(IDR)	D(HHI)
Porb ADF	0,45	0,79	0,68	0,00	0,00	0,00
Prob PP	0,26	0,77	0,58	0,00	0,00	0,00
LM stat KPSS	0,56	0,38	0,23	0,14	0,13	0,5
Modelo 2	PMS	IDR	HHI	D(PMS)	D(IDR)	D(HHI)
Prob ADF	0,45	0,72	0,76	0,00	0,00	0,00
Prob PP	0,26	0,73	0,55	0,00	0,00	0,00
LM stat KPSS	0,56	0,19	0,25	0,14	0,1	0,14

Anexo 2

El siguiente cuadro muestra el cumplimiento de los supuestos, el F estadístico y el coeficiente de determinación ajustado de los modelos.

Modelo	Rezagos	Estabilidad	Autocorrelación Residuales	Normalidad Residuales	Homocedasticidad residuales	F estadístico	R2
Modelo 1	VAR(7)	Estable	No	No	No	3,49	0.23
Modelo 2	VAR(6)	Estable	No	No	Sí con 90% de confianza	2,85	0.17
Modelo 3	VAR(7)	Estable	No	No	Sí	3,08	0.18