

# Volatilidad de Precios y Fuentes de Energía Renovable No Convencionales: El Caso Colombiano

D. Cardona, J. J. Garcia Rendon, *Member IEEE*, A Arango-Manrique, *Member IEEE*

**Abstract**— Esta investigación examina los efectos que puede tener la integración de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales – FERNC, sobre la volatilidad del precio de bolsa en el mercado eléctrico colombiano. Para esto proponemos un modelo específico utilizando técnicas de series de tiempo múltiples, que permite incluir la interacción dinámica de las principales variables del mercado como los aportes hídricos, el volumen útil, la energía disponible desagregando entre la hidráulica, la térmica y las FERNC, el precio de oferta de los recursos hidráulicos y el precio de bolsa. Los principales resultados indican que ante un choque de 1GWh-día en la generación con FERNC, la volatilidad diaria del precio de bolsa en un horizonte 360 días incrementa de 12.6% a 13.3% lo que en términos relativos corresponde a un aumento de 5.7%. De acuerdo con esto, un incremento inesperado en la generación con FERNC aumenta la medición del riesgo del mercado colombiano. Además, cuando se evalúan diferentes escenarios de inclusión de FERNC, sujetos al Plan de Expansión del Ministerio de Minas y Energía, considerando que la volatilidad actual del precio de bolsa obtenida a partir del modelo es 15.6%, se observa que de darse un cumplimiento del 100% del plan de expansión la volatilidad diaria casi se triplica pasando a 41%; es de notar también que un cumplimiento de hasta un 50% del plan no representa un aumento significativo en volatilidad del precio, lo cual puede justificarse a que la expansión en la capacidad con fuentes convencionales logra compensar el aumento en FERNC.

**Index Terms**— Fuentes de Energía Renovable No Convencionales, VAR Estructural, precio de bolsa, series de tiempo, volatilidad de precios,

## I. INTRODUCCIÓN

Actualmente se está presentando a nivel mundial una revolución energética sobre el uso de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales -FERNC-; siendo la solar fotovoltaica y la eólica sus protagonistas, debido a las metas de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y a la ostensible caída de los costos nivelados de estas fuentes de generación en los últimos años. Uno de los ejemplos más relevantes es la Unión Europea, bloque económico que se puso como meta a 2050 disminuir en 80-95% sus emisiones de gases de efecto invernadero (European Commission, 2012); otro ejemplo es California, quien en 2018 promulgó la Ley SB-100 en la que establece que a partir de 2045 el 100% de la energía eléctrica consumida en el estado provendrá de fuentes limpias (Senado de California, 2018). A pesar de lo anterior, es importante señalar que una implementación eficiente de estos mecanismos debe ir más allá

de la definición de un marco regulatorio que garantice la viabilidad financiera de los proyectos, además se debe considerar factores que afectan la aceptación de estas iniciativas por parte de las comunidades de manera que no enfrenten una resistencia social durante su implementación (Perlaviciute, Schuitema, Devine-Wright, & Ram, 2018)(Qazi, Hussain, Rahim, & Member, 2019).

En el caso colombiano, las leyes 1715 de 2014 y 1955 de 2019, establecen un conjunto de incentivos para la incorporación FERNC a la matriz energética del país a través de diversos instrumentos de política pública; en otras palabras, en Colombia se tienen las mismas preocupaciones e intereses en cuanto a seguridad energética, dependencia de fuentes fósiles y control de emisiones de gases de efecto invernadero; además de un alto porcentaje de participación del recurso hídrico en la producción de energía eléctrica, 82% en 2018.

En cuanto a las FERNC, dado que su disponibilidad depende de fenómenos climáticos, la intermitencia y variabilidad de estas fuentes se convierten en sus características principales; esto ha supuesto desafíos en el diseño de mecanismos, en ocasiones de mercado, que permitan mantener la prestación del servicio bajo los estándares de calidad y seguridad sugeridos internacionalmente (IRENA, 2019). Por otra parte, de los estudios y trabajos sobre el impacto que tienen las FERNC en los precios de la energía eléctrica estos se han realizado, en su mayoría, para los mercados de la Unión Europea, debido a que este bloque económico fue pionero en la incorporación de estas fuentes en su matriz energética mediante la introducción de múltiples leyes en varios de sus estados miembros, de manera notable en Alemania con la Ley de Energía Renovable (Erneuerbare-Energien-Gesetz).

Para el análisis de la dinámica del precio de bolsa en el mercado eléctrico colombiano, se han realizado trabajos en torno a responder preguntas como ¿cuál será el precio en el corto plazo? ¿en el largo plazo? ¿qué tan volátil es y cuáles factores determinan estas variaciones? entre otras. Por ejemplo, en (Gil & Maya, 2008), se evalúan diferentes modelos de series de tiempo univariados para analizar su volatilidad, concluyendo que esta variable está caracterizada por la presencia de curtosis, con cúmulos de volatilidad asociados a factores climáticos y un proceso de regresión a la media, así entonces, el mejor modelo que hallaron las autoras es de tipo EGARCH(1). Asimismo, en (Botero Botero & Cano Cano, 2008) se desarrolla una metodología para la obtención de pronósticos del precio de

bolsa mensual mediante la aplicación de modelos tipo ARIMA(p,d,q); una de sus principales conclusiones, es que en el mercado colombiano los eventos extremos son frecuentes y suelen estar relacionados con cambios regulatorios importantes, los cuales deben ser considerados como variables de entrada en los modelos.

Un enfoque diferente se presenta en (Barrientos, Rodas, Velilla, Lopera, & Villada, 2012) donde se utilizan Redes Neuronales Artificiales (RNA) para obtener proyecciones de largo plazo del precio de bolsa y se comparan con modelos econométricos tradicionales. Como variables de entrada para las RNA se utilizan: el nivel de embalse agregado del sistema, la oferta de energía eléctrica (medida como la capacidad instalada del sistema) y la demanda. La principal conclusión del trabajo es que las RNA dan una mayor precisión al modelar el precio de bolsa como función de estas variables en comparación con métodos econométricos tradicionales. En (Duarte & García, 2015) se incluyen variables de organización industrial, además de variables tradicionales como las condiciones climáticas, el nivel de embalse y demanda, para realizar análisis impulso-respuesta sobre el precio de bolsa; su principal aporte consiste en ilustrar el efecto que tendrían sobre el precio disrupciones a nivel estructural en el mercado. En (García & Pérez-Libreros, 2019) se estima un modelo estructural de comportamiento de la firma y se evalúa un escenario contrafactual en el cual se incluye una firma que opera con 1000 MW de capacidad instalada para competir en el mercado mayorista durante 2018. Los resultados muestran que el precio de bolsa de la electricidad disminuiría \$/kWh 12,75 para un día, en promedio. No obstante, son prácticamente nulos los estudios donde se mide el efecto que tendrá la integración de las FERNC a la matriz energética colombiana.

El valor agregado del presente trabajo consiste en proponer un modelo específico para el mercado eléctrico colombiano, el cual puede ser usado como herramienta de análisis y planeación en cuanto a los efectos que puede tener la integración de las FERNC sobre la volatilidad del precio de bolsa, para su desarrollo se utilizan técnicas de series de tiempo múltiples (Lütkepohl, 2005) las cuales permiten considerar la interacción dinámica entre diferentes variables. Inicialmente se plantea una hipótesis estructural del comportamiento del sistema fundamentada en la teoría económica, las variables utilizadas son: aportes hidrológicos, volumen útil, precio de oferta promedio de los recursos hidráulicos, energía ofertada por recursos hidráulicos y térmicos y la generación de las FERNC. Posteriormente se procede a la construcción y diagnóstico de un modelo VAR Estructural que represente la hipótesis. Por último, se realiza la evaluación de posibles escenarios con base en lo definido por el Ministerio de Minas y Energía en cuanto a la penetración de FERNC, utilizando para esto el análisis impulso respuesta y midiendo la variación en la volatilidad del precio de bolsa de acuerdo con los resultados del modelo.

El resto del trabajo está organizado de la siguiente forma: en la siguiente sección se presentan los antecedentes de la integración de las FERNC en Colombia. En la sección III se explica la relación entre la volatilidad de los precios y la penetración de las FERNC. En la sección IV se muestra la

formulación del modelo. En la sección V se incluyen los resultados obtenidos a partir del modelo propuesto, y las conclusiones y trabajos futuros se presentan en la sección VI.

## II. FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONALES - FERNC EN COLOMBIA

Los antecedentes de la integración de FERNC al sistema colombiano pueden identificarse desde la Ley 697 de 2001 (Congreso de la República, 2001); esta normatividad es una de las primeras referencias explícitas a las FERNC en la jurisprudencia colombiana estableciendo su promoción como un asunto de interés nacional. Sin embargo, el foco principal de la norma fue el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) mientras que los aspectos relacionados con la producción de energía quedaron enunciados mas no definidos de manera explícita.

No obstante, los desarrollos que empiezan a evidenciarse en el mercado eléctrico sobre este tema se dan con las leyes 1665 y 1715 de 2013 y 2014 respectivamente. Mediante la primera Colombia adopta y aprueba el Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) adquiriendo de manera automática compromisos internacionales en cuanto a la penetración de FERNC (Congreso de la República, 2013). Por otra parte en la Ley 1715 se establecen instrumentos de política pública, los cuales podrá emplear el Estado para dar cumplimiento a estos compromisos (Congreso de la República, 2014). Además, por medio de Ley 1955 de 2019 se modifican algunos incentivos establecidos en la Ley 1715 y determina que por lo menos el 10% de la energía comprada en el mercado mayorista para atender a los usuarios regulados debe provenir de FERNC (Congreso de la República, 2019).

En la última versión del Plan de Expansión de Referencia para Generación (Unidad de Planeación Minero Energética, 2019), publicado en el 2018, en uno de los escenarios planteados se establece que a 2030 las FERNC tendrán una participación del 23% en la matriz energética, donde el 12% corresponderá a generación eólica que estará concentrada en el norte del país. Si bien esto puede interpretarse como una situación positiva para el cumplimiento de los compromisos del país en cuanto a la incorporación de FERNC y el COP21 respecto a disminución de gases de efecto invernadero, la alta dependencia y correlación directa de la disponibilidad de estas fuentes a factores meteorológicos, aunado a la dificultad de generar pronósticos climáticos a la zona tropical (Philander, n.d.) y la investigación reciente que evidencia variaciones en la intensidad del ENSO por cuenta del calentamiento global (Fasullo, Otto-Bliesner, & Stevenson, 2018), genera retos tanto operativos como económicos para el aprovechamiento eficiente de estas tecnologías.

Un incentivo importante en cuanto a la penetración de FERNC se encuentra en las subastas de largo plazo realizadas por el Ministerio de Minas y Energía (Ministerio de Minas y Energía, 2019), las cuales buscan disminuir la incertidumbre en la formulación de este tipo de proyectos mediante una contratación de largo plazo que permita garantizar un flujo de caja estable; en 2019 fueron adjudicados por medio de este mecanismo 1298 MW de capacidad en FERNC.

Adicionalmente, en la última subasta del Cargo por Confiabilidad se asignaron 1398 MW correspondientes a FERNC (XM S.A. E.S.P., 2019). Estas dos situaciones generan fuertes incentivos contractuales, los cuales dan cuenta de una mayor participación de FERNC en la matriz energética colombiana.

### III. VOLATILIDAD DE PRECIOS Y FERNC

Una característica importante de los mercados de energía eléctrica es la poca elasticidad de la demanda, aunque en los últimos años esto ha venido cambiando, por tanto, un efecto adicional de la intermitencia de las FERNC es la volatilidad en el precio del mercado, generada por cambios súbitos en porciones cada vez más significativas de la oferta disponible. Para mitigar esta situación, a nivel internacional se han realizado estudios sobre el efecto de la integración de las FERNC en cuanto a los desafíos técnicos que plantea su utilización y el cambio en el comportamiento de los precios de los mercados de energía eléctrica.

En (Bertsch, Growitsch, Lorenczik, & Nagl, 2016) se plantea la necesidad de un aumento en la flexibilidad de los sistemas eléctricos de la Unión Europea de cara a su propósito de reducir en 80% sus emisiones de gases de efecto invernadero. Como resultado de este trabajo se encontró que, bajo los escenarios actuales, en 2050 países como Alemania y Reino Unido podrán presentar variaciones horarias en su demanda residual de 50% y 100% respectivamente en comparación con sus niveles de 2011. Otro estudio para la Unión Europea se presenta en (Clò, Cataldi, & Zoppoli, 2015), donde se hace un análisis de series de tiempo univariadas al precio del mercado italiano; respecto al impacto sobre la volatilidad los autores concluyen que un aumento de 10% en la generación solar y eólica genera una reducción de precios del 0.34% y 0.36% y un aumento en la volatilidad de 0.67% y 0.76% respectivamente para cada fuente. No obstante, señalan que los esquemas de balanceo necesarios para incorporar FERNC pueden llevar a un aumento de la tarifa que se cobra al consumidor final.

Por otra parte, en (Figueiredo & Silva, 2019), realizan un análisis de los determinantes de la volatilidad del precio en los mercados de energía de la Península Ibérica (España y Portugal) y su relación con la penetración de FERNC. Para lograr lo anterior los autores plantean un modelo GARCH mediante el cual se mide el Efecto de Orden de Mérito por cuenta de estas fuentes. La conclusión principal de los autores es que una mayor penetración de FERNC está asociada a una mayor intensidad del Efecto Orden de Mérito mencionado anteriormente.

Se observa una menor cantidad de estudios realizados en mercados de energía por fuera de la Unión Europea. Sin embargo, hay trabajos como el presentado en (Suomalainen, Pritchard, Sharp, Yuan, & Zakeri, 2015) para el sistema neozelandés en el que identifican las correlaciones entre los precios de mercado, la disponibilidad de las fuentes hidráulica y eólica, y la demanda del sistema mediante la utilización de regresiones de Fourier. Su conclusión principal es que debido a los patrones estacionales que afectan la disponibilidad de las hidroeléctricas, sumado a la variabilidad de la producción

mediante fuentes eólicas, las fluctuaciones en los precios del mercado están altamente correlacionados con la penetración de FERNC.

En (Woo et al., 2016) se mide el efecto orden de mérito que generaría el aumento de la capacidad instalada solar y eólica en el mercado de California donde se identifican variaciones entre el 5% y 12% tanto en el mercado de Día Anterior como en el de Tiempo Real.

En uno de los trabajos más citados para la medición de riesgo en mercados de energía (Pilipovic, 2007), y dada la estrecha relación entre riesgo y volatilidad, se proponen diferentes técnicas y modelos para la medición de esta. Los principales enfoques allí sugeridos surgen de la aplicación de técnicas de procesos estocásticos sobre los retornos de precios y mediciones de volatilidad implícita comunes en mercados financieros maduros.

Otro enfoque propuesto, la modelación de la volatilidad implícita, requiere contar con la información que brinda un mercado de opciones maduro y desarrollado; aunque en Colombia existen contratos bilaterales y con normatividad como la Res. CREG 114 de 2018 se está avanzando en el fortalecimiento de estos mecanismos, la profundidad y liquidez actual de ese mercado no es suficiente para ser considerado una señal eficiente del precio (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

A partir de los trabajos expuestos se identifican dos factores: en primer lugar, la mayoría de los estudios realizados han girado en torno a la aplicación de técnicas de análisis univariado sobre el precio de bolsa y utilizando series temporales como exógenas, las cuales se ha identificado mantienen una correlación importante con el precio como son: aportes hidrológicos, variables climáticas (e.g.: índice ENSO), volumen del embalse y demanda del sistema; esto puede generar problemas en la estimación si las series no son tratadas adecuadamente, además de considerar los mecanismos de realimentación entre estas (Granger & Newbold, 1974).

Otra característica adicional es la falta de consenso en cuanto a cuál es una buena alternativa, en términos metodológicos, para el análisis del precio de bolsa; este asunto, junto con las dificultades que afrontan los investigadores al analizar precios de electricidad en general, son abordados en (Velásquez, Dyer, & Castro, 2007). Su principal conclusión es que, bajo la condición de que los mercados de energía eléctrica son más complejos que los de otros bienes, debido a sus propiedades físicas y por ser un servicio fundamental, los modelos elaborados serán de difícil generalización y aplicables sólo al caso de estudio particular.

A partir de las metodologías expuestas, se propone un modelo específico para el mercado eléctrico colombiano el cual puede ser usado como herramienta de análisis y planeación en cuanto a los efectos que tendrá la integración de las FERNC sobre la volatilidad del precio de bolsa.

### IV. MODELO PROPUESTO

Se construye un modelo de series de tiempo múltiples tipo VAR estructural que facilite la identificación de las relaciones de largo plazo entre las variables del mercado colombiano; de

esta manera es posible evaluar los diferentes escenarios de penetración de la FERNC y su efecto sobre otras variables del sistema, en especial el precio de bolsa. Adicionalmente, el modelo puede ser utilizado para contar con una medición aproximada del efecto que choques climáticos tendrían sobre la generación con FERNC.

Una vez construido el modelo se valida mediante la realización de las pruebas pertinentes: inspección de los residuales, la prueba de correlación serial del error y una comparación de los resultados empíricos arrojados por el modelo versus el comportamiento real del mercado. Luego, se identifican las relaciones estructurales entre las variables y con base en estas se evalúa un posible comportamiento del mercado bajo diferentes escenarios.

Adicionalmente se plantea la utilización del análisis impulso respuesta, el cual permite evaluar el impacto sobre el precio de bolsa debido a variaciones (choques) por cuenta de la penetración de las FERNC. La medición de este impacto se realiza utilizando la definición de volatilidad asociada al retorno de precios en un intervalo de tiempo determinado que es común en los mercados financieros (Hull, 2006).

#### A. Variables y periodo de tiempo

Los datos a considerar en el modelo corresponden al período comprendido entre el primero de enero de 2010 y el 30 de abril de 2020; si bien hay datos para el precio de mercado desde julio de 1995, la formación del precio de bolsa tuvo un cambio estructural importante con la Resolución CREG 051 de 2009 (Resolución CREG 051 de 2009, 2009) la cual permite a los generadores ofertar de manera independiente los costos asociados a las rampas de entrada y salida y sumarlos al precio de bolsa en caso de que no sean cubiertos mediante su renta inframarginal. Los datos tienen resolución diaria y son tomados de la interfaz pública del Portal BI de XM (XM Compañía de Expertos en Mercados, 2020). Las variables que se consideran en el modelo se describen en la Tabla I.

TABLA I  
VARIABLES DEL MODELO

Variable	Unidades	Descripción
Aportes Hídricos	%	Caudal en metros cúbicos de todo el sistema dividido por la media histórica
Volumen Útil	%	Definida como el volumen almacenado, en términos porcentuales, en el embalse agregado del sistema por encima del Nivel Mínimo Técnico.
Energía Disponible Fuente Hidráulica	GWh	Energía diaria ofertada por los recursos hidráulicos
Energía Disponible Fuente Térmica	GWh	Igual a la anterior pero para recursos térmicos
Generación FERNC	GWh	Energía entregada al sistema por FERNC
Precio Promedio Hidráulico	\$/kWh	Precio de Oferta promedio de los recursos hidráulicos

Precio de bolsa Promedio Ponderado	\$/kWh	Precio de bolsa diario ponderado por la demanda del sistema para cada hora del día
------------------------------------	--------	--

#### B. Definición estructural

El mecanismo de interacción propuesto es el siguiente: en primer lugar, se tienen los aportes hídricos los cuales dependen exclusivamente de factores climáticos, ahora estos tendrán un efecto directo en la generación con FERNC, dado que en el sistema estas corresponden a pequeñas centrales hidroeléctricas en aproximadamente un 90% y dado que estos recursos no tienen capacidad de almacenamiento, no están sujetos a ofertar cantidades ni precios. Los aportes también afectan directamente al volumen útil dado que es en los embalses donde se almacena la energía potencial; luego los generadores hidráulicos toman decisiones sobre el precio y cantidad disponibles considerando, entre otros, el volumen y los aportes. Los recursos térmicos siguen el mismo proceso de los hidráulicos, sin embargo, en el modelo propuesto no se considera su precio de oferta debido a que este no se ve afectado por el mecanismo descrito y depende principalmente de los costos variables asociados al combustible utilizado los cuales no hacen parte del modelo. Por último, a partir de la interacción de todas las variables mencionadas anteriormente se determina el precio de bolsa.

De acuerdo con lo anterior se propone el ordenamiento recursivo de las variables, representado por (1).

$$y_t = \begin{bmatrix} \text{aportes}_t \\ \text{gen frnc}_t \\ \text{volumen}_t \\ \text{precio hidro}_t \\ \text{disp hidro dc}_t \\ \text{disp termo}_t \\ \text{precio spot} \end{bmatrix} \quad (1)$$

El modelo SVAR tipo AB puede representarse por (2)

$$y_t = A^{-1}A_1y_{t-1} + \dots + A^{-1}A_p y_{t-p} + A^{-1}B\varepsilon_t \quad (2)$$

## V. RESULTADOS

#### A. Análisis exploratorio de los datos

En la Tabla II se presenta la información descriptiva de las variables a utilizar. A partir de estos se observa que para el período considerado (10 años), el volumen útil del sistema ha tenido un máximo de 92% y la serie de aportes tiene un valor promedio de 97% respecto a la media histórica (la cual corresponde al 100%) lo que sugiere un posible déficit hidrológico en los últimos años. Adicionalmente, para la disponibilidad se identifica que el valor máximo es superior, respecto al promedio, 26% para los recursos térmicos y 20% para los hidráulicos respectivamente. Lo anterior puede indicar que no se han presentado cambios significativos en los últimos años en la energía disponible para la atención de la demanda. Respecto al precio de bolsa y el precio de oferta promedio de los recursos hidráulicos se encuentra, como era de esperarse, una alta dispersión pues las desviaciones estándar de ambas variables corresponden a más del 85% de su promedio.

TABLA II  
ESTADÍSTICAS DESCRIPTIVAS

	Apor .	FERN C	Vol. Útil	Pre. Ofe. Hidr.	Disp. Hidr.	Disp. Term	Pre. Bolsa
<b>Mín</b>	32%	4	25%	38	131	56	36
<b>25%</b>	69%	8	54%	96	190	86	100
<b>50%</b>	88%	9	66%	148	201	94	151
<b>Pro m.</b>	97%	10	64%	200	202	93	193
<b>75%</b>	114 %	12	76%	232	216	100	205
<b>Máx</b>	434 %	18	92%	1383	245	118	1943
<b>Desv . Est.</b>	42%	2.97	14%	173	18.4	9.5	171

Antes de utilizar el modelo descrito en la sección anterior es necesario verificar que las variables sean estacionarias, al aplicar la prueba Aumentada de Dickey-Fuller con hasta 10 rezagos se identifica que para ninguna de estas se puede rechazar la hipótesis nula de no cointegración excepto para el caso del volumen útil, por tanto se realiza una diferenciación de primer orden sobre esta variable. No obstante, si bien es posible proceder con la estimación VAR Estructural, es necesario verificar la existencia de relaciones de cointegración, lo cual se evalúa en una sección posterior.

TABLA III  
PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA

	Estadístico	Valor-P
<b>Aportes</b>	-9.82	<0.01
<b>Gen. FERNC</b>	-4.88	<0.01
<b>Vol. Útil</b>	-3.15	0.096
<b>Pre. Ofe. Hidr.</b>	-4.57	<0.01
<b>Disp. Hidr.</b>	-7.3	<0.01
<b>Disp. Term</b>	-6.97	<0.01
<b>Pre. Bolsa</b>	-5.48	<0.01

### B. Estimaciones

La Tabla IV presenta los resultados de diferentes criterios de selección del número de rezagos para el modelo SVAR, tanto el AIC como el FPE coinciden en que se deben considerar 12 rezagos. Para aplicar el modelo descrito en (2) es necesario imponer al menos 71 restricciones (valores predeterminados) sobre las matrices A y B; de acuerdo con esto, y con base en los mecanismos de interacción descritos anteriormente, se proponen las matrices que representan las restricciones de identificación en (3).

TABLA IV  
REZAGOS VAR

	Akaike	Hannan-Quinn	Schwarz	FPE
<b>Rezagos</b>	12	6	3	12

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a & 0 & a & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & a & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ a & a & a & a & a & a & 1 \end{pmatrix} B = \begin{pmatrix} b & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & b & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & b & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & b & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & b & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & b \end{pmatrix} \quad (3)$$

Al estimar el modelo con estas restricciones se obtienen las matrices bajo la formulación SVAR presentadas en (4). Al analizar los resultados, se observa que estos son consistentes con las propiedades físicas y económicas del sistema: en primer lugar, dado que los aportes hídricos representan una mayor cantidad de energía que entra al sistema, la relación es positiva con la generación con FERNC y la disponibilidad de los recursos hidráulicos, variables asociadas a la oferta hidráulica del sistema; mientras que presenta una relación inversa tanto para el precio de bolsa como con el precio de oferta hidráulico, verificando así que el modelo cumple la ley de la oferta.

Un razonamiento similar se puede aplicar sobre el volumen útil con la excepción de que en este caso no hay un efecto sobre la generación con FERNC, debido a la formulación estructural elegida, adicionalmente dado que esta variable tiene una diferenciación de primer orden, el valor identificado no representa una relación directa.

Respecto a las variables que miden la oferta del sistema (generación con FERNC, disponibilidad hidráulica) la relación de estas con el precio de bolsa es inversa, verificándose nuevamente la ley de oferta; no obstante para el caso de la disponibilidad térmica se observa una relación positiva con el precio de bolsa, esto puede ser consecuencia cuando se presentan escenarios hidrológicos adversos para abastecer el servicio, representados por un precio de bolsa alto, la disponibilidad de los recursos térmicos aumenta para garantizar la atención de la demanda.

Evidencia de lo anterior es que cuando se han presentado condiciones asociadas al Fenómeno de El Niño. el regulador, por medio de algunas normas, ha incentivado el embalsamiento y la atención de la demanda mediante el recurso térmico los cuales tienen mayor costo marginal.

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 4.74 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0.01 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0.84 & 0 & -6.1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1.85 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ -2.88 & -2.5 & -1.36 & -0.16 & -1.03 & 0.52 & 1 \end{pmatrix} \quad (4)$$

### C. Relaciones de cointegración

Dado que se realizó una diferenciación de primer orden para el volumen útil, es necesario verificar si existen relaciones de cointegración entre las variables. Para determinar lo anterior se sigue el proceso descrito en (Johansen, 1991); los resultados se presentan en la Tabla V y a partir de estos no se identifican relaciones de cointegración al intentar una especificación VEC con tendencia.

TABLA V  
RELACIONES DE COINTEGRACIÓN

Rel. Cointeg.	Estad	Val. Crít. 10%	Val. Crít. 5%	Val. Crít. 1%
$\leq 6$	17.74	10.49	12.25	16.26
$\leq 5$	59.29	22.76	25.32	30.45
$\leq 4$	114.86	39.06	42.44	48.45
$\leq 3$	190.9	59.14	62.99	70.05
$\leq 2$	275.9	83.2	87.31	96.58
$\leq 1$	369.73	110.42	114.9	124.75
$= 0$	517.91	141.01	146.76	158.49

#### D. Análisis impulso respuesta

Para realizar una medición del impacto de la generación con FERNC sobre el precio de bolsa se utiliza un análisis impulso respuesta, en la Fig. 1 y la Fig. 2 se observa el impacto sobre el precio de bolsa frente a un aumento de 1 GWh-día y de una desviación estándar de la generación con FERNC respectivamente, los intervalos de confianza se aplican a partir del método de remuestreo descrito en (Efron & Tibshirani, 1993) utilizando 100 corridas y un  $\alpha = 0.05$ . Dado que la desviación estándar es de 0.52, el efecto de un choque de esta magnitud es inferior al de un aumento unitario en la variable de generación. A partir de los resultados observamos que ante los choques indicados el precio de bolsa puede descender hasta \$/kWh 16 respecto a su valor medio.

Por otra parte, la Fig. 3 presenta los resultados de un choque en los aportes del sistema correspondientes a un aumento del 1%. En este caso la respuesta del precio no es concluyente debido a que los agentes no reaccionan de manera inmediata a aumentos o disminuciones sobre esta variable, ya que hay un componente de expectativas el cual no se representa en la modelación utilizada.

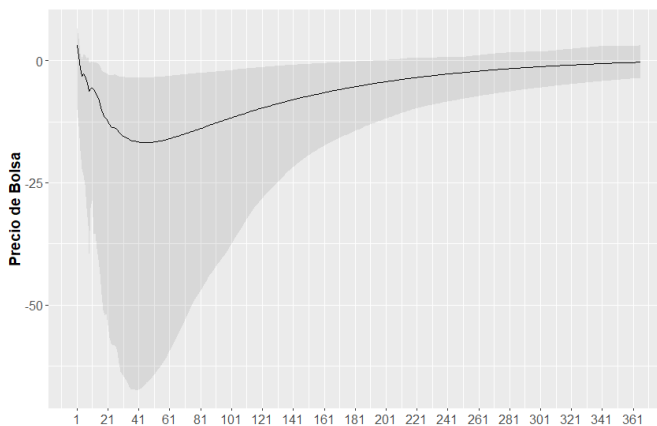


Fig. 1. Precio de bolsa - variación de 1GWh. en FERNC

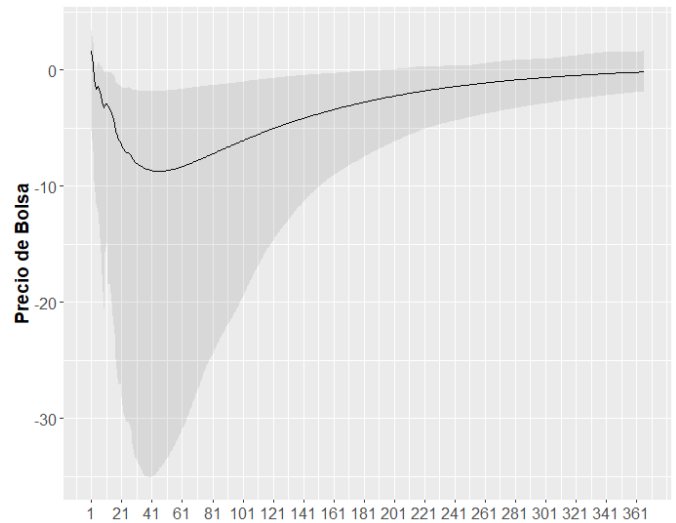


Fig. 2. Precio de bolsa - variación una desv. est. en FERNC

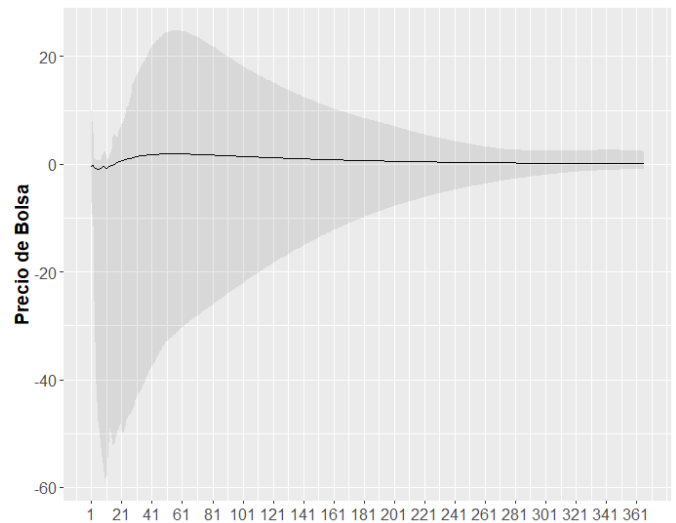


Fig. 3. Precio de bolsa - variación de una desv. est. en aportes

La Fig. 4 presenta la respuesta del precio de bolsa ante un aumento de una desviación estándar sobre la diferenciación de primer orden aplicada al volumen útil. Dado que la variable está diferenciada, la interpretación no es directa y correspondería a la respuesta ante una variación positiva respecto a la variación media diaria del volumen útil; como es de esperarse se observa que el efecto es inverso, sin embargo, no es tan marcado como el de la generación con FERNC.

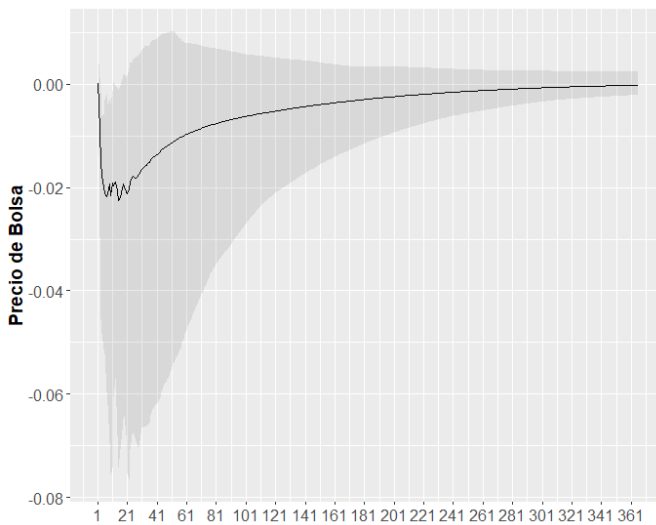


Fig. 4. Precio de bolsa - variación una desv. est. en volumen útil

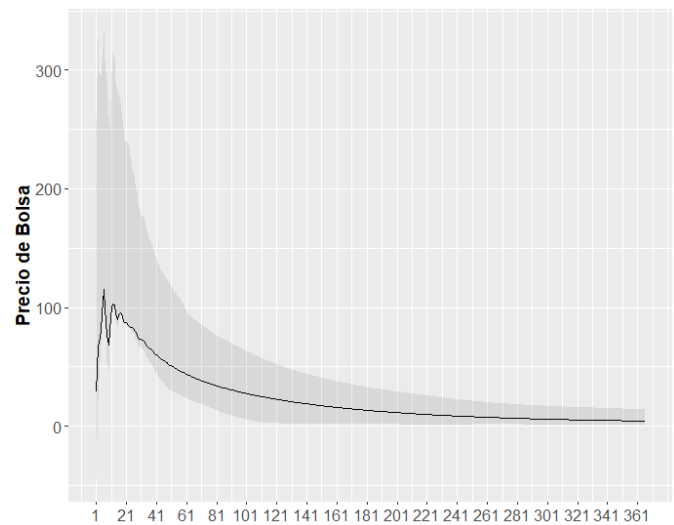


Fig. 6. Precio de bolsa - variación de una desv. est. en precio oferta hidráulico

Por último, en la Fig. 5 y la Fig. 6 se presentan la respuesta del precio de bolsa ante una variación de una desviación estándar en el precio de oferta promedio de los recursos hidráulicos y ante una variación de una unidad. Dado que los recursos hidráulicos son los que usualmente determinan el precio marginal del mercado, independiente de la situación hidrológica del sistema, la relación es directa y ante un aumento de una unidad de esta variable el precio de bolsa puede subir hasta \$/kWh 5.

Algo importante en este caso es que un choque de una desviación estándar tiene un efecto mayor que un choque de una unidad, lo anterior debido a que, como se ilustró anteriormente, una desviación estándar del precio de oferta hidráulico representa cerca al 85% del valor promedio de la variable, lo que indica una alta variación de esta.

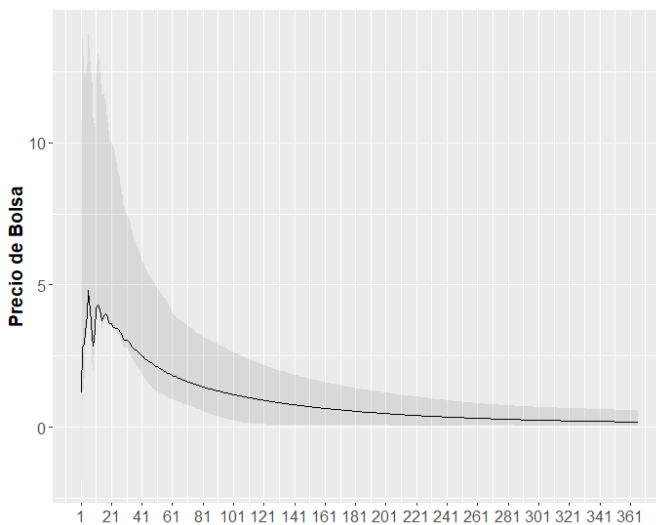


Fig. 5. Precio de bolsa - variación de \$/kWh en el precio hidráulico

### E. Validación del Modelo

Para realizar la validación del modelo propuesto se aplica la prueba de correlación serial de Portmanteau (Edgerton & Shukur, 1999) a partir de la cual se obtiene un valor p de 0.21 lo cual indica que no es posible rechazar la hipótesis nula de no autocorrelación serial. Adicionalmente, en la Fig. 7 se presenta la autocorrelación para los residuales asociados a las predicciones de la variable precio de bolsa, a partir de este se observa que, no hay estructuras de autocorrelación evidentes. Por último, en la Fig. 8 se presentan los residuales de las predicciones del precio de bolsa. El modelo presenta una alta desviación para el evento de El Niño 2015-2016.

Adicionalmente, se presentan cúmulos de volatilidad los cuales no son explicados por el modelo, lo cual es consistente con trabajos previos sobre el comportamiento de la serie y sugiere la posibilidad de plantear diferentes alternativas de modelación (MGARCH, ARIMAX, Estocásticos) para lograr una representación más precisa del comportamiento del sistema. No obstante esto va más allá del alcance de este trabajo y se sugiere como trabajo futuro. Resultados similares a los descritos se obtienen para las demás variables representadas en el modelo. Por último, al calcular la volatilidad diaria del precio de bolsa se obtiene que esta es de 17.8% de acuerdo con los datos utilizados mientras que la obtenida a partir del modelo (predicciones) es de 15.6%.

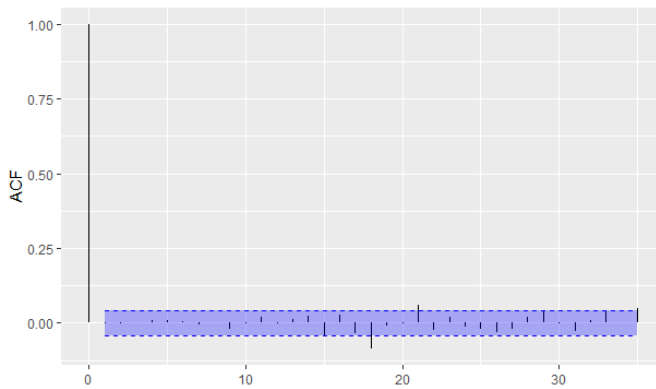


Fig. 7. Autocorrelación de los Residuales - Precio de Bolsa

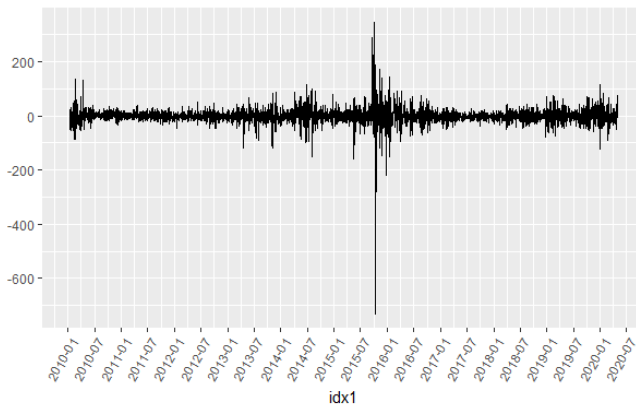


Fig. 8. Residuales Precio de Bolsa

#### F. Cambio en la volatilidad

Para tener una estimación del cambio en la volatilidad se realiza el siguiente procedimiento: en primer lugar se generan predicciones dentro de muestra del precio de bolsa para los últimos 360 datos y se calcula la volatilidad diaria ( $\sigma_d$ ); en segundo lugar se suma a estas predicciones el resultado de las respuestas sobre el precio de bolsa obtenidas por un choque de 1GWh-día sobre la generación con FERNC y se calcula la volatilidad diaria de esta nueva serie. Un resumen de los resultados se presenta en la Tabla VI donde se observa que la volatilidad diaria, para los últimos 360 datos incrementa de 12.6% a 13.3% lo que en términos relativos corresponde a un aumento de 5.7%. De acuerdo con esto, un incremento inesperado en la generación con FERNC aumenta la medición de riesgo del mercado colombiano.

TABLA VI  
CAMBIOS EN VOLATILIDAD (1GWH-DÍA)

	<i>Muestra</i>	<i>Predicción</i>	<i>Predicción + Choque</i>
$\sigma_d$	12.1%	12.6%	13.3%

#### G. Evaluación de escenarios

Para medir el impacto sobre la volatilidad del precio de bolsa bajo diferentes escenarios de penetración de las FERNC se plantea el siguiente procedimiento: inicialmente se escalan las

variables de disponibilidad hidráulica, térmica y generación con FERNC de acuerdo a lo planteado en el plan de expansión publicado por la UPME. Para las FERNC se aplica un factor de carga de 33% con base en el promedio publicado la EIA para estas fuentes (U.S. Energy Information Administration: Independent Statistics & Analysis, 2020) mientras que para las convencionales se calcula este con base en la información histórica y la energía ofertada.

Se establecen cuatro escenarios los cuales corresponden a un cumplimiento del plan en cuanto a la expansión de FERNC de 25%, 50%, 75% y 100%; en todos los casos se considera un cumplimiento del 100% de la expansión con fuentes convencionales dado que esta suele estar atada a compromisos contractuales del Cargo por Confiabilidad. Luego para cada uno se aplica el proceso descrito en la sección anterior para el cálculo de la volatilidad del precio de bolsa.

Se resalta que para el escenario de un cumplimiento del 100% del plan de expansión se observa una disminución en los precios, tal que, el modelo predice valores inferiores a cero para tres días, en estos casos la predicción se sustituyó por el valor del CERE promedio del primer trimestre de 2020. Lo anterior considerando que, de acuerdo con la regulación vigente, el CERE actúa como piso al precio de bolsa. Los resultados se presentan en la Tabla VII.

TABLA VII

<i>% Cumpl. Plan Exp.</i>	<i>Volat. Base</i>	<i>Volat. Choque 1GWh-día FERNC</i>	<i>Variación Relativa</i>
25%	15.1%	16.6%	9.6%
50%	17.9%	21.2%	18.4%
75%	23.6%	30%	27.4%
100%	41%	51.1%	24.7%

Como era de esperarse, entre mayor es la penetración de las FERNC mayor es volatilidad diaria del precio de bolsa, y más sensible es este ante choques sobre la generación con FERNC.

Considerando que la volatilidad actual del precio de bolsa obtenida a partir del modelo es 15.6%, se observa que de darse un cumplimiento del 100% del plan de expansión la volatilidad diaria casi se triplica pasando a 41%; es de notar también que un cumplimiento de hasta un 50% del plan no representa un aumento significativo en volatilidad del precio, lo anterior se debe a que, la expansión en la capacidad con fuentes convencionales logra compensar el aumento en FERNC.

## VI. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

A partir de los resultados obtenidos, el modelo representa adecuadamente las interacciones entre las principales variables de oferta del mercado eléctrico colombiano que determinan el precio de bolsa. Una de las principales contribuciones es que la modelación se realiza considerando los aspectos estructurales del sistema, de allí que los resultados obtenidos son coherentes con la teoría económica y el comportamiento físico del sistema, al verificarse la ley de la oferta y la relación inversa entre las variables hidrológicas y el precio del mercado.

Por otra parte, el modelo presentado permite la evaluación de escenarios en cuanto al impacto que tienen sobre el precio de bolsa las variables consideradas en su formulación, de especial

interés en este trabajo es lo referente a la generación con FERNC. No obstante, mediante el modelo es posible analizar el impacto que tienen variaciones de otras variables como el nivel de aportes hidrológicos o la disponibilidad de los recursos térmicos.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se observa que de mantenerse la estructura actual del mercado la penetración de las FERNC puede hasta triplicar la volatilidad del precio de bolsa, aumentando aún más el riesgo del mercado. Lo anterior plantea un reto en cuanto a que evidencia la necesidad de desarrollar un marco regulatorio que incentive el desarrollo de diversos productos de cobertura que permita a los participantes mitigar esta situación.

Consecuencia de lo anterior, se observa que a una mayor penetración de FERNC el precio de bolsa es más sensible a choques en la generación con estas fuentes; y en caso de cumplirse el plan de expansión en generación para lo referente a fuentes convencionales, el mercado puede tolerar hasta un 50% de cumplimiento de la expansión planeada en FERNC sin presentar aumentos significativos en la volatilidad actual del precio de bolsa.

Por otra parte en lo referente a la operación, los resultados resaltan la necesidad de contar con modelos precisos respecto a la generación y disponibilidad de la FERNC, esto plantea retos en cuanto a la identificación, medición y pronósticos de los factores climáticos determinantes en la disponibilidad de estas fuentes. Sin embargo, esto es necesario para que el mercado cuente con señales eficientes respecto al impacto que tendrán las FERNC sobre el precio de bolsa; lo cual en conjunto con mecanismos de cobertura adecuados, contribuyen a una mitigación de la incertidumbre, incentivando la participación de actores con diferentes perfiles de riesgo.

Como trabajo futuro se plantea la necesidad de revisar el proceso de ajuste del modelo, dado que se observan algunas dificultades numéricas en el proceso de estimación y si bien el modelo converge, hay sensibilidad a las condiciones iniciales. Adicionalmente se propone la exploración de formulaciones estructurales alternativas a la planteada, además de una modelación detallada del término de error considerando modelos híbridos como la regresión por cuantiles y/o la formulación de MGARCH, ARIMAX y Estocásticos.

Otro aspecto para desarrollar se encuentra en la inclusión de la demanda del sistema y variables que representen el comportamiento del mercado de contratos de largo plazo, de manera que se pueda contar con una medición del impacto que la penetración de las FERNC puede causar sobre este mercado, o por el contrario, como los niveles de contratación contribuyen a la estabilidad de la volatilidad del mercado.

#### BIBLIOGRAFÍA

- Barrientos, J., Rodas, E., Velilla, E., Lopera, M., & Villada, F. (2012). Modelo para el pronóstico del precio de la energía eléctrica en Colombia. *Lecturas de Economía*, 77(77), 91–127.
- Bertsch, J., Growitsch, C., Lorenczik, S., & Nagl, S. (2016). Flexibility in Europe's power sector-An additional requirement or an automatic complement? *Energy Economics*, 53, 118–131. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.10.022>
- Botero Botero, S., & Cano Cano, J. A. (2008). Análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en la bolsa de Colombia. *Cuadernos de Economía*, 42(48). <https://doi.org/10.15446/cuad.econ>
- Clò, S., Cataldi, A., & Zoppoli, P. (2015). The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy*, 77, 79–88. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.11.038>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 114 de 2018 (2018).
- Congreso de la República. Ley 697 de 2001 (2001). Congreso de la República de Colombia.
- Congreso de la República. Ley 1665 de 2013 (2013).
- Congreso de la República. Ley 1715 de 2014 (2014). Congreso de la República de Colombia.
- Congreso de la República. Ley 1955 de 2019 (2019).
- Duarte, O., & García, J. (2015). An Analysis of Colombian Power Market Price Behavior from an Industrial Organization Perspective. *Ecos de Economía*, 19(41), 1–23. <https://doi.org/10.17230/ecos.2015.41.1>
- Edgerton, D., & Shukur, G. (1999). Testing autocorrelation in a system perspective. *Econometric Reviews*, 18(43), 386.
- Efron, B., & Tibshirani, R. J. (1993). *An Introduction to the Bootstrap*. (Chapman & Hall, Ed.). New York.
- European Commission. (2012). *Energy Roadmap 2050. Policy*. <https://doi.org/10.2833/10759>
- Fasullo, J. T., Otto-Bliesner, B. L., & Stevenson, S. (2018). ENSO's Changing Influence on Temperature, Precipitation, and Wildfire in a Warming Climate. *Geophysical Research Letters*, 45(17), 9216–9225. <https://doi.org/10.1029/2018GL079022>
- Figueiredo, N. C., & Silva, P. P. da. (2019). The “Merit-order effect” of wind and solar power: Volatility and determinants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102(December 2018), 54–62. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.042>
- García, J. J., & Pérez-Libreros, Á. F. (2019). *El precio spot de la electricidad y la inclusión de energía renovable no convencional: evidencia para Colombia*. Medellín. Retrieved from [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=3443910](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3443910)
- Gil, M. M., & Maya, C. (2008). Volatility modeling of electric power prices in Colombia. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 7(12), 87–114.
- Granger, C. W. J., & Newbold, P. (1974). Spurious regressions in econometrics. *Journal of Econometrics*, 2(2), 111–120. [https://doi.org/10.1016/0304-4076\(74\)90034-7](https://doi.org/10.1016/0304-4076(74)90034-7)
- Hull, J. C. (2006). The Black-Scholes-Merton Model. In *Options, Futures and Other Derivatives. 6th Edition* (p. 281).
- IRENA. (2019). Innovative Ancillary Services: innovation Landscape Brief, 24.
- Johansen, S. (1991). Estimation and Hypothesis Testing of

- Cointegration Vectors in Gaussian Vector Autoregressive Models. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 59(6), 1551–1580.
- Lütkepohl, H. (2005). Structural VARs and VECMs. In: *New Introduction to Multiple Time Series Analysis* (pp. 357–386). Springer International Publishing. [https://doi.org/https://doi.org/10.1007/978-3-540-27752-1\\_9](https://doi.org/https://doi.org/10.1007/978-3-540-27752-1_9)
- Ministerio de Minas y Energía. (2019). Resolución Número 40591.
- Perlaviciute, G., Schuitema, G., Devine-Wright, P., & Ram, B. (2018). At the Heart of a Sustainable Energy Transition: The Public Acceptability of Energy Projects. *IEEE Power & Energy Magazine*, 16(1), 49–55.
- Philander, S. G. (n.d.). *El Niño, La Niña, and the Southern Oscillation*. (I. Academic Press, Ed.). Harcourt Brace Jovanovich.
- Pilipovic, D. (2007). Volatilities. In *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives* (pp. 215–253).
- Qazi, A., Hussain, F., Rahim, N. A. B. D., & Member, S. (2019). Towards Sustainable Energy : A Systematic Review of Renewable Energy Sources , Technologies , and Public Opinions. *IEEE Access*, 7, 63837–63851. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2906402>
- Resolución CREG 051 de 2009 (2009).
- Senado de California. An act to amend Sections 399.11, 399.15, and 399.30 of, and to add Section 454.53 to, the Public Utilities Code, relating to energy (2018).
- Suomalainen, K., Pritchard, G., Sharp, B., Yuan, Z., & Zakeri, G. (2015). Correlation analysis on wind and hydro resources with electricity demand and prices in New Zealand. *Applied Energy*, 137, 445–462. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.015>
- U.S. Energy Information Administration: Independent Statistics & Analysis. (2020). Electric Power Monthly with Data for February 2013, (February), 115. Retrieved from <http://www.eia.gov/electricity/monthly/pdf/epm.pdf>
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2019). *Plan Energetico Nacional 2020-2050*. Bogotá. Retrieved from <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Plan-Energetico-Nacional-2050.aspx>
- Velásquez, J., Dynner, I., & Castro, R. (2007). ¿ Por qué es tan difícil obtener buenos pronósticos de los precios de la electricidad en mercados competitivos? *Cuadernos de ...*, 20(34), 259–282.
- Woo, C. K., Moore, J., Schneiderman, B., Ho, T., Olson, A., Alagappan, L., ... Zarnikau, J. (2016). Merit-order effects of renewable energy and price divergence in California’s day-ahead and real-time electricity markets. *Energy Policy*, 92, 299–312. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.02.023>
- XM Compañía de Expertos en Mercados. (2020). Portal BI - XM. Retrieved April 15, 2020, from <http://portalbissrs.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>
- XM S.A. E.S.P. (2019). Resultados generales subasta OEF 2022 - 2023. Retrieved from [https://www.xm.com.co/Resultado\\_subasta\\_cargo\\_por\\_confiabilidad/ResultadosSubasta\\_OEF22-23.pdf](https://www.xm.com.co/Resultado_subasta_cargo_por_confiabilidad/ResultadosSubasta_OEF22-23.pdf)