



Vigilada Mineducación

**NIVEL DE RIESGO DE MERCADO EN EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO
CONSIDERANDO EL IMPACTO DE LOS EVENTOS CLIMÁTICOS, LA HIDROLOGÍA
Y LA GENERACIÓN TÉRMICA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**
MARKET RISK LEVEL IN THE COLOMBIAN ELECTRIC SECTOR CONSIDERING THE
IMPACT OF CLIMATIC EVENTS, HYDROLOGY, AND THERMAL GENERATION ON
THE NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM

NATALIA BERMÚDEZ ÁLVAREZ
LAURA RESTREPO CARDONA

Trabajo presentado como requisito para optar al título de magíster en Administración
Financiera

Asesor
German Adolfo Peña Higuavita. Mag, CFA, FRM.

UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE FINANZAS, ECONOMÍA Y GOBIERNO
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA - MAF
PEREIRA
2024

Resumen

El presente trabajo se centra en evaluar el nivel de riesgo de mercado en el sector eléctrico colombiano, teniendo en cuenta el impacto de las condiciones hidrológicas sobre el Sistema Interconectado Nacional (SIN), la generación térmica y los eventos climáticos, como el fenómeno de El Niño. El estudio identifica las variables que influyen en la volatilidad de los precios de la energía en bolsa. Utilizando un modelo EWMA y GARCH, se calculó la volatilidad del precio de la energía en bolsa para el periodo comprendido entre enero de 2015 y mayo de 2024. Además, se analizó la correlación entre el precio de la energía en bolsa, el porcentaje de volumen útil de los embalses y la generación térmica, con el objetivo de comprender cómo estas condiciones afectan el riesgo de mercado en el sector eléctrico. Los resultados obtenidos contribuyen a la formulación de estrategias más efectivas para la gestión del riesgo en el mercado eléctrico colombiano.

Palabras clave: energía, oferta y demanda, política pública, clima y fijación de precios y estructura de mercado.

Abstract

The present work focuses on evaluating the level of market risk in the Colombian electrical sector, taking into account the impact of hydrological conditions on the National Interconnected System, thermal generation, and climatic events such as El Niño-Southern Oscillation (ENSO). The study will identify the variables that influence the volatility of energy prices on the stock exchange. Using an EWMA and GARCH model, the volatility of energy prices on the stock exchange will be calculated for the period from January 2015 to May 2024. Additionally, the correlation between the stock exchange energy price, the percentage of useful volume of the reservoirs, and thermal generation will be analyzed, with the aim of understanding how these conditions affect market risk in the electrical sector. The results obtained will contribute to the formulation of more effective strategies for risk management in the Colombian electrical market.

Keywords: energy, supply and demand, public policy, climate and pricing and market structure.

CONTENIDO

1. Introducción.....	6
2. Objetivos	8
2.1 Objetivo general.....	8
2.2 Objetivos específicos	8
3. Marco teórico	8
4. Metodología.....	19
5. Resultados	23
6. Conclusiones	29
7. Referencias	31

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Distribución por tipo de tecnología y tipo de despacho de la capacidad instalada del SIN, mayo 2024.....	10
Tabla 2. Varianza – Covarianza.	27
Tabla 3. Desviación estándar.	28
Tabla 4. Correlaciones.....	29

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Capacidad Instalada fuentes de generación 2024.....	11
Gráfica 2. Reservas Hídricas mensuales.	12
Gráfica 3. Índice Niño Oceánico (ONI) – Mensualmente.	13
Gráfica 4. Porcentaje de participación tipo de fuente - mensual.....	14
Gráfica 5. Porcentaje de participación generación térmica por recurso.....	15
Gráfica 6. Precio Promedio Ponderado de energía en bolsa diario (COP/kWh)..	16
Gráfica 7. Cantidad de energía expuesta en bolsa.....	17
Gráfica 8. Demanda Comercial Nacional GWh – Diaria 2016 -2024...	18
Gráfica 9. Distribución de las variaciones de los precios de la energía en bolsa 2015 – 2024.....	24
Gráfica 10. Volatilidad precio de energía en bolsa 2015 – 2024 – Modelo EWMA - GARCH.....	25

1. Introducción

En el contexto del sector eléctrico colombiano, la generación hidráulica representa el 65,27% de la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN), seguida por la generación térmica, con una participación del 30,01%. Las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), como la solar, representa un 3,77%, según datos de mayo de 2024. Esta predominancia de la generación hidráulica implica una variabilidad de las reservas y aportes hídricos del SIN, lo cual genera una alta volatilidad en el precio de energía en bolsa del Mercado de Energía Mayorista (MEM).

Durante el fenómeno de El Niño, se registran altas temperaturas y escasas precipitaciones, que impacta la generación de energía en Colombia, dado que el 65,27% de la energía se genera mediante las plantas hidroeléctricas. Este fenómeno ha ocurrido en el país al finalizar el año 2015 e iniciar el 2016, y más recientemente entre los años 2023 y 2024, lo cual ha producido escasez hídrica y reducción de los aportes y reservas de los embalses. Debido a esta situación y a la fuerte dependencia del país con la generación hidroeléctrica, el sistema eléctrico colombiano recurre a plantas termoeléctricas para satisfacer la demanda energética durante estos períodos de sequía. Lo anterior no solo incrementa el precio de la energía en bolsa del MEM, sino que también genera una mayor volatilidad en los precios, debido a la incertidumbre climática.

Para gestionar este riesgo, las empresas del sector deben estar preparadas para manejar la exposición a estas variaciones de precio. Con el fin de mitigar el impacto de estas variaciones, las empresas utilizan estrategias de cobertura. Entre estas estrategias, se encuentran los contratos bilaterales de compraventa y mecanismos como Derivex, que permiten asegurar un precio fijo y reducir la incertidumbre frente a posibles aumentos en el costo de adquisición de energía en el MEM.

Por lo anterior, es crucial evaluar el nivel de riesgo de mercado en el sector eléctrico colombiano, dado que este riesgo está relacionado con la variación de los precios de la energía en bolsa en el MEM. Las fluctuaciones en estos precios pueden tener un impacto significativo en la estabilidad financiera y operativa de los agentes del sector, como comercializadores y distribuidores.

Para alcanzar este objetivo general, se establecieron cuatro objetivos específicos. En primer lugar, se buscó identificar las variables hidrológicas del SIN y las variables climáticas que

inciden en la volatilidad del precio de energía en bolsa del MEM. Esto implica comprender cómo las condiciones hidrológicas afectan la disponibilidad de las plantas hidroeléctricas, aumentando el porcentaje de generación de las plantas térmicas y el precio de energía en bolsa del MEM. Adicionalmente, se calculó la volatilidad del precio de la energía en bolsa utilizando modelos EWMA y GARCH para el período comprendido entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de mayo de 2024, y se determinó el impacto del fenómeno de El Niño. Finalmente, se llevó a cabo un análisis de la correlación entre el precio de la energía en bolsa del MEM, el porcentaje de volumen útil de los embalses, el Índice Oceánico del Niño (ONI) y el porcentaje de generación de las plantas térmicas, con el fin de comprender cómo estas variables influyen en el precio de energía en bolsa.

Los resultados de este trabajo mostraron que la volatilidad diaria del precio de la energía en bolsa en Colombia, medida con el modelo EWMA, asigna un peso mayor a las observaciones recientes, con un factor Lambda de 0.9162, es decir, el 92% del peso se asigna a las observaciones antiguas y el 8% a recientes. Por otro lado, el Value at Risk del precio de la energía en bolsa, con una confianza del 95%, no superó el 35,68%, aunque fue superado en cuatro ocasiones en los últimos tres meses debido a las variaciones climáticas. La volatilidad a largo plazo del precio diario es de 17,07% y la anual es de 270,99%. Además, se observó una correlación negativa entre el precio de la energía en bolsa y el porcentaje de volumen útil de los embalses, así como una correlación positiva entre el precio de la energía en bolsa y el índice ONI. Por el lado del porcentaje de generación térmica, se mostró una fuerte correlación positiva con el precio de la energía, lo cual refleja su impacto durante períodos de bajas precipitaciones.

Comprender y medir el impacto de la hidrología y los eventos climáticos en el riesgo de mercado en el sector eléctrico colombiano permite al gobierno tomar decisiones adecuadas en política pública y regulación para implementación de estrategias que promuevan la seguridad SIN del país. Esto cobra relevancia para la discusión que se viene dando en los últimos meses en el país sobre la amenaza de racionamiento de energía eléctrica que podría darse en el año 2026, debido a la falta de abastecimiento de gas, demora en la entrega de proyectos de FNCER en La Guajira y el retraso de las últimas unidades de generación de Hidroituango.

2. Objetivos generales y específicos

2.1. Objetivo general

Medir el nivel de riesgo de mercado en el sector eléctrico colombiano, considerando el impacto de la hidrología, los eventos climáticos y la generación térmica en el Sistema Interconectado Nacional.

2.2. Objetivos específicos

- Identificar las variables hidrológicas y climáticas del Sistema Interconectado que influyen en la volatilidad del precio de energía en bolsa en el Mercado de Energía Mayorista de Colombia.
- Calcular la volatilidad del precio de la energía en bolsa en el Mercado de Energía Mayorista de Colombia utilizando el modelo EWMA para el período comprendido entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de mayo de 2024.
- Analizar la correlación entre el precio de la energía en bolsa en el Mercado de Energía Mayorista de Colombia, las variables hidrológicas del Sistema Interconectado Nacional y las variables climáticas.
- Evaluar el impacto del porcentaje de generación térmica en el precio de la energía en bolsa del Mercado de Energía Mayorista.

3. Marco teórico

3.1 Sector eléctrico colombiano

En la década de los años 90, el sector eléctrico colombiano experimentó un cambio significativo, debido a un racionamiento eléctrico que afectó al país entre marzo de 1992 y febrero de 1993. Este racionamiento se produjo porque el sector no tuvo la capacidad de afrontar el fenómeno de El Niño en 1992, caracterizado por altas temperaturas y la escasez de agua, lo cual redujo el caudal de los ríos necesarios para abastecer los embalses de las plantas de generación hidráulica. En esa época, la capacidad instalada de esas plantas era del 78%, y las reservas de agua en los embalses, es decir, el volumen útil, solo alcanzaba 28%. Por otro lado, la capacidad instalada de la termoeléctricas era

del 22%, por tanto, el país dependía mayoritariamente de la generación hidráulica. Además, el sector, en el cual el gobierno era el encargado de todas las funciones del mercado, presentaba una crisis financiera en las compañías estatales (Dyner y Franco, 2018).

Estas circunstancias llevaron a la promulgación de las leyes 142 de 1994, Ley de Servicios Públicos, y 143 de 1994, Ley de Energía Eléctrica. Estas introdujeron transformaciones significativas en el sector, fomentando un mercado competitivo, gracias a la participación del sector privado, y estableciendo regulación, control, vigilancia, inspección y planeamiento del mercado por parte del Estado (Dyner y Franco, 2018).

El sector eléctrico colombiano tiene cuatro actividades principales en la cadena de suministro del mercado eléctrico: generación, transmisión, distribución y comercialización. La primera consiste en la producción de energía eléctrica mediante generadores hidroeléctricos, térmicos, solares, eólicos y de biomasa. Estos venden energía a los comercializadores, bien sea por contratos bilaterales de compraventa o mediante la Bolsa de Energía en el MEM. La siguiente actividad es la transmisión, que se encarga del transporte de la energía eléctrica generada a través del Sistema de Transmisión Nacional (STN). Luego, se encuentra la distribución, que transporta la energía eléctrica desde el Sistema de Distribución Local (SDL) hasta los usuarios finales. Por último, la comercialización corresponde a la compra de energía eléctrica por parte de los comercializadores a los generadores en el MEM, esta energía es vendida a los usuarios finales.

3.2 Obligaciones de energía en firme

Como lo argumentan Dyner y Franco (2018), debido a la crisis que se presentó en los años 90 y la volatilidad de los precios de la energía en bolsa, la Ley 143, en su artículo 23, establece que “la oferta eficiente tendrá en cuenta la generación de respaldo”. Por esta razón, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) actualizó la normativa y creó un nuevo mecanismo para garantizar esta generación de respaldo, denominado *cargo por confiabilidad*, según la Regulación 071 de 2006. Este esquema es un mecanismo de compra y venta de energía firme con el objetivo de que la oferta energética del país aumente de acuerdo con su demanda futura. Adicionalmente, contribuye a los ingresos de los generadores, permitiéndoles cumplir con la demanda de energía en períodos de escasez. Los generadores se comprometen, a cambio de una prima, a entregar al sistema

la energía que se comprometieron a proporcionar cada vez que el precio de la energía en bolsa supere el precio de escasez.

Es importante tener en cuenta que el precio de escasez es el límite máximo que la demanda del país puede pagar por la energía. Este precio se calcula mensualmente de acuerdo con la regulación mencionada. Cuando el precio de la energía en bolsa supera el precio de escasez, se indica una situación crítica en el sistema, lo que activa la regulación del precio de compra de energía y obliga a los generadores a entregar sus Obligaciones de Energía en Firme (OEF). Este precio se determina a partir de los costos variables asociados al SIN y al precio del combustible (residual fuel nro. 6 con 1,0% de azufre).

Para el presente proyecto de grado es importante conocer el estado actual de la generación de energía eléctrica en Colombia. A continuación, se presenta la capacidad instalada del SIN, la cual se clasifica por tipo de tecnología de las plantas y se divide en despachadas centralmente (DC) y no despachadas centralmente (ND).

Las plantas DC tienen una capacidad instalada igual o mayor a 20 MW y envían diariamente al Administrador del Mercado Eléctrico (XM) la oferta de precio y cantidad de energía eléctrica disponible para generar. En cambio, las plantas ND tienen una capacidad instalada menor a 20 MW y son tomadores del precio de energía en bolsa. De acuerdo con los datos del Sistema de Parámetros Técnicos de Elementos del Sector Eléctrico Colombiano (Paratec) de XM,¹ la capacidad instalada de las plantas DC representan el 90,31% del total, mientras que la de las plantas ND es del 9.69%.

Tabla 1. Distribución por tipo de tecnología y tipo de despacho de la capacidad instalada del SIN, mayo 2024

Fuente de energía	Capacidad efectiva neta (MW)	
	Despachadas centralmente	No despachadas centralmente
Biomasa		192.50
Térmicas	5,867.00	205.73
Hidráulica	12,237.00	969.87

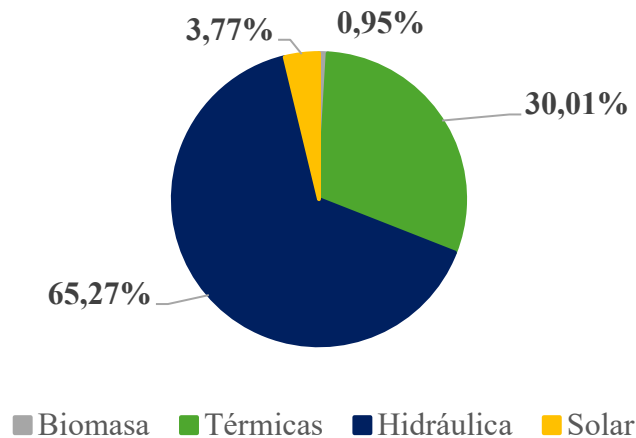
¹ Para ampliar información, visitar:
<https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

Solar	170.00	591.93
Total	18,274.00	1,960.03

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

De acuerdo con la gráfica 1, la matriz energética de Colombia se caracteriza por la predominancia de la generación hidráulica, que representa un 65,27%. Las plantas térmicas aportan el 30,01% y la energía solar 3,77%, siendo estas las tres tecnologías que participan en el despacho central.

Gráfica 1. Capacidad instalada por fuentes de generación (2024)



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

Debido a que el sistema eléctrico colombiano depende en gran medida del recurso hídrico, facilita que sea vulnerable a escenarios críticos como el fenómeno de El Niño, originando que, en periodos de escasez de agua, la generación térmica tenga un promedio de generación de casi un 50%, como se puede ver en el informe general del mercado abril 2024 de XM,² lo cual aumenta el precio de energía en bolsa.

² Para ampliar información, visitar:
https://sinergox.xm.com.co/infms/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc={8E567136-2037-44CC-9B11-858BBA7F4B09}&file=00_General_Mercado_04_2024.pdf&action=default

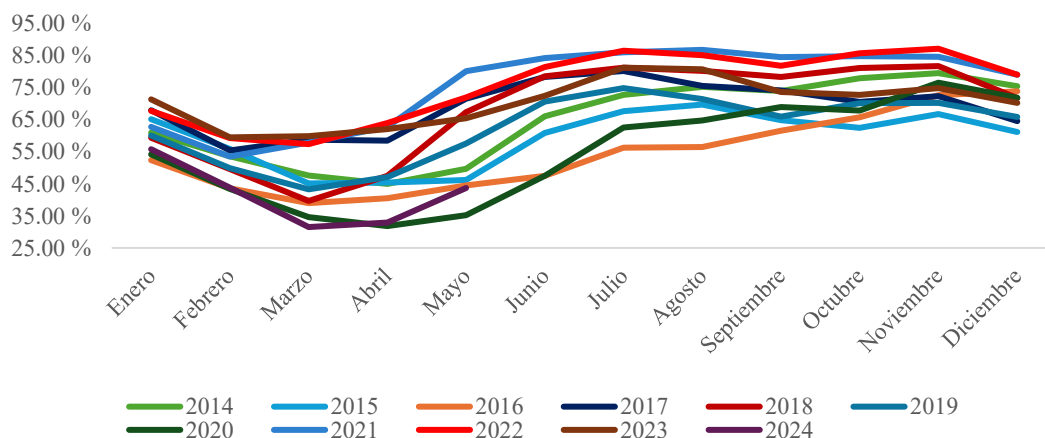
3.3 Variables hidrológicas del Sistema Interconectado Nacional

Como se mencionó, el sistema eléctrico colombiano depende en gran medida del recurso hídrico. Por tanto, el conocimiento y el estudio de las reservas hídricas del SIN es fundamental.

Las reservas hídricas del SIN corresponden a la cantidad de agua disponible para la generación de energía eléctrica, es decir, el volumen de agua almacenada en la parte útil de los embalses. Su seguimiento diario se realiza en función del porcentaje de la capacidad útil total del sistema.³

Según la gráfica 2, los meses con menor reserva hídrica en los embalses son marzo y abril, con promedios del porcentaje de volumen útil mensual de 46,79% y 48,87%, respectivamente, al ser meses de verano en Colombia. Por el contrario, el mes con mayor porcentaje de volumen útil es noviembre, con un promedio de 76,74%. Asimismo, se observa que, en el año 2024, el mes con menor porcentaje de volumen útil es marzo, con 31,51%.

Gráfica 2. Reservas hídricas mensuales



Fuente: elaboración propia, a parti de datos de XM.⁴

³ Para ampliar información, visitar: <https://www.xm.com.co/hidrolog%C3%ADa/reservas>

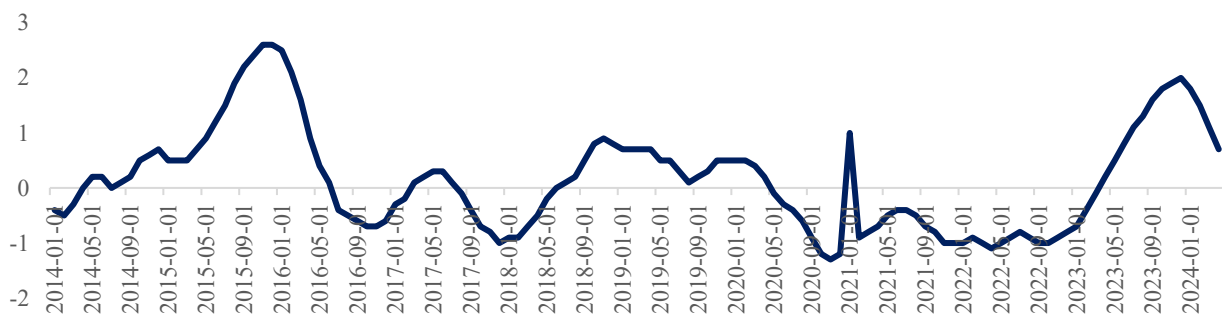
⁴ Para ampliar información, visitar:

<https://sinergox.xm.com.co/hdrlg/Paginas/Informes/ReservasHidricasSIN.aspx>

Dado que la generación del SIN depende principalmente de la generación hidráulica, es crucial analizar el comportamiento de los fenómenos de El Niño y La Niña en el país desde enero de 2015 hasta mayo de 2024. Para este propósito, se llevó a cabo un análisis del ONI, que es una herramienta fundamental para evaluar el comportamiento del fenómeno de El Niño y de La Niña en el pacífico ecuatorial central. Este índice se calcula como el promedio móvil de tres meses de las anomalías de la temperatura superficial del mar en la región del Niño 3.4 del Pacífico Ecuatorial,. Esta región comprende desde 5°N hasta 5°S y desde 120°W hasta 170°W. Los períodos base se establecen cada 30 años y se actualizan cada 5 años. La condición neutra se define cuando el ONI se encuentra dentro del rango de ± 0.5 . Se considera la presencia del fenómeno de El Niño cuando los datos superan 0.5, mientras que se declara la ocurrencia de La Niña cuando los valores descienden por debajo de -0.5 ⁵.

La siguiente gráfica evidencia la presencia de fenómenos de El Niño prolongados e intensos durante los períodos 2015-2016 y más recientemente en 2023-2024.

Gráfica 3. Índice Niño Oceánico (ONI) mensualmente



Fuente: elaboración propia, a partir de datos de Imarpe.⁵

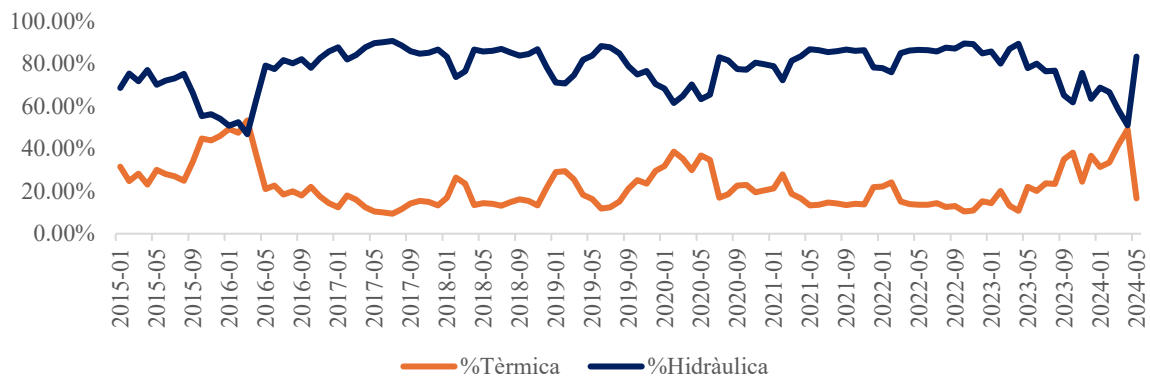
Durante el fenómeno de El Niño, las altas temperaturas y la escasez de precipitaciones pueden afectar la generación de energía eléctrica en Colombia, ya que el 65,27% de la energía eléctrica proviene de plantas hidroeléctricas. Este fenómeno provoca una escasez hídrica y disminuye las

⁵ Para ampliar información, visitar:
https://www.imarpe.gob.pe/imarpe/index2.php?id_seccion=I0178090500000000000000

reservas de los embalses del SIN. Como resultado, se recurre a las plantas termoeléctricas para cubrir la demanda de energía del país, lo cual causa un aumento en el precio energía en bolsa en el MEM.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que el fenómeno de El Niño no siempre resulta en un aumento de los precios de la energía. En ocasiones, los embalses pueden mantener altos porcentajes de volumen útil, incluso durante este fenómeno, lo cual puede resultar en precios de energía en bolsa bajos. Esto puede deberse a una gestión eficiente de los niveles de los embalses durante este período o en períodos anteriores. En los períodos de sequía en el país, se observa un incremento en la generación de energía por parte de las plantas térmicas, tal como se muestra en la gráfica 4.

Gráfica 4. Porcentaje de participación tipo de fuente (mensual)

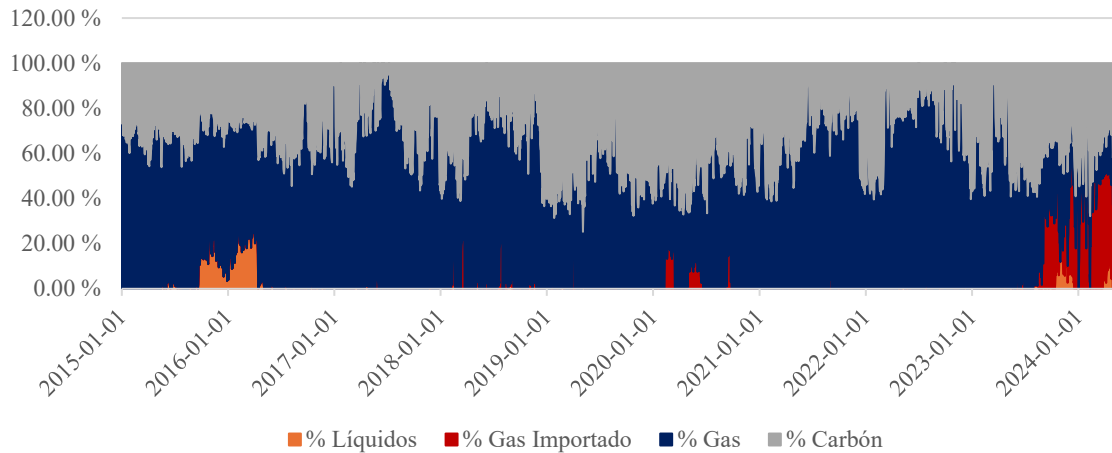


Fuente: elaboración propia, a partir de datos de XM.⁶

Según el gráfico siguiente, durante el fenómeno de El Niño de 2015-2016 se observó un incremento en la participación del combustible líquido en la generación de energía. Esta participación alcanzó su punto máximo el 15 de noviembre de 2015 y se mantuvo elevada hasta abril de 2016. Asimismo, se registró un aumento similar en el uso de este combustible al final del último fenómeno de El Niño en abril de 2024.

⁶ Para ampliar información, visitar:
<https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/GeneracionSIN.aspx>

Gráfica 5. Porcentaje de participación generación térmica por recurso



Fuente: elaboración propia, a partir de datos de XM.⁷

Adicionalmente, el mayor porcentaje de participación en la generación térmica proviene del gas producido en Colombia. Sin embargo, se ha observado un aumento en la participación del gas importado desde finales de 2023, alcanzando un promedio de participación de 31,93%. Esto podría llevar a un incremento en el precio de oferta de la energía en bolsa de las plantas que utilicen este gas importado.

De acuerdo con la Resolución 011 de 2010 de la CREG, el procedimiento para determinar el precio horario de la energía en bolsa se realiza así: primero, se calculan los precios utilizando un despacho idel, es decir, el costo mínimo para atender la demanda sin restricciones. Luego, para cada hora, las plantas se ordenan de acuerdo con su oferta de precio de energía, de menor a mayor. De ahí, se determina el Máximo Precio Ofertado (MPO), que es el precio ofertado por la última planta necesaria para cubrir la demanda de cada hora. Finalmente, al MPO se le añade un delta que corresponde a los costos de las plantas térmicas incluidas en el despacho idel, pero cuyo precio no es cubierto por MPO en todas las horas.

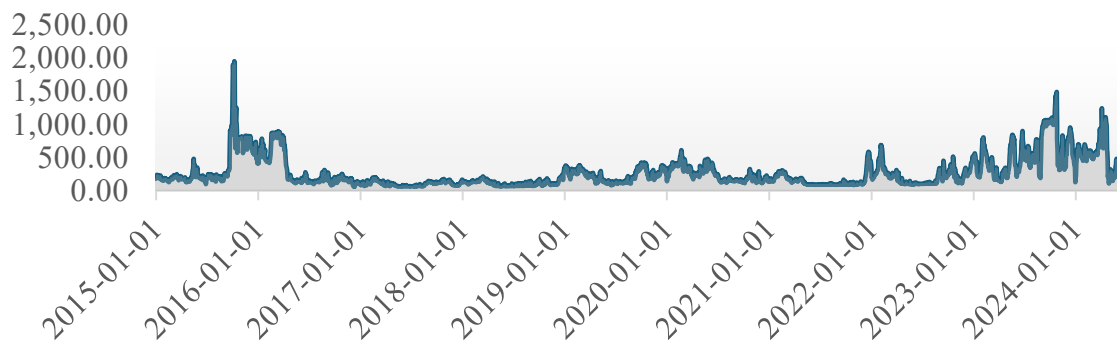
Es relevante tener en cuenta que los precios ofertados por parte de las plantas hidroeléctricas son generalmente más bajas, ya que reflejan el costo de oportunidad del recurso hídrico más el riesgo

⁷ Para ampliar información, visitar:
<https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/GeneracionTermica.aspx>

asociado. Por otro lado, el precio ofertado por las térmicas es más costoso, debido a los costos variables, como es el combustible, y los precios de arranque y parada de estas plantas térmicas cuando son despachadas por períodos cortos, que se oferta cada tres meses como un valor fijo en dólares americanos (Dyner y Franco, 2018).

La gráfica 6 muestra los valores del precio promedio ponderado de energía diario de enero 2015 a mayo de 2024. El mayor precio promedio ponderado de energía en bolsa se registró el 8 de octubre de 2016, alcanzando 1942,71 COP/kWh, mientras que el menor precio se presentó el 11 de diciembre de 2016, con 61,17 COP/kWh.

Gráfica 6. Precio promedio ponderado de energía en bolsa diario (COP/kWh)



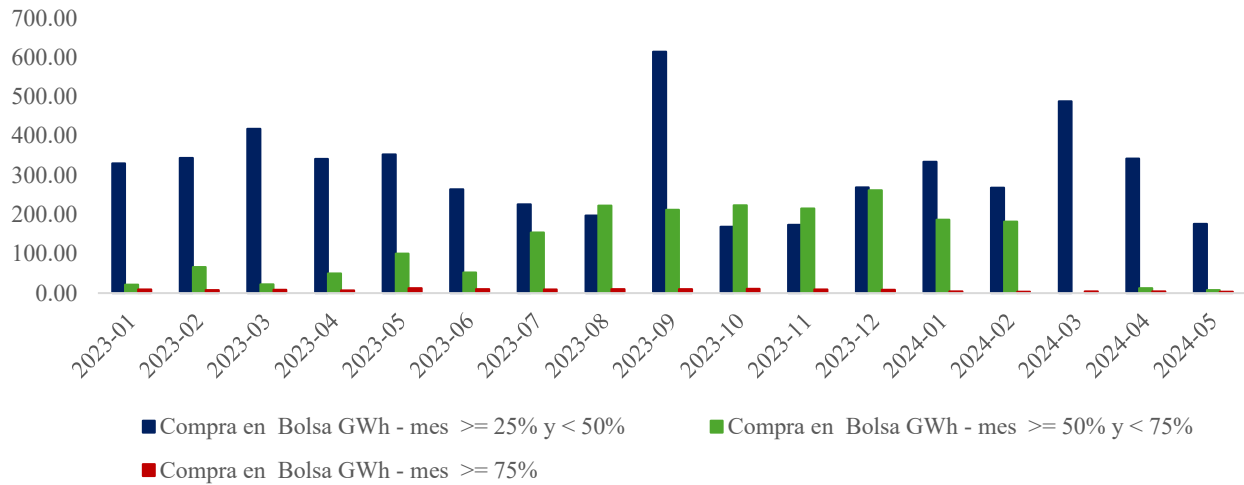
Fuente: elaboración propia, a partir de datos de XM.⁸

3.4 Exposición en bolsa de los agentes del SIN (2023-2024)

Como el precio de la energía en bolsa presenta una alta volatilidad, es fundamental que los agentes consideren este factor al determinar el porcentaje adecuado de su exposición en bolsa.

⁸ Para ampliar información, visitar:
<https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Informes/PrecioPromedioPB.aspx>

Gráfica 7. Cantidad de energía expuesta en bolsa



Fuente: elaboración propia, a partir de datos de XM.⁹

Según la gráfica 7, en septiembre de 2023 se registró la mayor cantidad de energía expuesta en la bolsa, con aproximadamente 840 GWh/mes, con una exposición entre el 50% y el 75%. En contraste, el mes con menor energía expuesta en la bolsa fue mayo de 2024, con aproximadamente 137 GWh/mes, donde la mayor cantidad de la energía estuvo expuesta entre el 25% y el 50%.

Para los agentes del mercado es crucial considerar su exposición en bolsa, debido a que representa un riesgo significativo. Por ello, es fundamental que los diferentes actores, como generadores, distribuidores y comercializadores, desarrollen estrategia de gestión de riesgo de mercado. Estas estrategias incluyen mecanismos de cobertura como contratos bilaterales de compraventa a largo plazo y uso del mecanismo Derivex, que les permitan mitigar el impacto de la volatilidad de los precios de la energía en la bolsa.

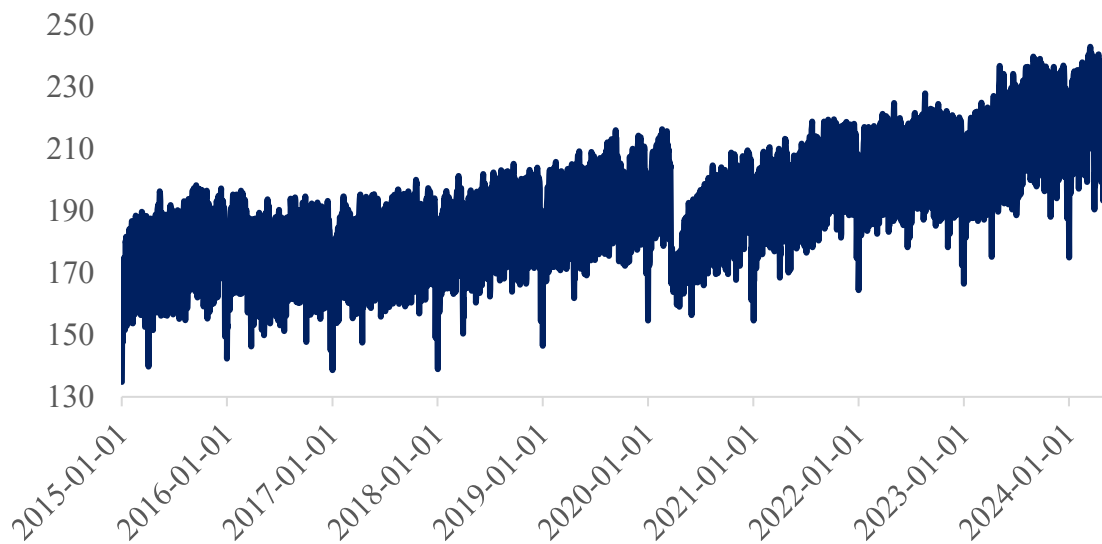
Según Arango (2023), en 2009 se estableció un nuevo mercado de derivados energéticos estandarizados, inspirado en el mercado eléctrico global conocido como Nord Pool. Este proyecto resultó en la creación de Derivex S.A. en junio de 2010, a través de una alianza entre la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y XM. Derivex actúa como un sistema para la negociación y registro de operaciones de instrumentos financieros derivados, abarcando energía eléctrica, gas,

⁹ Para ampliar información, visitar:
<https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Informes/ExposicionCoberturaAgentes.aspx>

combustibles y otros commodities energéticos. Esta plataforma permite la negociación de contratos de futuros de electricidad, ofreciendo una alternativa a los contratos bilaterales.

El crecimiento de la demanda de energía en el país es fundamental para determinar la proyección futura de la capacidad instalada necesaria. A continuación, se presenta la demanda comercial de Colombia desde el 1 de enero de 2015 al 31 de mayo de 2024.

Gráfica 8. Demanda comercial nacional (GWh/día: 2015-2024)



Fuente: elaboración propia, a partir de datos de XM.¹⁰

En la gráfica 8 se puede observar cómo la demanda comercial total del país ha crecido desde el 2015 hasta el 2024. En 2015, la demanda comercial total fue de 65,816 GWh/año, mientras que en 2023 fue de 79,524 GWh/año, lo cual representa un crecimiento del 20,83% durante este período. Es importante tener en cuenta que entre 2019 y 2020 hubo una disminución en la demanda del

¹⁰ Para ampliar información, visitar:
<https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Informes/DemandaRealPerdidas.aspx>

3,10%, debido al confinamiento nacional por la pandemia del COVID-19 que se llevó a cabo entre marzo y septiembre de 2020.

Por último, es fundamental considerar que, debido al significativo aumento de la demanda en los últimos años, el sector energético enfrenta diversos desafíos. Es esencial que la matriz energética continúe diversificándose para mitigar riesgos y asegurar la estabilidad frente a posibles eventos, como el cambio climático.

4. Metodología

4.1 Descripción del enfoque y diseño de la investigación

El presente trabajo de investigación adoptó un enfoque metodológico cuantitativo, basado en mediciones numéricas y análisis estadísticos que permitieron orientar la investigación realizando el cálculo de la volatilidad diaria del precio de la energía en Colombia, para lo cual se definió la implementación de modelos como el EWMA y el GARCH.

La elección de estos modelos se fundamenta en varias características que los hacen especialmente aplicables en el sector financiero. Algunas de las propiedades más relevantes es que permiten estimar la volatilidad dinámica de series de tiempo del precio del activo, la estimación de volatilidades futuras, la capacidad de adaptación a sucesos o fenómenos recientes, y que además permiten la adición de otras variables específicas al modelo. Dichas características hacen que este tipo de modelos logren capturar mejor el riesgo del activo que se estudiara. Los modelos más clásicos le dan el mismo peso al pasado que al pasado reciente, no son tan eficientes en el cálculo de la volatilidad futura y son menos tolerantes a la inclusión de eventos adicionales en el modelo.

La capacidad de adaptabilidad, estimación y modelización del riesgo justifican la elección de los modelos empleados en el trabajo. La primera parte del estudio se centró en calcular la volatilidad diaria mediante la implementación de un modelo EWMA y recalcular el factor Lambda que permita emplearlo como parámetro para analizar la reacción del precio de la energía ante diversas exposiciones que impacten su valor. Adicionalmente, este modelo fue utilizado para obtener el Value at Risk (VAR) y el Expected Shortfall, calculado con 95% de confianza. Así mismo, se

pretende calcular la volatilidad de largo plazo diaria y de un año empleando un modelo GARCH (1,1) utilizando el método de máxima verosimilitud para encontrar los parámetros de la función, maximizando el estimador que aumenta la probabilidad de obtener los datos históricos observados.

Por último, se estimó la correlación existente entre el precio de energía en bolsa en el MEM en Colombia, el porcentaje de volumen útil en los embalses, el ONI y el porcentaje de generación térmica mensual reportados a través de la plataforma Sinergox de XM. El estudio se apoyó en estadística descriptiva, y empleo de coeficientes de correlación para medir la relación existente entre el precio de la energía y las variables independientes analizadas.

4.2 Población y muestra

Se consideró el precio diario de energía en bolsa MEM para los cálculos de volatilidades y los datos mensuales del precio para hallar correlaciones durante el período comprendido entre el 1 de enero 2015 y el 31 de mayo de 2024. Fueron también empleados los reportes del porcentaje de volumen útil en los embalses, el ONI y el porcentaje de generación térmica para el mismo período analizado. Cifras que permitieron generar conclusiones significativas sobre la volatilidad del precio de energía, la relación entre las variaciones del precio y las variables que tienen incidencia en el mismo y las correlaciones existentes entre ellas.

4.3 Técnicas de recolección de datos

4.3.1 Etapa 1: Revisión bibliográfica

Se realizó revisión bibliográfica de conceptos base de la investigación, dentro de los cuales se destacan: funcionamiento del MEM en Colombia, composición de la matriz energética colombiana, reservas hídricas del país, capacidad de embalses, plantas de generación térmica del país, anomalías de la temperatura de la superficie del mar promediadas en la región en el pacífico, entre otras que permitieron construir el marco conceptual. Esta información se recolectó del Ministerio de Minas y Energía, CREG, Unidad de Planeación Minero-Energética, Laboratorio Oceanográfico y

Meteorológico del Atlántico (AOML), Oficina de Investigación Oceánica y Atmosférica (NOAA) y Portal Sinergox de XM, operador del SIN y administrador del MEM.

4.3.2 Etapa 2: Recolección de datos

En la segunda etapa se recolectaron los datos necesarios para realizar los cálculos pertinentes de este estudio. Los datos se obtuvieron del portal de XM, Sinergox, y de la Oficina de Investigación Oceánica del AOML: comportamiento diario del precio promedio ponderado de bolsa nacional en unidades de COP/kWh, capacidad efectiva neta del SIN en MWh, reservas hídricas diarias del SIN en GWh, aporte energético de las plantas térmicas en MWh e ONI. Toda la data fue tomada en el periodo comprendido del 1 de enero de 2015 al 31 de mayo de 2024.

4.3.3 Etapa 3: Construcción de los modelos

Para el análisis de datos de esta investigación se realizó la construcción de tres modelos: el primero, un modelo EWMA, para hallar la volatilidad, donde se asume que no hay varianza de largo plazo y los pesos decrecen exponencialmente siguiendo el patrón: $\alpha_{i+1} = \lambda\alpha_i$, con λ adoptando valores entre 0 y 1. Este factor Lambda determina la importancia asignada a las observaciones más recientes. Un valor de Lambda cercano a 0 otorga mayor peso a la última observación, mientras que un valor cercano a 1 reacciona más lentamente a la nueva información disponible.

$$\sigma_n^2 = \lambda\sigma_{n-1}^2 + (1 - \lambda)u_{n-1}^2$$

Ecuación 1. Modelo EWMA.

El segundo modelo adoptado corresponde a un modelo GARCH (1,1), que permite estimar la volatilidad de largo plazo.

$$\sigma_n^2 = \gamma V_L + \alpha u_{n-1}^2 + \beta \sigma_{n-1}^2$$

Ecuación 2. Modelo GARCH (1,1).

En la anterior ecuación se debe cumplir que $\gamma + \alpha + \beta = 1$, para garantizar la estabilidad del modelo, es decir, $\gamma > 0$. Asumiendo que $\omega = \gamma V_L$, tendríamos finalmente la ecuación para el cálculo de la volatilidad de largo plazo.

$$\sigma_n^2 = \omega + \alpha u_{n-1}^2 + \beta \sigma_{n-1}^2$$

Ecuación 3. Modelo GARCH (1,1).

El tercero, un modelo EWMA varianza-covarianza (Exponential Weighted Moving Average), que es utilizado en estadística y análisis de series temporales para calcular una media móvil ponderado exponencialmente. El objeto detrás de la utilización de un modelo EWMA es que los datos más recientes tengan mayor peso en el cálculo que los datos más antiguos.

La varianza-covarianza, por otro lado, es una medida de la variabilidad y de la relación lineal entre dos variables aleatorias. La covarianza mide cómo dos variables se mueven juntas, es decir, si aumentan o disminuyen simultáneamente, mientras que la varianza mide la dispersión de una sola variable aleatoria.

Cuando se combinan estos conceptos, el modelo EWMA de varianza-covarianza se refiere a un enfoque que utiliza el EWMA para estimar la matriz de varianza-covarianza en un conjunto de datos de series temporales. Esto es especialmente útil en finanzas y riesgo de mercado, donde se logra estimar la volatilidad y la relación entre diferentes variables, teniendo en cuenta la importancia de los datos más recientes en el cálculo.

Para el cálculo de la volatilidad se empleó:

$$\sigma_n^2 = \lambda \sigma_{n-1}^2 + (1 - \lambda) u_{n-1}^2$$

Ecuación 3. Modelo EWMA.

Donde, λ está entre 0 y 1.

Y para la covarianza utilizando el mismo λ , se calculó con:

$$cov_n = \lambda cov_{n-1} + (1 - \lambda)x_{n-1}y_{n-1}$$

Ecuación 4. Cálculo de Covarianza.

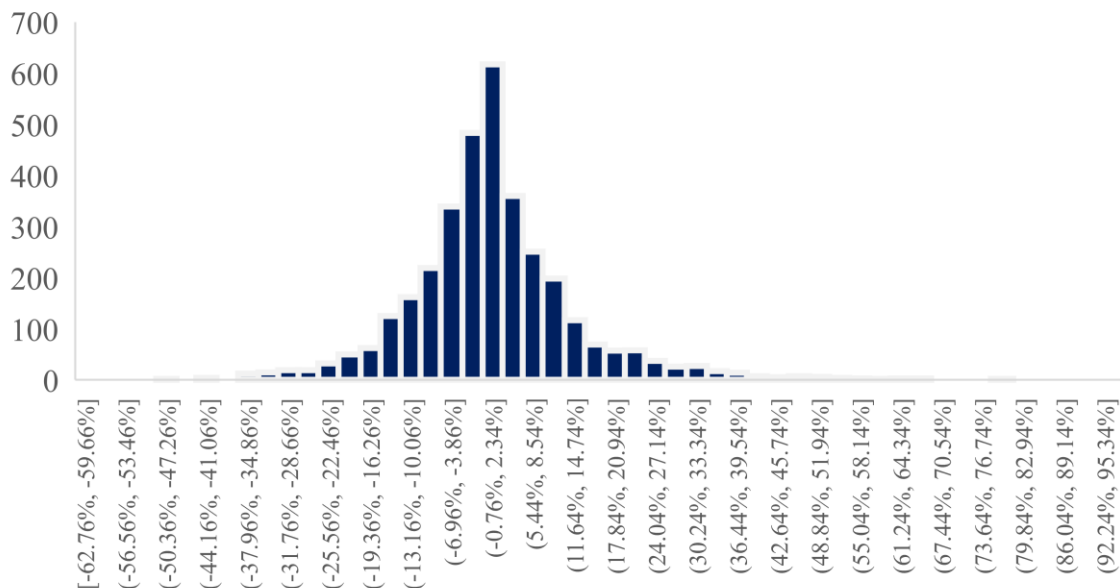
4.4 Limitaciones

Las variables como el porcentaje de agua de los embalses, la entrada de fuentes de energía diferentes a las hidráulicas en la matriz energética del país, entre muchas otras que pueden explicar la volatilidad en el precio de la energía en Colombia, están en función o reaccionan en gran medida de acuerdo con el manejo y anticipación de las entidades regulatorias y de las generadoras ante situaciones económicas, climatológicas y meteorológicas.

5. Resultados

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en este trabajo. En primer lugar, se realizó un análisis de los precios de energía, que permitió calcular las variaciones diarias de estos precios en bolsa. Los datos estudiados corresponden al período del 1 de enero de 2015 al 31 de mayo de 2024 y se muestran en la gráfica 6, la cual muestra las distribuciones de las variaciones porcentuales diarias del precio de energía en bolsa. La mayoría de las variaciones se concentran en el rango de -0,76% y 2,34%, lo cual indica las variaciones de los precios diarios de la energía en bolsa suelen ser pequeñas.

Gráfica 9. Distribución de las variaciones de los precios de la energía en bolsa (2015-2024)



Fuente: elaboración propia.

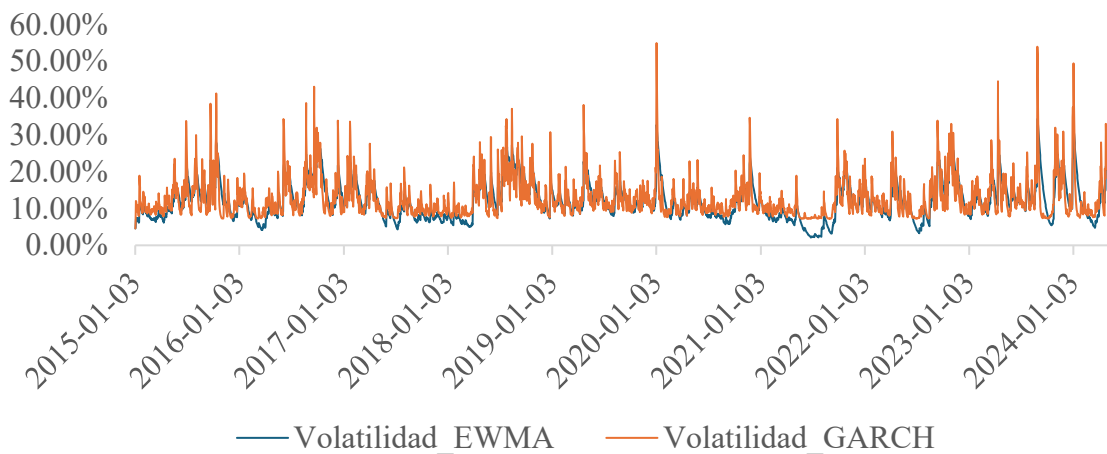
Sin embargo, se observan valores extremos en el gráfico. Las fluctuaciones más significativas se encuentran en los rangos de -37,96% a -34,86% y de 36,44% a 39,54%, que representan variaciones elevadas y se deben a eventos climáticos importantes como el fenómeno de El Niño, lo cual afecta significativamente el mercado energético.

Dado que los precios de la energía en bolsa presentan variaciones significativas, es fundamental calcular la volatilidad. Se realizó el cálculo de la volatilidad del precio diario promedio ponderado de la energía en bolsa mediante el modelo EWMA. Para calcular esta volatilidad se ajustó el factor Lambda, que varía entre 0 y 1 y se utiliza para asignar distintos pesos a las observaciones. El valor de Lambda se determinó encontrando el mejor valor posible mediante la maximización de la verosimilitud, buscando el modelo que mejor se ajusta a los datos históricos para proporcionar predicciones más precisas sobre la volatilidad futura.

Este cálculo dio como resultado un valor de $\lambda = 0.916267$. Este valor de Lambda indica que el modelo utilizado da mayor peso a los precios de energía más antiguos con 91,62% y menor peso a los precios de energía más recientes con 8,38%. Esto evidencia que el modelo responde con mayor lentitud a los precios de la energía en bolsa recientes. Al respecto, se puede afirmar que los cambios en el precio de la energía en bolsa se debe a eventos climáticos o situaciones imprevistas, como la falla de una planta de generación, aunque esto no se reflejará inmediatamente en el modelo, ya que la mayor ponderación está en las observaciones antiguas.

Respaldando los cálculos, se utilizó el modelo GARCH para calcular la volatilidad a largo plazo tanto diaria como anual. Los resultados indicaron que la volatilidad a largo plazo del precio diario de la energía esperada es de 17,07%, mientras que la volatilidad a largo plazo anual del precio de la energía esperada es de 270,99%.

Gráfica 10. Volatilidad precio de energía en bolsa (2015-2024) con modelo EWMA - GARCH



Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la gráfica, se presentan varios picos que indican períodos de alta volatilidad. Entre estos, se destacan los siguientes: el período 2015-2016 se caracterizó por la presencia del

fenómeno de El Niño entre finales de 2015 e inicios de 2016, con un ONI que fluctuó entre 2 y 2,6 entre julio de 2015 y mayo de 2016. Además, hubo un suministro limitado en la oferta de gas natural, lo cual obligó a aumentar el uso de combustible líquido. En febrero de 2016, se produjo un incendio en la hidroeléctrica de Guatapé, que llevó a que la planta estuviera fuera de servicio varios días, seguido por una falla técnica en la planta termoeléctrica Termotasajero II, que funciona con carbón. Por último, Termocandelaria incumplió sus OEF al declarar indisponibilidad durante 27 días.

A finales de 2019 e inicios de 2020 se presentó una temporada de sequía, lo cual condujo a que las plantas hidroeléctricas gestionaran cuidadosamente sus recursos hídricos ante la posibilidad de que la sequía continuara después del primer semestre de 2020. Más recientemente, desde mediados de 2023, la amenaza del fenómeno de El Niño llevó a las plantas hidroeléctricas a administrar eficientemente sus recursos hídricos debido a la incertidumbre sobre la intensidad del fenómeno en los meses de septiembre y octubre de 2023. Finalmente, en noviembre de ese mismo año se confirmó que sería un fenómeno entre moderado y muy fuerte, con el ONI alcanzando un valor de 2 durante el trimestre de noviembre, diciembre y enero.

Dado que los precios de la energía en bolsa presentan alta volatilidad, es fundamental emplear una métrica más robusta para evaluar el riesgo asociado. Por ello, se calculó el Value at Risk. Este cálculo indica que, con un nivel de confianza del 95%, la variación diaria en el precio de la energía en bolsa en Colombia no excederá el 35,68%. Además, con el mismo nivel de confianza, si la variación diaria supera el Value at Risk, se anticipa que la variación promedio será del 36,68%.

Una variación de 35,68% en el precio de la energía en bolsa puede tener un impacto importante para los agentes del mercado y los usuarios finales. Los comercializadores y distribuidores, que adquieren una parte de la energía de sus clientes en la bolsa, deben ajustar sus estrategias para manejar estas variaciones en el precio. Esto puede incluir el uso de contratos a largo plazo, especialmente durante periodos de sequía, o la compra de energía en la bolsa cuando los precios son más bajos para mitigar el impacto en las tarifas al usuario.

Un ejemplo reciente de cómo estas dinámicas afectan al usuario final es el anuncio de Celsia, Enel que se informa, que, durante julio de 2024, los clientes de los departamentos del Valle del Cauca y Tolima tendrán una reducción de 10,6% y 11,1% en sus facturas de energía, respectivamente. Esto

significa que, por cada kilovatio consumido, se puede obtener un ahorro superior a COP 100. Ricardo Sierra, líder de Celsia, indicó que esta reducción fue gracias a una combinación eficiente de compras de energía en bolsa, aprovechando condiciones más favorables debido a las lluvias y con los contratos a largo plazo con los generadores.¹¹

Este ejemplo es interesante para entender cómo una gestión eficaz de las compras de energía y las condiciones del mercado puede resultar en ahorros significativos para los consumidores finales. Esto demuestra que las fluctuaciones en los precios de la energía en bolsa no solo afectan a los agentes del mercado eléctrico, sino que también tienen un impacto en las tarifas de energía que pagan los usuarios finales.

Considerando el Value at Risk calculado, es crucial evaluar el impacto de las variaciones en los precios de la energía en bolsa. Para ello, se realizó un análisis de covarianzas utilizando un modelo EWMA de Varianza-Covarianza, estimando las relaciones entre el precio promedio ponderado mensual de la energía en bolsa en el MEM, el porcentaje de volumen útil en los embalses, el ONI y el porcentaje de generación mensual de las plantas térmicas.

Tabla 2. Varianza-Covarianza

VARIANZA-COVARIANZA				
	Precio de la energía en bolsa	% volumen útil embalses	ONI	% generación térmica
Precio de la energía en bolsa	0.22771	-0.02555	0.10544	0.14734
% Volumen útil embalses	-0.02555	0.02468	0.00128	-0.02706
ONI	0.10544	0.00128	0.41645	0.08045
% generación térmica	0.14734	-0.02706	0.08045	0.12526

Fuente: elaboración propia.

Luego de tener el cálculo de las varianzas, se obtuvo el valor de desviación estándar de cada una de las variables:

¹¹ Para ampliar información, visitar: <https://www.larepublica.co/empresas/celsia-redujo-10-su-tarifa-de-energia-en-el-valle-del-cauca-y-en-tolima-durante-julio-3915519>

Tabla 3. Desviación estándar

	Precio de la energía en bolsa	% volumen útil embalses	ONI	% generación térmica
Desviación estándar	47,72%	15,71%	64,53%	35,39%

Fuente: elaboración propia.

El análisis de correlaciones indica que existe una correlación negativa entre el precio de la energía en bolsa y el porcentaje de volumen útil en los embalses, así como entre el porcentaje de volumen útil y el porcentaje de generación de las plantas térmicas. Esta correlación negativa moderada sugiere que, cuando aumenta el volumen de los embalses, el precio de la energía tiende a disminuir debido a la mayor generación hidráulica, que es menos costosa. La correlación negativa moderada entre el volumen de los embalses y el precio diario de la energía en bolsa se da a causa de que, cuando el volumen de los embalses aumenta, el precio de la energía tiende a disminuir, ya que la generación hidráulica, con mayores capacidades y menores costos de producción, incrementa. Por el contrario, cuando los volúmenes de los embalses disminuyen, el precio de la energía aumenta a raíz de la necesidad de recurrir a fuentes de generación más costosas como son las plantas térmicas. Esto subraya la importancia de continuar invirtiendo en proyectos de generación hidráulica y pequeñas centrales hidráulicas, que son tecnologías renovables y de bajo costo.

Además, el aumento en el volumen de los embalses reduce la dependencia del mercado en la generación térmica. Sin embargo, durante períodos de sequía, se requiere que más plantas térmicas entren en operación, resultando en una alta correlación negativa entre el volumen de los embalses y la generación térmica. Por lo tanto, es esencial para la gestión del riesgo mantener una capacidad adecuada de generación térmica como respaldo durante estos períodos críticos, a pesar de sus altos costos.

El análisis también refleja una correlación positiva moderada entre el precio de la energía en bolsa y el ONI, lo cual sugiere que eventos climáticos como El Niño, al reducir la disponibilidad de generación hidráulica, incrementan los precios de la energía debido al mayor uso de plantas

térmicas. Por otro lado, la baja correlación entre el porcentaje de volumen útil de los embalses y el ONI señala que, a pesar de los eventos climáticos, la gestión eficiente de las plantas hidráulicas y las decisiones regulatorias han sido efectivas en la optimización de los recursos hídricos.

Finalmente, el estudio muestra que la generación a través de plantas térmicas, debido a su alto costo de operación, impacta considerablemente en el precio de la energía en bolsa, reflejando una fuerte correlación positiva: al aumentar el porcentaje de generación térmica, el precio diario de la energía en bolsa también se incrementa significativamente. A pesar de esto, es fundamental contar con la generación térmica como respaldo, aunque implique mayores costos, ya que ha sido determinante para evitar apagones, como el ocurrido durante el fenómeno de El Niño en 1992-1993. Por ello, se destaca la necesidad de seguir desarrollando proyectos de generación térmica para asegurar la confiabilidad del suministro eléctrico en Colombia.

Tabla 4. Correlaciones

CORRELACIONES				
	Precio de la energía en bolsa	% volumen útil embalses	ONI	% generación térmica
Precio de la energía en bolsa	100,00%	-34,08%	34,24%	87,24%
% volumen útil embalses	-34,08%	100,00%	1,26%	-48,67%
ONI	34,24%	1,26%	100,00%	35,22%
% generación térmica	87,24%	-48,67%	35,22%	100,00%

Fuente: elaboración propia.

6. Conclusiones

Este trabajo ha proporcionado una evaluación detallada del riesgo de mercado en el sector eléctrico colombiano, con el objetivo de apoyar la gestión de riesgos y la toma de decisiones en este sector. La volatilidad observada en los precios de la energía en bolsa, especialmente durante eventos climáticos significativos como el fenómeno de El Niño, resalta la necesidad de estrategias robustas de gestión de riesgos. Esto es relevante para que los comercializadores y distribuidores se cubran contra estas variaciones para evitar impactos negativos en su estabilidad financiera.

La identificación de variables hidrológicas y climáticas que afectan la volatilidad del precio de la energía en bolsa demuestra cómo estos factores impactan la estabilidad del mercado. Durante las temporadas de lluvia, las plantas hidroeléctricas almacenan agua para mantener altos niveles de los embalses al inicio del verano, lo cual puede llevar a precios elevados en bolsa si estas plantas optan por ofertar energía a precios altos con el fin de no ser despachadas.

En las temporadas de verano, cuando las lluvias son escasas, los niveles de los embalses pueden bajar significativamente, poniendo en riesgo el cumplimiento de las OEF. Si las plantas hidroeléctricas no cuentan con suficiente agua para cumplir con estas obligaciones, deben adquirir energía en bolsa a precios mucho más altos. Dicha estrategia de gestión de recursos hídricos es elemental para mantener la estabilidad del suministro eléctrico y evitar precios en bolsa excesivamente altos.

El análisis de las correlaciones entre el precio de la energía, el volumen útil de los embalses, el índice ONI y la generación térmica muestra que las fluctuaciones en los precios están estrechamente relacionadas con estos factores. Las correlaciones revelan que la generación térmica y las condiciones climáticas tienen un impacto significativo en los precios de la energía en bolsa. Esto destaca la necesidad de una planificación y una diversificación en la matriz energética para manejar mejor la volatilidad del mercado.

Las inversiones en infraestructura hidráulica y térmica son cruciales para mantener la estabilidad del suministro eléctrico y evitar aumentos extremos en los precios. Sin embargo, también es esencial diversificar la matriz energética incorporando fuentes renovables como la energía solar y eólica. Esto no solo contribuye a la transición energética del país, sino que también mejora la resiliencia del sistema ante eventos climáticos adversos. Finalmente, mantener una producción continua de gas es importante para asegurar un respaldo confiable durante eventos imprevistos, como el fenómeno de El Niño.

Los resultados de este estudio no solo evidencian la sensibilidad del mercado a eventos climáticos y condiciones hidrológicas, sino que también subrayan la necesidad de estrategias para gestionar estos riesgos. Implementar mecanismos como contratos bilaterales y el mecanismo Derivex, junto con una adecuada diversificación de la matriz energética, son pasos indispensables para asegurar la estabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico colombiano.

En conclusión, este estudio destaca la necesidad de una gestión del riesgo que combine estrategias de diversificación energética, inversiones en infraestructura y mecanismos de cobertura para enfrentar la alta volatilidad del mercado energético colombiano.

7. Referencias

Arango, A. (2023). *Modelo de valoración de contratos en Derivex* [Tesis doctoral, Universidad Nacional de Colombia]. Repositorio Institucional Universidad Nacional. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/83913>.

Dyner, I., y Franco, C. (2018). *Ocaso de un paradigma. Hacia un nuevo modelo eléctrico*. Editorial UTADDO.

Ley 142 de 1994. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. 11 de julio de 1994. D.O. N.º 41.433. N.º 47.621.

Ley 143 de 1994. Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. 11 de julio de 1994. D.O. N.º 41.434.

Resolución 011 de 2010 [Comisión de Regulación de Energía y Gas]. Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones Creg 024 de 1995 y 051 de 2009, sobre el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista. 12 de febrero de 2010.