

Oportunidades de Mejoras en el Pool Eléctrico Colombiano

John J. García, Director Grupo de Estudios en Economía Empresa de la Universidad EAFIT,
Phone (574)2619549, E-mail: jgarcia@eafit.edu.co
Jhonny Moncada, Universidad EAFIT. E-mail: jmoncad7@eafit.edu.co

Resumen

Este artículo luego de describir los problemas presentados en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en Colombia en los últimos años, se concentra en analizar la estrategia seguida por las empresas para su oferta de precio en el mercado *spot* por medio de un modelo Durbin espacial, que, a su vez, también permite analizar la pertinencia de implementar mercados intradiarios en el MEM, con el fin de evitar las intervenciones arbitrarias por parte del regulador. Además, por medio de un modelo estocástico se recomienda la necesidad de implementar contratos estandarizados en el mismo mercado.

Palabras clave: Precio de oferta; Contratos estandarizados; Modelo Durbin espacial; Modelo estocástico; Colombia.

1. Introducción

La liberalización y desregulación de los mercados energéticos a nivel mundial introdujo cambios importantes en su funcionamiento, dada la desconfianza generalizada respecto a la eficiencia de los monopolios estatales para la prestación de los servicios públicos, los cuales estaban a su cargo. Colombia no fue la excepción y en el año de 1995 empezó a funcionar el Mercado Eléctrico Mayorista - MEM. Este mercado inspirado en el pool de Inglaterra y Gales y las Leyes 142 y 143 de 1994, establecieron el marco legal para la desregulación y el funcionamiento del mercado, con el fin de garantizar la competencia en la prestación del servicio de energía eléctrica y suministrarlo con eficiencia y calidad. Uno de los cambios fundamentales consistió en el papel que debía desempeñar el Estado en este sector, cediendo su rol empresarial a la iniciativa privada para concentrarse en las funciones de orden normativo, regulatorio y de control.

A pesar de los avances presentados en esta industria, además de haber sido considerado como uno de los más desarrollados en América Latina en su momento, debido no solo a su alto componente de generación hidráulica, cercana al 75% dependiendo del periodo de generación, lo que lo hace, a su vez, bastante dependiente de las condiciones climáticas; sino a la falta de una buena planeación de las instituciones encargadas de su funcionamiento, en los últimos años ha evidenciado una serie de problemas poniendo en duda la confiabilidad del suministro del servicio.

Así mientras a nivel mundial se hace inminente el aumento en el calentamiento y, por lo tanto, la ocurrencia del fenómeno de El Niño con menor frecuencia entre cada uno, como lo indican expertos del IDEAM, pues los dos últimos Niños vividos en Colombia fueron en 2009-2010 y 2015-2016, después del racionamiento vivido en 1992-1993 el otro Niño en la historia del MEM se presentó en 1997. Esto implica que tenemos que acostumbrarnos a convivir con El Niño, no para estar realizando intervenciones en el mercado eléctrico cada vez que se presenta este, como sucedió en los dos últimos, sino para anticiparnos y realizar los cambios y mejoras en el diseño del mercado.

Esto hace importante detenernos a analizar los cambios que deben implementarse en el MEM. A continuación referimos seis aspectos que ya deberíamos haber implementado en este mercado con el fin de mejorar su desempeño: i) disminuir el umbral para pertenecer al Mercado No Regulado, ya que desde el 2000 no se modifica dicho umbral (55 MWh, según la Resolución CREG 131/1998), ii) implementación de contratos estandarizados, pues desde 2005 Wolak realizó una propuesta para hacerlo en Colombia por medio del Mercado Organizado Regulado (MOR) y a la fecha no se ha realizado, iii) establecer mecanismos para que la demanda participe en la formación del precio, es decir que sea activa como en Reino Unido o en California, iv) desde 2010 surgió la iniciativa Colombia Inteligente (redes inteligentes), pero a la fecha poco se ha avanzado, v) a

pesar de que la Ley 1715 de 2014 considera el concepto de Generación Distribuida, aún no se ha implementado, mientras que Brasil lo hizo en 2012 y, vi) implementar mercados intradiarios para los servicios complementarios para abastecer la demanda en tiempo real, ya que en el momento no existen.

En enero de 2016 se firmó el acuerdo de París COP. 21, que considera la mitigación de gases efecto invernadero a 2020, sin embargo, la UPME en su Plan de Expansión 2015-2029, determina que el 75% se hará con renovables, de los cuales la tercera parte se realizará con energías convencionales y, por lo tanto, el porcentaje de carbón sigue siendo para nada despreciable en la matriz energética para garantizar la confiabilidad en el suministro de electricidad. No podemos olvidar que durante los dos últimos Niños un 54% de la demanda total de electricidad fue abastecida con tecnología térmica; al mismo tiempo que las Obligaciones de Energía Firme (OEF) del cargo por confiabilidad entre 2011 y 2016 pasaron del 28% al 4% por medio del Gas Natural, dado el desabastecimiento de este combustible en el país, para el mismo periodo, los combustibles líquidos se incrementaron del 14% al 31%.

En este sentido, si bien la capacidad de almacenamiento que tiene el mercado eléctrico en Colombia es baja, aproximadamente 25%, comparativamente con un 64% que tiene Noruega del Nord Pool, cada vez se hace más evidente la importancia que juega la generación de electricidad con energías no convencionales como la Eólica, la Solar y la Biomasa, en las cuales tenemos ventajas comparativas en nuestro país; al mismo tiempo que sus precios ya empiezan a ser competitivos frente a otras fuentes de generación, como lo muestra el informe de Bloomberg New Energy Finance en 2013 para Australia, donde establece que el costo de la electricidad generada por energía Eólica (USD 83/MWh) es más barata que la generada por Gas Natural (USD 120/MWh) o la de Carbón (USD 148/MWh), máxime cuando los desarrollos tecnológicos avanzan a gran escala y ya podemos obtener las baterías acumuladoras de energía, creadas por ejemplo, por TESLA en Silicon Valley.

Dado el anterior panorama para el mercado eléctrico colombiano, este trabajo pretende concentrarse en el análisis de tres temas fundamentales para mejorar el funcionamiento del MEM. Inicialmente se utiliza un modelo de econometría espacial para analizar la formación de los precios de oferta en el mercado *spot*, i) a pesar de que, como lo ha recomendado el estudio realizado por Young y Enersinc (2016), si bien se valida la implementación de precios multimodales en el MEM, es necesario considerar que el mercado colombiano presenta baja liquidez, además del atraso que tenemos en la Red de Transmisión en algunas regiones del país y los efectos de política pública que esto traería respecto al otorgamiento de subsidios cruzados entre generadores y, por lo tanto, por lo menos, en el corto plazo no es recomendable hacerlo, ii) con el mismo modelo se analiza la necesidad de la implementación de los mercados intradiarios para los servicios complementarios, con el fin de dar señales eficientes en la formación de precios para la prestación de estos servicios en tiempo real y, así evitar las intervenciones arbitrarias a través de las normas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, que definen el funcionamiento de estos.

Por otra parte, iii) por medio de un modelo estocástico y un modelo de Cournot, que recoge la interacción entre el mercado *spot* y el de contratos estandarizados, se analiza el efecto positivo respecto a la disminución del precio *spot* y la necesidad de la implementación de un mercado de contratos estandarizados.

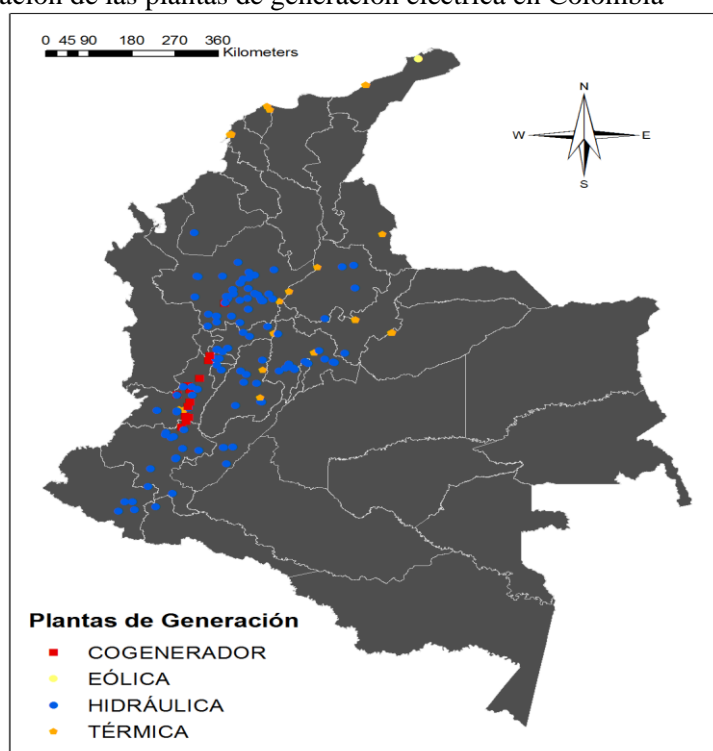
2. Econometría espacial y precios de oferta en el mercado *spot*

Las condiciones climáticas en Colombia son muy diferentes en cada una de las regiones del territorio nacional, haciendo que mientras en unas regiones pueden presentarse lluvias en un periodo de tiempo determinado, en otras puede ser muy seco y, por lo tanto, a pesar de que la capacidad embalsable en el país es baja, cercana al 25% del total de la demanda, se pueden presentar comportamientos estratégicos por parte de las empresas para embalsar y ofertar el recurso cuando el precio *spot* en el MEM sea más alto (horas pico o periodos donde el clima es

más seco) y así obtener mayores beneficios. Por tal motivo en esta sección se analiza si la localización geográfica de las plantas de generación eléctrica tiene influencia sobre algunas variables del mercado, específicamente sobre el precio de oferta.

Como se puede observar en la Figura 1 las plantas de generación eléctrica están ubicadas a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La mayor fuente de generación es hidráulica, alrededor del 75% dependiendo de la hora, ubicada en la Región Andina sobre la Cordillera Central y la generación térmica está ubicada en la Costa Atlántica. En el SIN se identifican cinco regiones, Antioquia, Caribe, Centro, Oriente y Valle, donde los precios promedio ofertados por las 17 plantas de generación más grandes pueden oscilar entre 95\$/kWh en la región Oriente, seguido de 104\$/kWh en Antioquia y 497\$/kWh en el Valle, que es el más alto para el periodo de estudio (enero de 2005 a agosto de 2015).

Figura 1. Localización de las plantas de generación eléctrica en Colombia



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM y la página web de cada empresa.

Por tal motivo se utiliza la metodología propuesta por Florax, Folmer y Rey (2003) para estimar un modelo Durbin espacial para analizar las estrategias por parte de las empresas generadoras con sus plantas de generación hidráulicas más grandes, respecto a sus precios de oferta, además de analizar si existen diferencias estadísticamente significativas en los precios de oferta por cada una de las regiones del SIN. El modelo utilizado está representado por la ecuación (1). El precio de oferta (BP) para la generación eléctrica se ve afectado por las estrategias tanto en términos de precios como en relación a la generación (GEN), los aportes (IN) del SIN y la localización geográfica de las plantas, debido a las condiciones climáticas presentadas en cada una de las regiones, lo que daría lugar a que algunos generadores pueden embalsar el agua y ofertar la energía provocando una subida en el precio, es decir, se debe considerar un rezago espacial tanto en la variable endógena como en las explicativas para explicar la fijación del precio de generación.

$$\ln BP_{it} = \beta_0 + \rho W_i \ln BP_{it} + \beta_1 \ln SMP + \beta_2 \ln GEN_{it} + \delta_1 W_i \ln GEN_{it} + \beta_3 IN_{it} + \delta_2 W_i IN_{it} + \beta_4 \ln PR_{it} + \delta_3 W_i PR_{it} + \beta_5 IE_{it} + \varepsilon_{it}. \quad (1)$$

donde:

BP, es el precio de oferta, en logaritmo.

SMP, es el precio *spot*, en logaritmo.

GEN, la generación, en logaritmo.

IN, los aportes hídricos.

PR, el pago por reconciliaciones positivas, en logaritmo.

IE, el índice de empleo industrial

Eit, el término de error y

W, la matriz de contigüidad, representada por los rezagos de *BP* (*WBP*), *GEN* (*WGEN*), *IN* (*WIN*) y *PR* (*WPR*).

La matriz de contigüidad *W* considera el espacio como un elemento fundamental en nuestro análisis de la generación de los precios *spot* de energía en Colombia. Se construye a partir de los datos de longitud y latitud de cada una de las plantas de generación de energía incluidas en la muestra. De esta forma, se calcula la distancia *ij* como el inverso de la distancia euclidiana entre los puntos *i* y *j*. La matriz es estandarizada a uno por filas, para facilitar la interpretación.

Los resultados de la estimación del modelo espacial pueden observarse en la Tabla 1. El precio *spot* tiene un efecto directo sobre el precio de oferta; por su parte, se evidencia la relación negativa entre la generación y el precio de oferta, la cual se explica por el costo de oportunidad de producir el kWh. Respecto al rezago espacial del precio de oferta, representado por rho, se muestra estadísticamente significativo, por lo que es posible pensar que la oferta de una planta esté en línea con el comportamiento del resto del mercado.

Tabla 1. Resultados del modelo Durbin

VARIABLES	Efectos aleatorios
Ln SMP	0.589 (0.047)*** [0.076]***
Ln GEN	-0.679 (0.026)*** [0.065]***
IE	0.015 (0.003)*** [0.009]
IN	7.21e-11 (8.01e-11) [1.24e-10]
Ln PR	0.090 (0.007)*** [0.034]***
W*Ln GEN	-0.202 (0.079)** [0.114]*
W*IN	-3.72e-10 (1.32e-10)*** [1.82e-10]**
W* Ln PR	-0.023 (0.018) [0.038]
rho	0.211 (0.041)*** [0.077]***
R-squared	0.534
Number of plants	17

Desviaciones estándar entre paréntesis ***p<0.01, **p<0.05, *p<0.1.

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a los aportes hídricos no se encuentra una relación directa estadísticamente significativa entre esta variable y el precio de oferta. Sin embargo, el resultado para esta variable rezagada espacialmente, es decir, sin tener en cuenta los aportes de energía de la planta *i*, sino el promedio ponderado espacialmente de la misma variable en las demás plantas, aun presentado un coeficiente negativo y estadísticamente significativo, el cual es un resultado similar a lo presentado por Balat, Carranza y Martin (2015), los cuales encuentran que los precios de oferta de las plantas son mayores, cuanto más bajo es el nivel de aportes de sus rivales. A su vez, el rezago de la generación de las plantas es estadísticamente significativo y con el signo esperado. Se espera que entre menos generación aporten los competidores, quizás por un clima seco, la planta aumente su precio de oferta aprovechando la escasez.

El rezago para las reconciliaciones positivas no es estadísticamente significativo, es importante resaltar que en Colombia no existen mercados intradiarios y que la remuneración de los servicios prestados en estos mercados se realiza por medio de las regulaciones establecidas por la CREG. Además, los resultados muestran una relación positiva y estadísticamente significativa entre el empleo industrial y el precio de oferta, pues en la medida que la economía crezca, la demanda por electricidad aumenta, lo que genera en cierto sentido un aumento del precio de oferta de las plantas.

La Tabla 2 muestra los efectos directos, indirectos y totales de cada una de las variables consideradas. Como se puede observar, en la mayoría de los casos los efectos directos son mayores a los efectos indirectos. Sin embargo, esta tendencia no se cumple con los aportes de energía y, consistentemente con los resultados de la Tabla 1, los efectos directos no son estadísticamente significativos y, por lo tanto, los efectos de desbordamiento (indirectos) son mayores, además de ser negativos y estadísticamente significativos. Esto podría estar indicando que si bien la ubicación directa tiene un efecto sobre el precio de oferta de las plantas, es más importante la relación de esta ubicación, comparativamente con la ubicación de los competidores. Es decir, las empresas actúan estratégicamente, no solo teniendo en consideración su situación, sino también la de sus vecinos, que en este caso son cada una de las demás plantas del SIN.

Tabla 2. Efectos directos, indirectos y totales

VARIABLES	Directo	Indirecto	Total
Ln SMP	0.591 (0.064)***	0.161 (0.068)**	0.753 (0.091)***
LnGEN	-0.686 (0.071)***	-0.465 (0.161)***	-1.152 (0.183)***
IE	0.016 (0.010)	0.005 (0.005)	0.021 (0.015)
IN	5.60e-11 (1.20e-10)	-4.69e-10 (1.91e-10)**	-4.13e-10 (1.55e-10)**
Ln PR	0.091 (0.035)**	-0.010 (0.036)	0.081 (0.023)***

Desviaciones estándar entre paréntesis ***p<0.01, **p<0.05, *p<0.1.

Fuente: Elaboración propia.

Por su parte, se encuentra que el efecto total del precio spot sobre el precio de oferta evidencia una elasticidad de 0.753, presentando un comportamiento inelástico. A diferencia de lo anterior el efecto total del log de generación en el log del precio de oferta asciende a -1.152, por lo que se tiene que una disminución del 1% en la generación de una planta, genera un incremento del 1.152% del precio de oferta.

En esta sección puede concluirse tres aspectos importantes. El primero, hace alusión a la capacidad que tiene el modelo para hacer explícitos los comportamientos estratégicos a partir de la localización geográfica de las plantas de generación. El segundo, es que si bien desde la

econometría espacial se encuentran diferencias estadísticamente significativas de los precios de oferta para cada una de las cinco regiones que componen el SIN, no es recomendable, por lo menos en el corto y mediano plazo, la implementación de precios multimodales en el MEM, como lo recomienda el estudio realizado por Young y Enersinc (2016), ya que el mercado colombiano presenta baja liquidez y, por lo tanto, mercados más segmentados agudiza este problema. Además del atraso que tenemos en la Red de Transmisión en algunas regiones del país y los efectos de política pública que esto traería, respecto al otorgamiento de subsidios cruzados entre generadores. En tercera instancia, con el mismo modelo espacial, se evidencia la necesidad de la implementación de los mercados intradiarios para la prestación de los servicios complementarios, con el fin de dar señales eficientes en la formación de precios para la prestación de estos servicios en tiempo real y, de esta forma, evitar las intervenciones arbitrarias a través de las normas establecidas por la CREG, que en la actualidad determina el funcionamiento de estos mercados.

3. Efectos de contratos estandarizados en el precio *spot*: un modelo estocástico

El estudio realizado por Young y Enersinc (2016) establece que las condiciones presentadas revisando el historial de este mercado y hasta principios de 2016, el mercado de contratos bilateral de energía en Colombia pueden resumirse en siete aspectos fundamentales: i) mayor exposición a la bolsa del mercado regulado y no regulado, particularmente en épocas de precios de bolsa altos, ii) una tendencia a que exista una menor oferta de contratos tanto para el mercado regulado como no regulado, iii) mayores precios para el mercado regulado en contratos comparativamente con el no regulado, iv) falta de estandarización de contratos, v) horizontes de corto plazo de los contratos, generalmente de un año, vi) poco o nulo cambio de comercializador por parte de la demanda una vez firmado un contrato y, finalmente, estos seis aspectos hacen que, vii) el mercado de contratos bilaterales tenga poca liquidez y profundidad.

Además, de las experiencias internacionales relacionadas con contratos estandarizados puede generalizarse que la consolidación de un mercado de contratos estandarizados bien diseñado es un buen mecanismo para contrarrestar incentivos de ejercicio de poder de mercado. Como lo recomiendan Wolak (2010) y Cramton (2010), el desarrollo de los mercados de largo plazo ha sido una medida utilizada con gran éxito en algunos países como mecanismo para mitigar el poder de mercado. En Nord Pool, igual que Gran Bretaña, donde más del 90% de las transacciones se realizan por medio de contratos a plazo, han sido uno de los más exitosos en la implementación y consolidación de este mecanismo (Amundsen y Bergman, 2006; Newbery, 2002). Este mecanismo también fue implementado en California y ha ayudado a disminuir el poder de mercado (Wolak, 2001). En PJM el *Reliability Pricing Model* y en Alberta los *Power Purchase Agreements* se realizaron mediante contratos de largo plazo y han funcionado bastante bien (CRA International, 2008; Pérez-Arriaga, Batlle, Vázquez, Rivier y Rodilla, 2005).

Es importante anotar que *per se* la implementación de los contratos a plazo no implica una disminución de poder de mercado, pues no se puede olvidar que el objetivo de este mecanismo es contrarrestar la capacidad de afectar los precios para aquellas empresas con demanda residual en la industria, haciendo que el cómo se implementen estos sea muy importante. Como lo establecen de Frutos y Fabra (2008), en mercados donde las empresas son asimétricas estos contratos pueden llevar a precios más altos y a reducir el bienestar si comprometen la existencia de equilibrios de precios bajos. Este caso puede presentarse si los contratos son asignados a las empresas con incentivos débiles para interferir los precios como son las pequeñas o ineficientes. También el tiempo de duración de los contratos y las cantidades contratadas juegan un papel determinante en la mitigación del poder de mercado y, por lo tanto, de mayor eficiencia asignativa.

Con el fin de corroborar la importancia que tienen los contratos estandarizados en la determinación del precio *spot* de generación eléctrica, se realiza un ejercicio para Colombia, donde inicialmente se estima el precio *spot* por medio de una convolución, que es una técnica basada en modelos estocásticos de tiempo continuo similar a un filtro de Kalman (García et al., 2013; Kalman, 1960). En una segunda fase se incorpora este precio en un modelo de Cournot para estimar la estructura de beneficios. La justificación para utilizar este tipo de modelos radica en

que se trata de un mercado oligopólico donde se presentan comportamientos estratégicos por parte de las empresas y esta técnica permite utilizar modelos de series de tiempo, en los que se captura la dinámica de un proceso en términos de otro, donde los valores no son observados explícitamente. Se trata de un enfoque para analizar sistemas estocásticos dinámicos que permite identificar el estado no medible de un sistema dinámico lineal y que proporciona un buen marco para la estimación de una variable, de la que se dispone de medidas a lo largo del tiempo.

Para estimar correctamente la producción que maximiza las ganancias de cada empresa líder es necesario incorporar la posibilidad que tiene cada firma de interactuar entre el mercado *spot* (Q_G) y el mercado de contratos de largo plazo (Q_C), ya que no solamente dependiendo del costo de generación de cada empresa, esta tiene incentivos para moverse en uno u otro mercado, sino que en la medida que hay mayor cantidad contratada por medio de contratos bilaterales de corto, mediano y largo plazo bien estandarizados esto ayuda a disminuir la capacidad para ejercer poder de mercado por parte de las empresas (Cramton, 2007a, 2007b, 2010; de Frutos y Fabra, 2008; Wolak, 2010). Además, las empresas deben de considerar sus costos totales, que para esta investigación nos apoyamos en el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE) definido como el valor real del equivalente en unidades energéticas del Cargo por Confiabilidad suministrado por XM. De esta forma, la estructura de maximización de beneficios en el modelo de Cournot para cada empresa puede representarse por la ecuación (2).

$$\Pi_{i,L} = SMP*(Q_G - Q_C) + P_C * Q_C - CT_{i,L} \quad (2)$$

donde:

- Q_G , es la cantidad generada en bolsa
- Q_C , es la cantidad contratada (contratos de largo plazo)
- P_C , es el precio de los contratos
- SMP , es el precio *spot*
- $CT_{i,L}$, es el costo total (medido a través del CERE)

Al incorporar la estimación del precio *spot*, la estructura de beneficios para una empresa del grupo líder puede representarse por la ecuación (2), a partir de la cual se realizan las estimaciones de los beneficios para cada empresa donde se percibe el comportamiento de las empresas vía cantidades para afectar el precio *spot*. La variable de interés es el efecto en el precio *spot*, el cual puede ser despejado de la ecuación (3).

$$\Pi_{i,L,t} = [\alpha_t + \phi P_{t-1} * \exp^{C_t * Q_t}] * (Q_G - Q_C) + [P_C * Q_C] - CT_{i,L} \quad (3)$$

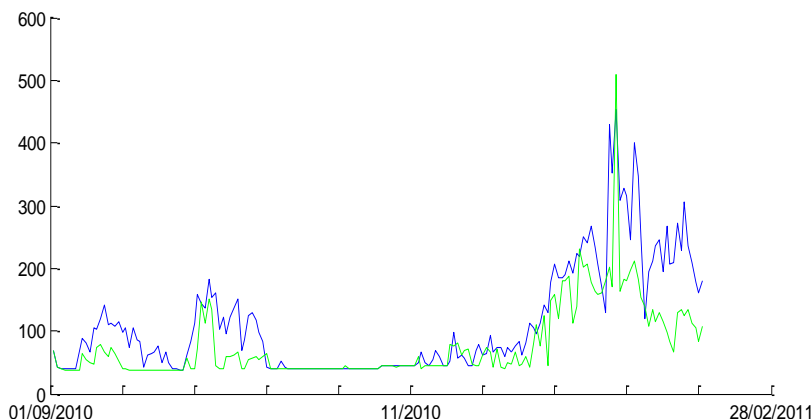
donde:

- α_t , es un parámetro dinámico que captura los costos marginales, las condiciones climáticas (El Niño y La Niña) y las intervenciones realizadas por el regulador.
- ϕ , es el parámetro asociado al rezago
- P_{t-1} , es el precio *spot* rezagado un periodo
- Q_t , es la cantidad generada por las minorías (correspondiente a las otras empresas restantes más pequeñas que desarrollan la actividad de generación en la industria)
- C_t , es la elasticidad asociada a las minorías con respecto al precio

Por efectos de confidencialidad no se presenta información desagregada para cada una de las empresas, sino para el agregado del oligopolio, que considera las cinco empresas más grandes en la industria, incluyendo la empresa especializada en tecnología térmica en el oligopolio. Como muestra el Gráfico 1, la línea verde representa la estimación del precio *spot* considerando un aumento del 10% en la cantidad contratada por los agentes en el oligopolio entre el periodo comprendido entre septiembre de 2009 y febrero de 2010 y presenta menores valores para el precio *spot*, comparativamente cuando se considera la cantidad real contratada por estas cinco

empresas. Es más, mientras que el precio en bolsa promedio en la situación donde hay un menor nivel de contratos bilaterales fue de 111.26 \$/kWh, al aumentar el nivel de contratación en 10% el promedio del precio cayó a 76.90 \$/kWh.

Gráfico 1. Estimación del efecto en el precio *spot* mediante una disminución en el porcentaje de la cantidad contratada de largo plazo por el oligopolio



Nota: el eje de la ordenada está en \$/kWh

Fuente: Estimaciones propias a partir de datos XM, 2012.

Por tal motivo, no solo por las lecciones aprendidas de las experiencias internacionales, si no por los intentos fallidos de la implementación del Mercado Organizado Regulado – MOR, a través del Documento CREG 077 de 2008 (CREG, 2008) y las Resoluciones CREG 023 de 2009, 090, 120 de 2011 y 117 de 2013 (CREG, 2009, 2011a, 2011b, 2013), en el MEM, uno de los esfuerzos regulatorios debería concentrarse en el desarrollo de un mercado de contratos estandarizados de largo plazo (MCLP) y analizar las condiciones regulatorias para un buen funcionamiento del mercado que incorpore el uso de redes inteligentes. No obstante, esto merece un examen más detallado sobre el diseño del mecanismo de las subastas para los contratos, ya que si no es adecuado podría conllevar a una industria con mayor poder de mercado, a pesar de un mayor nivel de contratos. De acuerdo a Cramton (2007a, 2007b), el MOR permitiría el cubrimiento contra el riesgo del precio *spot*, mientras el cargo por confiabilidad cubriría el riesgo para precios superiores al de escasez. Esto implicaría realizar estudios especiales por medio de simulaciones que permitan determinar los efectos del funcionamiento de los tres mercados (*Spot*, MCLP y Cargo por Confiabilidad).

Además esto es consistente con una de las recomendaciones que hace el estudio realizado por Young y Enersinc (2016), quienes proponen la creación de un mercado de contratos con dos plataformas: i) mercado de contratos bilateral con productos semi-estandarizados y, ii) mercado de contratos a través de un Exchange, con productos totalmente estandarizados y con cámara de riesgo de contraparte. Asimismo por fin la CREG con el problema presentado en el sector eléctrico terminando el 2015 y principios de 2016, por medio del Documento CREG 022 de 2016 (CREG, 2016), propone la implementación del mercado organizado para contratos de energía para los usuarios regulados y no regulados.

Referencias

Amundsen, E. S. y Bergman, L. (2006). Why has the Nordic electricity market worked so well? *Utilities policy*, 14(3), 148-157.

Balat, J., Carranza, J. E., y Martin, J. D. (2015). Dynamic and Strategic Behavior in Hydropower-Dominated Electricity Markets: Empirical Evidence for Colombia. Borradores de Economía, Banco de la República, No. 886.

CRA International. (2008). *Reliability at stake: PJM's Reliability Pricing Model*. Disponible en: <http://www.p3powergroup.com/siteFiles/News/78216655F463A2810314AD68BD1BBCF9.pdf>

Cramton, P. (2007a). *Colombia's Forward Energy Market*. Paper contratado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Disponible en <http://www.cramton.umd.edu/papers/electricity/>

Cramton, P. (2007b). *Product Design for Colombia's Regulated Market*. Paper contratado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Disponible en <http://www.cramton.umd.edu/papers/electricity/>

Cramton, P. (2010). *Long Run Approaches for Competition in Colombia's Wholesale Electricity Market*. Paper presented at the Fórum on Mitigating Market Power in Colombia's Wholesale Electricity Market, Bogotá, Colombia

CREG. (2008). *Documento CREG No. 077. Mercado organizado para la demanda regulada - MOR*. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/4983c0d907aa4b260525785a007a70ac/\\$FILE/D-077-08%20MERCADO%20ORGANIZADO%20PARA%20LA%20DEMANDA%20REGULADA%20-MOR.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/4983c0d907aa4b260525785a007a70ac/$FILE/D-077-08%20MERCADO%20ORGANIZADO%20PARA%20LA%20DEMANDA%20REGULADA%20-MOR.pdf)

CREG. (2009). *Resolución No. 023. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG "Por la cual se adopta el Mercado Organizado-MOR."* Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/acd4f0bd18e77dcd0525785a007a7137?OpenDocument>

CREG. (2011a) Resolución No. 090. *Por la cual se ordena hacer público un proyecto de carácter general, "Por la cual se adopta el Mercado Organizado, MOR, como parte de reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional.*

CREG. (2011b) Resolución No. 120. *Por la cual se amplía el término para remitir observaciones o sugerencias sobre el proyecto de resolución contenido en la Resolución CREG 090 de 2011.* Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3dd27fce367bd35a0525790500605ff6/\\$FILE/Creg120-2011.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3dd27fce367bd35a0525790500605ff6/$FILE/Creg120-2011.pdf)

CREG. (2013). *Resolución No. 117. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de carácter general, que pretende adoptar la CREG "Por la cual se adopta el Mercado Organizado, MOR, como parte de reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional.* Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/9faf9fdc5a57d19305257bfd004eb295/\\$FILE/Creg117-2013.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/9faf9fdc5a57d19305257bfd004eb295/$FILE/Creg117-2013.pdf)

CREG. (2016). Documento CREG No. 022. Mercado organizado para contratos de energía para los usuarios regulados y no regulados.

de Frutos, M. A. y Fabra, N. (2008). *On the impact of forward contract obligations in multi-unit auctions*. CEPR Discussion Paper. Disponible en: <http://core.ac.uk/download/pdf/6287326.pdf>

Florax, R., Folmer, H. y Rey, S. (2003). Specification Searches in Spatial Econometrics: the Relevance of Hendry's Methodology. *Regional Science and Urban Economics*, 33, 557-579.

García, J. J., Bohórquez, S., López, G. A. y Marín, F. (2013). *Poder de mercado en mercados spot de generación eléctrica: metodología para su análisis*. Centro de Investigaciones Económicas y Financieras, Universidad EAFIT. Disponible en http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2393226

Kalman, R. E. (1960). A new approach to linear filtering and prediction problems. *Journal of Fluids Engineering*, 82(1), 35-45.

Newbery, D. (2002). *Mitigating Market Power in Electricity Networks*. Department of Applied Economics. Universidad de Cambridge. Disponible en: http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Newbery_mitigating.market.power_5-02.pdf

Pérez Arriaga, J. I., Batlle, C., Vázquez, C., Rivier, M. y Rodilla, P. (2005). *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Disponible en: http://www.iese.edu/es/files/5_17910.pdf

Wolak, F. (2010). *Limiting the potential downside of wholesale electricity competition*. Paper presented at the Fórum on Mitigating Market Power in Colombia's Wholesale Electricity Market, Bogotá, Colombia. <http://www.creg.gov.co>

Wolak, F. A. (2001). *Proposed Market Monitoring and Mitigation Plan for the California Electricity Market*. California ISO Market Surveillance Committee. Disponible en ftp://zia.stanford.edu/pub/capítulos/MSM_Monitor_2051.final.pdf

Young y Enersinc. (2016). Propuesta de modificación sobre el funcionamiento del mercado de energía mayorista colombiano y conclusiones. Producto 4. Consultoría contratada por el Departamento Nacional de Planeación -DNP.