

No. **77**

Octubre de 2020

ISSN 2215 - 7816 (En línea)

Documentos de Trabajo

Escuela de Gobierno Alberto Lleras Camargo

Impacto en el precio de la energía eléctrica en Colombia debido a la incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable

Carlos David Hidalgo Bastidas

Serie Documentos de Trabajo 2020

Edición No. 77

ISSN 2215-7816 (En línea)

Edición digital

Octubre de 2020

© 2020 Universidad de los Andes, Escuela de Gobierno Alberto Lleras Camargo

Carrera 1 No. 19 -27, Bloque AU

Bogotá, D.C., Colombia

Teléfono: 3394949, ext. 2073

escueladegobierno@uniandes.edu.co

<http://egob.uniandes.edu.co>

Directora Escuela de Gobierno Alberto Lleras Camargo

María Margarita, Paca, Zuleta

Autor

Carlos David Hidalgo Bastidas

Jefe de Mercadeo y Comunicaciones, Escuela de Gobierno Alberto Lleras Camargo

Camilo Andrés Torres Gutiérrez

Gestora Editorial, Escuela de Gobierno Alberto Lleras Camargo

Angélica María Cantor Ortiz

Gestor de Comunicaciones, Escuela de Gobierno Alberto Lleras Camargo

Camilo Andrés Ayala Monje

El contenido de la presente publicación se encuentra protegido por las normas internacionales y nacionales vigentes sobre propiedad intelectual, por tanto su utilización, reproducción, comunicación pública, transformación, distribución, alquiler, préstamo público e importación, total o parcial, en todo o en parte, en formato impreso, digital o en cualquier formato conocido o por conocer, se encuentran prohibidos, y solo serán lícitos en la medida en que cuente con la autorización previa y expresa por escrito del autor o titular. Las limitaciones y excepciones al Derecho de Autor solo serán aplicables en la medida en se den dentro de los denominados Usos Honrados (Fair Use); estén previa y expresamente establecidas; no causen un grave e injustificado perjuicio a los intereses legítimos del autor o titular; y no atenten contra la normal explotación de la obra.

Impacto en el precio de la energía eléctrica en Colombia debido a la incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable^{1*}

Por: *Carlos David Hidalgo Bastidas*[§]

Resumen

Este estudio evalúa el impacto en los precios de bolsa del mercado de energía eléctrica en Colombia producido por la incorporación de los proyectos de generación de energía renovable adjudicados en la subasta de largo plazo, efectuada por el Gobierno nacional en octubre de 2019. La evaluación se realiza de manera retrospectiva para el periodo 2007-2019, utilizando la metodología de reconstrucción de curva de oferta. Adicionalmente, se propone una metodología que permite hacer una evaluación prospectiva para el periodo 2020-2030, la cual combina un análisis inferencial para proyectar el precio de bolsa y el uso de redes neuronales para predecir el impacto futuro. Los resultados evidencian una disminución en el precio de bolsa de aproximadamente 5 % para el periodo 2007-2019 y 3,1 % para el periodo 2020-2030. Escenarios de mayor penetración de renovables muestran que una mayor incorporación de estos recursos produce un mayor impacto en el precio de bolsa.

Palabras clave: fuentes de energía alternativa, energía eléctrica, reconstrucción de curva de oferta, subasta de contratación a largo plazo, obligatoriedad de compra de energía renovable.

Abstract

This work explores the impact produced by the Non-conventional energy sources projects awarded in the long-term auction carried out by the National Government on the spot electricity prices in Colombia. To reach that goal, we use two different methodologies. The first methodology, the Spot Market Supply Curve Reconstruction, is used to perform a retrospective analysis for the 2007-2019 period. The methodology allows us to reconstruct the hourly spot prices based on the Merit Order Dispatch. We use the second methodology to perform a prospective analysis for the 2020-2030 period. For that, we propose a novel model that combines an inferential analysis to forecast the spot electricity price, and a neural network to predict the impact of the renewable resources. The results indicate a decrease of approximately 5% in spot electricity prices for the 2007-2019 period, and a decrease of 3.1% for the 2020-2030 prospective period of study. Additional scenarios with higher penetration of renewable resources produce a greater impact on the spot electricity prices.

Keywords: Alternative Energy Sources, Electric Energy, Spot Market Supply Curve Reconstruction, Long-term auction, Renewable Portfolio Standards.

¹ Este Documento de Trabajo fue uno de los trabajos de grado mejor calificados de la Maestría en Políticas Públicas en el primer semestre de 2020. Asesorado por Pablo Sanabria, profesor de la Escuela de Gobierno, y Raúl Castro, profesor de la Facultad de Economía, ambos de la Universidad de los Andes.

* Mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que colaboraron con la realización de este trabajo de investigación. Agradezco a mis asesores Pablo Sanabria y Raúl Castro por su valiosa orientación, a mis colegas Alejandro Piñeros y Javier González por sus grandes aportes en la estructuración metodológica de este trabajo, y a mi pareja Luz Dary Solarte por su constante apoyo. Quiero dedicar los resultados de este logro a toda mi familia, especialmente a mi hermano Kevin Zambrano y a mi madre Patricia Hidalgo, quien siempre me ha enseñado el valor que tienen la dedicación y la disciplina.

[§] Ingeniero electrónico de la Universidad Nacional de Colombia, magíster en Ingeniería Electrónica, Economía y Políticas Públicas de la Universidad de los Andes. Correo electrónico de contacto: cd.hidalgo56@uniandes.edu.co

Tabla de contenido

1.	Introducción	3
2.	Marco teórico	4
2.1.	<i>Contexto técnico y ambiental en Colombia</i>	4
2.2.	<i>Iniciativas de política pública para impulsar las FNCER</i>	6
2.3.	<i>Revisión de literatura</i>	8
3.	Metodología y descripción de datos	10
3.1.	<i>Reconstrucción de la Curva de Oferta del Mercado Spot</i>	11
3.1.1.	<i>Despacho por orden de mérito</i>	12
3.2.	<i>Sustento metodológico para el análisis retrospectivo</i>	13
3.2.1.	<i>Despacho por orden de mérito</i>	13
3.2.2.	<i>Incorporación de FNCER</i>	15
3.3.	<i>Enfoque metodológico del análisis prospectivo</i>	18
3.3.1.	<i>Proyección del precio de bolsa</i>	18
3.3.2.	<i>Impacto FNCER en el precio de bolsa futuro</i>	19
3.4.	<i>Descripción de los datos y procesamiento de la información</i>	21
3.4.1.	<i>Información disponible</i>	22
3.4.2.	<i>Datos de generación para fuentes no convencionales de energía renovable</i>	23
3.4.3.	<i>Reconstrucción de la curva de oferta y del precio de bolsa</i>	24
3.4.4.	<i>Análisis inferencial</i>	26
3.4.5.	<i>Proyección del precio de bolsa</i>	26
3.4.6.	<i>Redes neuronales</i>	28
4.	Resultados	28
4.1.	<i>Reconstrucción del precio de bolsa</i>	28
4.2.	<i>Incorporación de FNCER. Análisis retrospectivo</i>	30
4.3.	<i>Análisis inferencial</i>	33
4.4.	<i>Proyección del precio de bolsa</i>	34
4.5.	<i>Incorporación de FNCER. Análisis prospectivo</i>	35
5.	Análisis de resultados y discusión	37
5.1.	<i>Análisis de resultados</i>	37
5.2.	<i>Discusión</i>	40
6.	Conclusiones y recomendación de política pública	42
7.	Bibliografía	45
8.	Anexo 1. Lista de siglas y acrónimos	46

1. Introducción

Los compromisos ambientales adquiridos por Colombia en la Convención de París (COP21) han llevado al Gobierno nacional a impulsar medidas que permitan reducir la intensidad de emisiones de carbono de la economía, mejorando la eficiencia energética en la producción y reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En particular, en el sector eléctrico el gobierno ha promovido dos medidas fundamentales para avanzar en esta vía, impulsando la incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)². La primera de ellas, la subasta de contratación de largo plazo, con resolución No 4-0590 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía (MME); y la segunda, la obligatoriedad de compra de energía renovable por parte de comercializadores, definida en el artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo (PND) y reglamentada por la resolución 4-0715 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía.

Estas dos iniciativas se han convertido en un hito de política pública en el sector energético colombiano, ya que han cambiado el *statu quo*, en el que la incorporación de nueva capacidad de generación al sistema se hacía exclusivamente con proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, y han promovido como alternativa la incorporación de nuevos proyectos de generación que utilizan fuentes alternativas de energía. Las medidas han permitido la asignación de recursos energéticos cercanos a 6 % de la producción total de energía eléctrica a 2022, fecha en que se prevé entrarán en operación los proyectos. Por un lado, la subasta de largo plazo ha conseguido apalancar la deuda de los desarrolladores de proyectos renovables, garantizando la venta de su energía en un periodo de 15 años. Por el otro, la obligatoriedad de compra de energía renovable ha estimulado a la demanda para adquirir energía de este tipo, garantizando la asignación exitosa de los recursos en la subasta.

Este estudio busca realizar una estimación del impacto que producirán los proyectos FNCER adjudicados en la subasta de contratación de largo plazo en el precio de bolsa de energía eléctrica. El marco justificativo de esta subasta, resolución MME 4-0590 de 2019, plantea dentro de sus objetivos la promoción de la competencia y el aumento de la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de

² En Colombia, las fuentes no convencionales de energía renovable son definidas como aquellos recursos de generación ambientalmente sostenibles que son aprovechados de forma marginal en el país, tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y la mareomotriz (Ley 1715, 2014).

generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes. De esta manera, al evaluar el impacto en el precio del mercado *spot* de energía eléctrica generado al incorporar los recursos FNCER, se estará evaluando en qué medida se está cumpliendo uno de los objetivos de las herramientas de política pública propuestas por el Gobierno.

El documento cuenta con seis secciones adicionales a esta introducción. En la primera, se presenta el marco teórico en el que sustenta la investigación. En la segunda, se presentan las metodologías propuestas para evaluar el impacto en el precio de bolsa de la energía eléctrica producido por la incorporación de FNCER y se describen los datos que utilizaron para cumplir dicho propósito. En la tercera sección se presentan los resultados obtenidos. La cuarta sección contiene el análisis de los resultados y una discusión en torno a los mismos. Finalmente, la quinta sección muestra las conclusiones del ejercicio realizado y las recomendaciones finales de política pública.

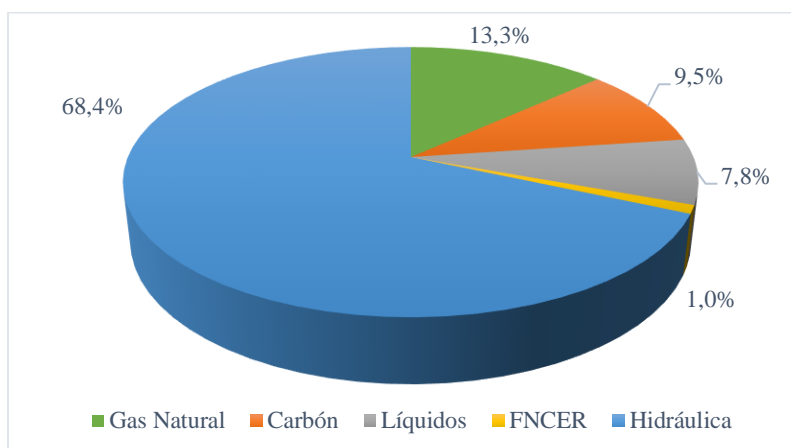
2. Marco teórico

Esta sección se divide en tres partes: en la primera de ellas se busca contextualizar al lector con las condiciones ambientales y técnicas que han llevado al gobierno nacional a impulsar medidas para incorporar FNCER en la canasta de generación de energía eléctrica. En la segunda, se realiza un resumen de dichas medidas y de otras iniciativas de política pública que las precedieron. Finalmente, en la tercera subsección se hace una revisión de la literatura.

2.1. Contexto técnico y ambiental en Colombia

La mayor parte de la matriz de generación eléctrica en Colombia está constituida por recursos hídricos, como se muestra en la Figura 1. La segunda fuente de generación la constituyen las centrales termoeléctricas, principalmente aquellas que operan con gas, seguido de las centrales a carbón y, posteriormente, las que operan con combustibles líquidos. En contraste, las FNCER tienen una contribución inferior a 1 % del total, lo que demuestra la tardía reacción del país ante el fenómeno del cambio climático y los requerimientos técnicos y de seguridad de la red.

Figura 1. Composición de la matriz de generación de energía eléctrica en Colombia



Fuente: elaboración propia a partir de UPME (2017)

Dada la baja participación de las FNCER, el Gobierno nacional ha buscado impulsar la incorporación de estos recursos en la matriz de generación eléctrica debido a tres razones principales, las cuales se derivan de la fuerte dependencia de nuestro sistema eléctrico al recurso hídrico:

1. La alta volatilidad del precio de bolsa. El costo de generar electricidad utilizando recursos térmicos es sustancialmente mayor al costo de generarla con recursos hídricos. En tiempos de sequía, el precio de bolsa sobrepasa los 400 \$/kWh, mientras que en condiciones normales o de abundancia hídrica es siempre inferior a los 150 \$/kWh. De este modo, el precio de corto plazo de la energía varía conforme varía la disponibilidad de agua.
2. La confiabilidad del sistema. Si las condiciones climáticas son demasiado desfavorables, el recurso hídrico puede ser tan escaso que la capacidad térmica instalada no es suficiente para atender la totalidad de la demanda nacional. En este caso, se puede presentar intermitencia en la prestación del servicio, o peor aún, conducir a la ejecución de programas de racionamiento, como el ejecutado por el gobierno nacional en 2016, denominado Apagar Paga³.
3. Las altas emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). La única fuente de generación de respaldo en tiempos de sequía con que cuenta el sistema eléctrico es el recurso térmico. La participación de la generación en condiciones climáticas normales es de 80

³ Disponible en: <http://portal.gestiondelriesgo.gov.co/Paginas/Noticias/2016/Apagar-Paga.aspx>

%, hidráulica 20 % térmica mientras que en tiempos de escasez hídrica puede llegar a ser de 60 % hidráulica-40 % térmica. De este modo, las emisiones de GEI se duplican al comparar un año típico con un año seco⁴. Esto va en contravía de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) adoptados por el Gobierno colombiano y de los compromisos ambientales adquiridos en los acuerdos de París (COP 21), en los cuales, Colombia planteó una reducción de 20 % de sus GEI a 2030.

En el ámbito ambiental, es importante recalcar que el sector energía es el segundo sector que más contribuye en la emisión de GEI, con una participación de 28 %. De este porcentaje, 24 % corresponde a emisiones del subsector de industrias de la energía. A su vez, el módulo de generación de electricidad contribuye con 49 % de las emisiones de dicho subsector (Ideam, 2018). De este modo, la contribución neta de la actividad de generación eléctrica es de aproximadamente 3,3 % en relación al total de emisiones producidas en Colombia.

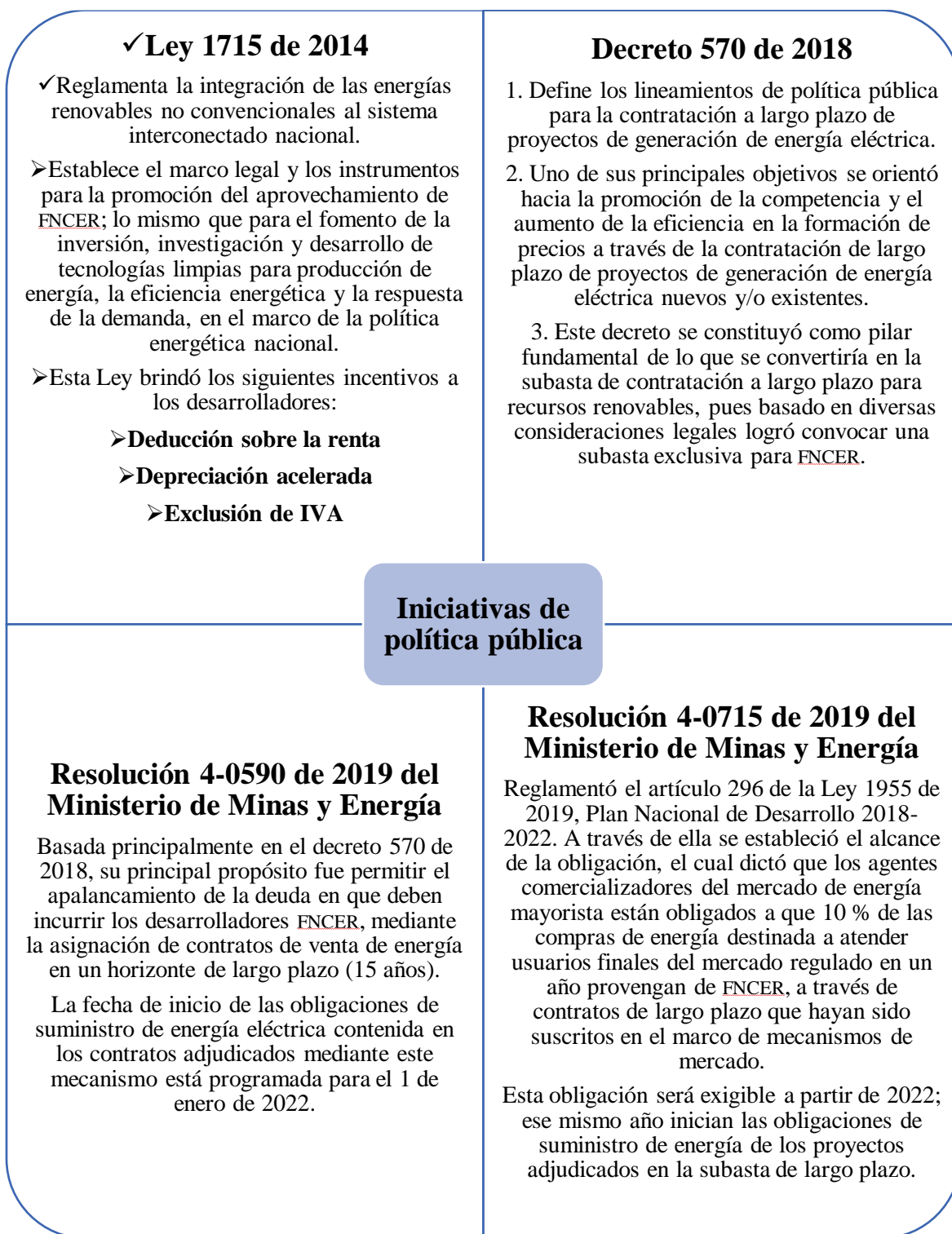
2.2. Iniciativas de política pública para impulsar las FNCER

En la subsección anterior se hizo una recopilación de las principales razones que motivaron al Gobierno nacional a impulsar medidas para la incorporación FNCER en la matriz de generación eléctrica colombiana. En la presente subsección, se realiza una revisión de las políticas públicas más relevantes que han producido la incorporación efectiva de dichos recursos de generación y se plantea la motivación del presente estudio en torno a los objetivos planteados en estas iniciativas.

El Gobierno nacional ha impulsado varias herramientas de política pública para promover la incorporación de FNCER en la matriz de generación colombiana, entre ellas la Ley 1715 de 2014, el decreto 570 de 2018 y las resoluciones MME 4-0590 y 4-0715 de 2019, siendo estas dos últimas las que permitieron asignar alrededor de 1.360 MW en proyectos eólicos y solares para comenzar su operación comercial en 2022. Los aspectos más relevantes de cada una de las iniciativas se muestran en la figura 2.

⁴ Las emisiones pueden llegar a ser mayores al doble porque, parte de 20 % de la generación térmica adicional en los años secos se produce a partir de otros combustibles diferentes al gas natural, tales como el diésel y el querosene, los cuales tienen un factor de emisión más alto.

Figura 2. Herramientas de política pública para promover la incorporación de FNCER



Fuente: elaboración propia a partir de Ley 1715 (2014), decreto 570 (2018), resolución 4-0590 (2019), resolución 4-0715 (2019).

Esta investigación busca evaluar el cumplimiento de uno de los objetivos contenidos en el marco justificativo de la mencionada normativa, más precisamente, aquel que plantea que la incorporación de FNCER contribuirá al aumento de la eficiencia en la formación de los precios de la energía eléctrica. De este modo, al estimar la reducción en el precio de bolsa producido al incorporar los recursos FNCER de la subasta de contratación de largo plazo se obtendrá una aproximación de la medida en que se está incrementando la eficiencia en la formación de los precios.

2.3. Revisión de literatura

En esta sección se realiza una recopilación de diversos estudios que buscan estimar el impacto producido por la incorporación de recursos renovables no convencionales en la canasta de generación eléctrica de varios países.

Roldán *et al.* (2014) midieron el impacto de la generación renovable en el mercado eléctrico español/Ibérico. Para ello utilizó una metodología denominada Reconstrucción de la Curva de Oferta (RCO), la cual consiste en utilizar el Despacho por Orden de Mérito (DOR) del mercado eléctrico para reconstruir la curva de oferta horaria del mercado y estimar el precio de bolsa para cada hora del día. El DOR facilita la generación de electricidad con los recursos más económicos disponibles, pues ordena las ofertas de cada agente generador del sistema de acuerdo a su precio de oferta, de menor a mayor, y despacha a las plantas más económicas hasta alcanzar la demanda objetivo de la respectiva hora. Roldán *et al.* (2014) estimaron el impacto de la incorporación de recursos renovables partiendo del supuesto de que los costos marginales de generación a partir de este tipo de recursos son mínimos, razón por la cual siempre van a entrar en el despacho, dejando por fuera a recursos de generación más caros y reduciendo, así, el precio de bolsa horario. Los resultados obtenidos en este estudio muestran una disminución de 8 % en el costo de la energía negociada en el mercado eléctrico mayorista español.

En Colombia, un estudio similar fue realizado por Piñeros *et al.* (2016), quienes evalúan la incorporación de una granja eólica de 372 MW en la región de la Guajira. En este estudio se utilizan dos metodologías diferentes para medir el impacto en la formación de precios. La primera es la metodología de reconstrucción de la curva de oferta y la segunda es la simulación de largo plazo utilizando el *software* SDDP. Con la primera metodología se

realiza un análisis retrospectivo en la generación histórica a partir de 2006 y se mide el impacto de la incorporación de la granja eólica en tres variables diferentes: el precio de bolsa, los niveles agregados de reservas y las emisiones de CO₂. Los resultados del estudio muestran que la incorporación de la granja eólica al sistema de generación colombiano genera una disminución en los precios de bolsa horarios y en las emisiones de dióxido de carbono, mientras que los niveles agregados en los embalses se incrementan, permitiendo que una mayor cantidad de agua permanezca almacenada y pueda ser utilizada en periodos críticos.

Por otra parte, Greenstone, M., y Nath, I., (2019) evalúan el impacto en el precio de bolsa de la energía eléctrica que ha causado en Estados Unidos el programa de obligatoriedad de compra denominado Renewable Portfolio Standards (RPS). Estos RPS se han ejecutado en 29 de los 52 Estados de este país, lo que permitió realizar un estudio comparativo del precio minorista de energía eléctrica entre los estados que adoptaron la política y aquellos que no lo hicieron. Además, se pudo establecer cómo la fecha de adopción de política afectó el requerimiento de energía renovable, pues entre más tardía es la adopción del RPS por parte de un Estado, mayor es el porcentaje de participación de renovables requerido.

Los resultados de Greenstone, M., y Nath, I., (2019) muestran que siete años después de la aprobación, los programas de RPS requieren un aumento de 1,8 puntos porcentuales en la participación de generación renovable y doce años después el requerimiento es de 4,2 puntos porcentuales. Además, los precios minoristas promedio de la energía eléctrica son 1,3 centavos por kWh más altos después de siete años de promulgados los RPS, lo que equivale a un incremento de 11 %; y 20 centavos más altos después de doce años, equivalente a un incremento de 17 %. El estudio concluye que los precios de la energía eléctrica aumentan cuando se adoptan los programas RPS debido a tres razones fundamentales: i) el recurso de generación se encuentra distante a los centros de consumo, por lo que es necesario realizar inversiones en infraestructura de transmisión; ii) las fuentes renovables introducen intermitencia en la red; y iii) los recursos de generación no renovables se ven inducidos a un retiro prematuro para poder cumplir el mandato RPS.

Estudios adicionales consultados involucran los mercados eléctricos de Italia, Reino Unido y Holanda. El primer estudio, realizado por Calabria *et al.* (2015), concluye que el impacto que se ha generado en Italia debido a la inclusión de FNCE es de aproximadamente

2 euros/MWh por punto porcentual de energía renovable. Es decir que ante un incremento de 1 % en la penetración de renovables en la canasta de generación, se produce una disminución de 2 euros/MWh en el precio de la energía. El segundo estudio concluye que el impacto de la incorporación de estas tecnologías en el mercado mayorista se ve disminuido por su alta intermitencia, lo cual acarrea costos adicionales para contratar servicios auxiliares que permitan darle confiabilidad a la red (Lupo, S., y Kiprakis, A., 2016). El último estudio muestra que el efecto de la incorporación de renovables es más notorio en las horas pico de generación y presumiblemente con una mayor penetración de FNCER (Mulder. M., y Scholtens, B., 2016).

3. Metodología y descripción de datos

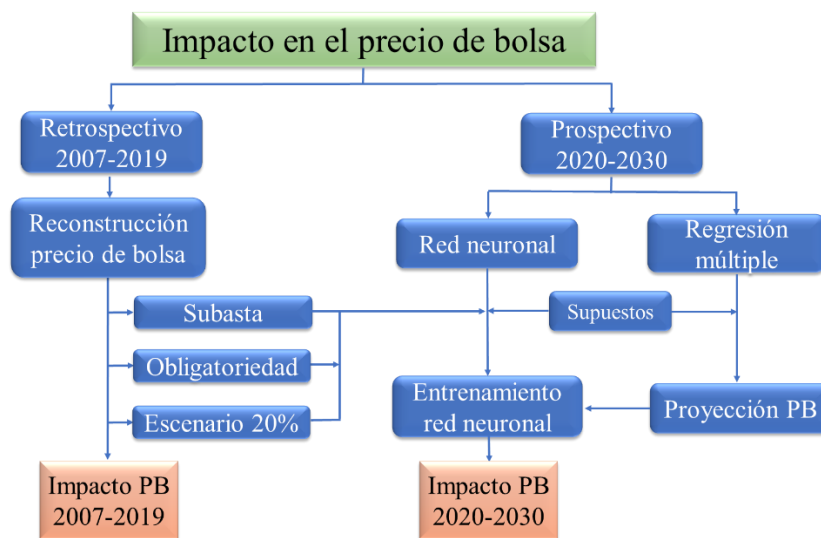
Para medir el impacto en la formación de precios del mercado spot se utilizaron dos metodologías que permitieron realizar estimaciones en dos horizontes temporales distintos. En la Figura 3 se muestra el esquema general de dichas metodologías.

Primero, se realizó un análisis retrospectivo para el periodo comprendido entre 2007 y 2019. Para ello se utilizó la metodología de Reconstrucción de la Curva de Oferta empleada por Roldán *et al.* (2014) y por Piñeros *et al.* (2017), la cual permite reconstruir los precios horarios de bolsa, basándose en el despacho por orden de mérito bajo, el cual opera el mercado eléctrico colombiano y parte del principio de costo marginal mínimo de producción de energía eléctrica a partir de recursos renovables. Este análisis incorpora datos con un estimativo de la energía que inyectarán al sistema los proyectos FNCER adjudicados en la subasta de contratación a largo plazo realizada en 2019. Adicionalmente, se realiza el mismo ejercicio de estimación para dos escenarios más: uno en el que la penetración de FNCER es similar a la requerida por el mandato de obligatoriedad de compra (10 % de la demanda nacional), y otro más ambicioso en el que la penetración de renovables alcanza 20 % de la energía que se demandará en 2022 en Colombia.

El segundo horizonte temporal realiza una estimación prospectiva para el periodo 2020-2030, utilizando una metodología propuesta por el autor, la cual está compuesta de dos partes principales:

- 1) Un análisis inferencial que permite determinar las variables más representativas en la formación del precio de bolsa. Con este resultado y un conjunto de supuestos sobre estas mismas variables se realiza una proyección del precio de bolsa hasta el 2030. La variación de los supuestos permite construir varios escenarios que cambian de acuerdo a las condiciones hidrológicas del país.
- 2) La programación de una Red Neuronal (RN) permite estimar el impacto en el precio de bolsa futuro, basado en el impacto estimado en el análisis retrospectivo. Inicialmente, la RN es entrenada con datos del comportamiento que tiene el precio de bolsa cuando se incorporan diferentes porcentajes de FNCER en el periodo 2007-2017 y se evalúa su entrenamiento con los datos 2017-2019. Luego, se programa la RN para que estime el impacto que se generará sobre el precio de bolsa proyectado.

Figura 3. Metodología utilizada para evaluar el impacto en el precio de bolsa producto de la incorporación de FNCER



Fuente: elaboración propia

3.1. Reconstrucción de la curva de oferta del mercado Spot

En Colombia, la regulación dicta que las plantas con capacidad instalada mayor a 20 MW deben acogerse al despacho centralizado. Esto significa que un operador central, en este caso XM⁵, se encarga de despachar las plantas de generación para atender la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los agentes generadores presentan una oferta de generación

⁵ XM es el operador del Sistema Interconectado Nacional encargado, entre otras actividades, de programar el despacho diario de las plantas del sistema.

para el día siguiente compuesta por dos partes. La primera parte consiste en un precio único para las 24 horas del día, mientras que la segunda está conformada por 24 cantidades, una para cada hora del día. El despacho es asignado por orden de mérito en el precio; es decir, las plantas más baratas se despachan primero. Las plantas se van asignando hasta alcanzar la cantidad pronosticada de demanda horaria.

3.1.1. *Despacho por orden de mérito*

El operador de red se encarga de recibir las ofertas de los agentes generadores y ordenarlas de menor a mayor precio. Las cantidades se van sumando hasta alcanzar la demanda objetivo para cada hora. El precio al cual es despachada la planta marginal –la última planta que entra en el despacho–, es el precio al cual se remunera a todos los agentes despachados durante esa hora, y se constituye como el precio spot para dicha hora.

El precio al cual ofertan los agentes es, idealmente, el costo marginal de producir la energía que van a entregar al sistema (más ciertas contribuciones mínimas establecidas por regulación); sin embargo, los agentes ofertan de acuerdo a la valoración de su recurso de generación (excepto los agentes térmicos)⁶. Por otro lado, las cantidades se constituyen como la energía que con toda seguridad las plantas pueden entregar durante cada hora. Por el lado de la demanda, los usuarios son tomadores de precio, y no pueden influir en la formación del mismo.

El ejercicio que se realiza en este trabajo investigativo es similar al realizado por el operador de red. Se reconstruye la curva de oferta, se calcula el punto de corte con la demanda objetivo y se estima el precio del mercado *spot*. El ejercicio se repite para cada hora del día, cada día del año y cada año del periodo en estudio. Esto significa que el procedimiento se realiza 114.000 veces aproximadamente, razón por la cual fue necesario construir una herramienta de software que permitiera ejecutar dicho proceso.

⁶ Los agentes térmicos deben declarar el costo del combustible con el cual generan electricidad. Su precio de oferta está atado a dicho costo.

3.2. Sustento metodológico para el análisis retrospectivo

3.2.1. Despacho por orden de mérito

Se supone la existencia de n agentes generadores, denominados G_i , donde $i = \{1, 2, 3, \dots, n\}$. Cada agente oferta una pareja ordenada conformada por un precio y una cantidad, de la forma $(P_{i,j}, Q_{i,j})$, donde $j = \{0, 1, 2, \dots, 23\}$.

Se tiene que el precio que oferta cada agente es único para las 24 horas del día, por tanto,

$$P_{i,1} = P_{i,2} = \dots = P_{i,j} = P_i \quad (1)$$

Por otro lado, el sistema demanda una cantidad de energía diferente para cada hora, esto es D_j , con $j = \{0, 1, 2, \dots, 23\}$.

El operador del sistema se encarga de ordenar las n ofertas de los agentes de menor a mayor precio. En este mismo orden, las cantidades ofertadas por cada agente se van sumando hasta alcanzar la demanda objetivo para cada hora, de modo tal que:

$$Q_{1,j} + Q_{2,j} + \dots + Q_{m,j} \geq D_j \quad (2)$$

En este caso, la planta m es la planta marginal; es decir, la última planta en entrar en el despacho durante la hora j . En caso de que la energía suministrada por todas las plantas $\{Q_{1,j} \dots Q_{m,j}\}$ que entran en el despacho sea mayor a la demanda D_j , la cantidad de energía que se asigna a la planta m será la estrictamente necesaria para que:

$$Q_{1,j} + Q_{2,j} + \dots + Q_{m,j} = D_j \quad (3)$$

es decir que

$$\widehat{Q}_{m,j} = D_j - Q_{1,j} - Q_{2,j} - \dots - Q_{m-1,j} \quad (4)$$

El precio de bolsa para la hora j corresponde al precio ofertado por el agente marginal m .

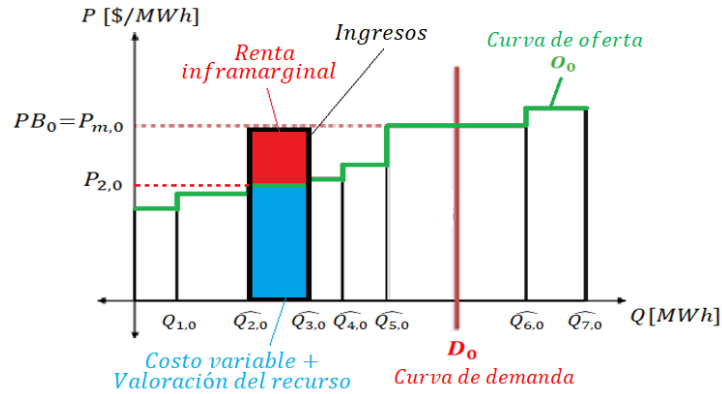
$$PB_j = P_m \quad (5)$$

Es importante tener en cuenta que el agente marginal m puede ser diferente para cada hora del día. Esto se debe a que la demanda objetivo D_j puede ser diferente para cada hora j . Por lo tanto,

$$PB_j = P_{m,j} \quad (6)$$

En la Figura 4 se representa gráficamente el ejercicio de reconstrucción del precio de bolsa para la hora $j = 0$.

Figura 4. Reconstrucción de la curva de oferta y del precio de bolsa



Fuente: elaboración propia

Los valores mostrados en el eje de las cantidades son valores acumulados de las ofertas de los agentes. Por ejemplo, $\widehat{Q}_{2,0} = Q_{1,0} + Q_{2,0}$

En general,

$$\widehat{Q}_{l,0} = \sum_{i=1}^n Q_{i,0} \quad (7)$$

El área roja de la Figura 4 representa la renta inframarginal obtenida por el agente G_3 ⁷, la cual se calcula como la cantidad de energía ofertada por dicho agente, multiplicada por la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de oferta de G_3 . En general se tiene que, la renta inframarginal para el agente G_i en la hora j está dada por la multiplicación de su cantidad ofertada, por la diferencia entre el precio de bolsa para esa hora y su precio de oferta para la misma hora.

⁷ Corresponde al agente 3, ya que $\widehat{Q}_{3,0} - \widehat{Q}_{2,0} = Q_{3,0}$

$$\Pi_{i,j} = Q_{i,j} * (PB_j - P_i) \quad (8)$$

El área azul representa los costos marginales de producir la energía, más una delta cuya magnitud refleja la valoración que el agente hace de su recurso de generación⁸. Esto se debe a que, en el mercado colombiano, los agentes no ofertan costos sino precios. Esta área puede ser calculada como:

$$CV_{i,j}^* = Q_{i,j} * P_i \quad (9)$$

Donde $CV_{i,j}^*$ representa los costos variables más la valoración del recurso que hace el agente G_i en la hora j .

El recuadro negro representa los ingresos totales que percibe el agente G_3 en la hora 0. En general, estos ingresos se calculan multiplicando el precio de bolsa de la hora j por la cantidad ofertada por el agente i en la misma hora.

$$I_{i,j} = Q_{i,j} * PB_j \quad (10)$$

3.2.2. Incorporación de FNCER

Para evaluar el impacto de la incorporación de un nuevo agente FNCER en el sistema se parte del supuesto de costo de generación mínimo para este tipo de fuente de generación. Esto significa que el precio de oferta de las plantas que operan con FNCER será inferior al precio de oferta de cualquiera de los n agentes incumbentes⁹.

$$P_{f,j}^{FNCER} < P_{i,j} \quad (11)$$

Donde $f = \{1, 2, \dots, k\}$, siendo k el número de plantas FNCER.

Dado que se supone un costo de generación FNCER más económico que cualquiera de las plantas incumbentes, se garantiza su entrada en el despacho diario, pudiendo ubicarlas en la base de la curva de oferta. Por este motivo, el precio de oferta de las FNCER no es relevante en la formación del precio de bolsa. Esto permite sumar todas las cantidades ofertadas por las plantas FNCER en una sola (para simplificar el ejercicio de reconstrucción).

⁸ Los agentes térmicos ven restringida el componente de valoración del recurso debido a que, regulatoriamente, están obligados a reportar el costo de los combustibles que emplean para generar electricidad.

⁹ El cumplimiento de este supuesto es plausible, porque los agentes FNCER necesitan entrar en el despacho para honrar sus contratos de venta de energía. Por este motivo, su precio de oferta debe ser inferior al precio de oferta de cualquiera de los agentes incumbentes.

$$\sum_{f=1}^k Q_{f,j}^{FNCER} = Q_j^{FNCER} \quad (12)$$

De este modo, el despacho de las plantas será tal que:

$$Q_j^{FNCER} + Q_{1,j} + Q_{2,j} + \dots + Q_{p,j} \geq D_j \quad (13)$$

Igual que en el caso anterior, la energía que despacha el agente marginal p debe escalar para cumplir la restricción:

$$Q_j^{FNCER} + Q_{1,j} + Q_{2,j} + \dots + Q_{p,j} = D_j \quad (14)$$

De este modo,

$$\widehat{Q}_{p,j} = D_j - Q_j^{FNCER} - Q_{1,j} - Q_{2,j} - \dots - Q_{p-1,j} \quad (15)$$

El precio de bolsa para la hora j pasa a ser determinado por el precio de oferta del agente marginal p :

$$PB_j^{FNCER} = P_p \quad (16)$$

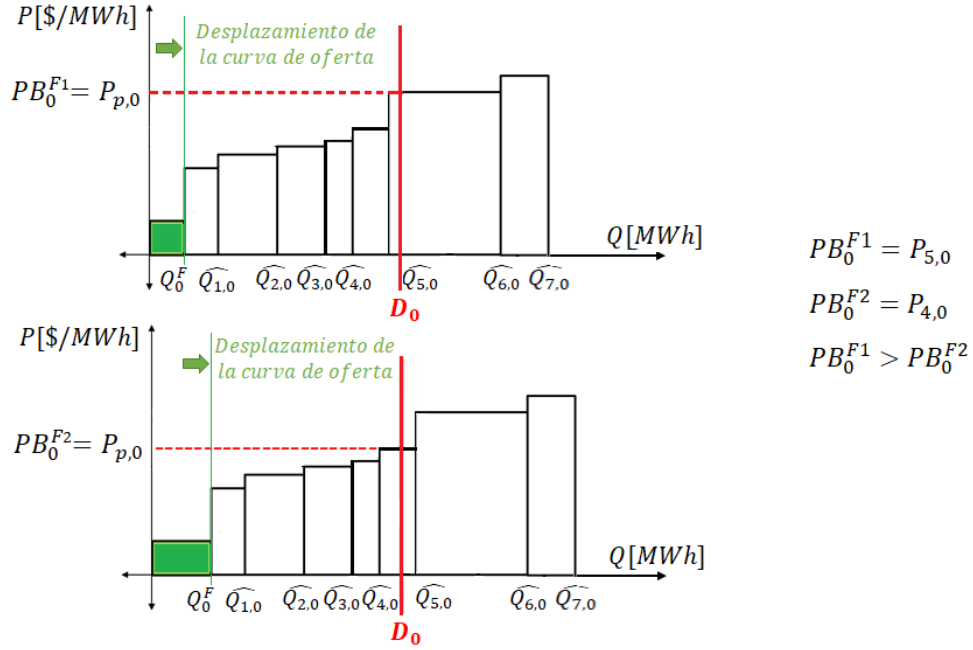
Nuevamente, hay que tener en cuenta que el agente marginal p puede ser diferente para cada hora del día. Esto se debe a que la demanda objetivo D_j puede ser diferente para cada hora j , por lo tanto:

$$PB_j^{FNCER} = P_{p,j} \quad (17)$$

Dependiendo de la cantidad de energía FNCER que se incorpore, el nuevo precio de bolsa puede ser menor o igual que el precio de bolsa previa incorporación FNCER, como se muestra en la figura 5.

$$PB_j^{FNCER} \leq PB_j \quad (18)$$

Figura 5. Impacto de las FNCER en el precio de bolsa



Fuente: elaboración propia

En la parte superior de la figura 5 puede observarse que, si la energía FNCER que se incorpora es poca, el desplazamiento de la curva de oferta no modifica el precio de bolsa. En cambio, si la energía FNCER es considerable, el desplazamiento de la curva de oferta va provocar la formación de un nuevo precio de bolsa más bajo, como se aprecia en la parte inferior de la figura¹⁰. En el primer caso, el agente marginal en la hora 0 es G_5 , razón por la cual $PB_0^{F1} = P_{5,0}$. En el segundo caso, el agente marginal en la hora 0 es G_4 ; por lo tanto, $PB_0^{F2} = P_{4,0}$. Esto finalmente se traduce en que $PB_0^{F1} > PB_0^{F2}$.

Cuando el nuevo precio de bolsa después de incorporar FNCER es menor al precio de bolsa previa incorporación, la renta inframarginal de los agentes se ve reducida, para cada uno de ellos en una proporción $\Delta\Pi_{i,j}$:

$$\Delta\Pi_{i,j} = Q_{i,j} * (P_{m,j} - P_{p,j}) \quad (19)$$

Lo que es equivalente a

$$\Delta\Pi_{i,j} = Q_{i,j} * (PB_j^{FNCER} - PB_j) \quad (20)$$

¹⁰ La notación PB_0^{F1} es equivalente a PB_0^{FNCER1} . Se hizo la modificación por simplicidad en la representación gráfica.

Los ahorros A que percibe el sistema en la hora j por la incorporación de FNCER están dados por la sumatoria de la renta inframarginal que dejan de percibir todos los agentes que entran en el despacho durante esa misma hora:

$$A_j = \sum_{i=1}^m \Delta \Pi_{i,j} = D_j * (PB_j - PB_j^{FNCER}) \quad (21)$$

3.3. Enfoque metodológico del análisis prospectivo

3.3.1. Proyección del precio de bolsa

Para estimar el impacto en el precio de bolsa futuro producido por la incorporación de FNCER es necesario realizar una proyección de dicho precio. Para ello, se propone la implementación de un análisis inferencial mediante una regresión de mínimos cuadrados ordinarios (MCO) que permita determinar las variables relevantes que influyen en la formación del precio de bolsa.

$$PB = \beta_0 + \beta_i X_i \quad (22)$$

Donde, $X_i: \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ son los n regresores que constituyen el grupo de variables propuestas para explicar el precio de bolsa, en este caso: aportes hídricos del SIN, nivel agregado de embalse, generación térmica y generación hidráulica. La descripción de cada una de ellas se realiza en la sección 3.4.4.

Una vez realizada la regresión de la ecuación 22, se determina las m variables que son significativas en la formación del precio de bolsa, $X_m: \{x_1, x_2, \dots, x_m\}, X_m \in X_n$. Para estas m variables se realiza un análisis retrospectivo que permita establecer patrones en su comportamiento. Con base en los valores históricos mínimo, máximo y medio de las m variables, se procede a establecer escenarios de comportamiento futuro: escenario bajo, escenario alto y escenario medio. De este modo, el conjunto de variables explicativas relevantes queda de la forma $X_{m,E}: \{x_{1,E}, x_{2,E}, \dots, x_{m,E}\}$, donde E representa el conjunto de escenarios $E: \{bajo, alto, medio\}$.

Con los valores de las variables $X_{m,E}$ y los coeficientes β_{n+1} obtenidos de la regresión planteada en la ecuación 22, se realiza la proyección del precio de bolsa, obteniendo como resultado tres (3) series prospectivas para esta variable, $PB_E: \{PB_{bajo}, PB_{alto}, PB_{medio}\}$.

Dado que estas series representan condiciones extremas del sistema, la serie prospectiva final para el precio de bolsa se conforma a trozos, dependiendo de la hidrología esperada para cada instante en el periodo de proyección.

La variable de hidrología se representa como H y puede tomar tres valores $H: \{-1,0,1\}$. El valor -1 representa los meses en los que se prevé se presentarán condiciones climáticas propias del fenómeno de La Niña; es decir, abundancia hídrica. El valor 0 representa los meses típicos, donde las condiciones hidrológicas no son de abundancia ni escasez. El valor 1 representa los meses en los que se prevé se presentarán condiciones climáticas propias del fenómeno de El Niño; es decir, escasez hídrica.

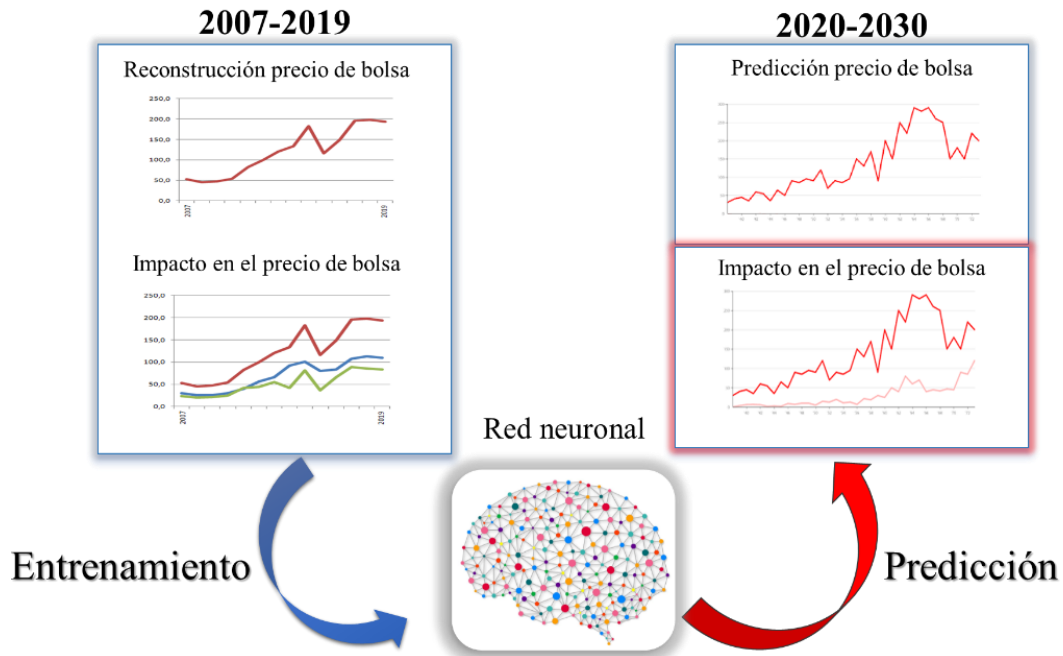
$$PB = \begin{cases} PB_{bajo}, & \text{si} & H = -1 \\ PB_{medio}, & \text{si} & H = 0 \\ PB_{alto}, & \text{si} & H = 1 \end{cases} \quad (23)$$

Las condiciones de hidrología son modeladas teniendo en cuenta el comportamiento histórico de esta variable.

3.3.2. Impacto FNCER en el precio de bolsa futuro

Una vez se cuenta con valores futuros para el precio de bolsa, se procede a estimar el impacto que la incorporación de FNCER tendrá en dicho precio. Para lograr este objetivo se hace uso de redes neuronales, las cuales, basadas en el ejercicio de estimación de impacto retrospectivo, predicen el impacto que la incorporación de este tipo de recurso generará en el precio de bolsa futuro. En la figura 6 se muestra el diagrama esquemático que explica la utilización de la red neuronal.

Figura 6. Uso de la red neuronal para predecir el impacto FNCER en el precio de bolsa



Fuente: elaboración Propia

El tipo de RN que se utiliza en este trabajo es el perceptrón multicapa (PM), el cual se encarga de realizar un procesamiento no lineal de la información de entrada. Su arquitectura es de tipo “*feedforward*”, lo que significa que todas sus conexiones están siempre dirigidas hacia adelante. El PM es un algoritmo de aprendizaje supervisado, en el cual la modificación de los parámetros se realiza para que la salida de la red sea lo más próxima posible a la salida deseada. De este modo, el aprendizaje de la red se formula como un problema de minimización,

$$\min_W E \quad (24)$$

Donde E es una función de error que evalúa la diferencia entre las salidas de la red y las salidas deseadas, y W es el conjunto de parámetros que representan los pesos relativos de las conexiones de la red.

En general, la función de error se define como:

$$E = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N e(n) \quad (25)$$

Donde N es el número de patrones o muestras y $e(n)$ es el error cometido por la red para el patrón n , el cual está dado por:

$$e(n) = \frac{1}{n_c} \sum_{i=1}^{n_c} (s_i(n) - y_i(n))^2 \quad (26)$$

Con $Y(n) = (y_1(n), \dots, y_{n_c}(n))$ y $S(n) = (s_1(n), \dots, s_{n_c}(n))$ los vectores de salidas de la red y salidas deseadas para el patrón n , respectivamente.

De este modo, si W^* es un mínimo de la función de error E , en dicho punto el error será próximo a cero, lo que significa que la salida de la red es cercana a la salida deseada, alcanzando así la regla de aprendizaje.

En este trabajo, la red neuronal es entrenada con información histórica 2007-2017 de las variables de hidrología, clima, generación y precio de bolsa. La RN cuenta con una arquitectura de 6 entradas y una salida, en donde las entradas las constituyen las variables: tiempo, precio de bolsa, nivel de embalse agregado, generación térmica y generación hidráulica; mientras que la variable de salida es el precio de bolsa FNCER.

El entrenamiento de la red se pone a prueba con datos para el periodo 2017-2019. Dado que este tipo de RN es de aprendizaje supervisado, los parámetros de configuración de la red se seleccionan comparando los resultados de la proyección obtenida de la red con los valores reales para el mismo periodo y seleccionando aquellos con los que se generen los valores más similares entre sí.

Una vez entrenada la red, esta almacena los parámetros óptimos para las conexiones de la red y los aplica en una nueva base de datos de prueba, la cual la constituyen las mismas variables, pero en un horizonte de tiempo 2007-2030. De este modo, la RN predice los valores del precio de bolsa FNCER, con la interacción generada por los valores de las variables de entrada y los pesos específicos óptimos para las conexiones neuronales.

3.4. Descripción de los datos y procesamiento de la información

En esta subsección se realiza una descripción de la información que se utilizó para estimar el impacto en el precio de bolsa producto de la incorporación de recursos FNCER. A continuación, se incluye la descripción de los datos de oferta y demanda utilizados para hacer

el ejercicio de reconstrucción de la curva de oferta, así como la información de variables climáticas y de generación utilizadas para realizar el análisis inferencial para la proyección del precio de bolsa. Adicionalmente, se muestra cómo se construyen las bases de datos y cómo se realiza la programación del algoritmo que permite calcular la formación del precio horario para cada una de las horas del periodo de estudio.

3.4.1. Información disponible¹¹

Oferta: los datos de las ofertas diarias que realizan los agentes son publicadas por XM en su página web tres meses después de ser emitidas, esto con el fin de evitar que los agentes puedan modificar su estrategia de oferta debido a información histórica de corto plazo. La información se puede encontrar en un archivo de texto plano, en donde los generadores ofertan un precio para las 24 horas del día y 24 cantidades, una para cada hora. Cada archivo de texto plano contiene la información de las ofertas de cantidades y precios para un día (24 ofertas de cantidad y una oferta de precio) de todos los agentes generadores del sistema.

Demanda y generación por tipo de recurso: como información para la demanda se tomó la suma de toda la generación de las plantas del Sistema Interconectado Nacional para cada hora; esto con el fin de obviar las pérdidas y las restricciones de la red¹². El operador de red pública esta información en archivos que contienen datos del despacho horario de cada una de las plantas del sistema en un periodo de un año. Los archivos de generación también se utilizaron para calcular la generación por tipo de recurso.

Aportes hídricos y nivel agregado del embalse. El operador del sistema cuenta con información pública referente a la hidrología del país. Los datos se publican con resolución horaria y los históricos a partir del 2000, y pueden ser descargados en formato Excel de la página de XM. Los aportes hídricos hacen referencia a la cantidad de energía que representan las precipitaciones que se presentan en el SIN, es decir, a la cantidad de potencial energía que ingresa en los embalses del país. El nivel agregado de embalse es una variable que representa la cantidad de agua disponible en todos los embalses del SIN para la generación de energía.

¹¹ La información histórica de las ofertas de los generadores, precio de bolsa y generación anual de energía fue tomada del portal BI del operador del mercado XM: <http://portalbissrs.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>

¹² Aunque la información de demanda es pública, no se trabaja directamente con estas cifras, ya que incluyen variaciones que reflejan aspectos propios de la cadena de suministro del servicio, tales como pérdidas.

Hidrología. El Centro de Predicción Climática de los Estados Unidos publica cada mes información referente al Índice Oceánico de El Niño (ONI, por sus siglas en inglés). Los datos reflejan las anomalías en la temperatura de la superficie del océano en la región de El Niño 3.4.

3.4.2. Datos de generación para fuentes no convencionales de energía renovable

La energía asignada mediante el mecanismo de subasta de contratación de largo plazo arrojó como resultado una capacidad instalada cercana a los 1.360 MW, de los cuales, aproximadamente 290 MW corresponden a fuentes de generación solar fotovoltaica y 1.070 corresponden a fuentes de tipo eólico, lo que equivale, en términos de energía, a 17 % y 83 % del total, respectivamente. Al convertir esta potencia instalada en energía, se obtiene un total anual aproximado de 4,4 TWh/año.

Para tener un estimativo de los recursos disponibles para generación fotovoltaica y eólica se utilizaron los datos del atlas interactivo del Ideam¹³. Para el caso del recurso solar, se tuvo en cuenta el factor de irradiación horizontal; mientras que para el caso del recurso eólico se consideraron las cifras de vientos. Estos datos tienen una distribución característica para cada tipo de recurso, solar o eólico, la cual se estimó dividiendo los datos de radiación (o viento) de cada una de las horas, entre la suma de radiación (o viento) de todas las horas del año. El resultado de esta división se multiplicó por el total de energía para asignar en cada bloque (solar o eólica), obteniendo como resultado la energía que se generará en cada hora y para cada tipo de recurso.

Para el modelo en estudio se asumió que toda esta energía sería despachada en mérito, dados los bajos costos marginales de generar a partir de FNCER.

Adicional a la estimación de energía que se incorporaría al SIN producto de la subasta, se diseñaron dos escenarios más, en los cuales la energía a inyectar al sistema es superior. El primer escenario, denominado “Obligatoriedad”, escala 6 % de energía contemplado en el escenario de la subasta a 10 %, cantidad contemplada en la política de pública de obligatoriedad de compra¹⁴. El segundo escenario, denominado “Optimista”, duplica la

¹³ Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/AtlasWeb/index.html>

¹⁴ El mandato de obligatoriedad contempla esta proporción respecto a la demanda del mercado regulado. Sin embargo, en este estudio se toma como 10 % de toda la demanda del SIN.

energía del escenario de obligatoriedad. En la tabla 1 **Tabla 1** se muestra la energía total contemplada para cada escenario.

Tabla 1. Energía para los tres escenarios de incorporación de FNCER

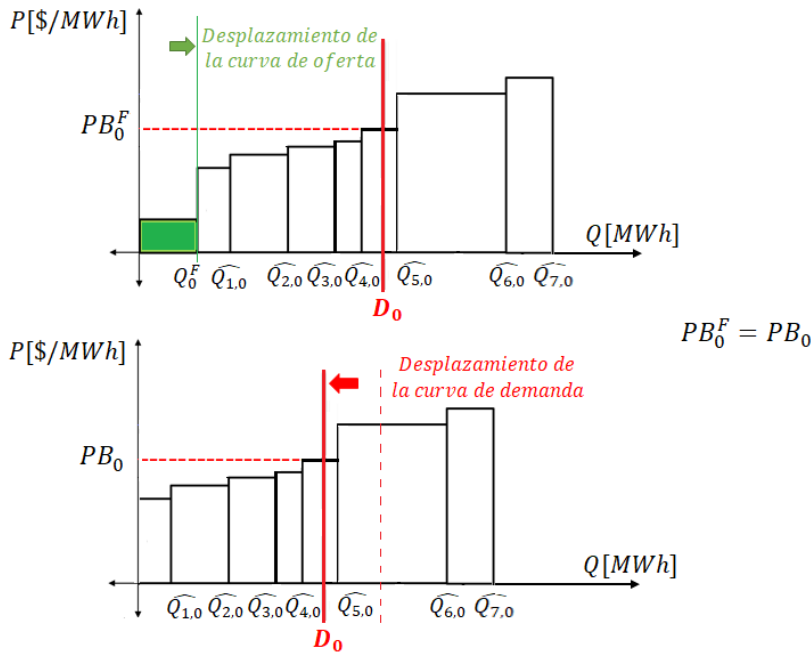
Energía [TWh/año]	E. Subasta	E. Obligatoriedad	E. Optimista
Solar	509	888	1.778
Eólica	3.891	6.792	13.599
Total	4.400	7.680	15.377

Fuente: elaboración propia

3.4.3. *Reconstrucción de la curva de oferta y del precio de bolsa*

La metodología sustentada en la sección 3.2 de este documento muestra el procedimiento que se lleva a cabo para la reconstrucción de la curva de oferta y del precio de bolsa para una sola hora. Dado que el periodo en estudio para el cual se hace el ejercicio de reconstrucción contiene 113.952 horas, y los archivos de oferta muestran que las plantas que participan en el despacho pueden ser alrededor de 200, los datos a procesar son de alrededor de 22,8 millones. Por este motivo, fue necesario programar un algoritmo que realice esta tarea de forma automática. Por el alto volumen de datos, la información se tuvo que dividir en periodos semestrales, lo que implicó la realización de 26 simulaciones para el ejercicio de reconstrucción.

Figura 7. Efecto de desplazamiento en las curvas de oferta y de demanda



Fuente: elaboración propia

Para estimar el impacto de la incorporación FNCER para cada escenario propuesto se repitió el ejercicio anterior, realizando una modificación en la demanda objetivo para cada hora, proporcional a la energía FNCER a incorporar. La figura 7 muestra gráficamente que el efecto de incorporar una cantidad de energía renovable Q_0^F en el sistema, produce un efecto igual al efecto producido al restarle esa misma cantidad de energía a la demanda.

En ambos casos mostrados en la gráfica, el agente marginal para la hora $j = 0$ es G_5 , razón por la cual el precio de bolsa es el mismo.

De este modo, el ejercicio de reconstrucción de la curva de oferta y del precio de bolsa se repitió tres veces más. Dado que cada ejercicio implica la realización de 26 simulaciones, la implementación de las cuatro curvas de precio de bolsa necesitó de un total de 104 simulaciones.

3.4.4. Análisis inferencial

Para obtener los datos de generación térmica y generación hidráulica utilizados en el análisis inferencial fue necesario realizar una etapa de preprocesamiento de la información de generación publicada por XM.

El preprocesamiento se realizó a partir de los mismos archivos de generación utilizados para calcular la demanda horaria del SIN. El algoritmo programado se encargó de sumar los distintos tipos de generación térmica (carbón, gas, querosene, ACPM y combustóleo) en un vector único. Dado que los datos de las demás variables utilizadas en el análisis inferencial contaban con resolución diaria, fue necesario convertir los vectores de información horaria de generación por tipo de recurso (hidro y térmico), a vectores con igual resolución que las demás variables. Para la regresión se utilizaron datos históricos del periodo 2000-2019.

Para la información de aportes hídricos y nivel agregado de embalse no fue necesario realizar ningún tipo de preprocesamiento de la información.

[La información de precio de bolsa fue descargada de la página de XM con resolución diaria. En el formato en el que se publica dicha información se publica también el precio de escasez¹⁵. Dado que los eventos presentados entre el segundo semestre de 2015 y el primer semestre de 2016 fueron completamente atípicos (valores extremos), se realizó un proceso de preprocesamiento en el que se techó el precio de bolsa con el precio de escasez.

De este modo, la regresión se realizó con cuatro variables explicativas: generación térmica, generación hidráulica, aportes hídricos y nivel agregado de embalse, y la variable dependiente de precio de bolsa techado. Cada una de las variables con constituida por 6940 muestras.

3.4.5. Proyección del precio de bolsa

Para realizar la proyección del precio de bolsa se utilizaron como insumo los resultados obtenidos en el análisis inferencial. Mediante la regresión MCO se obtuvieron los coeficientes de las variables explicativas que permitieron pronosticar el precio de bolsa.

¹⁵ El precio de escasez se constituye como precio techo de venta de energía y corresponde al valor máximo que puede pagar la demanda del país.

Por otra parte, fueron diseñados tres escenarios en los que se proyectaron las variables explicativas del precio de bolsa. En el caso de las variables de hidrología, se utilizaron medias anuales de años con tendencias altas, promedio y bajas. Por ejemplo, para el escenario de nivel de embalse alto se calculó el nivel promedio de todos los años de La Niña y sobre este se replicó el comportamiento estacionario histórico de la variable. Para las variables de generación térmica y generación hidráulica se tomó el escenario medio de proyección de demanda de la UPME y se supuso que dicha demanda sería atendida por recursos hidráulicos y térmicos en diferentes proporciones, dependiendo del escenario. Por ejemplo, para el escenario alto de generación térmica se supuso una participación del recurso térmico de 35 %, para escenario medio de 20 % y para el escenario bajo de 10 %.

De este modo, los tres escenarios diseñados se conformaron de la siguiente manera:

- Escenario precio de bolsa bajo: compuesto por las variables pertenecientes a los escenarios de aportes hídricos altos, nivel de embalse alto, generación térmica baja y generación hidráulica alta.
- Escenario precio de bolsa medio: compuesto por las variables de todos los escenarios medios.
- Escenario precio de bolsa alto: conformado por las variables pertenecientes a los escenarios de aportes hídricos bajos, nivel de embalse bajo, generación térmica alta y generación hidráulica baja.

Para construir una única proyección del precio de bolsa se utilizó el vector de hidrología, en el que el valor 1 representa los años en los que las condiciones hidrológicas son de extrema sequía (fenómeno de El Niño), el valor -1 representa años con condiciones de lluvias abundantes (fenómeno de La Niña) y el valor 0 representa los años típicos, en los que no se presentan condiciones climatológicas extremas.

Teniendo en cuenta el comportamiento histórico del ONI se construyó un vector de hidrología en el que se pronostica la presencia de 2 fenómenos de El Niño y 3 fenómenos de La Niña para el periodo 2020-2030. La duración de cada uno de ellos es de seis meses, mientras que la duración de los periodos típicos es de dieciocho meses.

Finalmente, se construyó una serie única para la variable de precio de bolsa mediante la utilización de los escenarios construidos y el vector de hidrología. Dicha variable toma los

valores del escenario de precio de bolsa alto cuando el vector de hidrología es 1, los valores del escenario medio cuando el vector de hidrología es 0 y los valores del escenario bajo cuando el vector es -1.

3.4.6. Redes neuronales

Toda la información procesada en los ejercicios de reconstrucción de la curva de oferta y precio de bolsa, análisis inferencial y proyección del precio de bolsa, sirvieron como insumo para alimentar la red neuronal.

La red se implementó con el objetivo de predecir el comportamiento futuro de la variable precio de bolsa FNCER, basada en su comportamiento histórico. Para ello, la información se dividió en cuatro bases de datos. La primera base se denominó base de entrenamiento y se conformó con información histórica para el periodo 2007-2017 referente a: precio de bolsa reconstruido, nivel de embalse, generación térmica, generación hidráulica y precio de bolsa FNCER reconstruido. En la segunda base se incluyeron las mismas variables con datos para el periodo 2007-2019 y sirvió para evaluar el entrenamiento de la red, prediciendo la variable de interés para el periodo 2017-2019 y permitiendo su comparación con los valores reales de dicha variable para el mismo periodo. La tercera y cuarta bases de datos se conformaron con datos 2007-2019 y 2007-2030, respectivamente, y se utilizaron como bases de entrenamiento y prueba. Estas sirvieron para predecir la variable de interés con valores fuera de muestra, pues para dicha variable solo se cuenta con información hasta 2019.

4. Resultados

Esta sección se divide en cinco subsecciones, en las cuales se presentan los resultados más relevantes de cada uno de los ejercicios mostrados en el enfoque metodológico de este documento.

4.1. Reconstrucción del precio de bolsa

Para estimar la precisión del ejercicio de reconstrucción del precio de bolsa, se utilizó el índice de Desviación Porcentual Absoluto Medio (MAPD, por sus siglas en inglés). Este índice se calcula como:

$$M = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{PB_t^H - PB_t^R}{PB_t^H} \right| \quad (27)$$

Donde, PB_t^H representa el precio de bolsa histórico para la hora t y PB_t^R representa el precio de bolsa reconstruido para la misma hora.

Figura 8. Reconstrucción del precio de bolsa



Fuente: elaboración propia

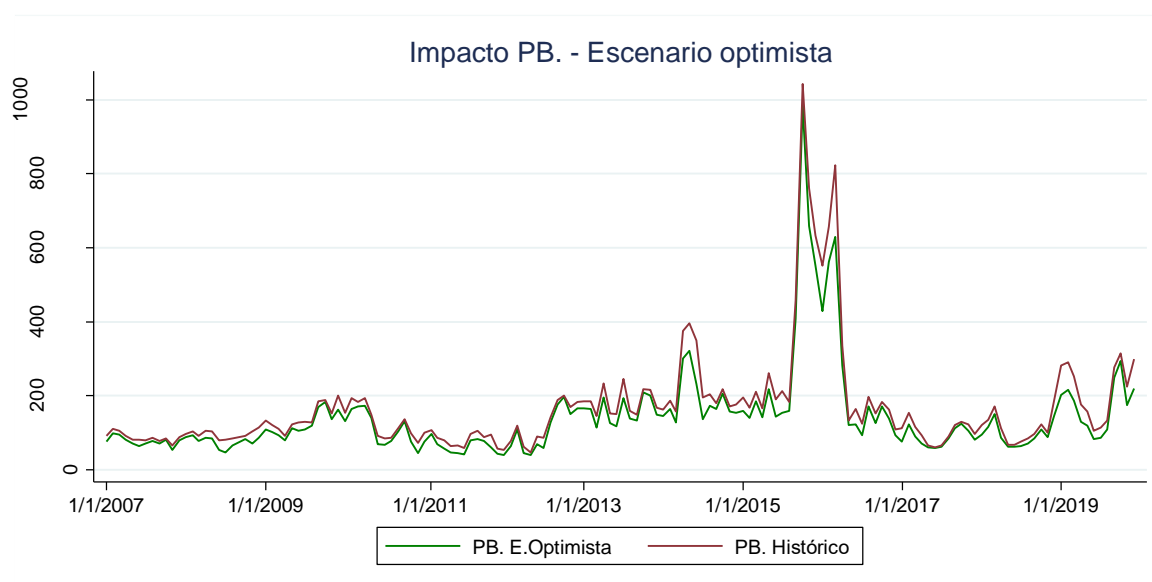
El ejercicio arrojó un coeficiente de desviación de 8,5 %, con un total de muestras procesadas de 113.952, correspondientes a la totalidad de las horas en el periodo 2007-2019. Al realizar el mismo ejercicio con resolución diaria, el número de muestras se redujo a 4.748 y el coeficiente de desviación se incrementó a 6,19 %. Estos resultados evidencian que la metodología utilizada para reconstruir el precio de bolsa presenta una alta precisión. En la Figura 8 se muestra la gráfica de precio de bolsa histórico y precio de bolsa reconstruido con resolución diaria.

4.2. Incorporación de FNCER. Análisis retrospectivo

El análisis de incorporación de FNCER en el sistema se realizó para los tres escenarios descritos en la sección 3.4.2. En la figura 9 se presentan los resultados obtenidos para el escenario de incorporación de 20 % de recursos renovables, con resolución mensual¹⁶.

El impacto FNCER se calculó como la reducción porcentual del precio de bolsa al comparar el precio previa incorporación versus el precio postincorporación. En la ecuación 28 se muestra el cálculo del impacto FNCER para cada hora j . El impacto promedio anual se calcula como el promedio simple del impacto producido en cada hora del año.

Figura 9. Impacto de la incorporación FNCER en el precio de bolsa



Fuente: elaboración propia

$$\Delta PB_j = \frac{PB_j - PB_j^{FNCER}}{PB_j} \quad (28)$$

Al calcular el impacto promedio en todo el horizonte 2007-2019 para cada uno de los escenarios se obtiene los resultados mostrados en la tabla 2. En él se evidencia que el impacto generado en los precios de bolsa en cada escenario es proporcional a la cantidad de energía inyectada al sistema.

Los resultados de la figura 9 muestran también que el impacto FNCER es mayor cuando se presentan condiciones adversas para el sistema: escasez hídrica y precios de bolsa altos.

¹⁶ Se utiliza este escenario porque es el que mayor impacto produce, facilitando la visualización de los resultados.

Esto es más notorio en los picos presentados en los periodos abril-junio de 2014, septiembre de 2015-abril de 2016 y diciembre de 2018-marzo de 2019.

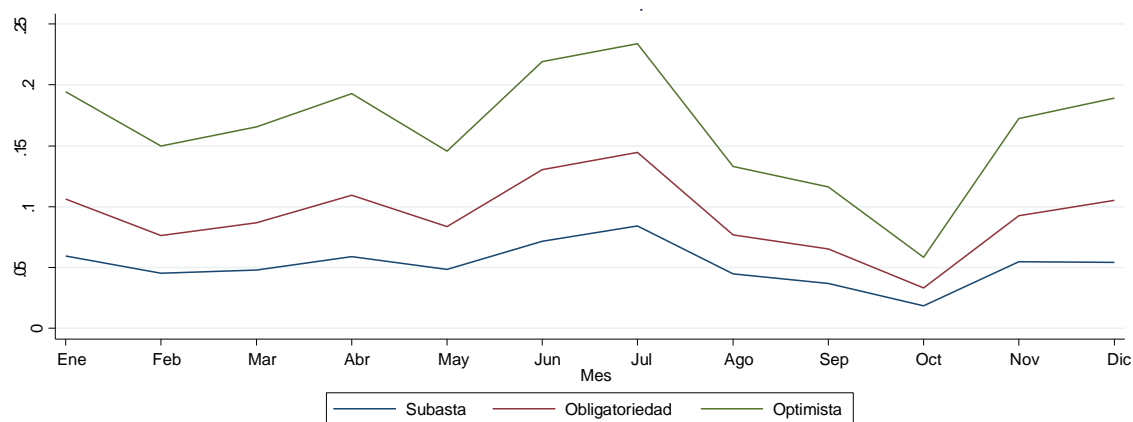
Tabla 2. Energía inyectada e impacto promedio de la incorporación FNCER para cada escenario diseñado

	E. Subasta	E. Obligatoriedad	E. Optimista
Energía inyectada ¹⁷	5,72 %	10 %	20 %
Promedio	5,17 %	8,48 %	16,21 %
Máximo	8,99 %	14,23 %	23,24 %
Mínimo	2,77 %	5,02 %	11,75 %

Fuente: elaboración propia

Llama la atención el escaso impacto producido en octubre de 2015, siendo este el periodo en el que se presentó el pico histórico más alto del precio de bolsa. Esto se debe a que octubre es el mes de menor disponibilidad de recurso eólico en Colombia; lo cual, sumado a que 83 % de la energía a incorporar es de tipo eólico, se traduce en una incorporación de energía considerablemente baja en dicho mes y, por ende, una baja reducción del precio de bolsa.

Figura 10. Análisis estacional del impacto FNCER en el precio de bolsa



Fuente: elaboración propia

Para evidenciar el efecto que la estacionalidad produce en el impacto que se genera al incorporar FNCER en el sistema, se calculó la reducción promedio del precio de bolsa con resolución mensual, para todo el horizonte en estudio y para cada uno de los tres escenarios, obteniendo los resultados mostrados en la figura 10. En ellos se puede observar un perfil de

¹⁷ Los porcentajes de energía inyectada se calcularon como proporción de la demanda en 2022, fecha en que entrarán en operación los proyectos adjudicados en la subasta. Para evitar un problema de sobreinstalación en el sistema, la energía se escaló con la proporción en que creció la demanda. Por ejemplo, para estimar el impacto en 2007, se supuso que la energía a inyectar al sistema sería 5,7 % de la demanda de ese mismo año.

impacto FNCER muy similar al perfil de generación eólico, evidenciando un mínimo en octubre y un pico en los meses de junio y julio. En esta figura se evidencia también que, a mayor nivel de penetración de energía en el sistema, mayor es el impacto producido en la reducción del precio de bolsa.

Al hacer una cuantificación monetaria del impacto producido al incorporar FNCER a la red se obtienen los resultados mostrados en la tabla 3.

Las cifras muestran que la disminución en la renta inframarginal¹⁸ de los agentes generadores, equivalente a los ahorros que percibe el sistema, son mayores para los años en los que el precio de bolsa fue más alto: 2014, 2015, 2016 y 2019. Al sumar los ahorros anuales para cada uno de los escenarios se tiene que estos fueron de 6,1 billones de pesos para el escenario “subasta”, 11 billones de pesos para el escenario “obligatoriedad” y 23,5 billones de pesos para el escenario “optimista”.

Tabla 3. Impacto monetario de la incorporación FNCER

	Delta renta inframarginal [COP\$ Billones ¹⁹]		
	E subasta	E obligatoriedad	E optimista
2007	0,14	0,24	0,53
2008	0,43	0,55	1,15
2009	0,24	0,44	0,98
2010	0,34	0,55	1,02
2011	0,47	0,74	1,22
2012	0,39	0,59	0,95
2013	0,50	0,82	1,61
2014	0,66	1,17	2,62
2015	0,38	1,59	3,27
2016	0,81	1,47	3,53
2017	0,35	0,55	0,98
2018	0,43	0,65	1,22
2019	0,95	1,64	3,26

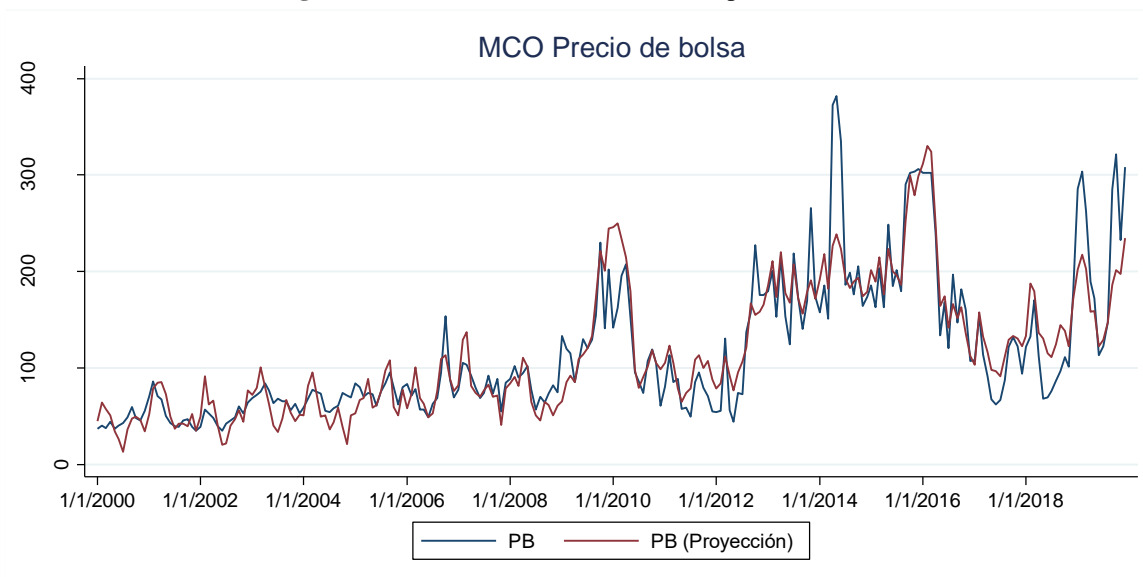
Fuente: elaboración propia

¹⁸ Los valores positivos hacen referencia a la reducción en la renta inframarginal de los agentes generadores.

¹⁹ 1 COP\$ billón = 1×10^{12} COP\$

4.3. Análisis inferencial

Figura 11. Reconstrucción estadística del precio de bolsa



Fuente: elaboración propia

La regresión lineal realizada arrojó como resultado un coeficiente de ajuste de 0,81. En la figura 11 se muestra la curva histórica del precio de bolsa y la curva de precio de bolsa reconstruida mediante el ejercicio estadístico de proyección.

En la tabla 4 se presenta el resultado de la regresión lineal. Las variables utilizadas como regresores fueron: NER: nivel de embalse agregado; AH: aportes hídricos; GH: generación hidráulica; GT: generación térmica.

Tabla 4. Resultados del análisis inferencial utilizando MCO

Variables	PB
NER	-3,419*** (1,179)
AH	-0,0507 (0,0458)
GH	1,394*** (0,114)
GT	4,253*** (0,150)
Constante	-151,9*** (17,59)
Observaciones	240
R-cuadrado	0,821

Fuente: elaboración propia

El único coeficiente no significativo en la regresión fue el de aportes hídricos. Esto puede deberse a que la información contenida en la variable de nivel de embalse agregado captura el efecto que la varianza de la variable de aportes hídricos causa sobre el precio de bolsa. Como se explicó en la sección 3.4, el nivel de embalse agregado hace un balance entre la energía contenida en el embalse, la energía que entra al embalse en forma de aportes hídricos y la energía que sale del embalse cuando se genera energía. De este modo, resulta lógico que la variable de aportes hídricos no contribuya de manera significativa en la formación del precio de bolsa.

Las tres variables restantes son significativas a un nivel de significancia de 99 %. El coeficiente de la variable de nivel de embalse sugiere que, ante el incremento de 1 TWh en la energía contenida en el embalse, el precio de bolsa se reduce en promedio 3,41 pesos, tomando todas las demás variables constantes. El coeficiente de la variable de generación hidráulica indica que, ante la generación de 1 GWh/día a partir de recursos hidro, el precio de bolsa se incrementa en promedio 1,39 pesos. De manera similar, ante el aumento de 1 GWh/día de energía generada a partir de recursos térmicos, el precio de bolsa se incrementa en promedio 4,25 pesos, *ceteris paribus*.

4.4. Proyección del precio de bolsa

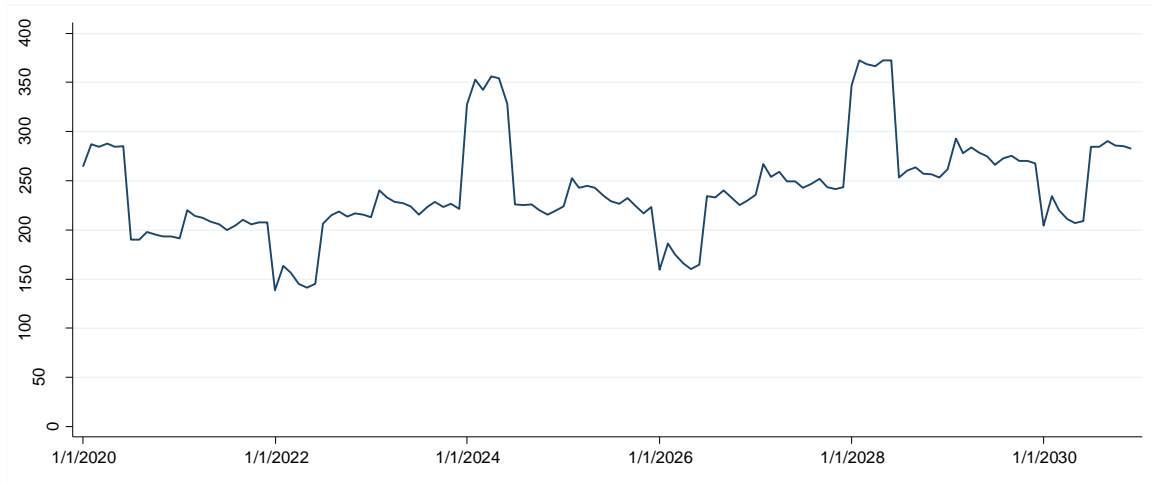
Con los coeficientes obtenidos en la sección anterior y los supuestos definidos en la sección 3.4, se proyectó el precio de bolsa para tres escenarios: alto, bajo y medio.

La expresión con la que se calculó el precio de bolsa de cada escenario se conformó a partir de los coeficientes obtenidos de la regresión lineal:

$$PB_E = -151,9 - (3,419 * NER_E) + (1,394 * GH_E) + (4,253 * GT_E) \quad (29)$$

Donde el subíndice E hace referencia al escenario que se utiliza para cada variable $E: \{bajo, medio, alto\}$.

Figura 12. Proyección del precio de bolsa para el periodo 2020-2030



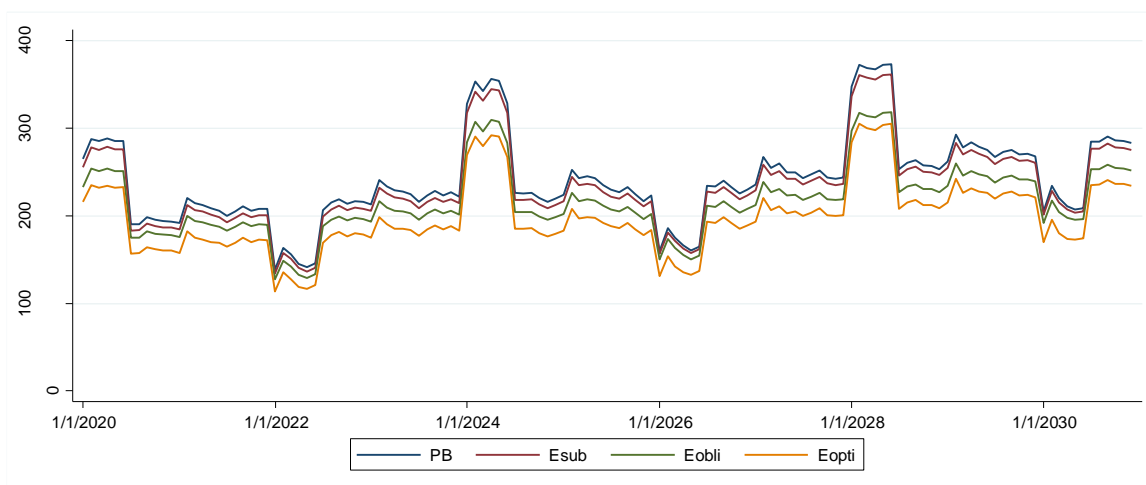
Fuente: elaboración propia

Finalmente, con el vector de hidrología se conformó una serie única de precio de bolsa con la función a trozos de la ecuación 23, obteniendo los resultados mostrados en la figura 12. En ella se observan condiciones climáticas de escasez hídrica en los años 2020, 2024 y 2028, abundancia hídrica en los años 2022, 2026 y 2030, y condiciones normales en los años restantes. El precio de bolsa promedio para todo el horizonte 2020-2030 es de 241 \$/kWh, con un valor máximo de 372 \$/kWh en junio de 2028 y un valor mínimo de 138,5 \$/kWh en enero de 2022.

4.5. Incorporación de FNCER. Análisis prospectivo

Con la proyección del precio de bolsa y el conjunto de supuestos listados en la sección 3.4 se entrenó una red neuronal para estimar el impacto futuro de la incorporación de FNCER. Los resultados obtenidos se muestran en la figura 13.

Figura 13. Impacto futuro en el precio de bolsa producto de la incorporación FNCER



Fuente: elaboración propia

Al igual que ocurrió con el impacto en el horizonte retrospectivo, el mayor impacto se presenta en aquellos años donde se prevé se presentará mayor escasez del recurso hídrico. Dicho comportamiento es más notorio a medida en que la penetración FNCER se incrementa, como se muestra en la tabla 5.

Las cifras muestran que, para el caso del escenario “subasta”, en los periodos en que se presenta abundancia hídrica, el impacto es 0,7 puntos porcentuales superior en comparación con el impacto causado en los periodos de escasez. Para el caso de los escenarios “obligatoriedad” y “optimista”, esta diferencia en el impacto llega a ser de 6,2 y 4,8 puntos porcentuales, respectivamente.

Tabla 5. Impacto estacional de la incorporación FNCER

	E. Subasta	E. Obligatoriedad	E. Optimista
Típico	3,23 %	9,82 %	17,15 %
Abundancia	3,24 %	13,37 %	19 %
Escasez	2,53 %	7,18 %	14,2 %

Fuente: elaboración propia

En promedio, el impacto para el periodo de análisis 2020-2030 en el escenario “subasta” es de 3,14 %, mientras que para los escenarios “obligatoriedad” y “optimista”, el impacto es 9,95 % y 17 %, respectivamente.

Al revisar el impacto FNCER en términos monetarios, se tiene que los años en los que se produce una mayor reducción en la renta inframarginal de los agentes generadores, son

aquellos en donde se presentan condiciones de escasez hídrica: 2024 y 2028. Los años en los que el impacto es más reducido corresponden a los años de mayor abundancia hídrica: 2022, 2026 y 2030, como se evidencia en la tabla 6.

Tabla 6. Impacto monetario futuro de incorporación FNCER

Delta Renta Inframarginal [COP\$ billones]			
	E Subasta	E Obligatoriedad	E Optimista
2020	0,60	1,79	3,09
2021	0,56	1,38	2,68
2022	0,48	1,23	2,23
2023	0,62	1,70	3,08
2024	0,75	2,71	4,18
2025	0,61	1,88	3,24
2026	0,44	1,39	2,58
2027	0,64	2,18	3,60
2028	0,81	3,50	4,94
2029	0,72	2,69	4,23
2030	0,58	2,10	3,72

Fuente: elaboración propia

Los ahorros totales que percibe el sistema en el horizonte prospectivo 2020-2030 producto de la incorporación de fuentes de generación FNCER se estiman en 6,8 billones de pesos para el escenario “subasta”, 24,6 billones de pesos para el escenario “obligatoriedad”, y 37,6 billones de pesos para el escenario “optimista”.

5. Análisis de resultados y discusión

En la primera parte de esta sección se analizan los resultados obtenidos en este estudio. En la segunda subsección se hace un análisis de las limitaciones metodológicas del modelo utilizado y se emiten recomendaciones para abordar dichas limitaciones en un trabajo futuro.

5.1. Análisis de resultados

Los resultados evidencian la importancia que tiene la diversificación de la matriz de generación eléctrica en materia económica. Cuando hay una fuerte dependencia hacia un solo recurso de generación, se producen ineficiencias en la formación de precios del mercado *spot*, sobre todo en condiciones de escasez de dicho recurso.

Este análisis se comprueba mediante el ejercicio de reconstrucción estadística de la sección 4.3, en el que se establece que las variables que determinan en gran medida la

formación del precio de bolsa son la generación térmica, la generación hidráulica y el nivel agregado del embalse. Las primeras dos variables presentan una relación positiva con el precio de bolsa, aunque la magnitud de la primera es aproximadamente tres veces la magnitud de la segunda. Esto significa que, en promedio, el incremento en el precio de la electricidad cuando se genera con recursos térmicos es tres veces más alto que el incremento que se produce cuando se genera con agua. De este modo, en tiempos de sequía, cuando la participación térmica aumenta, es lógico encontrar que el precio de bolsa sea más alto. La tercera variable, el nivel agregado de embalse, muestra una relación negativa con el precio de bolsa, demostrando que, ante una mayor disponibilidad de agua, el precio de bolsa tiende a ser menor.

Para el caso colombiano, estas ineficiencias se ven profundizadas debido a que las ofertas emitidas por los agentes no se basan en sus costos de producir energía, sino en precios libremente fijados, lo que les permite un margen de valoración subjetiva de sus recursos (agua, viento, sol, etc.) con base en la cual pueden adoptar diferentes estrategias para competir en el despacho diario. De este modo, cuando el recurso hídrico es escaso, los precios se incrementan, no solo porque la generación de electricidad a partir de recursos térmicos es más costosa, sino también porque los agentes que generan a partir de recursos hídrico emiten ofertas considerablemente más altas que las ofertas que emiten en condiciones hidrológicas normales.

Las ineficiencias en la formación de los precios se hacen evidentes cuando se analiza el impacto FNCER producido bajo diferentes condiciones hidrológicas. Los resultados muestran que la reducción del precio de bolsa es mayor en periodos en los cuales dicho precio es alto, lo que coincide con los tiempos de escasez hídrica. Este comportamiento se puede explicar a partir de la complementariedad estacionaria que existe entre los recursos de generación hidro versus eólico y solar. En los meses de verano se cuenta con poca disponibilidad de agua, mientras que el recurso eólico y solar es abundante. De este modo, la energía FNCER que se incorpora al sistema es mayor cuando los precios de bolsa son más altos, provocando la salida del despacho de fuentes de generación costosas y generando un impacto mayor en la reducción del precio. El efecto contrario se presenta en invierno, cuando

el recurso hídrico es abundante, los precios de bolsa son bajos y la energía FNCER que se inyecta al sistema es poca.

Los resultados muestran también que, entre mayor es la cantidad de energía FNCER que se incorpora en el sistema, mayor es el impacto que se genera en el precio de bolsa, como lo mostraron Mulder. M., y Scholtens, B. (2016) para el mercado holandés. Sin embargo, el efecto tiende a atenuarse a medida en que la energía FNCER inyectada se incrementa. Esto se evidencia al comparar los resultados de los tres escenarios. En el escenario “subasta”, la cantidad de energía que se inyectó corresponde a 5,7 % de la demanda, mientras que el impacto causado es de 5,2 %, es decir, medio punto porcentual de diferencia entre causa y efecto. Para el escenario “obligatoriedad”, la cantidad de energía FNCER inyectada es de 10 %, mientras que el impacto generado es de 8,5 %, lo que se traduce en una diferencia de 1,5 puntos porcentuales entre causa y efecto. Para el escenario “optimista”, la energía inyectada corresponde a 20 % de la demanda y la reducción en el precio de bolsa generada es de 16,2 %, evidenciando una diferencia de 3,8 puntos porcentuales entre los dos porcentajes.

Al realizar un análisis comparativo de los resultados obtenidos en el ejercicio retrospectivo, con los resultados del ejercicio prospectivo, se encuentra que la reducción porcentual promedio de los precios de bolsa es similar para ambos casos. Sin embargo, al comparar los resultados en términos monetarios, el impacto en el horizonte 2020-2030 es mucho mayor, sobre todo para los escenarios en que mayor cantidad de energía FNCER se incorpora. Todas estas cifras se presentan en la tabla 7.

Tabla 7. Comparativo de los resultados para los ejercicios retrospectivo y prospectivo

		E. Subasta	E. Obligatoriedad	E. Optimista
Retrospectivo	Porcentual	5,17 %	8,48 %	16,21 %
	Monetario ²⁰	6,08	11,01	22,35
Prospectivo	Porcentual	3,14 %	9,95 %	17 %
	Monetario	6,81	22,54	37,58

Fuente: elaboración propia

Estos resultados se explican debido a la tendencia creciente del precio de bolsa. En otras palabras, un impacto similar en términos porcentuales para dos cantidades diferentes, va a provocar un impacto mayor en términos absolutos en la cantidad más grande. El precio

²⁰ Las unidades están expresadas en billones de pesos.

de bolsa promedio para el horizonte retrospectivo fue de 167 \$/kWh, mientras que el precio de bolsa promedio para el horizonte prospectivo se estima en 241 \$/kWh. De este modo, al expresar en términos absolutos (monetarios) un impacto porcentual similar para estas dos cantidades, se obtendrá una mayor magnitud para la segunda cantidad.

Adicionalmente, la tendencia histórica del precio de bolsa sugiere un incremento sostenido de dicho precio hacia el futuro, lo cual se evidencia en la proyección realizada en la sección 4.4. En este escenario, la incorporación de FNCER se hace aún más relevante, pues los resultados obtenidos muestran que, entre más alto el precio de bolsa, mayor es el impacto causado.

En términos de política pública, el escenario de “obligatoriedad” refleja un escenario ideal a ser implementado, teniendo en cuenta que su materialización produciría un impacto considerable en el precio de bolsa y no exigiría nuevos retos en cuanto a la negociación con actores del sector se refiere, pues dicho mandato ya se encuentra vigente; retos que sí se presentarían al buscar materializar el escenario “optimista”. En este punto es importante mencionar que existen agentes con gran poder e influencia dentro del sector, que a su vez tienen poco interés en que este tipo de iniciativas, que van en contra del *statu quo*, se materialicen. Esto resalta aún más la importancia y el valor de las políticas públicas hasta el momento impulsadas por el gobierno nacional.

5.2. Discusión

El principal aporte de este trabajo radica en la capacidad que tiene el modelo construido para hacer un ejercicio estimativo prospectivo, contrario a los ejercicios elaborados por Piñeros *et al.* (2016) y Roldán *et al.* (2014), los cuales se limitaban a realizar un análisis retrospectivo mediante la metodología de reconstrucción de la curva de oferta. Sin embargo, es importante tener en cuenta que en la regresión MCO realizada, algunos estimadores pueden ser inconsistentes debido a problemas de endogeneidad producidos por simultaneidad. De este modo, la estructura de la metodología utilizada en esta investigación puede ser mejorada reemplazando la regresión de mínimos cuadrados ordinarios por una regresión de mínimos cuadrados en dos etapas o utilizando variables instrumentales, de modo tal que se garantice que los estimadores son consistentes y relevantes.

Otro aspecto importante a considerar es el hecho de que el ejercicio estimativo del impacto de la incorporación de recursos FNCER se realiza suponiendo un comportamiento competitivo de los agentes. La reducción en los precios provocada por la penetración de estos recursos se conoce como efecto por orden de mérito (MOE, por sus siglas en inglés). Acemoglu *et al.* (2017) demuestra que el MOE disminuye a medida en que aumenta la participación de los agentes incumbentes²¹ en la energía a incorporar. Cuando toda la energía FNCER pertenece a agentes incumbentes, el MOE desaparece por completo. De este modo, el ejercicio realizado en este trabajo no contempla los efectos causados por las estrategias de juego de los agentes incumbentes cuando estos son quienes poseen la energía a incorporar en el sistema.

La anterior limitante adquiere mayor trascendencia cuando se toma en consideración que en Colombia existen agentes con capacidad de ejercer poder de mercado y por consiguiente influir en la formación del precio spot (Wolak *et al.*, 2016). En este sentido, una ampliación futura del alcance de este trabajo podría contemplar un enfoque desde la teoría de juegos, donde se evalúe el impacto de la penetración FNCER, tomando en consideración la propiedad de los activos de generación (agentes incumbentes o nuevos) y el comportamiento estratégico de los agentes.

Adicionalmente, un supuesto importante que se utiliza en este estudio está relacionado con los costos marginales de producción de energía para las plantas FNCER. En el ejercicio se asume que el precio de oferta de este tipo de agente será inferior a cualquier otro precio de oferta de los agentes incumbentes. Este supuesto se justifica a partir del hecho de que las plantas FNCER siempre van a tener que buscar bancabilidad en los contratos de venta de energía a largo plazo, pues en la energía en firme que ofrecen es muy reducida para considerar su remuneración como factor determinante en el cierre financiero de los proyectos²². De este modo, estas plantas deben garantizar su entrada en el despacho diario para honrar sus contratos de venta de energía y reducir al máximo su exposición a bolsa.

Bajo este supuesto es posible obviar las inversiones que los agentes deben hacer en CAPEX y OPEX. Por lo tanto, el análisis del impacto FNCER en el precio de bolsa se realizó

²¹ Agentes existentes en el mercado.

²² La regulación colombiana contempla al mecanismo de remuneración del cargo por confiabilidad como un mecanismo de expansión. Dicho mecanismo remunera la energía en firme que entregan las plantas de generación al sistema.

partiendo del hecho de que los contratos de venta de energía ya estaban firmados²³. Sin embargo, el CAPEX y el OPEX deben ser considerados por los agentes al momento de negociar sus contratos de venta de energía. Teniendo en cuenta esto, un alcance futuro adicional podría contemplar el análisis del impacto de la incorporación FNCER desde el punto de vista de los contratos.

Finalmente, es necesario tener presente que la incorporación de estos proyectos puede traer consigo externalidades difíciles de cuantificar, pero que pueden ser abordadas en un estudio que trate esta temática a mayor nivel de profundidad. Estas externalidades pueden impactar directamente en el precio de bolsa de la energía eléctrica, tal y como lo plantea Greenstone, M., y Nath, I. (2019), vía mayores inversiones en infraestructura de transmisión o retiro prematuro de fuentes no renovables de generación; así como producto de la necesidad de incorporación de nuevos servicios auxiliares para garantizar la estabilidad de la red, como lo plantean Lupo, S., y Kiprakis, A. (2016).

6. Conclusiones y recomendación de política pública

Las políticas públicas diseñadas e impulsadas por el gobierno nacional para el sector energético en materia de diversificación de la canasta de generación eléctrica han permitido la asignación exitosa de aproximadamente 1.360 MW en recursos renovables de generación que entrarán en operación en 2022. La energía que producirán estas plantas será de aproximadamente 4,4 TWh/año, siendo posible atender a 5,72 % de la demanda proyectada para el mismo año. En particular, la subasta de contratación de largo plazo permitió el apalancamiento financiero de los proyectos, ayudando a los agentes generadores y desarrolladores a obtener contratos para garantizar ingresos a largo plazo. Por otro lado, el mandato de obligatoriedad de compra garantizó la asignación exitosa de recursos en la subasta, impulsando a la demanda a comprar energía renovable para dar cumplimiento a dicho mandato.

Los resultados de este trabajo evidencian que la incorporación de los proyectos FNCER asignados en la subasta de renovables producirá una reducción promedio de aproximadamente 3,05 % en los precios de la energía eléctrica del mercado *spot* entre 2022

²³ Los contratos efectivamente fueron celebrados entre las partes como resultado de la asignación de la subasta de renovables.

y 2030, lo que representará ahorros para el sistema de aproximadamente 5,65 billones de pesos²⁴. Escenarios de mayor penetración FNCER muestran un mayor impacto en el precio de bolsa. Si la energía a incorporar al sistema en 2022 cumpliera con el mandato de obligatoriedad de compra, 10 % de la demanda en el mismo año, el precio de bolsa se reduciría en promedio 10,1 %, lo que representaría un ahorro de 19,4 billones de pesos. Finalmente, si se incorporara al sistema energía FNCER equivalente a 20 % de la demanda en 2022, la reducción esperada en el precio de bolsa sería de 16,9 %, equivalente a 31,8 billones de pesos.

Estos resultados demuestran que al incorporar plantas de generación FNCER al sistema se dará cumplimiento a uno de los objetivos planteados en el marco justificativo del decreto MME 570 de 2018 y de la subasta de largo plazo, resolución MME 4-0590 de 2019, el cual plantea como propósito el aumento de la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación nuevos y/o existentes. Sin embargo, los resultados expuestos parten de un supuesto de comportamiento competitivo de los agentes, como se describe en la sección 5.2. Dicho comportamiento no puede ser garantizado mediante los mecanismos impulsados por el Gobierno nacional, pues estos permitieron la participación y la asignación de recursos a agentes incumbentes del mercado.

Adicionalmente, es importante recalcar que la energía asignada en la subasta de largo plazo, a pesar de ser alta (5,72 % de la demanda a 2022), no es suficiente para cumplir con el mandato de obligatoriedad de compra (10 % de las compras de energía por parte los comercializadores), hecho que deja abierta la posibilidad de realización de una segunda subasta de renovables. Esto contribuiría a la incorporación de una mayor cantidad de recursos FNCER y por consiguiente a una mayor reducción en los precios de bolsa.

Con base en esto, y teniendo en cuenta que el mandato de obligatoriedad de compra de energía renovable ya está contemplado dentro de la regulación actual mediante la resolución MME 4-0715, se recomienda mantener dicho mandato en 10 % de lo ahí establecido. Además, se recomienda la realización de una segunda subasta de contratación de energía eléctrica a largo plazo que permita incorporar a la matriz de generación los

²⁴ No se considera el ahorro que podría percibir el sistema en los años 2020 y 2021, puesto que la entrada en operación de estos proyectos se llevará a cabo en el año 2022.

recursos necesarios para cumplir con el mencionado mandato de obligatoriedad. Con esto, se garantizará una formación aún más eficiente de los precios del mercado *spot* de energía eléctrica.

También, se recomienda establecer un mecanismo a través del cual se garantice el comportamiento competitivo de los agentes, pues de no hacerlo, el impacto en la reducción de los precios producto de la incorporación de nuevos recursos puede verse reducido o eliminado por completo. Esto podría lograrse restringiendo la participación de los agentes incumbentes en las subastas de contratación a largo plazo.

7. Referencias

- Acemoglu, D., Kakhbod, A., y Ozdaglar, A. (2017). Competition in Electricity Markets with Renewable Energy Sources. *The Energy Journal*, 38, 137-155. doi:<https://doi.org/10.5547/01956574.38.SI1.dace>
- Calabria, A., Capata, R., Di Veroli, M., y Nath, I. (2015). Energy market impact of renewable energy source. IEEE. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7165227>
- Congreso de la República (13 de mayo de 2014). Ley 1715. Obtenido de Secretaría del Senado: http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html
- Greenstone, M., y Nath, I. (2019). Do Renewable Portfolio Standards Deliver? Working Paper No. 2019-62. Disponible en: <https://epic.uchicago.edu/wp-content/uploads/2019/07/Do-Renewable-Portfolio-Standards-Deliver.pdf>
- Lupo, S., y Kiprakis, A. (2016). The Impact of Renewable Energy Resources on Electricity Prices of the United Kingdom. IEEE. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7521240>
- Ministerio de Minas y Energía (9 de julio de 2019). Resolución 4-0590. Obtenido de: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/48154-res.+4+0591+del+9-7-20192019-07-09-123117.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía (10 de septiembre de 2019). Resolución 4-0715. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/48221-Res+MME+40715+10+Sep+2019.pdf>
- Mulder, M., y Scholtens, B. (2013). The impact of renewable energy on electricity prices in the Netherlands. *Renewable Energy*, 94-100. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148113000505>
- Piñeros, A., González, J., Cadena, A., Rodríguez, J., Posada, L., y Ramírez, A. (2017). *Assessing the impact of a wind farm in the Colombian Power System*. Universidad de los Andes.
- Presidencia de la República (23 de marzo de 2018). Decreto 570. Obtenido de: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=85659>
- Roldán, J., Burgos, M., Trigo, A., Díaz, J., y Riquelme, J. (2014). Impact of Renewable Generation in the Spanish Electricity Market. IEEE. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/269292934_Impact_of_renewable_generation_in_the_Spanish_Electricity_Market
- Wolak, F. y McRae, S. (2016). *Diagnosing the Causes of the Recent El Niño Event and Recommendations for Reform*. Disponible en: https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/diagnosing-el-nino_mcray_wolak.pdf

8. Anexo 1. Lista de siglas y acrónimos

CAPEX: Capital Expenditure: inversiones de capital

DOR: despacho por orden de mérito

fnrcer: fuentes no convencionales de energía renovable

GEI: gases de efecto invernadero

Ideam: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

MAPD: Mean Absolute Percentage Deviation: desviación porcentual absoluta media

MCO: mínimos cuadrados ordinarios

MME: Ministerio de Minas y Energía

MOE: Merit Order Effect: efecto de orden de mérito

ONI: Oceanic Niño Index: Índice Oceánico de El Niño

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

OPEX: Operational Expenditure: GASTOS OPERATIVOS

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

PB: precio de bolsa

PND: Plan Nacional de Desarrollo

RCO: reconstrucción de la curva de oferta

RN: red neuronal

RPS: Renewable Portfolio Standards: estándar de cartera renovable

SIN: Sistema Interconectado Nacional

Documentos de trabajo EGOB es una publicación periódica de la Escuela de Gobierno Alberto Lleras Camargo de la Universidad de los Andes, que tiene como objetivo la difusión de investigaciones en curso relacionadas con asuntos públicos de diversa índole. Los trabajos que se incluyen en la serie se caracterizan por su interdisciplinariedad y la rigurosidad de su análisis, y pretenden fortalecer el diálogo entre la comunidad académica y los sectores encargados del diseño, la aplicación y la formulación de políticas públicas.

egob.uniandes.edu.co

   | GobiernoUAndes