

Lecciones del Cargo por Confiabilidad en Colombia como un mecanismo de incentivo a la generación de energía eléctrica

Lessons from the implementation of the reliability payment mechanism in Colombia as an incentive for electricity generation

José Camilo Juvinao Navarro¹

DOI: 10.13043/DYS.87.4

Resumen

La consistencia intertemporal de la regulación es un aspecto esencial para el correcto funcionamiento de los incentivos, especialmente en industrias con altos costos hundidos, como, por ejemplo, la generación de energía eléctrica, en la que se han desarrollado diferentes esquemas orientados a garantizar el suministro en el largo plazo. En este sentido, la inestabilidad del marco regulatorio no solo puede impedir el correcto funcionamiento de tales incentivos, sino que, en ocasiones, puede llegar a vulnerar las expectativas legítimas de los agentes involucrados. El objetivo del presente trabajo es estudiar la estabilidad del marco regulatorio en torno al mecanismo de incentivo de largo plazo para la generación de energía aplicado en Colombia, denominado Cargo por Confiabilidad. Los hallazgos sugieren que es necesario fortalecer la independencia de la agencia reguladora y, en el mismo sentido, que la inestabilidad regulatoria ha generado redistribuciones de rentas entre los agentes de las cuales salen mejor librados los grupos de presión mejor organizados.

1 Universidad de los Andes. Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, Colombia. Universidad de Barcelona, Barcelona, España. Correo electrónico: josecamilojuvinao@gmail.com

Este artículo fue recibido el 9 de octubre del 2020, revisado el 18 de mayo del 2020 y finalmente aceptado el 14 de agosto del 2020.

Palabras clave: política energética, abastecimiento de energía, escasez de energía, mercados de capacidad, estabilidad regulatoria, Colombia.

Clasificación JEL: P14, P48, Q48.

Abstract

The long-lasting consistency of a regulatory framework is essential for the proper functioning of incentives, particularly in industries such as electricity generation, with high sunk costs where different schemes have been developed to guarantee a long-term supply. In this respect, the instability of the regulatory framework can both impede the proper functioning of such incentives and, on occasion, violate the legitimate expectations of the agents involved. The purpose of this paper is to study the stability of the regulatory framework in terms of the long-term incentive mechanism for power generation applied in Colombia, known as "Cargo por Confiabilidad." The findings of this paper suggest the independence of the regulatory agency must be strengthened and that the instability of the regulatory framework has generated redistributions of income among agents. This study observes that among these agents, the best-organized pressure groups benefit the most from such a redistribution of incomes.

Key words: Energy policy, energy supply, energy crisis, capacity market, regulatory stability, Colombia.

JEL Classification: P14, P48, Q48.

Introducción

Una de las principales características de los modernos marcos regulatorios es la existencia de agencias reguladoras independientes o semiindependientes, a través de cuya estructura orgánica los gobiernos intentan mostrar a los agentes (consumidores e inversionistas) su compromiso en evitar futuras interferencias (Edwards y Waverman, 2006). Esto ha sido particularmente notable en las instituciones encargadas de dictar la política monetaria, en las cuales, a fin de evitar ser objeto de presiones orientadas a adoptar medidas

inconvenientes de expansión monetaria, por ejemplo, se ha delegado esta función a bancos centrales independientes (Crowe y Meade, 2007).

En la medida en que el respeto del marco regulatorio brinda a los agentes la seguridad de que los derechos de propiedad están claramente definidos, reduciendo el riesgo de expropiación, la teoría de la regulación ha resaltado la importancia de este elemento, especialmente en las industrias con altos costos hundidos que solo pueden recuperarse en el largo plazo, como, por ejemplo, en la prestación de los servicios públicos, en los que la regulación ha sido considerada necesaria (Gómez-Ibáñez, 2003), y en la que se encuentran diversos ejemplos de instituciones creadas para hacerlo con cierto grado de autonomía².

El problema de comportamientos oportunistas del regulador (*hold-up*) que puedan alterar los compromisos regulatorios de largo plazo, en tal sentido, es particularmente relevante en este tipo de industrias, donde las inversiones a menudo involucran activos fijos que se entienden hundidos y por cuyas características requieren que el regulador adopte una actitud conservadora orientada a evitar ceder a la tentación de alterar el marco regulatorio ante las coyunturas que puedan presentarse, y evitar así el riesgo de expropiación (Decker, 2015).

Este riesgo puede materializarse de diferentes maneras, por ejemplo, a través de nuevos requerimientos imprevistos referidos a la utilización de insumos particulares en el proceso productivo, o el restablecimiento a la baja de precios límites a través de los cuales la firma ya no podría recuperar los costos medios asociados a su actividad. Sin embargo, también podría ocurrir cuando no cumple con los incentivos o amenazas implementadas en sus esquemas regulatorios, al ceder ante grupos de presión organizados, especialmente en industrias como la de generación de energía eléctrica, en la que, por sus características y la estructura de mercado que describe, resulta necesaria la implementación, por parte del regulador, de incentivos tendientes a garantizar el suministro en el largo plazo (Batlle y Pérez-Arriaga, 2008).

En este orden de ideas, la consistencia intertemporal de la regulación, entendida como el respeto a los contratos regulatorios y la alineación de sus decisiones con los objetivos de largo plazo, es un aspecto esencial para el correcto

2 Al respecto, una revisión más detallada de agencias creadas luego de la ola de privatizaciones en la década de los ochenta del siglo XX se encuentra en Decker (2015).

funcionamiento de los mecanismos de incentivos a la inversión en infraestructuras con costos hundidos, y uno de los beneficios asociados a la existencia de agencias reguladoras independientes.

En relación con la actividad de generación de electricidad, en algunos países se ha considerado necesario otorgar incentivos adicionales a las señales de mercado de corto plazo con el fin de generar inversión en nueva infraestructura de capacidad. Esto es así debido a que, dadas sus características físicas y la imposibilidad de su almacenamiento, la energía eléctrica es un producto que debe ser consumido en el momento en que se produce, de modo que los mercados de generación deben balancear la oferta y la demanda en tiempo real (Fabra y Creti, 2007; Joskow, 2006).

Además, en muchos mercados de generación se imponen precios límite para evitar cambios abruptos en el precio pagado por los consumidores. Esto provoca que la demanda no sea capaz de reaccionar a las fluctuaciones del costo en la generación de energía (Cramton y Stoft, 2005) en el corto plazo, lo que distorsiona las señales de mercado sobre la necesidad de realizar nuevas inversiones en capacidad de generación.

En este trabajo se estudia la estabilidad del marco regulatorio en torno al mecanismo de incentivo de largo plazo para la generación de energía aplicado en Colombia, denominado "Cargo por Confiabilidad", el cual busca, además de incentivar la expansión del sistema de generación en el largo plazo, garantizar la oferta de energía en momentos de escasez crítica del sistema, los cuales se presentan durante la ocurrencia del fenómeno de El Niño.

Mediante el análisis del patrón de comportamiento del regulador, medido a través del número de actos administrativos emitidos para gestionar el riesgo advertido, intentaremos evaluar la consistencia intertemporal de sus decisiones en relación con dicho mecanismo.

En efecto, el peligro que representa un racionamiento por la ocurrencia de este fenómeno climático genera presiones por parte de los grupos de interés (empresas, gobierno central y consumidores) en los órganos regulatorios, lo cual refleja su nivel de compromiso con el esquema seleccionado. En este sentido, el sistema de incentivos o amenazas implementadas en el esquema

del Cargo por Confiabilidad podrían no ser lo suficientemente creíbles para generar en los agentes el comportamiento deseado.

La literatura ha tratado sobre los esquemas de incentivos a la generación eléctrica, en primer lugar, desde una perspectiva descriptiva más general, esto es, la del diseño de mecanismos de incentivo a la generación indicando su necesidad, sus bondades y falencias (Batlle y Pérez-Arriaga, 2008; Cramton y Stoft, 2005; Fabra y Creti, 2007; Flórez, Gómez-Duque y García-Rendón, 2016; Joskow, 2006; Wolak, 2005). Además, posteriormente, en el caso particular de Colombia, trabajos dedicados a examinar la dinámica del mecanismo una vez implementado en el país (Botero, García y Velásquez, 2016; McRae y Wolak, 2016; Parra, 2015; Restrepo-Estrada, Arango-Aramburo y Vélez-Álvarez, 2012; Villareal y Córdoba, 2008).

Sobre la problemática sucedida con ocasión de la ocurrencia del fenómeno de El Niño y el riesgo de desabastecimiento que este representa para el sistema, también encontramos importantes aportes desarrollados por la Dirección de Estudios Económicos del Departamento Nacional de Planeación sobre el análisis de la crisis del año 2015 (Riveros *et al.*, 2017), Ernst & Young-Enersinc en un estudio del Mercado de Energía Mayorista (MEM) contratado por el Departamento Nacional de Planeación con el fin de generar propuestas de política pública tendientes a su mejoramiento (Ernst & Young y Enersinc, 2016), y Frontier Economics (2019) en un informe presentado al Banco Interamericano de Desarrollo en el que realizan la revisión institucional del Mercado de Energía Mayorista de Colombia.

Este artículo contribuye a la literatura con una investigación en torno a la estabilidad regulatoria del incentivo a la generación eléctrica implementado por el regulador desde el año 2006; esto ha sido particularmente relevante en un país como Colombia, cuya matriz de generación eléctrica se encuentra fuertemente expuesta a la posibilidad de desabastecimientos por fenómenos climáticos imprevisibles como El Niño.

En este sentido, el estudio de las decisiones del regulador ante periodos de escasez puede ayudarnos a comprender si incurre en comportamientos oportunistas en relación con los intereses del gobierno central y de los principales grupos de presión organizados. En este orden de ideas se intentará determinar los ganadores y los perdedores de estas reacciones regulatorias,

ofreciendo evidencia que puede ayudar a entender su comportamiento cuando el gobierno central tiene injerencia en sus decisiones y se presentan situaciones que ponen en peligro los intereses del regulador.

Los resultados del análisis realizado en este trabajo sugieren que el esquema del cargo por confiabilidad no resulta convincente para el regulador, quien, de forma paralela al cargo, ha desarrollado mecanismos alternativos con el fin de hacer frente a las mismas contingencias que se suponen serían solventadas con aquel. Esta inestabilidad regulatoria puede haber generado redistribuciones de rentas entre los agentes, de las cuales habrían salido mejor librados aquellos mejor organizados. Lo anterior plantea la necesidad de fortalecer la independencia de la agencia reguladora de energía en Colombia.

I. El Cargo por Confiabilidad y los mecanismos de incentivo a la generación eléctrica

De manera general, podría afirmarse que en los mercados competitivos no se necesita establecer incentivos adicionales para generar las inversiones requeridas en activos que garanticen la seguridad en el suministro de bienes o servicios a largo plazo. Esto es así, en la medida en que el balance entre la oferta y la demanda de un mercado en competencia, a través del precio como mecanismo revelador de información, entregará las señales correctas y suficientes que llevarán a las empresas a realizar las inversiones requeridas.

Sin embargo, la existencia de fallos del mercado que impiden la asignación óptima de recursos escasos le exigen al regulador evaluar la conveniencia de establecer los incentivos necesarios para lograrlo (Spulber, 1989).

El mercado de electricidad, particularmente luego de la reestructuración a través de la cual se liberalizó y se permitió la entrada de empresas privadas como proveedores del servicio en los segmentos competitivos (Flórez *et al.*, 2016), tiene una importante falla de mercado que consiste en la ausencia de una demanda robusta por su incapacidad de reaccionar a la fluctuación del costo en la generación de energía (Cramton y Stoft, 2005). Algo particularmente notorio si se tiene en cuenta que se trata de un producto cuyas características físicas hacen que el mercado deba balancear la oferta y la demanda en tiempo real.

Debido a que los sistemas de control de gestión de la demanda no han sido implementados para la mayoría de los consumidores, y esta ausencia les impide estar dispuestos a reducir o aumentar su consumo a fin de establecer nuevos precios en tiempos de escasez de suministro, por ejemplo, pueden ocurrir distorsiones en el mercado que amenacen la capacidad del sistema para cubrir la demanda en la medida en que los proveedores tampoco obtengan las señales necesarias que les permitan efectuar las inversiones que garanticen el suministro en el largo plazo (Ernst & Young y Enersinc, 2016).

También ocurre que los precios de la electricidad en el mercado mayorista a corto plazo son demasiado volátiles para respaldar las nuevas inversiones en capacidad de generación, intensiva en capital y con altos costos hundidos, sin el respaldo de acuerdos contractuales entre generadores e intermediarios del suministro que, difícilmente, pueden ser convenidos a muy largo plazo.

En este tipo de mercados se genera el denominado "problema del dinero faltante", el cual consiste en la dificultad que se presenta a los generadores instalados de alcanzar a recuperar los costos de inversión por el efecto de las fallas de mercado, lo que limita, a su vez, los incentivos para que realicen nuevas inversiones tendientes a la instalación de nuevas plantas (Hogan, 2017).

De acuerdo con Joskow (2006), en un hipotético mercado de electricidad competitivo que funciona bien, las señales de precios de la energía comprada y vendida en el mercado no solo inducen la cantidad correcta de capacidad de generación (y los niveles de confiabilidad asociados), sino también la combinación correcta de tecnologías.

Sin embargo, las mencionadas fallas del mercado ponen en el centro del debate la necesidad de implementar esquemas de incentivos a la generación de energía eléctrica con el propósito de garantizar el suministro a largo plazo, y en este sentido los requerimientos de nueva capacidad de generación le plantean al regulador la cuestión de seleccionar el esquema más apropiado con miras a corregir estos fallos y garantizar un margen de reserva de largo plazo mediante el fortalecimiento de los incentivos, a fin de atraer nuevos participantes y mayores inversiones en el sector (Batlle y Pérez-Arriaga, 2008).

En este escenario surgen los mecanismos de incentivos a la generación eléctrica como instrumentos de regulación económica diseñados para reforzar las

señales que dan los mercados, mediante una remuneración adicional que estimula la inversión en generación y garantiza así la confiabilidad en sectores eléctricos liberalizados (Flórez *et al.*, 2016).

Al respecto han sido implementados diferentes esquemas de incentivos a la generación de energía eléctrica, sobre los que la literatura³ ha identificado, fundamentalmente, cuatro mecanismos que se enlistan a continuación.

- *Los mercados de solo energía.* Consisten en reducir al máximo la interferencia en el mercado *spot* de energía, en el cual se considera que el precio permitirá recuperar las inversiones y estimular la entrada de nuevos proyectos de generación, sin necesidad de remunerar u organizar mercados de capacidad. El modelo exige la eliminación de cualquier *price cap*, lo que permite a los generadores recuperar sus inversiones a través de los incrementos súbitos en los precios (Flórez *et al.*, 2016). Al respecto, el mercado eléctrico de Texas ofrece un buen ejemplo.
- *Los mercados de requerimientos de capacidad.* En este esquema el regulador obliga a todas las entidades responsables de la demanda a adquirir determinada capacidad de generación con el fin de cubrir sus picos de carga anuales esperados.
- *Los mercados de pagos por capacidad.* Dado que el mercado competitivo es insuficiente para garantizar el suministro a largo plazo, a través de este mecanismo se interviene en él a fin de garantizar la confiabilidad y los incentivos de inversión. En este propósito, el regulador determina el precio de la confiabilidad o el precio del pago que reciben los generadores en función de la disponibilidad de sus activos de generación (sean despachados o no), como un complemento a los precios de equilibrio del mercado de energía. La cantidad y el valor a remunerar los define anticipadamente el regulador y la asignación entre los agentes se determina mediante modelos de simulación (Restrepo-Estrada *et al.*, 2012).
- *El Cargo por Confiabilidad.* Dado que constituye el principal objeto de estudio en este trabajo, se explica a continuación en una sección aparte.

3 Restrepo-Estrada *et al.* (2012), en un trabajo sobre la confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de Cargo por Confiabilidad, realiza una breve descripción de lo que la doctrina ha identificado como los principales esquemas de incentivos a la generación de energía eléctrica, y que se circunscriben a los mencionados.

A. El Cargo por Confiabilidad (CxC)

El Cargo por Confiabilidad (CxC) es el mecanismo de incentivo a la generación de energía eléctrica seleccionado por el regulador colombiano a partir del 2006. Se encuentra orientado a hacer viable la inversión en la generación de energía necesaria para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos a los generadores (XM, 2019).

El mecanismo consiste, esencialmente, en la compra que hace el regulador, en nombre del conjunto del sistema, de energía a largo plazo, mediante subastas destinadas a potenciales inversores en nueva generación, en las cuales los participantes presentan una oferta por la cantidad de energía dispuestos a comprometer; en caso de resultar favorecidos esto les garantiza una remuneración estable durante un periodo de varios años a cambio de instalar los activos de generación necesarios para suplirla.

Uno de los componentes esenciales de este esquema y que, de hecho, constituye el producto de la subasta, son las obligaciones de energía firme (OEF), que corresponden a una opción financiera certificada por un recurso físico capaz de producir energía en periodos críticos de abastecimiento, ejercida si el precio de bolsa supera el precio de ejercicio o "precio de escasez" fijado previamente por el regulador (Villareal y Córdoba, 2008).

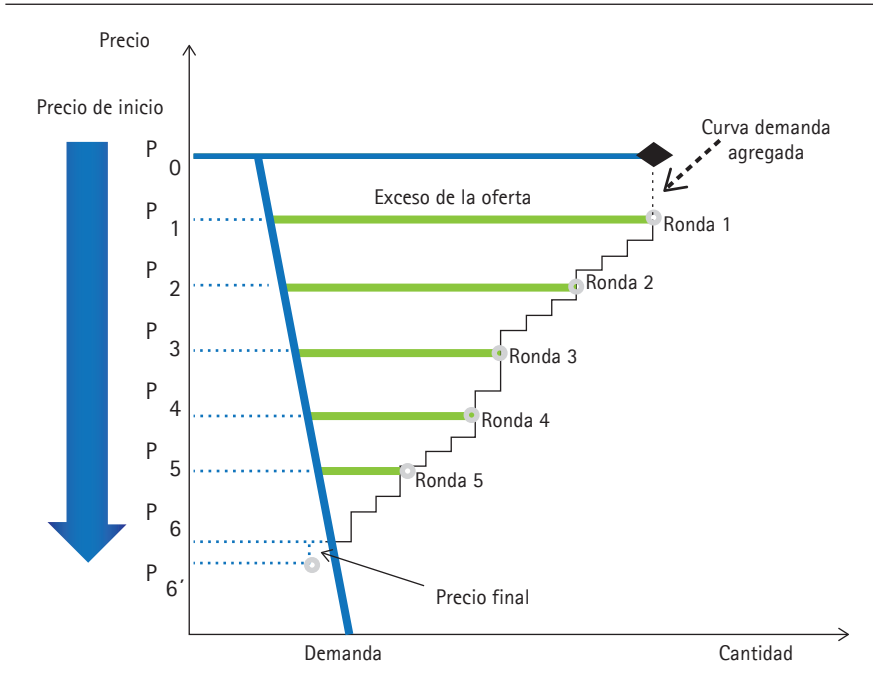
Este precio es el máximo permitido por el regulador que puede alcanzar el precio de venta en bolsa, y al que puede pagar la demanda en el país en momentos en los que hay escasez de producción energética. Se calcula mensualmente de acuerdo con la metodología establecida en la regulación que define el esquema del cargo por confiabilidad, y una vez superado por el precio de bolsa genera una señal de que se presenta una situación crítica en el sistema activando las OEF.

El generador que en la subasta es favorecido con una OEF recibirá una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado (prima), pagada por los usuarios del sistema, con el compromiso de vender determinada cantidad de energía al precio de escasez cuando el precio de la energía en la bolsa lo supere (CREG, 2019). La demanda, por su parte, tiene el derecho a comprar

la cantidad de energía fijada en el contrato al precio de escasez a cambio del pago de dicha prima.

El mecanismo de subasta fue diseñado bajo la modalidad de "reloj descendente", con el fin de determinar el precio de las opciones mediante un mecanismo competitivo de descubrimiento a través de las ofertas propuestas por los participantes; de esta manera se diferencia del anterior modelo Cargo por Capacidad, en el que el precio lo fijaba administrativamente el regulador (Botero, *et al.*, 2016). Se realiza tres años antes de requerirse la energía en firme y su producto, aunque consiste en opciones de energía iguales, difiere en las cantidades comprometidas por los agentes generadores en la medida en que serán las propuestas por cada uno de ellos.

Figura 1. Mecanismo de subasta del CxC



Fuente: CREG (2019).

Como se observa en la Figura 1, el mecanismo comienza con un nivel de precio muy alto calculado por el regulador, con el fin de incentivar la entrada de los generadores permitiendo un exceso de oferta, de tal manera que revelen sus curvas de ofertas al operador del sistema, quien al compararlos con la curva

de la demanda comunicará al subastador el exceso que resultó al precio de cierre de la ronda (CREG, 2019).

Luego, se abre una nueva ronda para la cual se anunciarán nuevos precios de apertura y cierre sobre los que los generadores ofertarán nuevas cantidades de energía y primas, de modo que continúa el proceso hasta que exista un balance entre la generación y la demanda pronosticada para periodos de escasez de recursos.

El precio que resulta de la igualdad entre la oferta y la demanda es el precio de cierre de la subasta y, por tanto, es el precio al que serán remuneradas todas las OEF que se asignen a los agentes que resultaron seleccionados para abastecer la demanda (CREG, 2019).

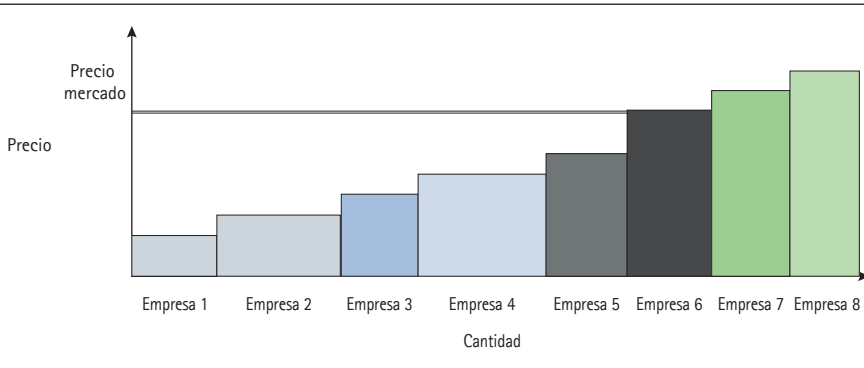
B. ¿Por qué son necesarios los incentivos a la generación de energía eléctrica en Colombia?

El funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia requiere que el operador del mercado (XM) estime diariamente la demanda energética del país para las siguientes 24 horas, y que los agentes oferten, por central y con periodicidad diaria, un precio único para la cantidad de energía que están dispuestos a vender para cada hora, de tal manera que puedan ser ordenados de menor a mayor hasta que las cantidades ofertadas satisfagan las demandadas por el mercado. El precio al que se pague la energía será el precio de oferta marginal del último recurso de generación necesario para satisfacer la totalidad demandada y es la base que permite la determinación del precio de bolsa.

La formación del precio en el mercado mayorista colombiano, en ese sentido, no se da por interacciones directas entre oferentes y demandantes, sino que requiere la existencia de un operador del mercado que coordine la operación y el despacho diario de electricidad entre los agentes.

En la medida en que esto funciona así, es decir, en que no es a partir de la interacción entre la demanda y la oferta que se establece el precio de la energía, surgen los inconvenientes de no encontrar los incentivos apropiados para cubrir el déficit en capacidad que se ha mencionado y, de esa manera, la necesidad de establecer los mecanismos que garanticen las inversiones necesarias en el

Figura 2. Funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista en Colombia



Fuente: elaboración propia.

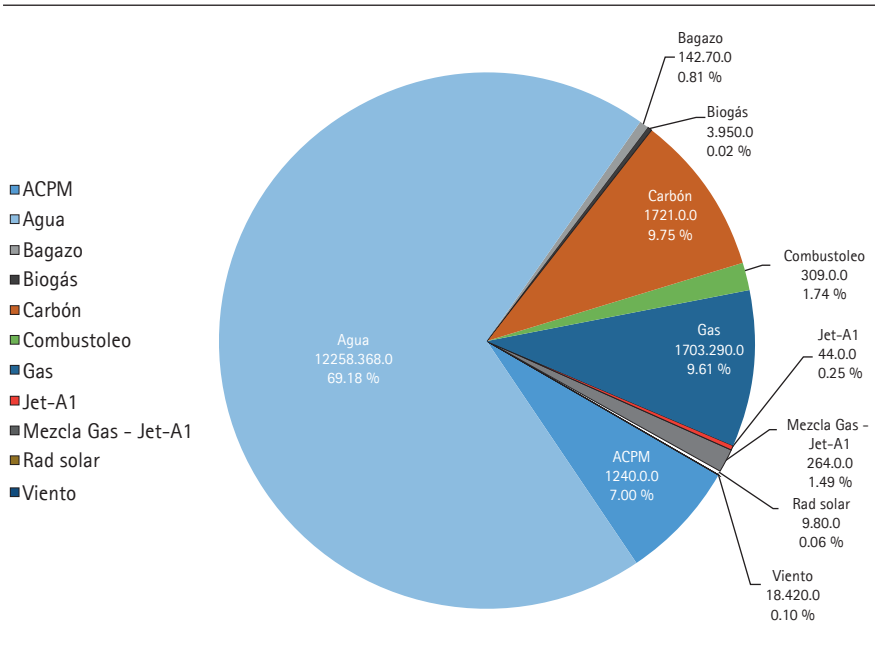
largo plazo. Ahora bien, cuando los precios en el mercado no ofrecen incentivos para que los generadores inviertan, la entrada de nuevos agentes en la industria se desincentiva y las empresas no amplían su capacidad de generación a través del tiempo (Botero *et al.*, 2016).

Adicional a lo anterior, el balance de los recursos a partir de los cuales se genera energía en Colombia arroja como resultado la predominancia de fuente hidráulica con aproximadamente el 70 % del total de la producción (DNP, 2017), de modo que se expone el sistema, en gran medida, a las épocas de sequía que se presentan durante eventos como el fenómeno de El Niño.

El Niño se caracteriza por altas temperaturas y bajas lluvias, de manera que disminuye considerablemente el cauce de los ríos y se generan sequías, mientras que La Niña se manifiesta en fuertes lluvias e inundaciones.

En este sentido, y dado que la matriz de generación eléctrica en el país se encuentra significativamente expuesta a la ocurrencia de estos fenómenos climáticos, es durante los episodios de El Niño en los que las inversiones en expansión de la capacidad financiadas mediante el cargo por confiabilidad deben aparecer para cubrir la reducción contingente de la oferta hídrica. En otras palabras, es precisamente durante los fenómenos de El Niño cuando se materializarían los beneficios de pagar a los productores por el compromiso de cubrir sus obligaciones de energía firme (OEF).

Figura 3. Matriz de generación de energía eléctrica



Fuente: Departamento Nacional de Planeación (DNP, 2017).

C. Tentaciones y oportunismo en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad

Dada la relevancia política para el gobierno central de un potencial racionamiento, el regulador también puede verse inclinado a implementar medidas excepcionales y alternativas al esquema del Cargo por Confiabilidad para hacer frente a los periodos de escasez, generando un problema de inconsistencia intertemporal que, a su vez, puede comportar la expropiación de los derechos a los agentes que guardaban una expectativa legítima en su cumplimiento.

La modificación del esquema, en primer lugar, podría alterar el conjunto de derechos asignados a los tenedores de las obligaciones de energía en firme, es decir, los generadores incumbentes, cuando, por ejemplo, se hacen más onerosas las condiciones de su cumplimiento. Asimismo, también se podrían ver afectados los potenciales nuevos inversionistas, en la medida en que las señales emitidas por el regulador con este tipo de comportamientos dificultarían las decisiones de inversión en el sector que, como ha sido mencionado, requiere señales de estabilidad regulatoria por la presencia de los altos costos hundidos que demanda.

Por último, las modificaciones al esquema del CxC también alteran de manera considerable la asignación de los derechos en cabeza de la demanda, sobre todo si se tiene en cuenta que ha sido precisamente para resguardarla de la volatilidad de precios generada en periodos de escasez para lo que ha sido creado este esquema, entre otros propósitos. Esto sucede así, pues la inconsistencia regulatoria podría significar, en algunos casos, la reasignación de rentas expropiadas de la demanda a los agentes generadores poseedores de las OEF.

II. Datos y hechos estilizados

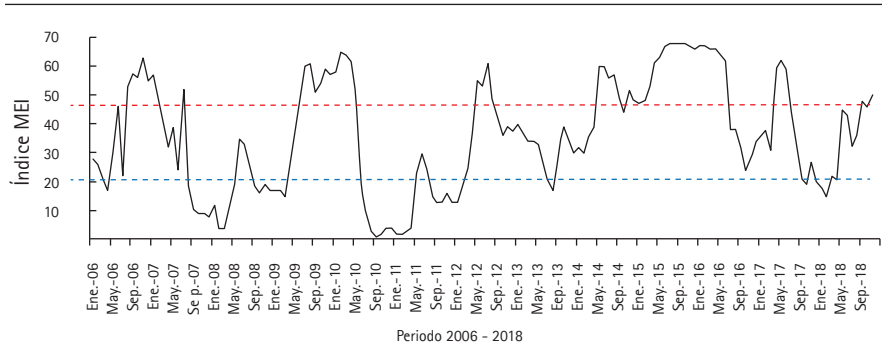
La información utilizada en esta investigación para identificar la actividad regulatoria es de frecuencia mensual, desde octubre del 2006 hasta diciembre del 2018, cuya fuente es la base de datos de actos administrativos publicados por el regulador del mercado, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Para efectos de identificar los periodos de ocurrencia del fenómeno de El Niño se tomó como referencia la información de la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), y tanto la información histórica de los aportes hidrológicos como el precio del mercado *spot* se tomó del sistema de información del operador del sistema XM, del año 2000 hasta el 2018.

Cómo se mencionó, el fenómeno de El Niño tiene un impacto importante sobre la disponibilidad de recursos hídricos para la generación de energía en Colombia, por lo que es importante entender sus aspectos fundamentales y sus principales impactos para el sector. Se mide con el índice conocido como Multivariate ENSO Index (MEI), el cual combina variables oceánicas y atmosféricas con el fin de indicar en tiempo real la intensidad del fenómeno y brindar, a través del análisis histórico, un contexto significativo para el estudio (NOAA, 2019). Su escala de medición puede indicar un fenómeno moderado con un rango entre 44 y 56, y como fuerte entre 56 y 61.

Un aspecto importante que debe considerarse es que el fenómeno de El Niño no tiene una frecuencia estable y solo es predecible pocos meses antes de su ocurrencia. La Figura 4 recoge la dinámica del MEI entre el 2006 y el 2018, y en ella se observa que el fenómeno de El Niño se ha presentado en seis periodos durante este intervalo de tiempo. El primero comprende los cuatro últimos meses del 2006; el segundo, el primer mes del 2007; el tercero, los últimos seis meses del 2009 y los tres primeros del 2010; el cuarto, los dos últimos meses del

2014 y todo el 2015 hasta los cinco primeros meses del 2016, y, por último, el quinto, los tres últimos meses del 2018.

Figura 4. Fenómeno de El Niño

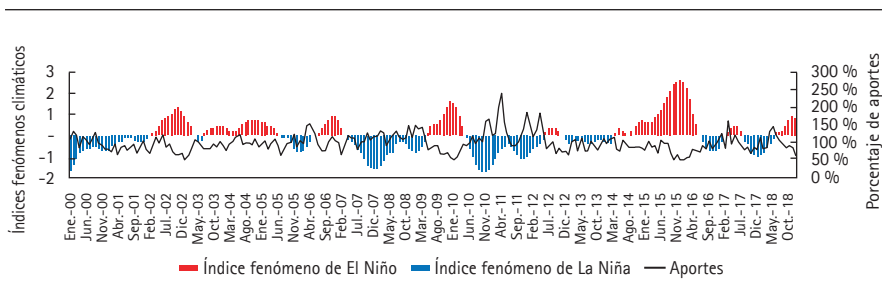


Nota: escala medida entre 1 y 61. Entre 1 y 6 corresponde a La Niña fuerte; y entre 56 y 61 corresponde a El Niño fuerte.

Fuente: elaboración propia con información de XM y NOAA.

Las disminuciones de las lluvias causadas por el fenómeno de El Niño tienen un claro impacto en la disponibilidad de recursos de generación hídrica. En la Figura 5 se puede observar la disminución del caudal de los ríos que aportan agua a los embalses del sistema interconectado durante la ocurrencia del fenómeno de El Niño y sus incrementos durante el fenómeno de La Niña. Lo anterior implica que durante los periodos de El Niño existe un mayor riesgo de desabastecimiento energético.

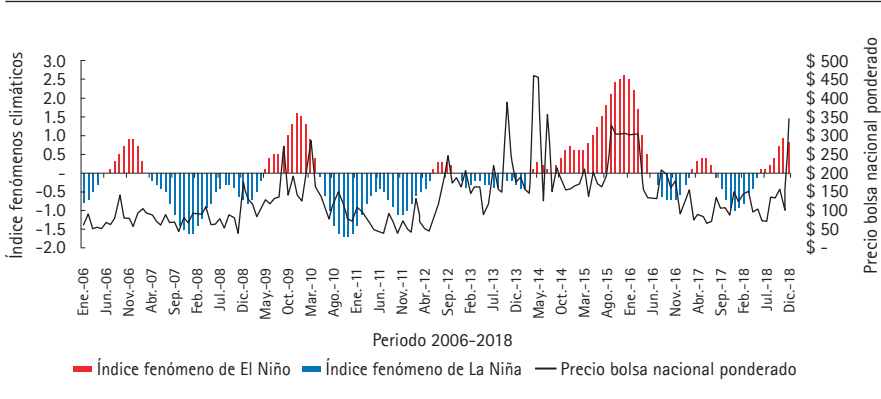
Figura 5. Aportes y fenómenos



Fuente: elaboración propia con información de XM y NOAA.

La contracción de la oferta de generación causada por el fenómeno de El Niño se traduce en variaciones importantes en los precios del mercado mayorista de energía. La Figura 6 muestra la evolución de los precios del mercado de bolsa desde el 2004 hasta el 2018, de modo que se puede observar la correlación del fenómeno y los picos de precios de los años 2010, 2015 y finales del 2018.

Figura 6. Precio bolsa nacional ponderado y fenómenos climáticos



Fuente: elaboración propia con información de XM y NOAA.

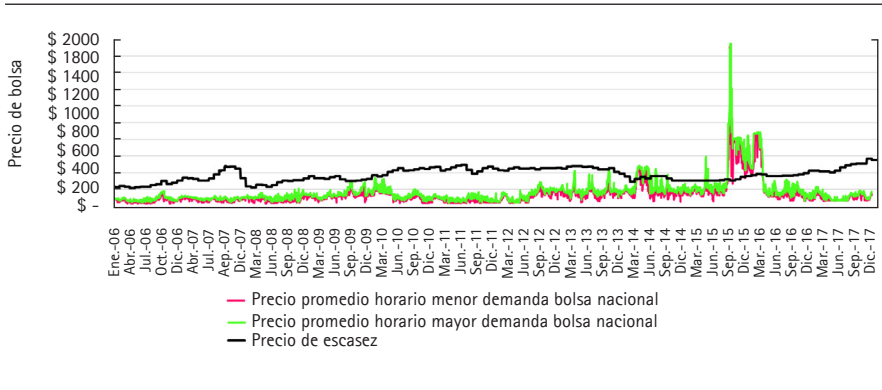
Debido a la volatilidad en los precios de la energía en los periodos de escasez de recursos hídricos, es precisamente durante el fenómeno de El Niño cuando se activa el mecanismo para la exigencia de las obligaciones de energía en firme. Esta activación se produce en aquellos momentos cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez fijado por el regulador.

En la Figura 7 vemos la interacción del precio de bolsa, en verde cuando se trata de horario de mayor demanda y en rojo cuando es el de menor demanda, junto con el precio de escasez en negro. Por ejemplo, durante el periodo septiembre 2015–abril 2016, se observa que el precio superó ampliamente el precio de escasez fijado por el regulador.

III. Metodología

En este trabajo se analizan, de manera cualitativa y cuantitativa, los cambios regulatorios asociados al cargo por confiabilidad ocurridos en Colombia durante la aparición del fenómeno de El Niño en el periodo 2006–2018.

Figura 7. Precio de bolsa menor y mayor demanda, y precio de escasez



Fuente: elaboración propia con información de XM.

En primer lugar, se busca ilustrar la actitud del regulador durante la ocurrencia del fenómeno de El Niño a través de la mención de casos puntuales que reflejan su inconsistencia intertemporal con relación al Cargo por Confiabilidad, asimismo, se ofrece evidencia gráfica para soportar el planteamiento.

En segundo lugar, se intenta cuantificar el grado de estabilidad de la regulación relativa al esquema del CxC, mediante el conteo mensual de las resoluciones emitidas por la CREG relativas al esquema y el estudio de la relación del número de estas resoluciones con la aparición del fenómeno de El Niño. En este sentido, se utilizan herramientas gráficas y modelos de regresión.

Se consultó la base de datos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, y se identificó así el número de resoluciones adoptadas que, de alguna manera, han podido modificar transitoria o permanentemente este esquema. Dado que la producción normativa a cargo del regulador con relación al esquema del Cargo por Confiabilidad no tiene por objeto exclusivamente alterar su funcionamiento, sino efectuar otras acciones necesarias orientadas a su implementación, hemos clasificado las decisiones según se hayan adoptado con miras a desarrollar el esquema, efectuar trámites meramente formales, publicar los proyectos de decisiones futuras y realizar las modificaciones propiamente dichas.

Con el propósito de determinar lo anterior se revisaron los objetos indicados en el cuerpo normativo de cada una de las resoluciones de la CREG emitidas desde la implementación de la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad (3 de octubre de 2006) hasta la fecha. Se identificaron

173 decisiones administrativas con relación al Cargo por Confiabilidad. Posteriormente, se revisó el contenido de estas resoluciones y se clasificaron de acuerdo con los cuatro tipos de decisiones mencionadas (trámite, desarrollo, publicación, modificación). El número de decisiones identificadas por tipo de trámite se muestra en el Cuadro 1.

Cuadro 1. Resoluciones CREG por tipo de trámite

Modificaciones al CxC	Desarrollo del CxC	Publicidad de RES	Trámites formales	Total
75	43	43	12	173

En atención a la anterior clasificación, también realizamos un análisis econométrico de regresión con el propósito de evaluar el comportamiento del regulador y la finalidad de sus decisiones durante la ocurrencia del fenómeno de El Niño. Para efectos de identificar los periodos de ocurrencia del fenómeno de El Niño, se tuvieron en cuenta los datos de NOAA (2019).

Las variables endógenas Número total de resoluciones relacionadas con el CxC en el mes t ($RTotal_t$), Número de resoluciones que desarrollan el CxC en el mes t ($RDesarrollo_t$), Número de resoluciones que publican los proyectos que modifican el CxC en el mes t ($RPublicidad_t$) y Número de resoluciones que modifican el CxC en el mes t ($RModifican_t$), se estudian en función de la ocurrencia del fenómeno de El Niño (Fenómeno), la celebración de elecciones presidenciales o el ciclo político (CP), y una variable determinística que indique la distancia temporal de cada una de estas decisiones y la implementación del esquema en el año 2006 (Meses desde implementación T).

El modelo propuesto viene descrito por las siguientes ecuaciones:

- $RTotal_t = \beta_0 + \beta_1 (Niño_t) + \beta_2 (CP_t) + \beta_2 (t) + \mu_t$
- $RDesarrollo_t = \beta_0 + \beta_1 (Niño_t) + \beta_2 (CP_t) + \beta_2 (t) + \mu_t$
- $RPublicidad_t = \beta_0 + \beta_1 (Niño_t) + \beta_2 (CP_t) + \beta_2 (t) + \mu_t$
- $RModifican_t = \beta_0 + \beta_1 (Niño_t) + \beta_2 (CP_t) + \beta_2 (t) + \mu_t$

Donde:

- $RTotal_t$: número total de resoluciones en el mes t expedidas por la CREG relacionadas con el CxC.

- $RDesarrollo_t$: número total de resoluciones en el mes t expedidas por la CREG que tienen por objeto desarrollar el esquema del CxC.
- $RPublicidad_t$: número total de resoluciones en el mes t expedidas por la CREG que tienen por objeto publicar las futuras modificaciones al esquema del CxC.
- $RModificaciones_t$: número total de resoluciones en el mes t expedidas por la CREG que modifican el esquema del CxC.
- $Niño_t$: fenómeno de El Niño para el mes objeto de estudio.
- CP : la ocurrencia de elecciones presidenciales.
- $Meses\ desde\ implementación\ (t)$: tendencia que muestra el número de días transcurridos desde la implementación del esquema y su alteración.
- μ_t : factor de error.

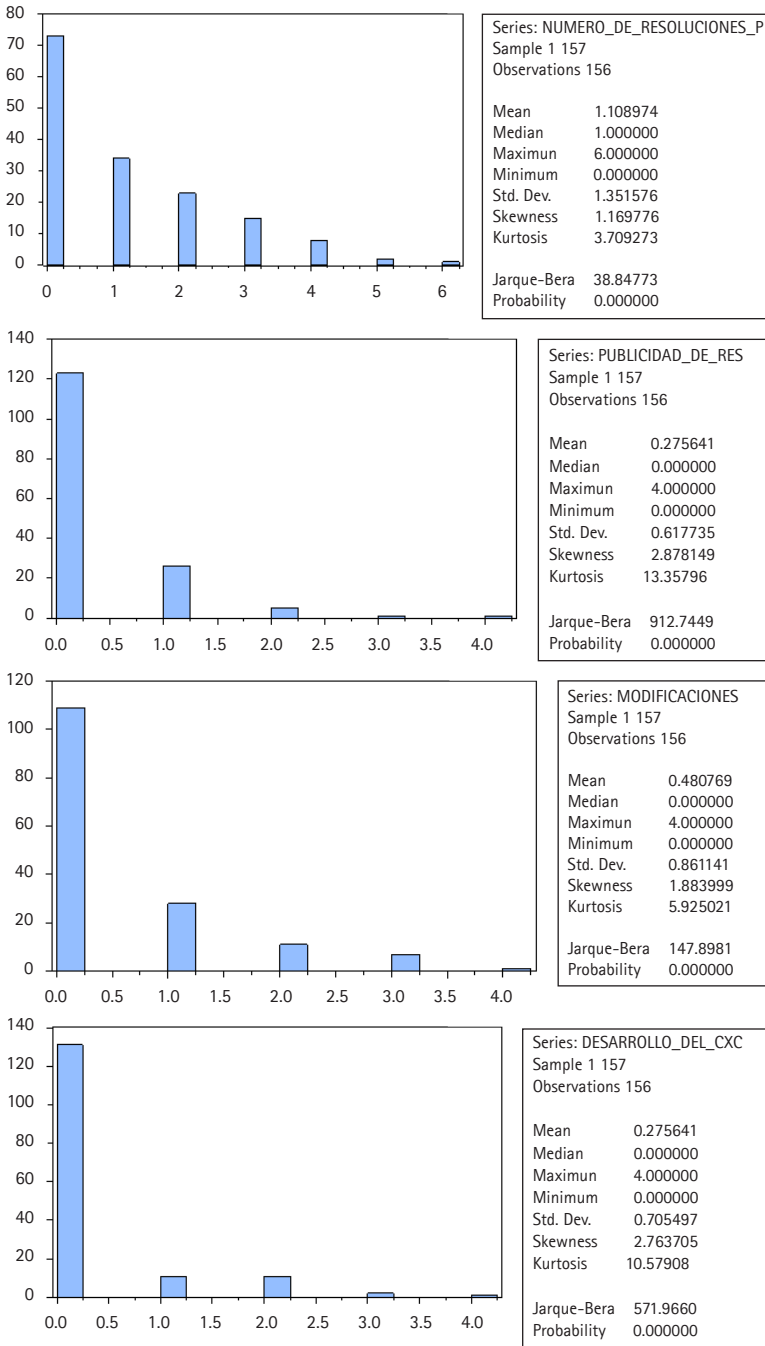
Dado que el número de resoluciones adoptadas durante un mes es una variable discreta y no negativa que puede interpretarse como el número de veces que ocurre en un intervalo espacial definido, enmarcamos esta variable dentro de los modelos de conteo. En la Figura 8 es posible apreciar que las distribuciones muestrales de las variables dependientes son coherentes con los datos de conteo, por lo que se consideró pertinente plantear un modelo de regresión de Poisson.

IV. Resultados

Los resultados obtenidos a partir del análisis cualitativo en esta investigación indican que en los periodos de El Niño se incrementan las modificaciones al esquema de incentivo a la generación eléctrica del Cargo por Confiabilidad. Esto ocurre no solo en atención al número de decisiones administrativas adelantadas por el regulador, sino también a la naturaleza de algunas de estas modificaciones.

El Niño del año 2009–2010, por ejemplo, ofrece una buena evidencia si se tienen en cuenta las medidas regulatorias emitidas con el fin de sortear las dificultades presentadas. Aunque en este caso particular las decisiones fueron adoptadas en el sector de gas, sus principales implicaciones se replicaron a través de la regulación CREG con importantes consecuencias en la generación de energía eléctrica.

Figura 8. Distribución muestral de los distintos tipos de resoluciones



La problemática en este año se presentó por las dificultades técnicas en transportar gas a las plantas de generación térmica en el interior del país y el suministro a las del norte desde los yacimientos, junto con una hidrología crítica que generó una disminución acelerada de los embalses (Frontier Economics, 2019).

Aunque para la época se presentó una importante intervención por parte del Ministerio de Minas a través de las resoluciones 181654 de 29 de septiembre y 181846 de 19 de octubre del 2009, junto con las resoluciones emitidas por la CREG, corresponden a medidas que, de alguna manera, tendieron a evitar que se activaran las obligaciones de energía en firme del Cargo por Confiabilidad. La actividad regulatoria la observamos, por ejemplo, por medio de las resoluciones CREG-051, 127, 136, 137, 140, 141, 159 y 190 de 2009 y 010, 041 y 190 de 2010.

Mediante la Resolución CREG-137 del 30 de octubre de 2009, por ejemplo, se adoptó un esquema de seguimiento al Mercado de Energía Mayorista que consiste, principalmente, en la verificación de las condiciones tendientes a evitar que se degradara la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda.

Posteriormente, mediante la Resolución CREG-010 del 9 de febrero de 2010, la comisión intervino el mercado considerando conveniente establecer un mínimo del agua embalsada según el riesgo de abastecimiento futuro de la energía, con el fin de tener mayor confiabilidad en el suministro en la estación de verano que vendría en el periodo siguiente, adicionando la garantizada con el esquema del Cargo por Confiabilidad.

De acuerdo con los considerandos de dicha resolución, la comisión consideró:

En el país se están presentando condiciones de caudales bajos en los ríos a causa de la presencia del fenómeno de El Niño, que podrían incidir en las condiciones de abastecimiento de la demanda, razón por la cual se ha considerado conveniente establecer un valor mínimo del agua embalsada según el riesgo de abastecimiento futuro de la energía, con el fin de tener mayor confiabilidad en el suministro de la energía en la estación de verano 2009-2010 y adicionar la garantizada con el esquema del Cargo por Confiabilidad, con un esquema de mercado.

Sobre el particular, resulta llamativa la desconfianza del regulador sobre la suficiencia del cargo por confiabilidad para lograr uno de sus objetivos, esto es, garantizar el suministro en condiciones críticas de abastecimiento, dado que se trató de medidas regulatorias alternativas al esquema, expedidas en tiempo real para hacer frente a una situación crítica que, de antemano, se pudo haber gestionado gracias a diferentes señales de escasez sobre las que ya tenía conocimiento el regulador, generando oportunidades de extracción de renta a corto plazo para los generadores.

El Niño del periodo comprendido entre noviembre del 2014 y junio del 2016, por su parte, aunque tuvo un menor número de resoluciones emitidas por el regulador, de nuevo coincidió con importantes decisiones regulatorias relacionadas con la configuración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado de Energía Mayorista.

La modificación al precio de escasez implementada a través de la Resolución CREG-178 del 27 de octubre de 2015 tuvo mucha importancia y generó la discusión sobre la modificación de la metodología en el ámbito nacional. En ella la comisión señaló que, debido a la imprevisibilidad del fenómeno y pese a que la demanda estaba cubierta, se habían "incrementado los riesgos que enfrentan algunos generadores para honrar sus OEF, lo que al final, si no es solucionado a tiempo podría traducirse en un riesgo para la prestación del servicio de energía eléctrica".

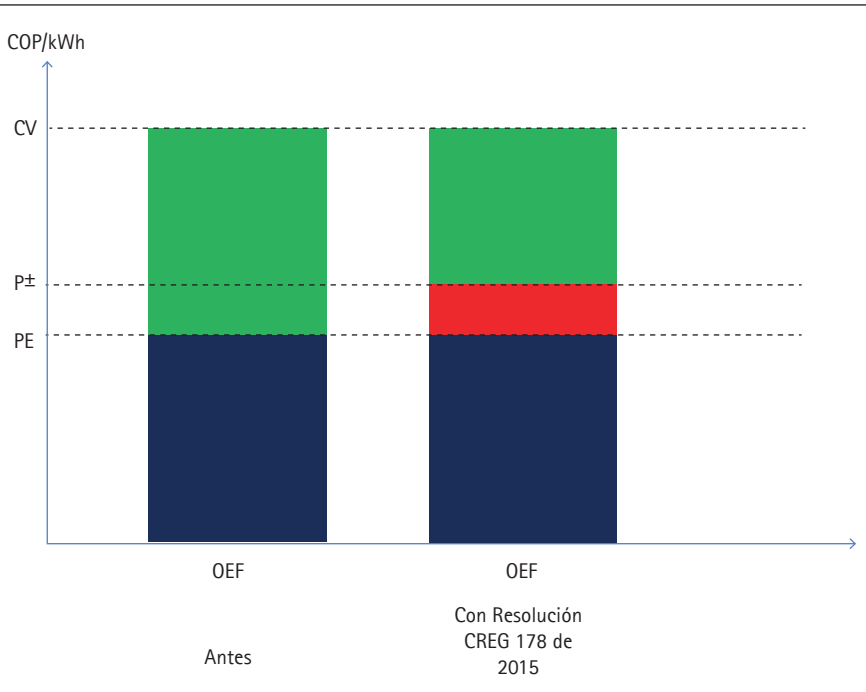
Asimismo, consideró que el fenómeno de El Niño se había prolongado más de lo previsto y que su severidad había superado ampliamente lo inicialmente anticipado, de modo que redujo de forma considerable los aportes hídricos al sistema y aumentó la necesidad de contar de forma confiable con generación térmica para satisfacer adecuadamente la demanda. También tuvo en cuenta una serie de factores adicionales que pudieron haber agudizado la crisis, como, por ejemplo, la caída del precio de algunos derivados del petróleo que ocasionó la caída del precio de escasez, el cierre de la frontera con Venezuela o la cantidad disponible de gas natural a causa de la declinación de los campos de producción.

Ante aquel panorama, el regulador concluyó necesario "restablecer el nivel de riesgo que asumieron los generadores térmicos que operan con combustibles líquidos cuando se asignaron sus OEF", de tal manera que decidió fijar el precio

de escasez (elevándolo) en el nivel máximo posible, a fin de que los generadores enfrentaran un precio de escasez que viniese de la misma distribución de precios de escasez entre el 2006 y el 2014. Al respecto, la comisión fijó el nivel de precio igual a 470.66 COP/kWh, indicando que así se lograría dejar a los generadores que se encontraban en riesgo en un nivel estadísticamente igual al que venían asumiendo desde que se les asignaron las OEF (CREG, 2015).

De esta manera, el mecanismo seleccionado consistió, básicamente, en definir un nuevo precio de escasez entre el costo variable de las plantas y el precio de escasez original, remunerando a las plantas térmicas hasta el nuevo precio cuando cumplieran con sus OEF.

Figura 9. Medidas adoptadas por la CREG para restablecer el nivel de riesgo que asumieron los generadores térmicos



Nota: PE indica el precio de escasez; CV los costos variables del generador y P± el nuevo precio de escasez adoptado por la CREG.
Fuente: CREG (2015).

A fin de explicar el mecanismo propuesto, la comisión indicó que, antes de la Resolución 178 de octubre de 2015, el generador cuyos costos variables fueran

superiores al precio de escasez y cumpliera con su OEF, recibía hasta el precio de escasez, es decir, el bloque azul de la primera columna en la Figura 9 por parte de la demanda, y debía asumir la diferencia de su costo variable que corresponde al bloque verde. Con el nuevo modelo, en cambio, el generador asumía la diferencia entre el nuevo precio de escasez P^{\pm} y su costo variable, es decir, el bloque verde de segunda columna, mientras que la demanda por su parte asumiría el resto, esto es, el bloque azul y rojo de la segunda columna.

Al respecto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) señaló:

Los usuarios apalancarán a los generadores térmicos de altos costos mediante el pago de la diferencia entre el precio de escasez y el nuevo precio P^{\pm} a través de la figura de restricciones diferida a 36 meses. Esto quiere decir que el total del alivio que recibirán los generadores, que consiste en la multiplicación de sus OEF por la diferencia entre P y el precio de escasez, se dividirá entre el consumo nacional por 36 meses. Este mecanismo estará vigente seis meses que es lo que se espera que dure el fenómeno de El Niño o incluso antes si la CREG así lo considera. (CREG, 2015)

El incremento del precio de escasez en momentos de una situación crítica de abastecimiento, además de constituir un verdadero cambio trascendental de la medida regulatoria, tiene importantes implicaciones en cuanto al riesgo de inseguridad jurídica generado por modificar sobre la marcha la definición previa de los derechos de propiedad.

En la medida en que el precio de escasez es el máximo precio que puede pagar la demanda en el país en momentos en los que existe escasez de producción energética y, por tanto, el mayor valor que podrá recibir el generador cuando son activadas las OEF, cualquier medida tendiente a elevarlo significará una mayor transferencia de recursos al generador por parte de la demanda.

En este sentido, aunque la aproximación que, mayoritariamente, se ha encontrado con relación al riesgo del *hold-up* ha sido desde la necesidad de evitar alteraciones regulatorias dirigidas a eliminar el riesgo de expropiación a las empresas, también pueden generarse modificaciones a la regulación que las beneficien y, desde luego, el correlativo sobre costo para los consumidores.

En este orden de ideas y dada la naturaleza del Cargo por Confiabilidad como una opción financiera orientada a garantizar la atención de la demanda en condiciones críticas de abastecimiento, su funcionamiento solo tiene sentido si esto ocurre en el momento y las condiciones en que fue pactada.

Es en esto que, precisamente, radica su característica esencial, pues su comprador tiene el derecho de comprar el activo subyacente, en este caso energía, al precio predeterminado, llamado precio de escasez, una vez ocurrida la condición convenida. De lo contrario se desnaturalizaría el esquema.

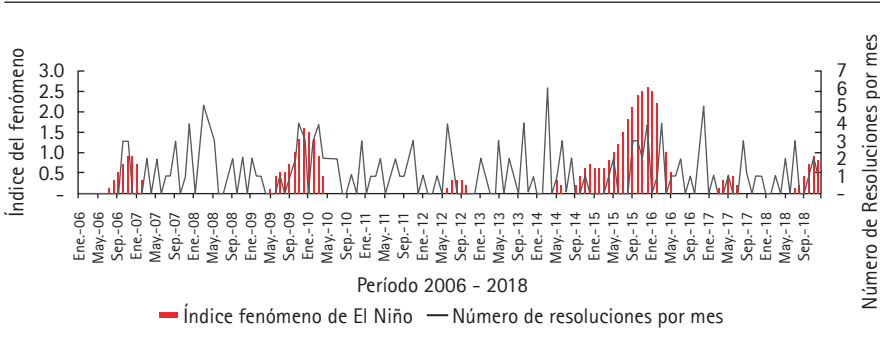
Ahora bien, al margen de los anteriores casos paradigmáticos que ilustrarían muy bien lo planteado en este trabajo respecto a la inestabilidad del marco regulatorio, lo cierto es que de la totalidad de actos administrativos revisados con relación al esquema del cargo por confiabilidad, no todos han tenido como propósito efectuar modificaciones trascendentales al esquema de incentivo de la generación eléctrica.

En efecto, algunas de las resoluciones identificadas han tenido como objetivo desarrollar el mecanismo regulatorio implementado en el 2006 del cargo por confiabilidad, otras se han encargado de adelantar trámites formales, muchas de ellas también han tenido como propósito el cumplimiento del requisito de publicidad de las decisiones administrativas que exige la legislación colombiana y otras, como las señaladas, han, de hecho, modificado de forma temporal o permanente el esquema.

La Figura 10 muestra el número de resoluciones emitidas por el regulador relacionadas con el cargo por confiabilidad y los periodos de ocurrencia del fenómeno de El Niño entre el 2006, esto es, cuando se implementó el cargo por confiabilidad en Colombia, y el 2018. La línea negra corresponde al número de resoluciones por mes y las barras rojas al fenómeno climático.

Estos resultados muestran cómo se ha mantenido la producción normativa por parte del regulador con relación al esquema de incentivo a lo largo del tiempo, incluso en periodos de ocurrencia del fenómeno de El Niño que, en Colombia, se corresponden a los periodos de escasez, en los cuales por definición se incrementan las probabilidades de hacer efectivas las obligaciones de energía en firme del Cargo por Confiabilidad. Además, también llama la atención que, pese a tratarse de una regulación orientada a incentivar en el largo plazo las inversiones en un sector con altos costos hundidos, el número

Figura 10. Número de resoluciones e índice del fenómeno de El Niño

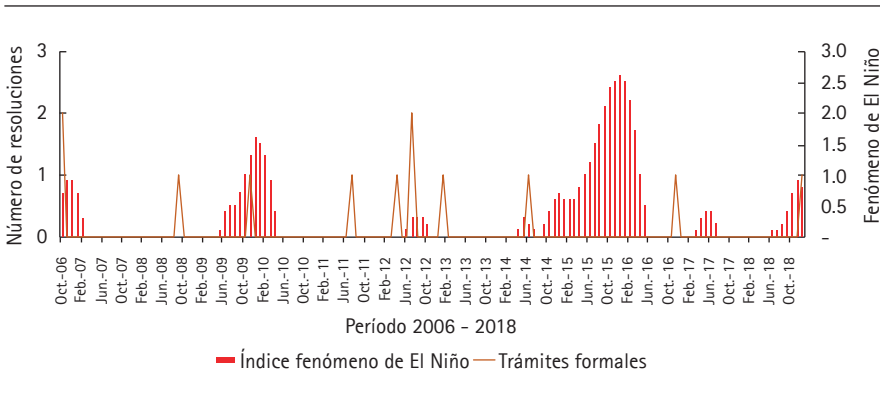


Fuente: elaboración propia con información de XM y NOAA.

de decisiones no disminuye en el tiempo, lo cual puede indicar que no finaliza su reglamentación o que se encuentra en constante modificación y, por tanto, causa incertidumbre.

La Figura 11 muestra la evolución del número resoluciones que han tenido por objeto llevar a cabo algún trámite formal con relación al Cargo por Confiabilidad. Por tanto, se entienden aquellas correcciones o modificaciones a la literalidad de las resoluciones en las que originalmente se implementó el esquema, como, por ejemplo, errores gramaticales en su contenido y, principalmente, la ampliación en los plazos para remitir observaciones y sugerencias a los proyectos de resolución publicados en el marco del desarrollo del esquema.

Figura 11. Trámite formal de resoluciones

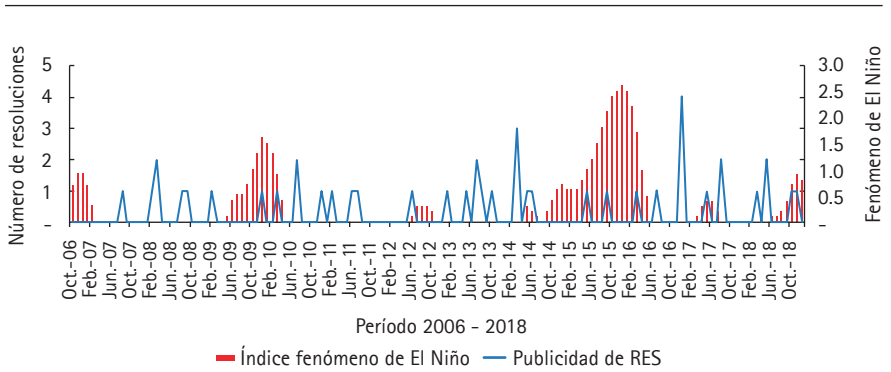


Fuente: elaboración propia con información de XM y NOAA.

En consideración a la naturaleza de los trámites, resulta razonable que estas decisiones se adopten de modo permanente a la largo del tiempo, desde que fue implantado el esquema hasta la actualidad. Además, se refieren a modificaciones menores sin mayor trascendencia en el funcionamiento del esquema.

La Figura 12 muestra la evolución del número resoluciones que han tenido por objeto publicar un proyecto de resolución de carácter general para comentarios del público. Lo anterior se realiza en virtud de lo dispuesto por una norma legal por la que se establece la obligación de publicar todos los proyectos de resoluciones de carácter general que se pretendan adoptar, excepto los relativos a fórmulas tarifarias.

Figura 12. Publicidad de proyecto de resoluciones

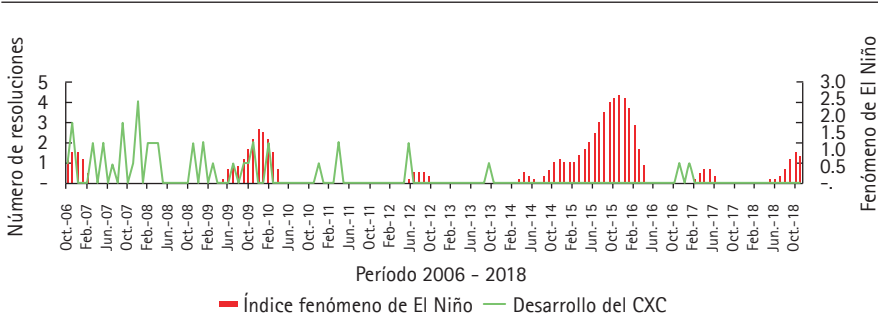


Fuente: elaboración propia con información de XM y NOAA.

La relevancia de este tipo de resoluciones, pese a que se trata de publicaciones sobre decisiones aún pendientes por adoptar, es que ciertamente tienen la virtualidad de alterar las expectativas de los agentes. Dado que responden a una obligación legal, el patrón de comportamiento se verá influenciado por aquellas resoluciones que verdaderamente modifiquen de fondo el esquema y que, previamente, han sido sujetas a publicación para comentarios.

Las Figuras 13 y 14, a diferencia de las anteriores, muestran comportamientos regulatorios más interesantes, en la medida en que dan cuenta de verdaderas alteraciones o desarrollos al esquema de incentivo escogido por el regulador desde un principio. La Figura 13, por ejemplo, muestra la evolución del número resoluciones que han tenido por objeto desarrollar el Cargo por Confianza.

Figura 13. Desarrollo del CxC

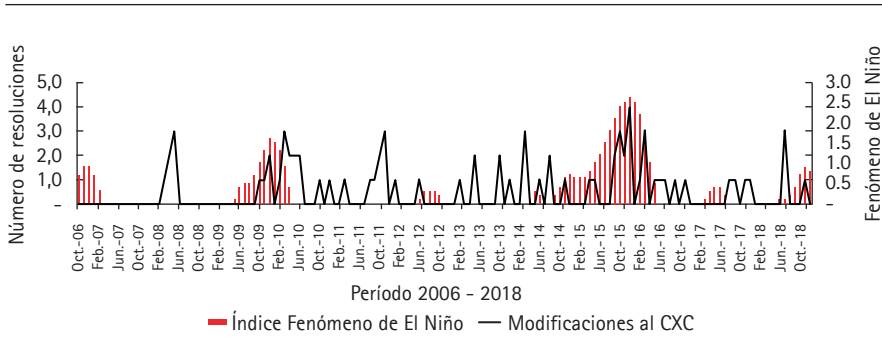


Fuente: elaboración propia con información de XM y NOAA.

Este desarrollo desde luego que hace parte del quehacer regulatorio y, por tanto, esto justifica un importante número de resoluciones expedidas para tal propósito. Explicaría, por ejemplo, el incremento de la actividad regulatoria observada durante los años inmediatamente siguientes a la adopción del cargo, que corresponden a los años 2007, 2008 y 2009.

La Figura 14, por su parte, muestra la evolución del número resoluciones que han tenido por objeto realizar alteraciones trascendentales al Cargo por Confiabilidad.

Figura 14. Modificaciones al CxC



Fuente: elaboración propia con información de XM y NOAA.

De nuevo la coincidencia de los periodos en los que se producen estas modificaciones con la ocurrencia del fenómeno climático de El Niño es notoria en

los picos de los años 2009–2010 y 2015–2016, aunque ciertamente también pueden haberse producido cambios en periodos previos o posteriores.

Las modificaciones previas o posteriores podrían deberse a decisiones que tienen por objeto retrotraer las condiciones al estado anterior en que se implementara la modificación inicial, y en tal sentido se logró evidenciar que muchas de las medidas adoptadas no tenían vocación de permanencia de largo plazo, sino solo mientras duraba la contingencia.

Además, se realizaron algunos ejercicios econométricos sencillos con la finalidad de verificar la existencia de un impacto y el nivel de certeza de esta relación entre la actividad regulatoria y el fenómeno de El Niño. El Cuadro 2 muestra los resultados obtenidos de la estimación del sistema de ecuaciones planteado en la metodología, en la que se contrastan estadísticamente algunos planteamientos encontrados en el análisis cualitativo.

Cuadro 2. Resultados regresiones

	RTotal		RDesarrollo		RPublicidad		RModificaciones	
	OLS	POISS	OLS	POISS	OLS	POISS	OLS	POISS
	(1)	(1)	(2)	(2)	(3)	(3)	(4)	(4)
Niño	0.106 (0.232)	0.095 (0.160)	-0.033 (0.114)	-0.227 (0.349)	-0.184* (0.103)	-0.756** (0.377)	0.296** (0.144)	0.567** (0.233)
Meses desde implementación	0 (0.002)	0 (0.001)	-0.005*** (0.001)	-0.023*** (0.004)	0.002** (0.001)	0.007** (0.003)	0.002 (0.001)	0.005* (0.002)
CP	0.153 (0.690)	0.130 (0.454)	-0.294 (0.338)	-32.963 (11816375)	0.473 (0.307)	0.976 (0.599)	0.050 (0.429)	0.089 (0.717)
Nobs	156	156	156	156	156	156	156	156
R-Sq	0.002	0.002	0.121	0.106	0.054	0.064	0.049	0.049
F	0.121	-	7.032	-	2.905	-	2.614	-
P-valor(F)	0.947	-	0.0001	-	0.036	-	0.053	-
LR	-	0.604	-	38.983	-	10.852	-	11.326
P-valor(LR)	-	0.895	-	0	-	0.012	-	0.010

Errores estándar en paréntesis. Significancia estadística a niveles convencionales: * $p < 0.1$, ** $p < 0.05$ y *** $p < 0.01$.

Como se observa, para el análisis del número total de resoluciones por mes emitida por el regulador en función de la variable exógena "meses desde implementación", la cual indica el número de meses desde la creación del CxC, Niño (fenómeno de El Niño) y CP (ciclos políticos), que se refiere a la celebración de elecciones presidenciales, encontramos que todas presentan valores de probabilidad asociados que superan el nivel de significación establecido del 5 % y el 10 %, por lo que no se rechaza la hipótesis nula para ninguna de ellas y concluimos que las variables no son significativas.

Sin embargo, no ocurre lo mismo cuando se realiza la regresión con la variable endógena "Desarrollo del CxC", particularmente al observar tanto el signo del coeficiente de "meses desde implementación" como su probabilidad asociada. En primer lugar, el signo negativo es el esperado, si se considera que al aumentar el número de días desde que se implementó el esquema regulatorio se espera que disminuya el número de resoluciones que tienen por objeto su desarrollo, en tanto que esto ha debido suceder en los meses o años inmediatamente siguientes a su creación. Las demás variables no son significativas para explicar el número de resoluciones que han tenido por objeto el desarrollo del Cargo por Confiabilidad.

En lo que se refiere al número de resoluciones que tienen por objeto publicar los proyectos de actos administrativos que posteriormente serían adoptados por el regulador, observamos que, con un nivel de significación del 10 %, tanto la variable Meses desde implementación como Niño son significativas. Sin embargo, llama la atención el signo negativo de la variable exógena Niño, pues esto indica un decrecimiento del número de resoluciones que tienen por objeto publicar los potenciales cambios regulatorios durante la ocurrencia del fenómeno de El Niño.

En efecto así podría suceder, si se tiene en cuenta que durante los periodos de escasez, que es cuando mayor número de modificaciones se le hacen al esquema —como se verá—, el regulador tiende a publicar menos sus decisiones so pretexto de circunstancias apremiantes que exigen corregir a la mayor brevedad las condiciones que ponen en riesgo el cumplimiento de las obligaciones de energía firme del Cargo por Confiabilidad, así como tampoco notificar a la entidad encargada de analizar el impacto sobre la competencia que podrían tener tales modificaciones. Las resoluciones CREG 010 de 2010 y 178 de 2015 ofrecen un ejemplo al respecto.

Por último, encontramos de manera importante para esta investigación el comportamiento del fenómeno de El Niño y el número de modificaciones al esquema del Cargo por Confiabilidad. La valoración de la probabilidad asociada al coeficiente con un nivel de significación menor al 5 % sirve para ilustrar de manera empírica la hipótesis planteada en el inicio de este *paper*, dado que durante los periodos de El Niño se incrementan las modificaciones al esquema.

La no significación de la variable Meses desde implementación también podría indicar que estas modificaciones se presentan en atención a la ocurrencia de los periodos de escasez y no al tiempo transcurrido desde la creación del mecanismo regulatorio, es decir, se trata de alteraciones trascendentales más que de desarrollos al esquema.

V. Conclusión

Hemos visto cómo la llegada del fenómeno de El Niño modifica el comportamiento del regulador en cuanto a la producción normativa con el fin de hacer frente a la coyuntura climática, lo cual altera el funcionamiento del Cargo por Confiabilidad. Este comportamiento plantea un problema que, de hecho, es ajeno al esquema mismo, referido a la desconfianza del regulador sobre el mecanismo de incentivo para dar solución al suministro eléctrico durante los periodos críticos.

En este sentido, el principal problema de este esquema es que no resulta convincente para el regulador que, de forma paralela al cargo, ha desarrollado mecanismos alternativos con el fin de hacer frente a las mismas contingencias que, se supone, serían solventadas con aquel.

Un ejemplo de esto se encontró con la implementación del Estatuto de Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, a través de la Resolución CREG 026 del 7 de marzo del 2014, en cuanto mecanismo adicional al cargo dirigido a "prevenir situaciones de alto impacto por fuera de lo previsto en el Cargo por Confiabilidad".

De igual forma había ocurrido antes con la expedición de las resoluciones CREG-137 de octubre de 2009 y 010 de febrero de 2010, en las que se adoptó un esquema de seguimiento al Mercado de Energía Mayorista y se estableció

un mínimo al agua embalsada según el riesgo de abastecimiento futuro de la energía, con el fin de tener una confiabilidad adicional a la ya garantizada con el cargo ante los potenciales efectos de periodos de escasez (El Niño).

La mayoría de estas modificaciones, como se pudo advertir en los resultados presentados en el acápite anterior, ocurrieron durante el fenómeno climático de El Niño, principalmente, con mayor notoriedad en los picos de los años 2009-2010 y 2015-2016. Algo que también se pudo constatar con la valoración de la probabilidad asociada al coeficiente de la variable Niño con un nivel de significación menor al 5 %, lo cual sirve para ilustrar de manera empírica que durante los periodos de ocurrencia de este fenómeno climático se incrementan las modificaciones al esquema.

En efecto, el peligro que representa un racionamiento por la ocurrencia de este fenómeno climático y la reacción del regulador a fin de solventar la crisis genera incertidumbre regulatoria y pone en tela de juicio su credibilidad para evitar futuras interferencias.

En el caso puntual del Cargo por Confiabilidad, las modificaciones introducidas por el regulador han significado utilidades o, cuando menos, menores pérdidas para los generadores —como en el caso de El Niño del periodo 2014-2016— que, al estar obligados de antemano a generar en determinadas condiciones en virtud de las obligaciones de energía en firme, se vieron beneficiados por la actitud de un regulador temeroso por el racionamiento y que decidió implementar medidas alternativas antes de hacerlas efectivas como originalmente estaban previstas. En esa oportunidad el mecanismo consistió en definir al alza un nuevo precio de escasez a partir del cual se harían efectivas las obligaciones de energía en firme.

En este orden de ideas, la inestabilidad regulatoria respecto al Cargo por Confiabilidad ha generado redistribuciones de rentas entre los agentes de las que han salido mejor librados los generadores tenedores de obligaciones de energía en firme como grupos de presión mejor organizados. Un resultado lógico si se considera la dificultad de los consumidores para reaccionar de manera coordinada ante estos cambios con la misma efectividad.

Asimismo, la estructura orgánica del regulador colombiano, o mejor, de las entidades reguladoras en el sector eléctrico, indican muchas veces una dupli-

cidad de funciones para hacer frente a los periodos críticos de desabastecimiento. Esto, por ejemplo, se observó claramente en la crisis de El Niño del periodo 2009-2010, gracias a la intervención del Gobierno nacional a través del Ministerio de Minas y Energía en el sector del gas y, en general, de forma permanente debido a su atribución de funciones como el órgano encargado de dictar la política sectorial.

En tal sentido, el espíritu de creación de entidades regulatorias especializadas reside, precisamente, en que estas ostenten el suficiente grado de independencia para adoptar decisiones sin ser sujetas a presiones externas por parte del Poder Ejecutivo. En el caso particular de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), su independencia puede verse limitada si se tiene en cuenta que entre sus miembros se encuentra el ministro de Minas y Energía (quien además la preside), el ministro de Hacienda y Crédito Público, el director del Departamento Nacional de Planeación y ocho comisionados expertos nombrados por el presidente de la República para periodos de cuatro años.

Además, la inestabilidad regulatoria se convierte en un obstáculo para llevar a cabo un análisis concluyente frente a los objetivos de intervención establecidos a través del Cargo por Confiabilidad como un esquema de incentivo y mecanismo de respaldo a la generación de energía eléctrica, sobre todo, ante la coyuntura actual de políticas públicas que buscan integrar las fuentes no convencionales de energía en los mercados eléctricos en el ámbito global, dados los efectos de la intermitencia de esas fuentes en la prestación del servicio.

En este sentido, y en la medida en que energías renovables tales como la solar, la eólica o la geotérmica difieren significativamente en cuanto a su disponibilidad, forma y seguridad en el abastecimiento, se hace necesario evaluar un mecanismo de respaldo que garantice la suficiencia en el suministro a los consumidores a lo largo del tiempo (Linares *et al.*, 2018).

Por tanto, la transición energética a partir de la generación con fuentes renovables no convencionales tendrá que complementarse con la generación adicional de ciertas características técnicas, a fin de garantizar la seguridad de suministro en todo momento y reducir la incertidumbre en su prestación, lo cual, desde luego, exigirá mayores inversiones en capacidad instalada, junto con el correcto funcionamiento de los incentivos preestablecidos. El pago por capacidad que se realice a las unidades generadoras en este escenario,

por ejemplo, podrá corresponder al pago por el aporte de dicha unidad a la seguridad del sistema.

En la medida en que la estabilidad del marco institucional hace que el comportamiento de los individuos y las organizaciones sea más seguro y predecible, de modo que facilite comprometerse en actividades cooperativas, resulta imperioso dar señales de largo plazo que muestren a las entidades regulatorias como instituciones estables, capaces de crear reglas sólidas y respetarlas frente a la tentación del oportunismo regulatorio.

Agradecimientos

La realización del presente trabajo no tuvo ninguna fuente de financiación. Se agradece a los colegas por los comentarios a una versión preliminar del trabajo, al igual que a los revisores anónimos que brindaron sugerencias para mejorarlo.

Referencias

1. Batlle, C., & Pérez-Arriaga, I. (2008). *Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets*. Utilities Policy.
2. Botero, J., García, J., & Velásquez, H. (2016). Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio *spot* de la energía eléctrica en Colombia. *Cuadernos de Economía*, 35(68), 491-519.
3. Cramton, P., & Stoft, S. (2005). A capacity market that makes sense. *Electricity Journal*, 18, 43-54.
4. CREG (27 de octubre de 2015). Documento CREG 120 del 27 de octubre. *Medidas para afrontar los eventos que podrían poner en riesgo la confiabilidad del sistema eléctrico*. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/76a145fdb83f6f7e05257eec0077bdc2?OpenDocument>
5. CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas). (2019). http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/que_es/que_es.htm

6. Crowe, C., & Meade, E. (2007). The evolution of Central Bank governance around the world. *Journal of Economics Perspectives*, 21(4), 69-90.
7. Decker, C. (2015). *Modern economic regulation. An introduction to theory and practice*. Cambridge University Press.
8. DNP (Departamento Nacional de Planeación). (2017). *Energy demand situation in Colombia*. <https://www.dnp.gov.co/Crecimiento-Verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV%20-%20Energy%20Demand%20Situation%20VF.pdf>
9. Edwards, G., & Waverman, L. (2006). The effects of public ownership and regulatory independence on regulatory outcomes. *Journal of Regulatory Economics*, 29, 23-67.
10. Ernst & Young y Enersinc. (2016). *Análisis comparativo de los aspectos teóricos y prácticos de los mercados mayoristas de electricidad en los países definidos por el DNP, con el fin de generar propuestas de política pública tendientes a la mejora del MEM de Colombia*. Informe consolidado.
11. Fabra, N., & Creti, A. (2007). Supply security and short-run capacity markets for electricity. *Energy Economics*, 29(2), 259-276.
12. Flórez, M. E., Gómez-Duque, B., & García-Rendón, J. (2016). *Análisis comparativo de diferentes esquemas de suficiencia en generación eléctrica: algunas reflexiones para el mercado eléctrico en Colombia* (Documentos de Trabajo CIEF 014997). Universidad EAFIT.
13. Frontier Economics. (18 de mayo de 2019). *Revisión institucional del mercado de energía mayorista de Colombia. Un informe para el Banco Interamericano de Desarrollo*. https://www.frontier-economics.com/media/1120/20180118_revison-institucional-del-mercado-de-energia-mayorista-de-colombia_frontier.pdf
14. Gómez-Ibáñez, J. A. (2003). *Regulating infrastructure. Monopoly, contracts, and discretion*. Harvard University Press.
15. Hogan, M. (2017). Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low carbon power system. *The Electricity Journal*, 30, 55-61.

16. Joskow, P. (2006). *Competitive electricity markets and investment in new generating capacity* (Working Paper 06-14). AEI-Brookings Joint Center.
17. Linares, P., Rodillas, P., Gómez, T., Rivier, M., Frías, P., Chaves, J. P., Sánchez, Á., Gerres, T., Cossent, R., Olmos, L., Ramos, A. Rouco, L., & Martín, F. (2018). *El sector eléctrico español del futuro: retos y políticas*. Universidad Pontificia Comillas, Instituto de Investigación Tecnológica.
18. McRae, S., & Wolak, F. (2016). *Diagnosing the causes of the recent El Niño event and recommendations for reform*. Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University.
19. NOAA. (2019). *Multivariate ENSO Index Version 2 (MEI.v2)*. <https://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/>
20. Parra, A. (2015). Un análisis del mecanismo de subastas de cargo por confiabilidad en el mercado eléctrico colombiano. *Econógrafos-Escuela de Economía*, 87.
21. Restrepo-Estrada, M., Arango-Aramburo, S., & Vélez-Álvarez, L. (2012). La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. *Cuadernos de Economía*, 31(56), 199-222.
22. Riveros, C., Romero, G., Álvarez, A., Díaz, C., Calderón, S., & Melo, S. (29 de noviembre de 2017). *Efectos económicos de futuras sequías en Colombia: estimación a partir del fenómeno El Niño 2015*. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Estudios%20Economicos/466.pdf>
23. Spulber, D. (1989). *Regulation and markets*. MIT.
24. Villareal, J., & Córdoba, M. (2008). Incentivos y estructura del nuevo cargo por confiabilidad en el sector eléctrico en Colombia. *Revista Ingeniería e Investigación*, 28(3), 105-115.
25. Wolak, F. (2005). *Report on "Proposal for determining and assigning the reliability charge for the wholesale energy market" and "Electronic System of Standardized Long-Term Contracts (SEC)"*. Stanford University.
26. XM. (2019). <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/cargo-por-confiabilidad.aspxAnexos>