



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS OBLIGACIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE FUENTES RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA COLOMBIANO.

Héctor David Taticuán Hormaza

Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín
Facultad de Minas
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia
2023

ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS OBLIGACIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE FUENTES RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA COLOMBIANO.

Héctor David Taticuán Hormaza

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL TÍTULO
DE:

MAGÍSTER EN INGENIERÍA - SISTEMAS ENERGÉTICOS

Directora:

PH.D. YRIS OLAYA

Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín
Facultad de Minas
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia
2023

STUDY OF THE IMPACT OF ENERGY PURCHASE OBLIGATIONS FROM NON- CONVENTIONAL RENEWABLE SOURCES IN THE COLOMBIAN WHOLESALE ELECTRICITY MARKET.

Héctor David Taticuán Hormaza

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL TÍTULO
DE:

MAGÍSTER EN INGENIERÍA - SISTEMAS ENERGÉTICOS

Directora:

PH.D. YRIS OLAYA

Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín
Facultad de Minas
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia
2023

Agradecimientos

*La preocupación por el hombre y su destino
siempre debe ser el interés primordial de todo
esfuerzo técnico. Nunca olvides esto entre tus
diagramas y ecuaciones.*

Albert Einstein

Resumen

El mundo está experimentando una transición energética hacia fuentes de energía renovables y respetuosas con el medio ambiente. Colombia se ha comprometido a diversificar su matriz energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero mediante el uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Estas incluyen biomasa, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, energía eólica, geotérmica, solar y mareomotriz. Para promover la inversión en estos proyectos y permitir el apalancamiento financiero, Colombia ha implementado subastas de contratación de energía eléctrica generada por fuentes no convencionales. Además, se ha establecido un requisito de compra de energía proveniente de fuentes renovables para los agentes del mercado de energía mayorista. Sin embargo, existen preocupaciones sobre los retrasos en la implementación de proyectos y la capacidad de generación actual para cumplir con los requisitos establecidos. En este contexto, con este trabajo se buscó estimar la disponibilidad de energía proveniente de FNCER para los años 2023 y 2024 y evaluar por medio de técnicas de aprendizaje de máquinas, los posibles impactos en el precio de la energía en el mercado eléctrico mayorista de Colombia. Con base en lo anterior, se encontró que el tiempo antes de la ejecución de contratos de energía es la variable más influyente en la determinación de los precios en el mercado para demanda no regulada y no se encontró un impacto en el precio, cuando los contratos son de FNCER.

Palabras Clave: Transición energética, Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), Subastas de contratación de energía eléctrica (CLPE), Precio de la energía, contratos bilaterales.

Abstract

The world is undergoing an energy transition towards renewable and environmentally friendly energy sources. Colombia has committed to diversify its energy matrix and reduce greenhouse gas emissions using Non-Conventional Renewable Energy Sources (FNCER). These include biomass, small hydro, wind, geothermal, solar, and tidal power. To support the above, the country has implemented auctions for the contracting of electrical energy generated by non-conventional sources to promote investment in these projects. In addition, a requirement to purchase energy from renewable sources has been established for agents in the wholesale energy market. However, there are concerns about delays in the implementation of projects and the current generation capacity to meet the established requirements. In this context, it seeks to estimate the availability of energy from FNCER for the years 2023 and 2024 and evaluate the possible impacts on the price of energy in the wholesale electricity market in Colombia.

Keywords: Energy transition, Non-Conventional Sources of Renewable Energy (FNCER), Electrical Contractor Liquidation Auction (CLPE), Energy price, bilateral contracts.

Contenido

| | Pág. |
|--|-----------|
| | IX |
| Lista de figuras..... | IX |
| Lista de tablasX | |
| Lista de Símbolos y abreviaturas..... | 1 |
| INTRODUCCIÓN | 2 |
| 1. MARCO TEÓRICO | 5 |
| 1.1 OBJETIVOS DEL PRESENTE TRABAJO..... | 6 |
| i. Objetivo general | 6 |
| ii. Objetivos específicos | 6 |
| 1.2 Fuentes de información..... | 6 |
| 2. REVISIÓN DE COMPRAS OBLIGATORIAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN OTROS PAÍSES | 8 |
| 2.1 Panorama energético en India..... | 8 |
| 2.1.1 Matriz de generación eléctrica | 8 |
| 2.1.2 Políticas para promover las fuentes renovables en la India | 9 |
| 2.1.3 Impacto de la implementación | 10 |
| 2.2 Panorama energético en Estados Unidos. | 11 |
| 2.2.1 Matriz de generación eléctrica | 11 |
| 2.2.2 Políticas para promover las fuentes renovables en Estados Unidos | 12 |
| 2.2.3 Impacto de la implementación | 13 |
| 3. PANORAMA ENERGÉTICO EN COLOMBIA..... | 15 |
| 3.1 Matriz de generación eléctrica..... | 15 |
| 3.2 Políticas para promover las fuentes renovables en Colombia | 16 |
| 3.3 Capacidad instalada FNCER..... | 21 |
| 3.4 Energía disponible proveniente de FNCER para 2023 y 2024..... | 23 |
| 3.5 Análisis de determinantes de precios en el mercado regulado e impacto de la obligación de compra de energía FNCER..... | 26 |
| 3.5.1 Información disponible..... | 27 |
| 3.5.2 Análisis descriptivo de la información | 29 |
| i. Análisis de variables externas..... | 29 |
| ii. Análisis de variables del contrato | 30 |
| iii. Análisis de precio de cierre del contrato y energía adjudicada..... | 32 |
| iv. Análisis descriptivo otras variables | 33 |
| v. Análisis de correlación lineal | 34 |

| | |
|---|-----------|
| 3.5.3 Uso de modelos de aprendizaje de máquinas para identificar las variables más importantes..... | 36 |
| 3.5.3.1 Regresión Lineal..... | 36 |
| 3.5.3.2 XGBoost..... | 36 |
| 3.5.3.3 Importancia de las variables en el modelo..... | 37 |
| 3.5.3.3 Método de validación..... | 38 |
| 3.5.4 Aplicación de los modelos..... | 39 |
| 3.5.4.1 Regresión Lineal caso 1..... | 39 |
| 3.5.4.2 Regresión Lineal caso 2..... | 41 |
| 3.5.4.3 Regresión Lineal caso 3..... | 42 |
| 3.5.4.4 Aplicación XGBOOST caso 1..... | 43 |
| 3.5.4.5 Aplicación XGBOOST caso 2..... | 44 |
| 3.5.4.6 Aplicación XGBOOST caso 3..... | 45 |
| 3.5.4.7 Análisis de métrica..... | 47 |
| 4. Conclusiones y recomendaciones..... | 49 |
| Bibliografía | 51 |
| Anexo 1. Cálculo de ENFICC proyectos en construcción..... | 55 |
| Anexo 2. Notebook simulación de modelo..... | 63 |

Lista de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1 Capacidad instalada para generación de energía eléctrica en India | 9 |
| Figura 2 Energía generada por año y tecnología en la India | 9 |
| Figura 3 Capacidad instalada USA..... | 12 |
| Figura 4 Energía generada por año en la USA..... | 12 |
| Figura 5 Capacidad instalada según fuente de generación en año 2021 en MW..... | 15 |
| Figura 6 Capacidad instalada Colombia | 16 |
| Figura 7 Energía generada por año en la Colombia | 16 |
| Figura 8 Línea de tiempo regulatorio y de revisión de cumplimiento..... | 18 |
| Figura 9 Cumplimiento de nivel de contratación con FNCER demanda regulada | 20 |
| Figura 10 Capacidad instalada FNCER..... | 22 |
| Figura 11 Capacidad asignada según fecha de puesta en operación oficial..... | 23 |
| Figura 12 ENFICC de FNCER 2023 y 2022 | 25 |
| Figura 13 Distribución de las variables de precio cierre GN, precio cierre Carbón, precio de cierre Brent y TRM, | 30 |
| Figura 14 Distribución de las variables de días duración del contrato, cantidad de energía demanda, días antes del inicio del contrato y cantidad contratada de energía por día ... | 32 |
| Figura 15 Distribución y diagrama de bigotes de precio de cierre del contrato y energía adjudicada..... | 33 |
| Figura 16 Distribución y diagrama de bigotes de precio ponderado ajustado por el IPP, el nivel del embalse, precio máximo de energía en bolsa y precio máximo de energía en bolsa ajustado al IPP..... | 34 |
| Figura 17 Mapa de correlaciones lineal de Pearson entre variables | 35 |
| Figura 18 Validación cruzada. Fuente: Sckit-learn [45]..... | 38 |
| Figura 19 Caso 1 utilizando regresión lineal | 40 |
| Figura 20 Caso 2 utilizando regresión lineal | 41 |
| Figura 21 Caso 2 utilizando regresión lineal | 42 |
| Figura 22 Caso 1 utilizando XGBOOST | 43 |
| Figura 23 Caso 2 utilizando XGBOOST | 45 |
| Figura 24 Caso 3 utilizando XGBOOST | 46 |
| Figura 25 Resultados de validación Cruzada. | 47 |

Lista de tablas

| | Pág. |
|--|------|
| Tabla 1 Características subastas de largo plazo con energía renovable..... | 19 |
| Tabla 2 Estado proyectos FNCER adjudicados segunda subasta o con OEF | 21 |
| Tabla 3 Capacidad instalada FNCER a corte de diciembre de 2022 | 22 |
| Tabla 4 ENFICC FNCER | 25 |
| Tabla 5 Porcentaje de energía FNCER 2023 y 2024..... | 26 |
| Tabla 6 Medidas análisis descriptivo variables externas | 29 |
| Tabla 7 Medidas análisis descriptivo-variables del contrato | 31 |
| Tabla 8 Medidas análisis descriptivo- precio de cierre del contrato y energía adjudicada | 32 |
| Tabla 9 Resultado validación cruzada..... | 47 |

Lista de Símbolos y abreviaturas

| Abreviatura | Término |
|-------------|---|
| FNCER | Fuente No Convencionales de Energía Renovable |
| UPME | Unidad de Planeación Minero-Energética |
| MEM | Mercado Eléctrico Mayorista |
| MME | Ministerio de Minas y Energía |
| CLPE | Contratos de Largo Plazo de Energía |
| MWh | Megawatts hora |
| IPP | Índice de precios del productor |

INTRODUCCIÓN

El mundo se encuentra en una transición energética, migrando de energías con alta emisión de CO₂ a energías renovables y con menores emisiones que las convencionales. Esto en línea con el acuerdo de París, el cual tiene como meta principal mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento a 1,5 ° C. Colombia hace parte de este acuerdo y por medio de la agenda 2030, específicamente con el objetivo 7.2 – *“Aumentar el porcentaje global de energía renovable: De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”*[1].

Desde el año 2014 Colombia busca diversificar su matriz energética hacia una generación de energía eléctrica resiliente y complementaria mientras se reduce la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). En Colombia esta transición energética inició gracias a la Ley 1715 de 2014, la cual definió las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como aquellas fuentes que son recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial y que sean ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y mareomotriz [2]. Adicionalmente la Ley 697 de 2001, en su artículo 3, numeral 14, definió los Pequeños aprovechamientos hidroenergéticos como la *“Energía potencial de un caudal hidráulico en un salto determinado que no supere el equivalente a los 10 MW”* [3], por lo tanto, para poder ser considerada como FNCER, una pequeña central hidroeléctrica no debe superar los 10 MW.

Adicionalmente, para promover la inversión de capital en proyectos con FNCER se implantaron tres subastas de contratación de largo plazo de energía eléctrica generada con fuentes no convencionales. La primera subasta, realizada en el año 2019, no fue adjudicada y las dos restantes se adjudicaron con una capacidad instalada de 1.298,9 MW [4] y 796,3 MW [5] respectivamente. Como mecanismo secundario, la participación de los comercializadores del mercado eléctrico mayorista en estas subastas era obligatoria.

Finalmente, el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo 2018 - 2022[6]) estableció que mínimo entre 8% y 10% de las compras de energía de los agentes del mercado de energía mayorista deben provenir de fuentes no convencionales de energía renovable a través de contratos a largo plazo. Este requisito rige a partir del año 2022 para el mercado regulado y 2023 para el no regulado.

Aunque entre 2019 y 2022 se adjudicó capacidad de transporte en el SIN a nuevos proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía, estos a la fecha presentan retrasos y surgen dudas respecto a la capacidad de generación actual para responder a los requerimientos de la Resolución 40060 de 2021 y en cuanto al impacto que tienen dichos requisitos en el mercado mayorista de electricidad.

El presente trabajo de grado se desarrolla con el fin de analizar los posibles impactos de las obligaciones de compra de energía generada por fuentes renovables no convencionales en el mercado mayorista de electricidad de Colombia establecida inicialmente mediante la Ley 1955 de

2019. Para identificar posibles impactos, se revisa la literatura de experiencias con obligaciones de compra mínima de energía proveniente de fuentes renovables en otros mercados eléctricos como el de la India y algunos Estados de Estados Unidos. Luego se estima la energía proveniente de fuentes renovables no convencionales disponible en Colombia para los años 2023 y 2024 y el posible impacto de la baja oferta de FNCER, en los precios de adjudicación de las diferentes subastas. Finalmente se proponen recomendaciones a los mecanismos que motivan la instalación de FNCER en Colombia, reduciendo el impacto en los costos de la energía para los usuarios.

1. MARCO TEÓRICO

El sistema eléctrico colombiano actual fue el resultado de la reestructuración realizada con las leyes 142 y 143 de 1994, las cuales definieron el marco regulatorio para establecer las condiciones que permitieron su desarrollo. Con la reestructuración, la transmisión y la distribución de electricidad se mantuvieron como monopolios regulados y se promovió un esquema de competencia para determinar el precio de la electricidad a partir de transacciones entre generadores y comercializadores en el mercado mayorista de energía eléctrica (MEM), el cual empezó a operar en de julio de 1995. Esta nueva regulación ha permitido que Colombia no tenga apagones desde 1993[7].

Las principales transacciones que se realizan en este mercado son las siguientes:

Figura 1 Principales transacciones en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de Colombia

| Ventas en la Bolsa de Energía | Contratos de Largo Plazo | Transacciones Internacionales de Energía (TIE) | Cargo por confiabilidad |
|--|---|--|--|
| Mercado Spot (horario) Transacciones anónimas Se efectúan a través del ASIC Toda la energía se despacha en Bolsa Despacho por mérito de precios Precio Bolsa: precio Marginal | Mercado de Largo Plazo (+ 1 hora) Celebración según destino Usuario Regulado: Subasta de sobre cerrado Usuario No Regulado: Libre negociación bilateral Información mínima despachos. Registro y despacho a través del ASIC. Son financieros, no son de entrega física | Marco General: Decisión CAN 536 Despacho coordinado con Ecuador Transacciones entre mercados Precio de oferta en nodo de entrega Único precio de bolsa | Mecanismo para promover expansión Se asignan Obligaciones de Energía Firme – OEF: 1 año plantas existentes y hasta 20 años plantas nuevas Se remunera de acuerdo con el precio de cierre de la subasta |

Fuente: Elaboración Propia con información de la Unidad de Planeación Minero-Energética

La venta en bolsa de energía, los contratos de largo plazo y las TIE son transacciones que se realizan principalmente en el mercado con interacción directa entre los comercializadores y los generadores o entre comercializadoras. El mecanismo de cargo por confiabilidad fue definido por la CREG, mediante la Resolución 071 de 2006. El cargo por confiabilidad busca asegurar la disponibilidad de energía para abastecer la demanda nacional en el mediano y en el largo plazo, por parte de los generadores y a un precio máximo de energía [8].

La Resolución CREG 101 024 de 2022 estableció los procedimientos para las subastas del Cargo por Confiabilidad en el mercado de energía mayorista y determinó los criterios y

plazos para la subasta de expansión. Las subastas de expansión son el mecanismo competitivo para la asignación de las obligaciones de energía firme (OEF), cuando de manera anticipada (o período de planeación) se prevé un déficit en la energía firme disponible para atender la demanda, y se requiere contar con energía firme de nuevas plantas en el sistema [8]. En esta subasta puede participar cualquier tipo de tecnología, pero debido a la intermitencia de la mayoría de las plantas que generan con FNCER, la participación en este mecanismo era principalmente térmica y proyectos hidroeléctricos con embalse [9], por lo cual fue necesario buscar nuevos mecanismos para fomentar la instalación de FNCER en Colombia, mediante incentivos económicos [10] y subastas dirigidas a generación con FNCER [11].

1.1 OBJETIVOS DEL PRESENTE TRABAJO

i. Objetivo general

Determinar el impacto de las obligaciones de compra de energía generada por fuentes renovables no convencionales en el mercado mayorista de electricidad de Colombia.

ii. Objetivos específicos

- Estimar la energía disponible para el año 2023 y 2024 proveniente de fuentes renovables no convencionales de energía y la posibilidad de ejercer poder del mercado al no existir oferta suficiente en el mercado.
- Revisar la literatura de mercados eléctricos como la India y algunos Estados de Estados Unidos, donde se establecieron compra mínima de energía proveniente de fuentes renovables.
- Proponer recomendaciones a los mecanismos que motivan la instalación de FNCER en Colombia, reduciendo el impacto en los costos de la energía para los usuarios.

1.2 Fuentes de información

Para el desarrollo del estudio, se consultaron diversas fuentes para obtener información acerca de los siguientes temas:

- **Panorama energético de países donde se estableció mínimo de compras de fuentes renovables:** Distribución de la matriz de generación eléctrica, mecanismos de obligación de compra de energía eléctrica renovable, impacto de los mecanismos mencionados en el precio de la electricidad, entre otras.
- **Panorama energético de Colombia:** Distribución de la matriz de generación eléctrica, mecanismos de obligación de compra de energía eléctrica renovable, impacto de los mecanismos mencionados en el precio de la electricidad, normativa asociada a la compra de energía renovable, entre otras.

- **Contratos bilaterales para atender la demanda regulada:** Contratos bilaterales firmados, características de los contratos, cumplimiento de obligaciones de compra, normativa asociada y otros aspectos adicionales.
- **Proyectos de generación con fuente de energía renovable no convencional en operación y preoperativos:** Proyectos con FNCER en operación, con punto asignado de conexión y avances reportados ante UPME.

Para lo anterior se revisaron artículos académicos, artículos de divulgación, artículos de prensa, informe de países, informes de agencias nacionales e internacionales, trabajos de grados, entre otros. Los documentos revisados se encuentran entre los años 2000 y 2022.

2. REVISIÓN DE COMPRAS OBLIGATORIAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN OTROS PAÍSES

Dado que establecer un mínimo de compra de energía renovable, no es un mecanismo nuevo a nivel mundial. En este capítulo, se realizó una revisión bibliográfica de las dos principales economías que han establecido esta obligación, India y Estados Unidos. Se revisó matriz energética actual, obligaciones aplicadas e impactos de la implementación.

2.1 Panorama energético en India.

2.1.1 Matriz de generación eléctrica

India es el tercer mayor consumidor de energía del mundo después de China y Estados Unidos. La matriz energética de la India está dominada por los combustibles fósiles, especialmente el carbón, que representa alrededor del 70% de la capacidad de generación de energía del país (ver Figura 1). Sin embargo, en los últimos años, la India ha estado trabajando para aumentar la participación de las energías renovables en su matriz energética para reducir su dependencia de los combustibles fósiles y cumplir con sus objetivos de energía renovable [12]. Según el Plan Nacional de Electricidad de la India, se espera que la participación de las energías renovables en la capacidad de generación de energía del país alcance el 36% para 2023 y el 54% para 2030 [12]. La energía hidroeléctrica es la segunda capacidad instalada de energía más grande de la India, seguida de la energía eólica y solar. Además, la India también está trabajando en la energía nuclear y la energía de biomasa para diversificar su matriz energética [13].

Se presentan dos gráficas relevantes para contextualizar el panorama de generación de energía eléctrica en India. En la Figura 1 se muestra la capacidad instalada desde el año 2000 al 2021, mientras que la Figura 2 se centra en la energía generada por diferentes tecnologías y su porcentaje con relación a la demanda total del país.

En cuanto a la generación de energía, el carbón ha sido la principal fuente, aunque ha disminuido en términos de porcentaje de generación. Sin embargo, la capacidad instalada de generación a base de carbón ha seguido aumentando, aunque con una menor velocidad en los últimos años. Por otro lado, las energías renovables, como la solar, eólica e hidráulica, han experimentado un aumento significativo en su capacidad instalada. En el año 2021, estas fuentes renovables lograron generar aproximadamente el 20% de la energía eléctrica total del país.

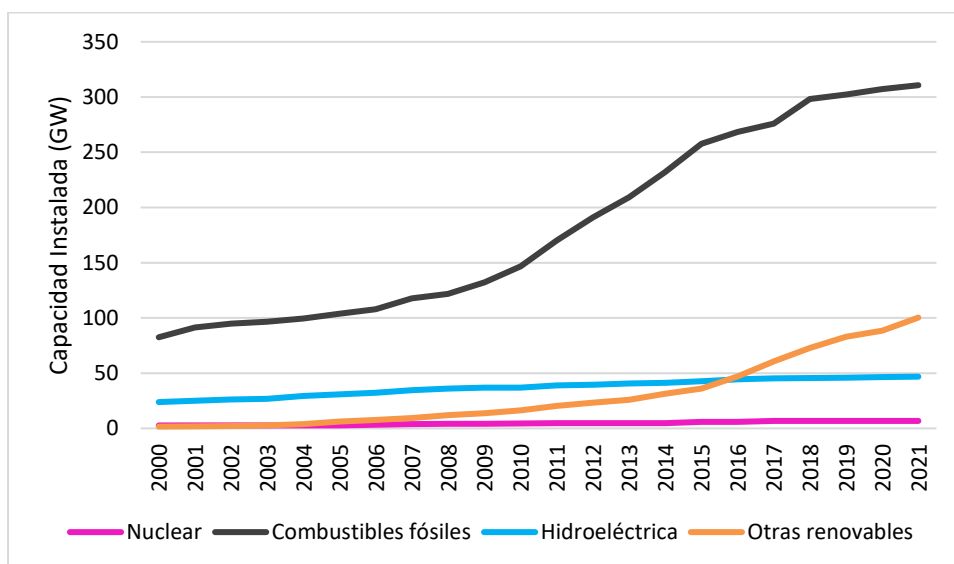


Figura 1 Capacidad instalada para generación de energía eléctrica en India
Elaboración: propia.

Fuente: Agencia internacional de energía (IEA)[14]

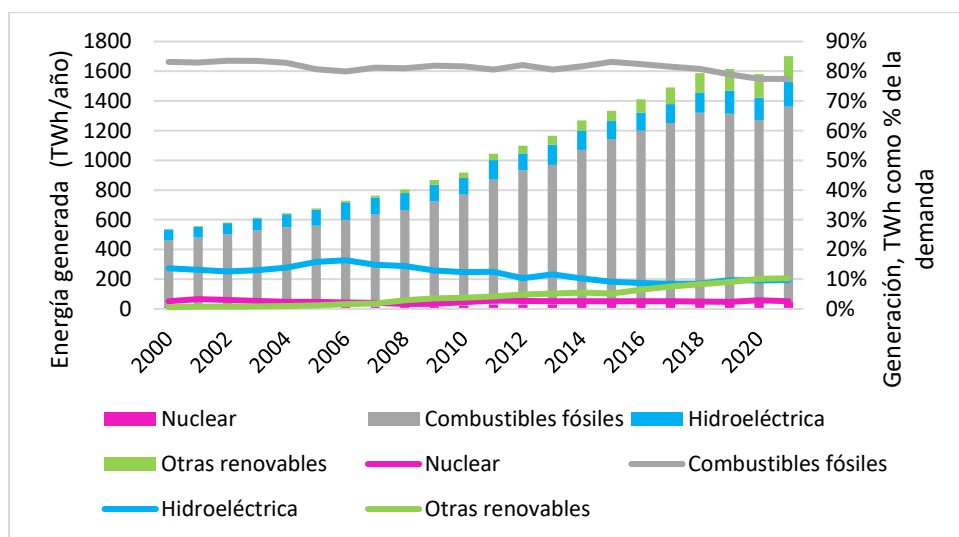


Figura 2 Energía generada por año y tecnología en la India
Elaboración: propia.

Fuente: Agencia internacional de energía (IEA) [14]

2.1.2 Políticas para promover las fuentes renovables en la India

El gobierno de la India ha implementado varias políticas y normas para promover la instalación de energías renovables en el país, impactando directamente en la capacidad instalada y en la generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables, en la Figura 1, se observa como la capacidad de energía renovable (hidráulica, eólica y solar),

pasó de aproximadamente 28 GW a 146 GW desde el 2003 al 2021, gracias a estas políticas. Algunas de estas políticas incluyen:

1. La política de Obligación de Compra de Energía Renovable (RPO), exige que todos los titulares de licencias de distribución de electricidad deben comprar o producir una cantidad mínima especificada de sus necesidades de fuentes de energía renovable. Esto es conforme a la Ley de Electricidad de la India de 2003. Las Comisiones Reguladoras de la Electricidad del Estado fijan el RPO mínimo para cada estado. El RPO aumenta entre un 10% y un 3% cada año, hasta un máximo del 10%.
2. La política de Tarifas Preferenciales de Alimentación (FIT), que garantiza un precio fijo para la energía renovable generada durante un período de tiempo determinado. Esto ha ayudado a atraer inversiones en energía renovable al país [13].
3. La política de Subsidio de Generación Basada en Incentivos (GBI), que proporciona un incentivo financiero a los generadores de energía renovable en función de la cantidad de energía que generan [15].
4. La política de Depreciación Acelerada, que permite a los inversores en energía renovable depreciar sus activos más rápidamente, lo que reduce su carga fiscal [15].

Estas políticas y normas han sido efectivas en aumentar la participación de las energías renovables en la matriz energética de la India y en atraer inversiones en energía renovable al país.

2.1.3 Impacto de la implementación

La implementación de la Obligación de Compra de Energía Renovable en India ha tenido un impacto en el precio de la energía eléctrica para los consumidores de la India [11]. Antes de la implementación de la RPO, las empresas de distribución de energía no estaban dispuestas a comprar energía renovable debido a su alto costo, lo que afectaba negativamente sus finanzas. Sin embargo, la implementación de la RPO ha obligado a las empresas de distribución de energía a comprar una cantidad mínima de energía renovable, lo que ha aumentado la demanda de energía renovable y ha reducido su costo [16]. La integración de energías renovables en la red eléctrica de India puede reducir el costo de compra de energía de las empresas de distribución de energía en hasta un 11%, esto principalmente por la disminución acelerada del costo de la tecnología utilizada en generación de energía eólica y solar. La energía eólica produce el mayor ahorro entre 0,0013 USD/kWh y 0.033 USD/kWh, seguida de la solar -0,0021 USD /kWh y 0.031 USD/kWh y la hidroeléctrica -0,0039 USD/kWh y 2,05 0.025 USD/kWh [16]. Los ahorros aumentarán con el aumento de la demanda de electricidad y la caída de los costos de las energías renovables [16]. En el mismo estudio se hace énfasis en que la India presenta una oportunidad para producir electricidad renovable para satisfacer la nueva demanda de electricidad que crece con mayor tasa que las otras principales economías del mundo.

Además, la integración de energías renovables en la red eléctrica de India puede mejorar la situación financiera de las empresas de distribución de energía y reducir el costo de la energía para los consumidores. El estudio encontró que incluso sin requisitos obligatorios de energía renovable, la compra de energía renovable puede ser una estrategia alternativa para mejorar las finanzas de las empresas de distribución de energía y reducir el costo de la energía [17].

2.2 Panorama energético en Estados Unidos.

2.2.1 Matriz de generación eléctrica

La matriz energética de Estados Unidos está dominada por los combustibles fósiles, con el petróleo y el gas natural representando el 60% del consumo de energía primaria del país en 2020. La energía nuclear representó alrededor del 19% de la matriz energética del país, mientras que las fuentes de energía renovable como la hidroeléctrica, la eólica, la solar y la biomasa representan el 21% restante[18]. En los últimos años, Estados Unidos ha visto un crecimiento significativo en energía renovable, especialmente en energía eólica y solar. Debido a lo anterior, en 2021, las fuentes de energía renovable generaron un récord de 887 mil millones de kilovatios-hora de electricidad.

Se presentan dos gráficas relevantes para contextualizar el panorama de generación de energía eléctrica en Estados Unidos. En la Figura 3 se muestra la capacidad instalada desde el año 2000 al 2021, mientras que la Figura 4 se centra en la energía generada por diferentes tecnologías y su porcentaje con relación a la demanda total del país.

En cuanto a la generación de energía eléctrica, el gas natural y el carbón han sido la principal fuente, aunque su participación, como porcentaje de generación, ha disminuido con el pasar de los años. A diferencia de India, se observa como la capacidad instalada de plantas térmicas a gas y carbón tuvo su pico en año 2011 y empezó a decrecer, todo lo contrario de la generación con fuentes renovables solar y fotovoltaica, las cuales presentan un aumento año tras año en la capacidad instalada. Ahora bien, es importante tener en cuenta el factor de planta de las fuentes renovables, dado que es más bajo que las plantas térmicas o las plantas nucleares. Esto se observa claramente con la energía nuclear cuya capacidad instalada de energía en 2021 fue menor que la capacidad instalada de eólica y solar, pero cuya energía generada fue mayor, debido a su alto factor de planta, cercano a 1.

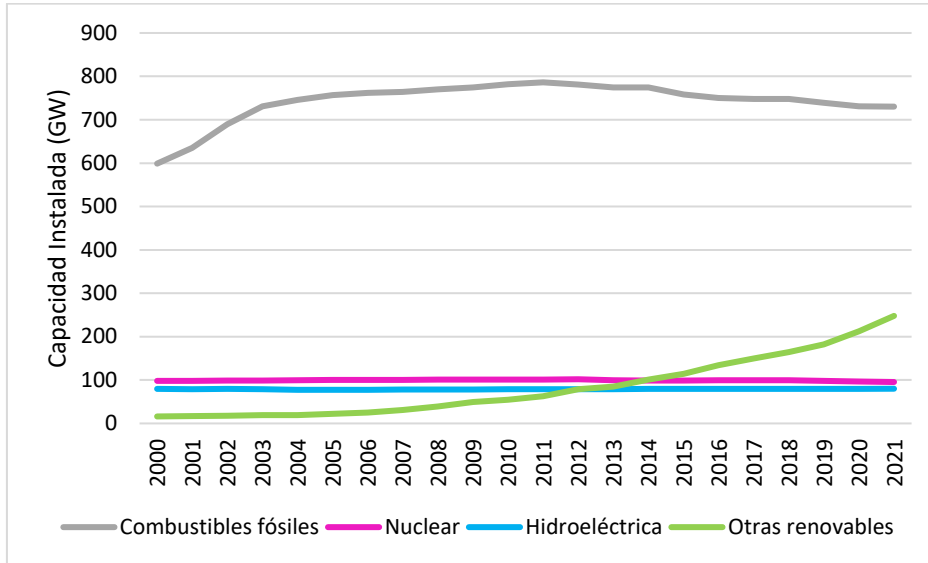


Figura 3 Capacidad instalada USA

Elaboración: propia. Fuente: Agencia internacional de energía (IEA)[14]

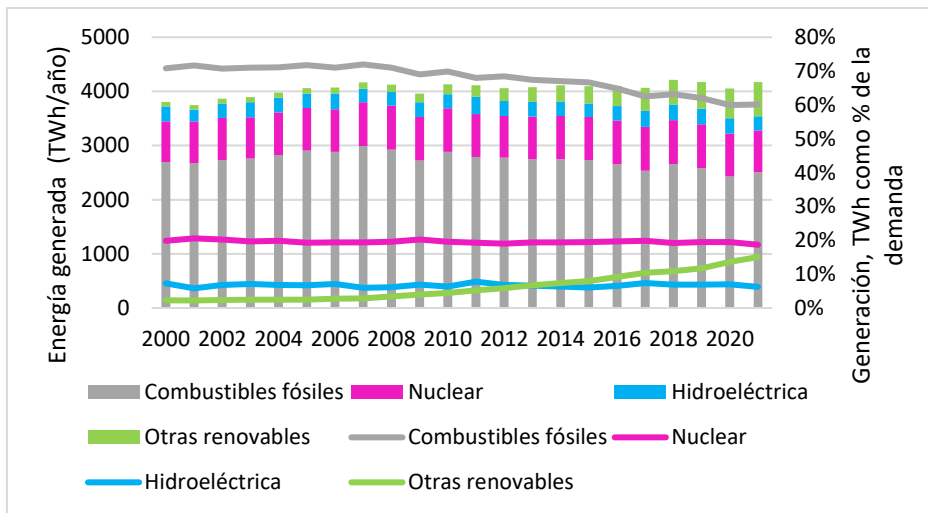


Figura 4 Energía generada por año en la USA

Elaboración: propia. Fuente: Agencia internacional de energía (IEA) [14]

2.2.2 Políticas para promover las fuentes renovables en Estados Unidos

En Estados Unidos, los estados han implementado políticas para promover las energías renovables, las principales son:

- Los PTC (Créditos Fiscales de Producción) son un incentivo fiscal federal para la producción de energía renovable en los Estados Unidos. El PTC proporciona un crédito fiscal por kilovatio-hora durante los primeros diez años de operación de una instalación de energía renovable. El PTC ha sido fundamental para

impulsar el crecimiento de la energía eólica en los Estados Unidos, ya que ha ayudado a hacer que la energía eólica sea más competitiva en costos con las fuentes de combustibles fósiles tradicionales [19], [20]. Los PTC tienen varios beneficios. En primer lugar, proporcionan un incentivo financiero para la producción de energía renovable, lo que ayuda a nivelar el campo de juego con las fuentes de combustibles fósiles tradicionales que reciben importantes subsidios. En segundo lugar, los PTC han ayudado a reducir el costo de la energía eólica, ya que el aumento de la demanda ha llevado a economías de escala y avances tecnológicos. En tercer lugar, los PTC han ayudado a crear empleos en el sector de la energía renovable, ya que el crecimiento de la energía eólica ha llevado a una mayor demanda de trabajadores en la fabricación, construcción y operaciones [21].

- Los RPS (Renewable Portfolio Standards) establecen objetivos de energía renovable para los proveedores de energía eléctrica. Esta política requiere que los proveedores de energía generen una cierta cantidad de su electricidad a partir de fuentes renovables, como la energía eólica y solar. Estas políticas han demostrado ser herramientas efectivas para incentivar la adopción de tecnologías de energía limpia y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero [22]. Un estudio reciente encontró que los RPS pueden ser más efectivos en mercados regulados en comparación con mercados desregulados. En los mercados regulados, los RPS pueden ser más rentables y requerir menos subsidios para alcanzar los objetivos de energía renovable [23].
- Compras gubernamentales: Son leyes y políticas que requieren que las agencias gubernamentales compren productos y servicios sostenibles. Por ejemplo, la Ley de Adquisiciones Verdes de Estados Unidos establece que las agencias federales deben comprar productos y servicios que cumplan con ciertos criterios ambientales [24].

2.2.3 Impacto de la implementación

Las políticas de RPS han tenido un efecto positivo en la instalación de energía renovable en los estados que las implementaron. Sin embargo, identificar el impacto de las políticas de RPS en los precios de la energía no es sencillo. En un estudio de Yin y Powers (2010) [25], los autores encontraron que las políticas de RPS tuvieron un efecto positivo en la implementación de energía renovable, pero no tuvieron un impacto significativo en los precios de la energía. En un estudio más reciente de Mullen y Dong (2022) [26], se encontró que el impacto de las políticas de RPS en los precios de la energía no es claro. Si bien las políticas de RPS han tenido un efecto positivo en la implementación de energía renovable, la magnitud del impacto en los precios de la energía no es un buen predictor del crecimiento de la capacidad de energía renovable. El estudio también encontró que

muchos estados han logrado expandir la capacidad de energía renovable en ausencia de políticas de RPS. Barbose (2021) [27] proporciona evidencia de que la participación del crecimiento de la capacidad de energía renovable asociada con obligaciones de estilo RPS ha estado disminuyendo con el tiempo, y para 2019 fue de aproximadamente el 23%. Parte de esta disminución se atribuye a un auge en el crecimiento de la capacidad de energía renovable en estados sin programas de RPS.

A partir de noviembre de 2022, 36 estados y el Distrito de Columbia habían establecido un RPS o un objetivo de energía renovable. En 12 de esos estados (y el Distrito de Columbia), el requisito es electricidad 100% limpia para 2050 o antes [28].

En este capítulo, se destaca cómo las políticas de obligación de compra de energías provenientes de fuentes renovables fomentan la implementación de estas tecnologías. Es importante destacar que tanto India como Estados Unidos tienen una alta dependencia de combustibles fósiles en su matriz energética, lo que los hace menos vulnerables a las variaciones en la generación hidráulica en comparación con Colombia. Por esta razón, en el próximo capítulo se analizará en detalle la matriz energética de Colombia, la cual se basa principalmente en la energía hidráulica como su fuente energética principal.

3. PANORAMA ENERGÉTICO EN COLOMBIA.

3.1 Matriz de generación eléctrica

Debido a la ubicación de Colombia en el trópico y en los Andes, su matriz eléctrica se encuentra compuesta principalmente por plantas de generación hidráulica, las cuales son cerca del 67% de la capacidad instalada a corte de agosto de 2022, con una capacidad total instalada de 17.8 GW como se observa en la figura 5. A pesar de ser una de las más limpias del mundo, la matriz de generación eléctrica en Colombia es susceptible a fenómenos del clima, principalmente el fenómeno del niño.

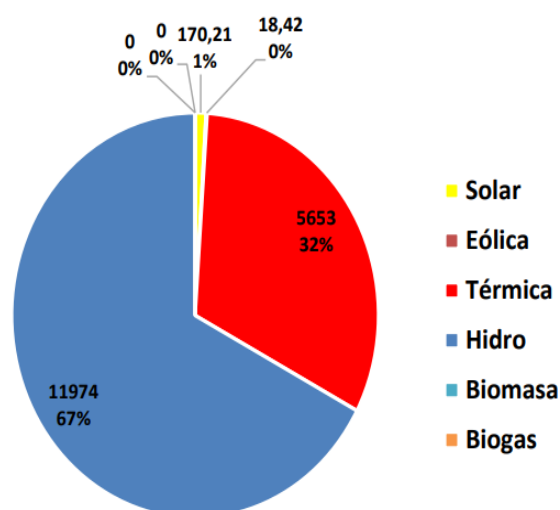


Figura 5 Capacidad instalada según fuente de generación en año 2021 en MW
Fuente: Novena Jornada de socialización nuevo procedimiento solicitud de conexión. UPME-2022

A diferencia de los países mencionados anteriormente, en Colombia la generación eléctrica con gas natural, combustibles líquidos y carbón es un mecanismo de confiabilidad para el sistema; por lo tanto, la generación eléctrica en Colombia se da principalmente por medio de hidroeléctricas y en momentos del fenómeno del niño se utilizan las unidades térmicas. Esto se aprecia claramente en la Figura 7, donde se observa que en los momentos que las hidroeléctricas generan en menor cantidad, las unidades térmicas generan más. Las fuentes renovables en la figura son plantas que funcionan con bagazo de caña de los ingenios azucareros, por lo tanto, entran en la definición de FNCER, al ser biomasa.

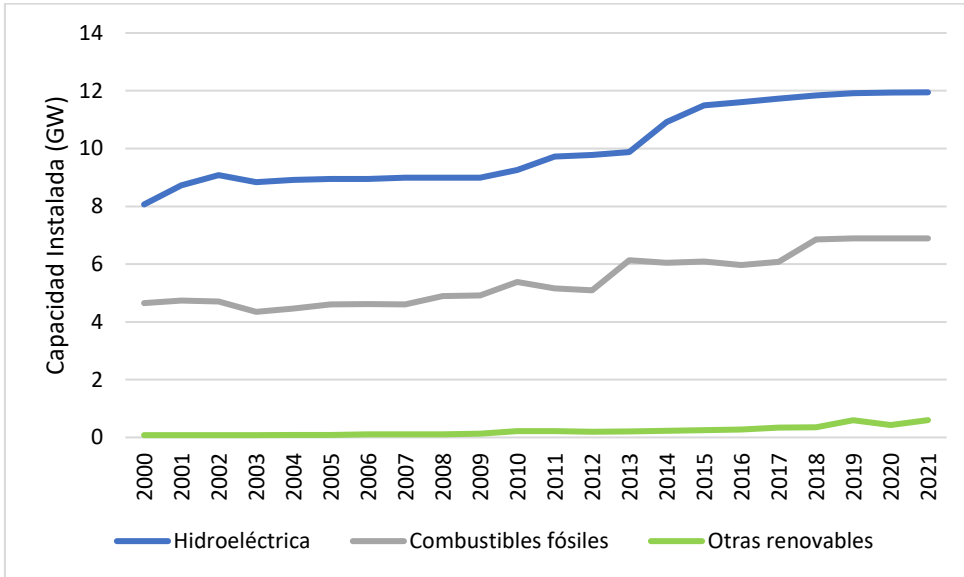


Figura 6 Capacidad instalada Colombia
Elaboración: propia. Fuente: Agencia internacional de energía (IEA)[14]

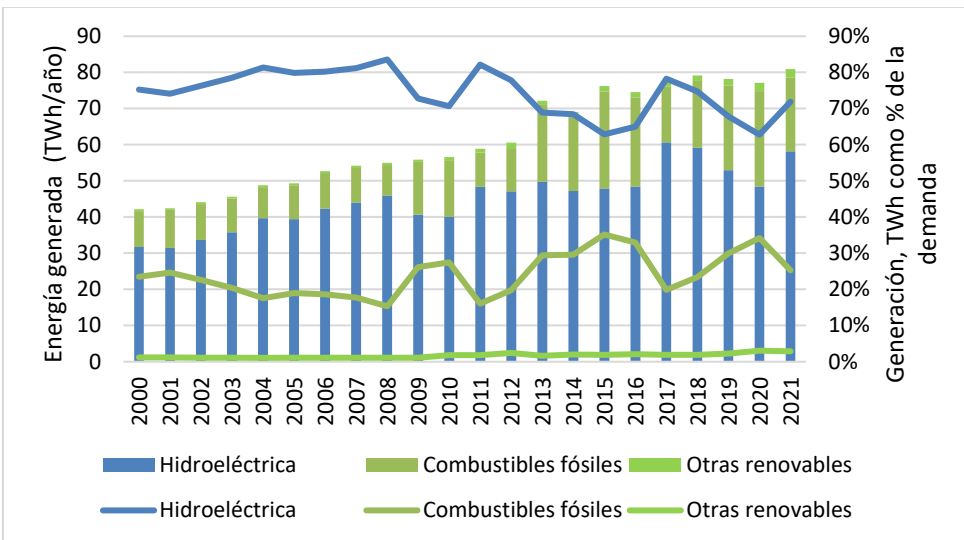


Figura 7 Energía generada por año en la Colombia
Elaboración: propia. Fuente: Agencia internacional de energía (IEA) [14]

3.2 Políticas para promover las fuentes renovables en Colombia

El gobierno ha buscado fomentar la instalación de plantas con FNCER mediante políticas públicas y regulación. Se destacan las siguientes normas:

Ley 1715 de 2014

Objeto: promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las Zonas No Interconectadas y en otros usos energéticos [10].

Incentivos: Deducción sobre la renta, Depreciación acelerada y exclusión de IVA, para proyectos que utilicen FNCER.

Decreto 570 DE 2018

Estableció los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica [11]

Ley 1955 de 2019

Plan nacional de desarrollo 2018-2022 pacto por Colombia, pacto por la equidad, por medio del artículo 296 estableció que los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo asignados en determinados mecanismos de mercado que la regulación establezca [6].

Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40715 de 2019

Reglamenta el alcance de la obligación establecida en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 y estableciendo las condiciones que se debe cumplir.

La energía debe provenir de FNCER, con base en lo establecido en la Ley 1715 de 2014 o las normas que la modifiquen

La energía deberá ser adquirida mediante contratos de largo plazo, con períodos de suministro mayor o igual a diez (10) años, registrados ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Los mecanismos de mercados para dar cumplimiento son:

- Subastas de largo plazo del Ministerio de Minas y Energía
- Los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica, aprobados por la CREG
- Convocatorias públicas.

El porcentaje de compra mínimo generado por FNCER debe ser igual o superior al (10%) de la demanda regulada que atienda el comercializador, a partir de enero del 2022 [12].

Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40060 de 2021

Desde enero de 2023 el 10% de las compras de energía para atender demanda regulada y no regulada por los comercializadores deben ser contratadas mediante FNCER [16].

Para diferencias el cumplimiento entre el mercado regulado (MR) y el mercado no regulado (MNR), a continuación se presenta la línea de tiempo regulatoria y de revisión de cumplimiento:

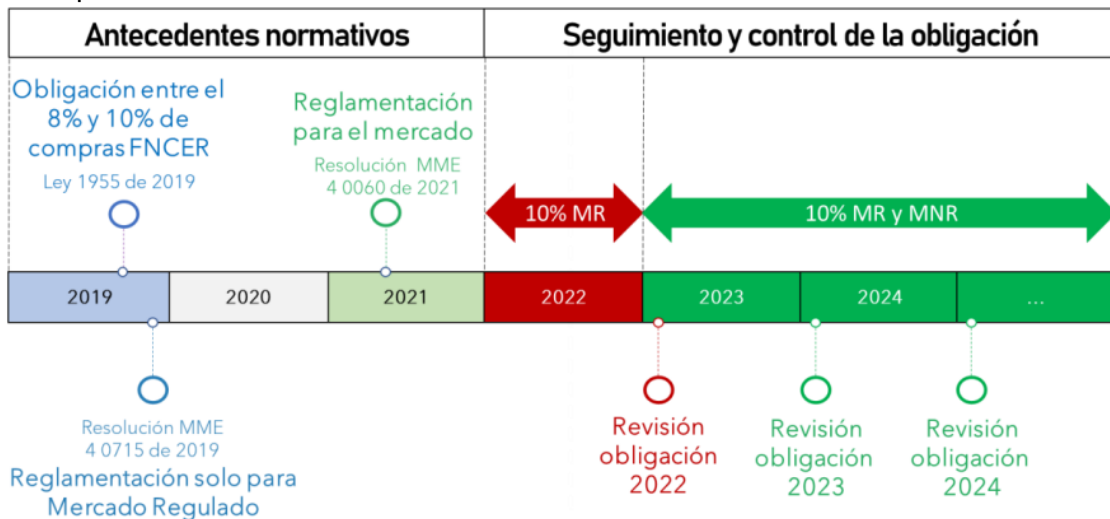


Figura 8 Línea de tiempo regulatorio y de revisión de cumplimiento

Fuente: Ministerio de Minas y Energía [29]

Como se mencionó anteriormente, el Decreto 570 DE 2018 [11] estableció los lineamientos de las subastas de largo plazo con energía renovable en Colombia, los principales lineamientos son:

- Las obligaciones son financieras.
- Subasta de dos puntas. Asignación basada en algoritmo de optimización del excedente del consumidor.
- Las ofertas se deben presentar en 3 bloques horarios.
- Se debe cumplir con la demanda objetivo, la cual es oculta y de no cumplirse, se activará el mecanismo secundario donde los comercializadores del mercado eléctrico mayorista participan de forma obligatoria. Se asigna de la misma manera que la primera etapa, por lo tanto, los generadores deben entregar ofertas separadas para cada mecanismo [30]

Las subastas se adjudicaron de la siguiente manera:

Tabla 1 Características subastas de largo plazo con energía renovable

| | SEGUNDA SUBASTA | TERCERA SUBASTA |
|--|--|--|
| Tipo de obligación | Obligación financiera | |
| Inicio de obligación | 1 de enero 2022 | 1 de enero 2022 |
| Fecha máxima de puesta en operación | 31 de diciembre 2023 | 31 de diciembre 2023 |
| Duración de la obligación | 15 años | 15 años |
| Capacidad Asignada | 1 298,9 MW | 763,3 MW |
| Demanda objetivo | 12 050,5 MWh/día | 5 520 MWh/día |
| Precio promedio de la subasta | \$95,65 COP/KWh \$107 COP/KWh (Mecanismo complementario) | 135,85 COP/KWh \$180,725 COP/KWh (Mecanismo complementario) |
| Tecnologías asignadas | Fotovoltaica y eólica | Fotovoltaica y eólica |
| Tipo de subasta | De sobre cerrado de dos puntas y de participación voluntaria para generadores y comercializadores. | De sobre cerrado de dos puntas y de participación voluntaria para generadores y comercializadores. En el mecanismo |

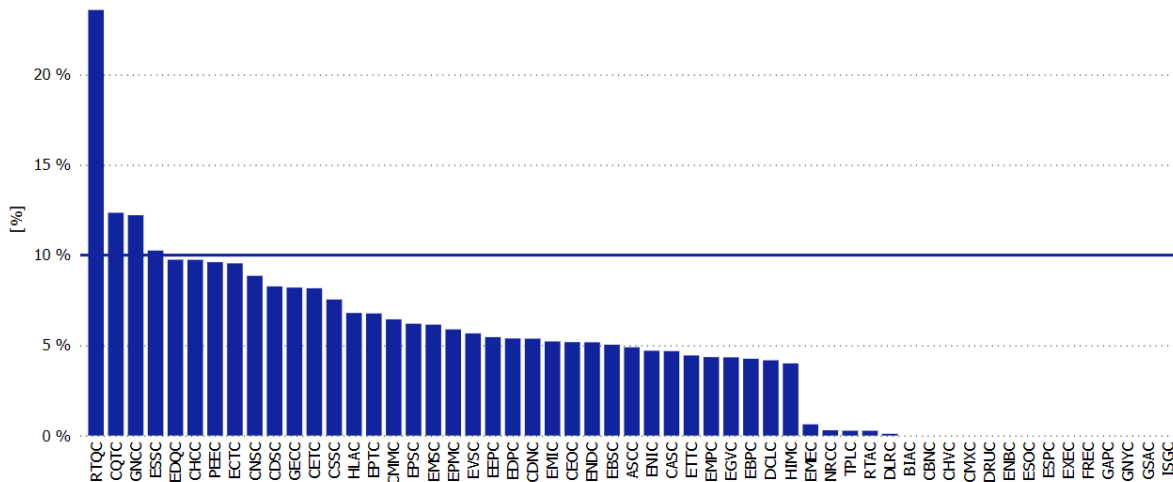
| | | |
|------------------------------|--|--|
| | En el mecanismo complementario todos los comercializadores deben participar. | complementario todos los comercializadores deben participar. |
| Fecha de adjudicación | 22 de octubre de 2019 | 26 de octubre de 2021 |

Fuente: Elaboración propia con los resultados publicados por XM [5] y UPME [4]

Con la entrada en vigor de la Resolución del MME 40060 de 2021, se estableció la obligación de contratar el 10% de las compras de energía destinadas a atender usuarios regulados con energía proveniente de FNCER a para el año 2023. Sin embargo, en el año 2022, se presentan dos eventos que pueden dificultar el cumplimiento de estas leyes:

- a. Únicamente cuatro comercializadores Ruitoque, Electrificadora del Caquetá, Vatia y ESSA cumplieron con la meta del 10% de contratación con FNCER. Esta información se obtuvo del administrador del sistema, XM, el cual publica el porcentaje de cumplimiento para cada uno de los comercializadores. Para el año 2022 se presenta la evolución mensual del porcentaje de contratación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Este porcentaje es calculado como la relación entre la cantidad de energía despachada en contratos cuya fuente fue informada al momento de registro con FNCER, sobre la demanda comercial.

Figura 9 Cumplimiento de nivel de contratación con FNCER demanda regulada



Fuente: Sinergox – XM. Consultado 05 de junio de 2023

- b. Los retrasos en la puesta en operación de los proyectos de generación con FNCER, que se detallan en la Tabla 2, indican que ningún proyecto ganador de la segunda subasta de renovables o con obligaciones de Energía Firme (OEF) logró cumplir con la Fecha de Puesta en Operación (FPO) inicialmente reportada en las convocatorias. Como resultado, un total de 1.365 MW en proyectos FNCER, con obligaciones con el sistema, han experimentado retrasos, y la energía producida por estos proyectos no ha estado disponible para su consumo.

Tabla 2 Estado proyectos FNCER adjudicados segunda subasta o con OEF

| Nombre del proyecto | Cap. (MW) | Tipo | Fecha de puesta en Operación | Avance real | Avance programado | Retraso en días |
|-----------------------|-----------|---------------|--|-------------|-------------------|-----------------|
| EL CAMPANO | 99 | Fotovoltaica | 30-jun-23 | 19.9% | 84.4% | 210 |
| CARTAGO | 99 | Fotovoltaica | Este proyecto perdió las obligaciones asignadas en esta convocatoria, dado que no cumplió con los requisitos exigidos después de la subasta. | | | |
| SAN FELIPE | 90 | Fotovoltaica | 01-abr-23 | 14% | 58% | 184 |
| ACACIA 2 | 80 | Aerogenerador | 30-nov-23 | 12.91 % | 44.29% | 275 |
| CASA ELÉCTRICA | 180 | Aerogenerador | 31-oct-24 | 20.% | 80% | 1026 |
| APOTOLORRU | 75 | Aerogenerador | 31-oct-24 | 21.0% | 75.31% | 325 |
| BETA | 280 | Aerogenerador | 30-nov-23 | 33.5% | 100% | 816 |
| ALPHA | 212 | Aerogenerador | 30-nov-23 | 25.3% | 100% | 816 |
| CAMELIAS | 250 | Aerogenerador | 30-nov-23 | 3% | 4% | 212 |

Fuente: Informe de avance proyectos de generación – marzo 2023 [31]

Las principales razones de los retrasos se relacionan con demoras en consultas previas y licencias ambientales, las cuales se vieron afectadas fuertemente por la pandemia del COVID19 [32].

3.3 Capacidad instalada FNCER

Como se mencionó en la tabla 1, el inicio de las obligaciones de los proyectos adjudicados en las subastas CLPE es en enero del 2023, pero hasta junio de 2023 ninguno de los proyectos se encontraba en funcionamiento y todos presentaban retrasos. Respecto a la capacidad instalada presentada en la figura 3, podemos diferenciar la capacidad instalada que corresponde a FNCER por tecnología, la cual a corte de diciembre de 2022 equivalía a cerca de 7,6 %, donde 4,5% corresponde a PCH, 1% a bagazo, 1,3 a solar y 0.09% a eólico [33].

Respecto a la energía eólica se destaca que desde el 2003 no ha aumentado la capacidad instalada; para la capacidad instalada de las PCH demuestra un aumento constante a

través de los años y finalmente la energía solar aumentó desde 2018 cuando se expidió la resolución CREG 030 de 2018, que regula la generación distribuida en Colombia, la cual usa principalmente energía solar.

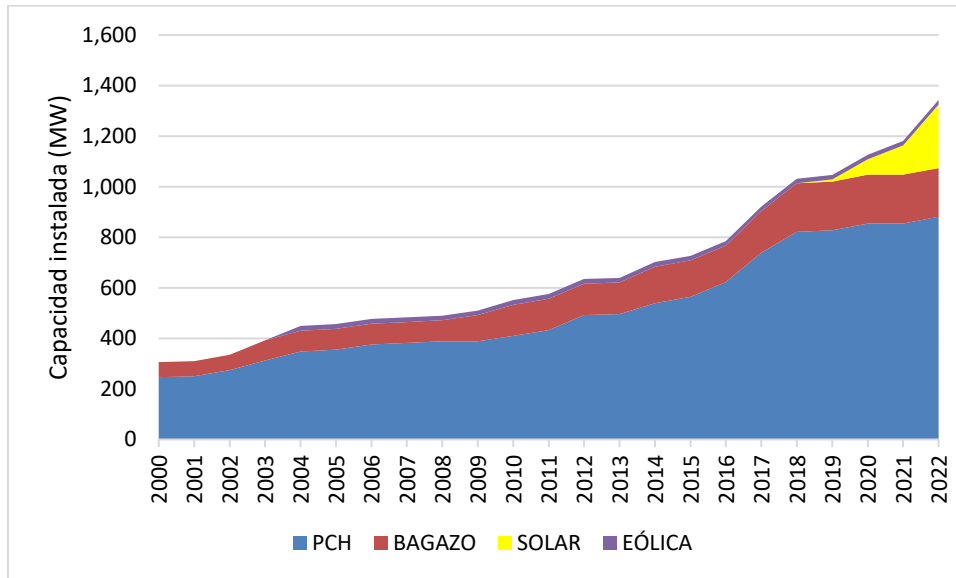


Figura 10 Capacidad instalada FNCER
Fuente: XM ESP. Elaboración propia [33]

En Tabla 3 se presenta la capacidad instalada y la participación en las energías con FNCER y a nivel global de todo el sistema. Las PCH tienen la mayor participación y han estado en desarrollo antes que las demás tecnologías.

Tabla 3 Capacidad instalada FNCER a corte de diciembre de 2022

| Tecnología | Capacidad instalada (MW) | Porcentaje respecto FNCER | Porcentaje global |
|------------|--------------------------|---------------------------|-------------------|
| PCH | 881.2 | 65.6% | 4.52% |
| BAGAZO | 192.5 | 14.3% | 0.99% |
| SOLAR | 251.22 | 18.7% | 1.29% |
| EÓLICA | 18.42 | 1.4% | 0.09% |

Fuente: XM ESP. Elaboración propia[33]

Si bien la capacidad instalada de las plantas fotovoltaicas y eólicas representa aproximadamente el 7.6% de la capacidad total del sistema, es necesario considerar el factor de planta asociado a cada tipo de generación. Las plantas fotovoltaicas y eólicas suelen tener factores de planta más bajos en comparación con las plantas hidroeléctricas con embalse y las unidades térmicas.

El factor de planta se refiere a la proporción de la capacidad instalada de una planta que realmente se utiliza para generar electricidad durante un período determinado. Las plantas

fotovoltaicas y eólicas dependen de la disponibilidad de luz solar y vientos, que pueden variar a lo largo del día y las estaciones. Por lo tanto, su factor de planta puede ser menor en comparación con las centrales hidroeléctricas con embalse y las unidades térmicas que pueden operar de manera más constante [34].

Finalmente, respecto a los retrasos de los proyectos, en octubre del 2022 la UPME presentó la capacidad asignada según FPO oficial, donde se mostró que la capacidad asignada para el 2022 en energía solar era 591.1 MW y 481.8 MW para energía eólica, valores que no se cumplieron [35], dado que como se observó en la Figura 5 solo se instalaron cerca de 170 MW de generación Solar y 20 MW de eólica que ya se encontraban instalados.

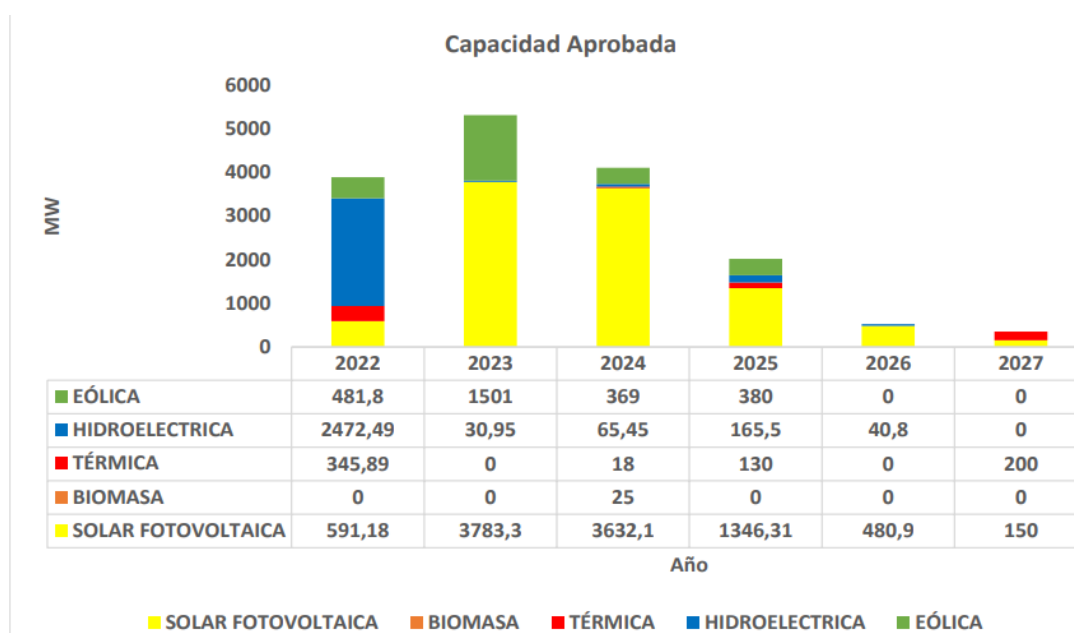


Figura 11 Capacidad asignada según fecha de puesta en operación oficial

Fuente: UPME [35]

3.4 Energía disponible proveniente de FNCER para 2023 y 2024.

Para tener una aproximación de la energía que se tendrá disponible el sistema proveniente de FNCER, se utilizarán las proyecciones realizadas por la UPME de la Figura 11, en el caso ideal que todos los proyectos ingresen en su fecha establecida en los años 2023 y 2024, además de la metodología utilizada por la CREG para calcular la energía firme para cargo por confiabilidad ENFICC de plantas solares y eólicas en “ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD IPVO 2027-2028” [36], en la cual se calcula la ENFICC de la siguiente manera:

$$ENFICC = 0.15 * CEN * 24(h) * \frac{dias}{1000}$$

Donde:

ENFICC: Energía Firme para el Cargo por confiabilidad

CEN: Capacidad Efectiva Neta de la planta y/o unidad de generación

Días: Días de operación en el año

La ENFICC se define como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año [37]. Esto implica que la cantidad de energía producida real puede ser mayor, pero la ENFICC es una estimación que nos permite conocer la cantidad de energía disponible de manera segura.

Debido a la falta de mediciones de velocidad de viento y radiación solar específicas para cada uno de los proyectos de este análisis, esta aproximación es utilizada para determinar la capacidad de generación confiable de energía, dejando la claridad, que la generación real de las plantas será mayor, dado que la ENFICC como se mencionó anteriormente es la menor generación de la planta.

Para el caso de las PCH se toma un valor de 0.34 como coeficiente de aproximación para el cálculo de ENFICC, lo que demuestra que tiene un mayor porcentaje de ENFICC, respecto a la energía eólica y solar. Este factor se tomó con base en el estudio de Óptima Consultores “RESUMEN EJECUTIVO – ANÁLISIS DE LA PARTICIPACIÓN DE LAS PLANTAS NO DESPACHADAS CENTRALMENTE EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA” [38], de la siguiente manera:

$$ENFFIC = 0.34 * CEN * 24(h) * \frac{dias}{1000}$$

Respecto a los proyectos y su fecha de puesta en operación, se tomó la información disponible en XM ESP, que corresponde a las fechas que informó el promotor del proyecto ante la UPME que realizará su conexión, las cuales pueden retrasarse hasta dos años más sin perder su punto de conexión aprobado. Para las plantas que se encuentran instaladas actualmente, se utilizan los días completos del año y para las que están en construcción, se cuentan los días a partir de la fecha de puesta en operación del proyecto. La ENFICC para cada uno de los proyectos en construcción se presenta en el anexo 1 y el resumen de la información en la Tabla 4.

Tabla 4 ENFICC FNCER

| Año | ENFICC Proyectos nuevos [GWh] | | ENFICC Proyectos operando [GWh] | | Total, ENFICC FNCER [GWh] | |
|--------|-------------------------------|---------|---------------------------------|---------|---------------------------|---------|
| | 2023 | 2024 | 2023 | 2024 | 2023 | 2024 |
| Eólico | 81.5 | 531.7 | 24.2 | 24.2 | 105.7 | 555.9 |
| PCH | 83.5 | 145.6 | 2,791.6 | 2,791.6 | 2,875.1 | 2,937.2 |
| Solar | 730.2 | 5,721.8 | 381.2 | 381.2 | 1,111.4 | 6,103.0 |

Elaboración propia con información de XM ESP

A partir de lo expuesto anteriormente, se puede concluir que en el año 2023 la principal fuente de energía renovable no convencional será la proveniente de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH). Sin embargo, se espera que para el año 2024 la capacidad instalada de plantas fotovoltaicas sea cerca de 7 GW. Esto se traducirá en un aumento de más de cinco veces la producción energética mediante energía solar, pasando de aproximadamente 1.111 GWh en 2023 a 6.103 GWh en 2024, esto se observa en la Figura 12.

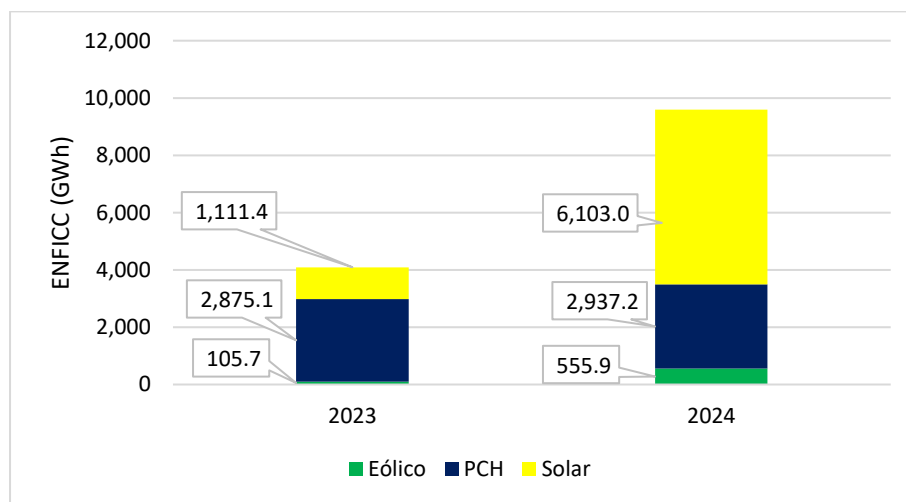


Figura 12 ENFICC de FNCER 2023 y 2024

Elaboración propia

Con la energía disponible para los años 2023 y 2024, se puede calcular el porcentaje de energía de FNCER en relación con la demanda nacional de Colombia de energía eléctrica. Para la demanda nacional se utiliza la demanda que publica la UPME en los años 2021 y 2022, tal como se presenta en la Tabla 5. De este análisis se puede concluir que, en el año 2023, no es posible cumplir con el 10% de energía generada por medio de FNCER durante todos los meses. Para el año 2024 se cumpliría el 10% de generación de energía eléctrica

con FNCER, siempre que todos los proyectos con FNCER que tienen asignados puntos de conexión y los proyectos de transmisión ingresen al mercado en la fecha que fue informada a la UPME y con esto se lograría un 12% de energía eléctrica generada a través de FNCER, como se observa en la Tabla 5.

Tabla 5 Porcentaje de energía FNCER 2023 y 2024

| Periodo | Lím Alt 2021 [GWh] | Esc. Medio. 2022 [GWh] | ENFICC FNCER [GWh] | Porcentaje de energía FNCER |
|----------------|-----------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|--|
| 2023-2024 | 79,990 | 82,331 | 4,092 | 5% |
| 2024-2025 | 82,548 | 84,969 | 9,596 | 12% |

Elaboración propia con datos UPME [36]

Adicionalmente, dada que la obligación es financiera, no es necesario con que se genere, sin embargo, este estudio analiza si es posible cumplir 10% de demanda nacional como entrega física, dado que los comercializadores pueden firmar contratos con los generadores y estos respaldar las obligaciones FNCER con otro tipo de fuentes, mientras los proyectos ingresan.

3.5 Análisis de determinantes de precios en el mercado regulado e impacto de la obligación de compra de energía FNCER

Como se ha observado en la sección anterior, la generación de energía proveniente de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) no alcanzará el 10% de la demanda nacional en 2023.

Considerando que la demanda de energía proveniente de FNCER es mayor que la oferta disponible y que esta situación continuará por lo menos hasta 2024, se realiza un análisis del comportamiento de los precios con el fin de identificar los principales determinantes de estos.

Para llevar a cabo el análisis, se utilizó la información disponible en el SICEP (Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas). Esta plataforma permite a los agentes generadores y comercializadores registrar y ofrecer información sobre los procesos de compra de energía para el mercado regulado. La información recopilada en el SICEP puede ser consultada por agentes del mercado mayorista de energía, usuarios, entidades de inspección, control y vigilancia, así como por el público en general. Este análisis se limitará a la demanda regulada, excluyendo otras categorías.

3.5.1 Información disponible

- Contratos bilaterales: Se recolectó el precio de adjudicación, la fecha de adjudicación, fecha de publicación de pliegos, cantidad demandada, cantidad adjudicada y fecha de inicio de las obligaciones. La fuente de datos utilizada fue la siguiente:

- 297 contratos descargados de SICEP desde marzo de 2020 a diciembre de 2022.

- 11 contratos bilaterales de la segunda subasta de CLPE.

Se usaron los resultados de la segunda subasta de energía renovable, dado que no se contó con el CERE en la subasta, se tomó el valor promedio del mes de la subasta y se indexó al IPP.

Nota: Cada proyecto firmó un contrato con cada comercializador del país, pero dado que el precio y las condiciones generales no cambian, se agrupo cada contrato por cada proyecto y se sumó la energía total.

- 12 contratos bilaterales de la segunda subasta de CLPE.

Se usaron los resultados de la tercera subasta de energía renovable, dado que no se contó con el CERE en la subasta, se tomó el valor promedio del mes de la subasta y se indexa al IPP.

Nota: Cada proyecto firmó un contrato con cada comercializador del país, pero dado que el precio y las condiciones generales no cambian, se agrupo cada contrato por cada proyecto y se sumó la energía total.

- Precio promedio del gas natural¹.

Para cada uno de los contratos se determinó el mes en que fue adjudicada la subasta y para ese mes se calculó el precio promedio del gas natural en dólares por MMBtu a partir de datos publicado en Yahoo Finance¹. Se utilizó la información disponible desde el año 2019 a 2022.

- Precio promedio del carbón¹.

Para cada uno de los contratos se determinó el mes en que fue adjudicada la subasta, para ese mes se calculó el precio promedio de cierre en del carbón en dólares por tonelada publicado en Yahoo Finance¹. Se utilizó la información disponible desde el año 2019 a 2022.

¹ Los datos utilizados en este trabajo fueron obtenidos de Yahoo Finanzas (<https://finance.yahoo.com>).

- Precio promedio del barril de crudo Brent¹.
Para el mes de adjudicación de cada contrato se calculó el precio promedio de cierre del Brent en dólares por barril usando información de Yahoo Finance¹ para el periodo 2019 a 2022.
- Niveles promedios embalse.
Se utilizó el nivel promedio de los embalses en Colombia, entre la fecha de publicación de los pliegos de la subasta, hasta la adjudicación, reportado por XM desde 2019 hasta 2022.
- IPP: Índice de precio del productor reportado por el DANE. Desde el año 2019 a 2022.
- TRM: Tasa representativa del mercado es un indicador que representa el valor promedio diario de la tasa de cambio entre dólar norteamericano y peso colombiano. Se utilizó la información disponible desde el año 2019 a 2022.
- Costo de la energía con referencia al IPP.
Valor, en COP, resultante de dividir el precio de adjudicación sobre el IPP anterior al mes de adjudicación del contrato reportado por el DANE entre el año 2019 a 2022.
- Máximo precio de bolsa.
Máximo precio de bolsa presentando en la bolsa de energía eléctrica, entre la fecha de publicación de los pliegos y la adjudicación reportados por XM desde el año 2019 a 2022.

Dado que cada contrato tiene características específicas, se crearon las siguientes variables:

- Días contrato: Duración del contrato desde el inicio de la obligación hasta el final de esta. Se espera que a mayores días de duración el precio sea más bajo.
- Días antes del inicio: Días entre la fecha de publicación de la minuta definitiva y el inicio de la obligación, dado que se espera que el precio de los contratos aumenta entre más cerca estén estas dos fechas.
- Cantidad de energía adjudicada: Cantidad de energía que se contrató mediante el contrato.
- Energía contratada por días: Energía que se contrató para cada día, obtenida al dividir la energía adjudicada entre los días de duración del contrato.

- FNCER: “1” cuando es una subasta únicamente para FNCER y “0” cuando está abierta a todas las tecnologías.

3.5.2 Análisis descriptivo de la información

Para el análisis descriptivo, las variables se dividieron en tres categorías: externas, propias del contrato y otras. Para cada categoría, calculamos las medidas de tendencia central y representamos los datos en un diagrama de cajas (parte superior) y un diagrama de densidad de probabilidad (parte inferior). Los diagramas de cajas nos permiten observar si existen valores atípicos, mientras que los diagramas de densidad de probabilidad nos permiten determinar el tipo de distribución de los datos. Para el último, usamos como etiqueta la variable si el contrato está destinado a FNCER (1) o no (0).

i. Análisis de variables externas

Se entiende por variables externas las variables independientes que pueden afectar el precio de los contratos subastados. Debido a que las variables de precio no dependen de Colombia, el análisis se realiza en dólares y en precios colombianos. Estas variables se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 6 Medidas análisis descriptivo variables externas

| MEDIDA | Precio cierre GN² [USD/MMBtu] | Precio Cierre Carbón¹ [USD/ton] | Precio Cierre Brent¹ [USD/BARRIL] | TRM¹ |
|----------------------------|---|---|---|------------------------|
| Medía | 44069.3 | 2274.7 | 75.2 | 3885.4 |
| Desviación estándar | 19279.2 | 862.8 | 23.1 | 303.0 |
| min | 17510.0 | 1185.0 | 25.3 | 3377.6 |
| 25% | 26300.0 | 1500.5 | 55.9 | 3700.6 |
| 50% | 39140.0 | 2122.5 | 75.7 | 3769.3 |
| 75% | 56420.0 | 2990.0 | 94.8 | 4077.0 |
| máx. | 91270.0 | 3764.0 | 114.8 | 4624.5 |

² Los datos utilizados en este trabajo fueron obtenidos de Yahoo Finanzas (<https://finance.yahoo.com>).

Elaboración propia

De acuerdo con la Tabla 6, el precio del gas natural tiene la mayor desviación estándar, principalmente por ser un recurso de transición y porque la guerra de Ucrania-Rusia en el año 2022 aumentó drásticamente estos valores. La Figura 13 muestra la distribución de las variables de la Tabla 6.

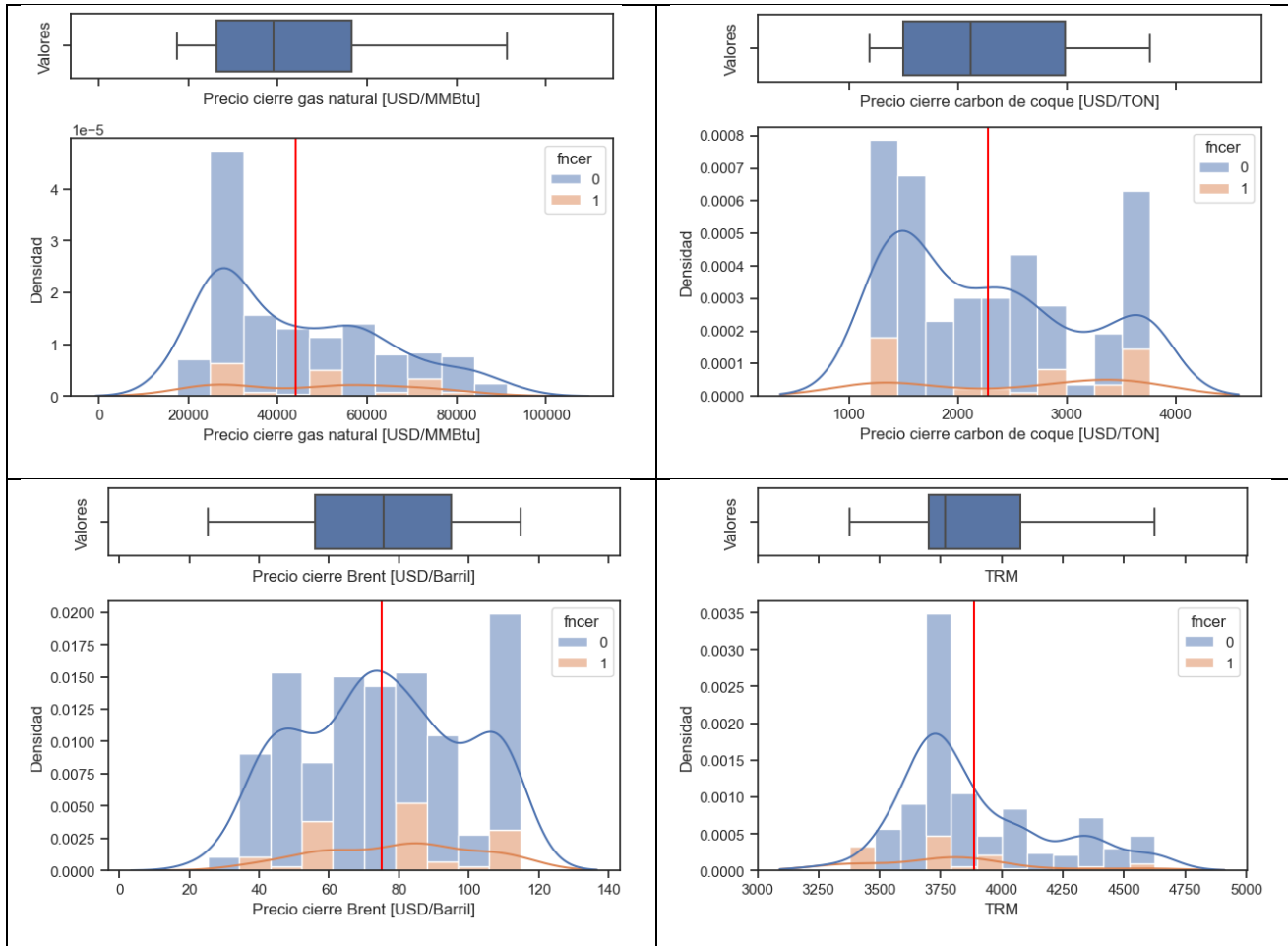


Figura 13 Distribución de las variables de precio cierre GN, precio cierre Carbón, precio de cierre Brent y TRM,
Elaboración propia con información de Yahoo Finance consulta 05/07/2023

En los diferentes diagramas de caja de la Figura 13 se observa que no existen valores atípicos y en los diagramas de densidad de probabilidad que no existe una tendencia o concentración de los contratos que son de FNCER (Línea naranja de las gráficas).

ii. Análisis de variables del contrato

Las variables que se determinan en el contrato son: días del contrato (duración), cantidad de energía demandada, días antes del inicio de la obligación y la energía contratada por día, las cuales se presentan en Tabla 7.

Tabla 7 Medidas análisis descriptivo-variables del contrato

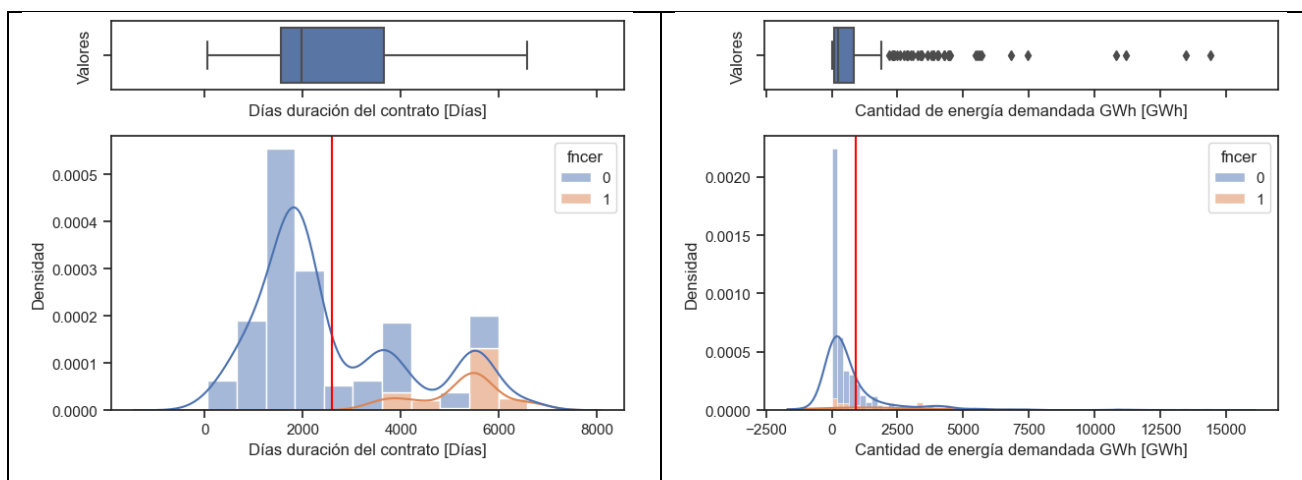
| Medida | Cantidad de energía demandada [GWh] | Días contrato [Días] | Días Antes inicio [Días] | Energía por día [GWh/Días] |
|----------------------------|-------------------------------------|----------------------|--------------------------|----------------------------|
| Medía | 902.31 | 2589.19 | 180.77 | 0.20 |
| Desviación estándar | 1789.56 | 1586.07 | 229.14 | 0.36 |
| min | 1.94 | 60 | 20.00 | 0.00 |
| 25% | 88.33 | 1552 | 51.75 | 0.02 |
| 50% | 240.31 | 1976 | 72.00 | 0.08 |
| 75% | 833.65 | 3652 | 203.00 | 0.22 |
| Max | 14396.16 | 6574 | 1068.00 | 2.77 |

Elaboración propia

En la tabla 7 se observa los días de duración del contrato, los cuales pueden ir desde 60 días hasta 6574 (alrededor de 18 años), tienen mayor variación que las demás variables.

En la

Figura 14 se observa que la duración del contrato presenta una distribución modal, donde una de las modas corresponde principalmente a contratos de FNCER, puesto que la Ley 1955 de 2019 establece una duración mínima 10 años y las subastas realizadas por el ministerio tuvieron una duración de contrato de 15 años (5475 días)



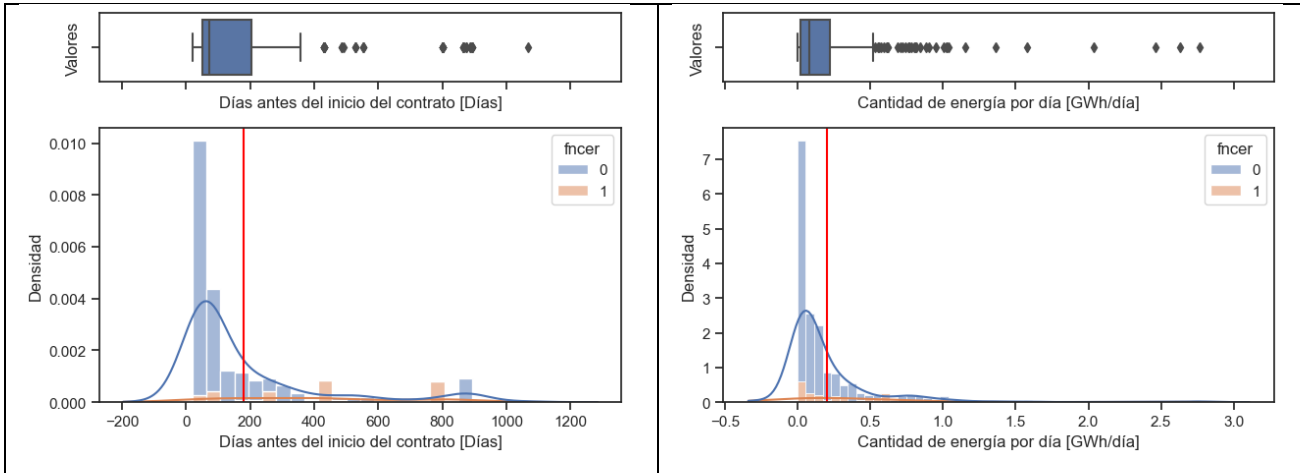


Figura 14 Distribución de las variables de días duración del contrato, cantidad de energía demanda, días antes del inicio del contrato y cantidad contratada de energía por día
Elaboración propia con información de XM consulta 05/07/2023.

Nota: Tendencia ajusta a distribuciones normales y tiende a parecer que existe valores menores a cero (0) en el diagrama de densidad, sin embargo, en el diagrama de cajas se observa que no existe valores menores a cero.

iii. Análisis de precio de cierre del contrato y energía adjudicada

En esta subsección se analiza el precio y la cantidad de energía adjudicada en las diferentes subastas, dado que en algunas subastas no se contrata toda la energía demandada. Las medidas de tendencia central se presentan en la Tabla 8, donde se observa que la desviación estándar de la cantidad de energía adjudicada es alta.

Tabla 8 Medidas análisis descriptivo- precio de cierre del contrato y energía adjudicada

| Medida | Precio promedio ponderado adjudicado (\$/KWh) | Cantidad de energía adjudicada [GWh] |
|---------------------|---|--------------------------------------|
| Medía | 226.9 | 648.3 |
| Desviación estándar | 30.6 | 1546.6 |
| min | 151.8 | 0.1 |
| 25% | 203.0 | 39.2 |
| 50% | 224.4 | 175.0 |
| 75% | 247.3 | 495.4 |
| Max | 357.0 | 14396.2 |

Elaboración propia

En la Figura 15 se observa que la cantidad de energía adjudicada presenta un alto número de valores atípicos en el diagrama de bigotes, mientras que el precio promedio de los contratos presenta una distribución con menor dispersión y valores atípicos. Se destaca que ninguno de los valores atípicos de los precios es de contratos de FNCER.

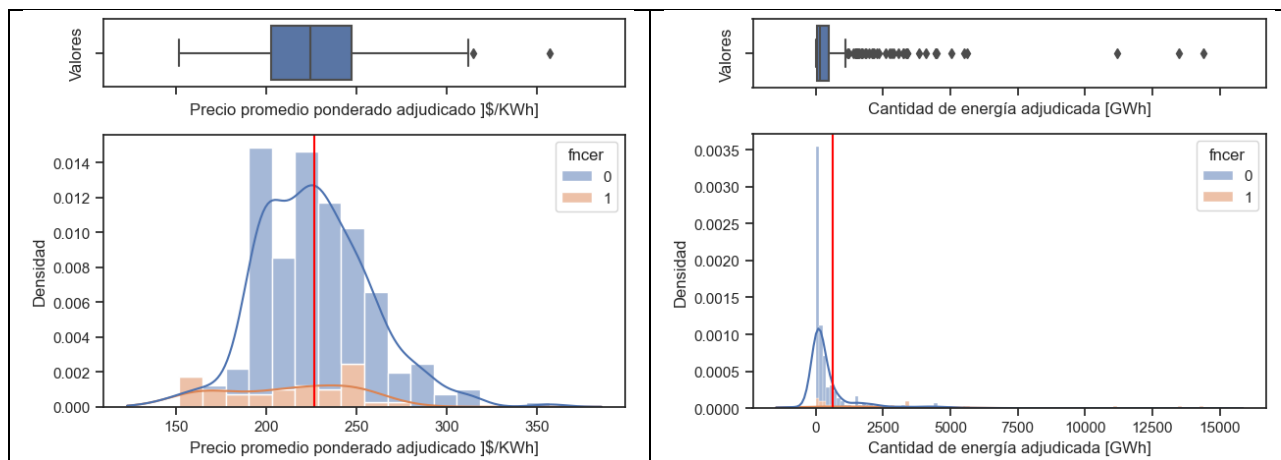


Figura 15 Distribución y diagrama de bigotes de precio de cierre del contrato y energía adjudicada

Elaboración propia con información de XM consulta 05/07/2023.

iv. Análisis descriptivo otras variables

Como se mencionó antes la matriz energética de Colombia es principalmente hídrica, por lo tanto, una variable de análisis son los niveles de embalse. Adicionalmente, dado que todos los contratos se indexan al IPP y que el precio de bolsa se relaciona con la inflación, el precio se ajustó dividiéndolo entre el IPP del mes de la publicación de los pliegos definitivos de la subasta y el precio de bolsa, entre el IPP del mes correspondiente, de la siguiente manera:

$$\text{Precio}_{IPP} = \frac{\text{Precio de adjudicación}}{\text{IPP}_{\text{Mes de la publicación de pliegos}}}$$

$$\text{Precio Bolsa}_{IPP} = \frac{\text{Precio de bolsa}}{\text{IPP}_{\text{Mes precio de bolsa}}}$$

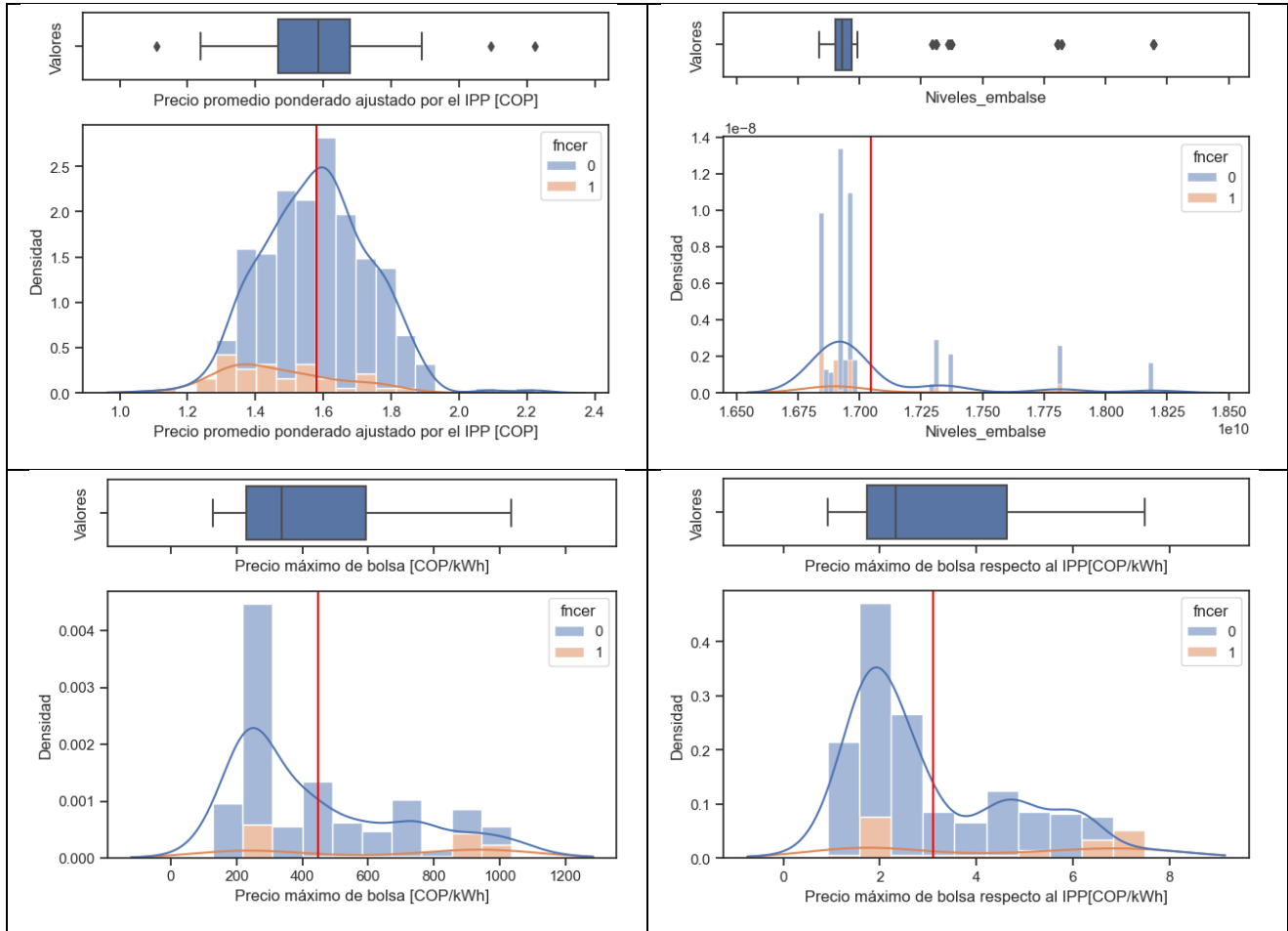


Figura 16 Distribución y diagrama de bigotes de precio ponderado ajustado por el IPP, el nivel del embalse, precio máximo de energía en bolsa y precio máximo de energía en bolsa ajustado al IPP

Elaboración propia con información de XM y DANE consulta 05/07/2023.

La Figura 16 muestra que al ajustar el valor de adjudicación de la subasta por el IPP se obtiene una distribución más normal que la del valor sin ajustar (Ver Figura 15). Adicionalmente se observa que para la mayoría de los contratos de FNCER, el valor ajustado es menor que el promedio de todos los contratos. Respecto a las otras variables, no se encuentra una tendencia o relación apreciable entre la distribución de contratos de FNCER y las variables analizadas.

v. Análisis de correlación lineal

En la Figura 17, se muestran las relaciones lineales entre las variables, destacándose aquellas con una correlación significativa, representadas por el color rojo. Al examinar la variable de interés, es decir, si se trata de una FNCER o no, se observa que presenta una mayor correlación con la cantidad de energía adjudicada, los días del contrato y los días previos al inicio de las obligaciones. Esta información será utilizada para eliminar variables

en los modelos de machine learning, dado que, si dos variables están altamente correlacionadas entre ellas, tendrán el mismo impacto en el modelo y por esto se debe seleccionar una.

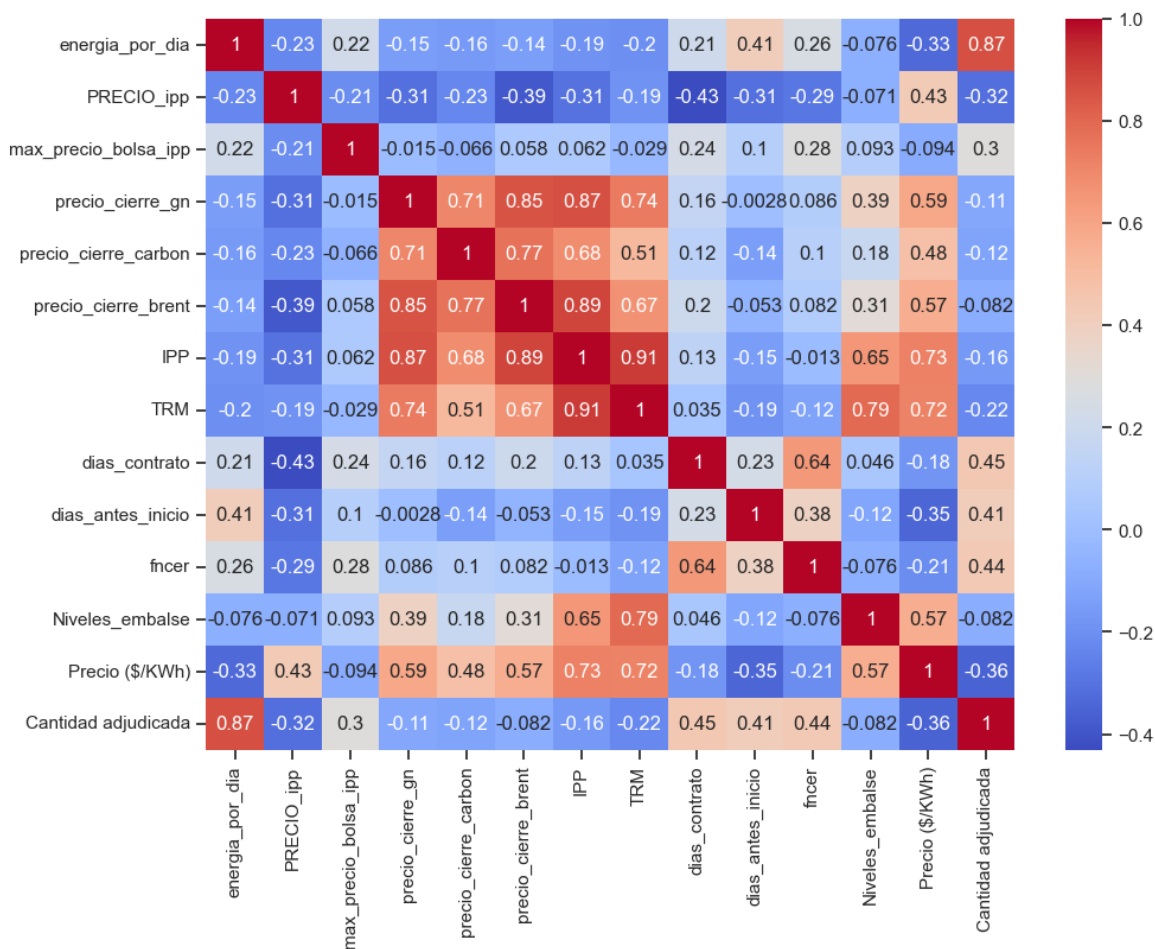


Figura 17 Mapa de correlaciones lineal de Pearson entre variables

Elaboración propia con información de XM, Yahoo Finance y DANE consulta 05/07/2023

Como era de esperarse, el valor de adjudicación de los contratos presentó alto nivel de correlación con el IPP y la TRM. También se encontró correlación entre la TRM, el precio de cierre del petróleo Brent, el gas natural, el carbón y el IPP, dado que el PIB de Colombia depende en gran parte de las exportaciones de petróleo y carbón.

Lo anterior soporta la necesidad de realizar casos de estudios con la variable precio dividida por el IPP, lo cual permite eliminar esta correlación. Debido a que crear modelos con variables altamente correlacionadas puede llevar a problemas de multicolinealidad, que dificultan la interpretación de los coeficientes de regresión y generan resultados poco confiables y sesgados. Además, la alta correlación puede dificultar la identificación de las

variables más influyentes, aumentar la sensibilidad a datos atípicos y agregar complejidad innecesaria al modelo.

3.5.3 Uso de modelos de aprendizaje de máquinas para identificar las variables más importantes

Para determinar la importancia de cada variable en la determinación del precio de adjudicación de la subasta se aplicaron dos métodos de machine learning: Regresión lineal y XGBoost, el primero por ser uno de los más utilizados y el segundo por su capacidad de capturar relaciones complejas.

3.5.3.1 Regresión Lineal

La regresión lineal es una técnica de análisis de datos que busca predecir el valor de datos desconocidos utilizando otra variable de datos relacionada y conocida. Se modela matemáticamente la variable dependiente y la variable independiente como una ecuación lineal. Esta técnica es ampliamente utilizada en diferentes campos debido a su simplicidad y facilidad de interpretación [39].

Existen varios tipos de regresión lineal, incluyendo la regresión lineal simple que relaciona dos variables, la regresión lineal múltiple que involucra múltiples variables independientes y la regresión logística que mide la probabilidad de que un evento ocurra [39].

La importancia de las variables en un análisis de regresión se puede determinar a través de los coeficientes de regresión estandarizados. Estos coeficientes indican el peso o la importancia relativa de cada variable independiente en la ecuación de regresión. En general, cuanto mayor sea el valor absoluto del coeficiente de regresión estandarizado, mayor será el peso de la variable en la ecuación de regresión [40].

Debido a la correlación entre las variables, se utilizó el método de regularización Elastic Net. Este método no selecciona variables altamente correlacionadas, lo que ayuda a evitar el sobreajuste. La regularización Elastic Net funciona añadiendo una penalización a los coeficientes del modelo, lo que hace que los coeficientes sean más pequeños cuando no son relevantes para el modelo. Esto ayuda a evitar que el modelo se ajuste demasiado a los datos de entrenamiento y que generalice mal a los datos de prueba [41].

3.5.3.2 XGBoost

XGBoost (Extreme Gradient Boosting) es un método de aprendizaje automático supervisado utilizado para clasificación y regresión. Se basa en árboles de decisión y se considera una mejora sobre otros métodos, como el bosque aleatorio y el refuerzo de gradientes. Es especialmente efectivo en conjuntos de datos grandes y complejos debido a sus métodos de optimización [42].

El proceso de ajuste de un conjunto de datos con XGBoost comienza realizando una predicción inicial. Luego, se calculan los residuos basados en el valor predicho y los valores observados. A continuación, se construye un árbol de decisión utilizando una puntuación de similitud de los residuos. Se calcula la similitud de los datos en cada hoja y la ganancia de similitud de la división posterior. Se comparan las ganancias para determinar la entidad y el umbral óptimo para un nodo. El valor de salida de cada hoja también se calcula utilizando los residuos. Para la clasificación, generalmente se utilizan los logaritmos de las probabilidades y la razón de probabilidades. La salida del árbol se convierte en el nuevo residuo para el conjunto de datos, y este proceso se repite hasta que los residuos dejen de reducirse o se alcance un número máximo de iteraciones. A diferencia del bosque aleatorio, cada árbol subsiguiente aprende de los árboles anteriores y no tiene el mismo peso asignado [42].

Para utilizar este modelo para la predicción, se suma la salida de cada árbol multiplicada por una tasa de aprendizaje a la predicción inicial, obteniendo así un valor final o una clasificación. A diferencia de la regresión lineal este método puede ajustar relaciones complejas [42].

XGBoost utiliza tres parámetros de regularización para penalizar la complejidad del modelo, lo que ayuda a reducir la correlación entre las variables. Estos parámetros controlan la generación de nuevas ramas en el árbol y suavizan los pesos de las hojas, evitando así el sobreajuste y capturando relaciones más importantes entre las características. Esta regularización es ayuda a encontrar resultados precisos y robustos, especialmente en casos de alta correlación entre las variables [43].

3.5.3.3 Importancia de las variables en el modelo

Con la aplicación de los anteriores modelos se busca determinar qué variables son las más significativas para el modelo o cuáles tienen mayor impacto para determinar el precio de adjudicación de la subasta.

Cada modelo cuenta con su propio método para determinar la importancia de las variables. Adicionalmente se usó el método SHAP (Shapley Additive Explanations), el cual utiliza un enfoque basado en teoría de juegos para explicar la salida de cualquier modelo de aprendizaje automático. En la teoría de juegos, los valores de Shapley se utilizan para determinar cómo distribuir de manera justa las ganancias entre los jugadores que contribuyen a un juego cooperativo. En el contexto del aprendizaje automático, los valores de Shapley se aplican para asignar la contribución de cada característica de entrada a la predicción de un modelo [44].

Las explicaciones de SHAP permiten comprender qué características influyen en la salida del modelo y cómo lo hacen, brindando una visión más profunda y transparente del proceso de toma de decisiones. Estas explicaciones ayudan a identificar posibles sesgos o

anomalías en el modelo, lo que es crucial para garantizar la equidad y la confianza en aplicaciones sensibles[44].

3.5.3.3 Método de validación

Para validar nuestro modelo se usó, la validación cruzada que es una técnica utilizada en el aprendizaje automático y la estadística para evaluar y seleccionar modelos de predicción. La validación cruzada consiste en dividir el conjunto de datos disponibles en múltiples subconjuntos llamados pliegues. Luego se entrena el modelo en una combinación de los pliegues y se evalúa en el pliegue restante como se observa en la Figura 18. Este proceso se repite varias veces, de modo que cada pliegue actúa como conjunto de prueba en una iteración y como conjunto de entrenamiento en las demás. Al finalizar, se promedian los resultados obtenidos en cada iteración para obtener una estimación más robusta del rendimiento del modelo. La validación cruzada se utiliza para evitar el sobreajuste y proporcionar una evaluación más confiable de la capacidad predictiva del modelo en datos no vistos [45].

Para este análisis se utilizó validación cruzada con 5 pliegues y como métrica de selección se utilizó el error cuadrático medio (MSE) el cual es una medida comúnmente utilizada para evaluar el rendimiento de un modelo de regresión. El MSE se calcula como la media de los errores al cuadrado entre los valores predichos por el modelo y los valores reales. Al utilizar la validación cruzada para calcular el MSE, se realizan múltiples iteraciones de entrenamiento y evaluación utilizando diferentes combinaciones de los pliegues de datos. En cada iteración, se calcula el MSE para medir el error promedio del modelo en los datos de prueba. Al promediar los MSE obtenidos en todas las iteraciones, se obtiene una estimación más precisa y confiable del rendimiento del modelo en nuevos datos. El cálculo del MSE durante la validación cruzada permite tener una medida más sólida del desempeño del modelo y ayuda a evaluar su capacidad de generalización en diferentes conjuntos de datos [45].



Figura 18 Validación cruzada. Fuente: Sckit-learn [45].

3.5.4 Aplicación de los modelos

Para cada modelo de machine learning, se utilizaron 3 grupos de datos, que son los siguientes:

1. **Caso 1:** Este es el caso base, en cual no se tiene en cuenta los resultados del análisis de correlacione, por lo tanto, se utilizan todas las variables disponibles.
 - a. **Variable de respuesta:** Precio promedio ponderado adjudicado.
 - b. **Variables independientes:** Cantidad de energía adjudicada GWh, máximo precio bolsa IPP, precio cierre Gas Natural, precio cierre carbón, precio cierre Brent, TRM, días de duración del contrato, días antes inicio del contrato, FNCER (0/1) y Niveles de embalse

2. **Caso 2:** Para este caso, se busca disminuir la correlación, entre el IPP y la variable de respuesta, por esa razón utilizamos el precio ajustado al IPP.
 - a. **Variable de respuesta:** Precio promedio ponderado adjudicado ajustado al IPP.
 - b. **Variables independientes:** misma del caso 1.

3. **Caso 3:** Se utilizan variables con baja correlación y propias del contrato.
 - a. **Variable de respuesta:** Precio promedio ponderado adjudicado ajustado al IPP.
 - b. **Variables independientes:** Cantidad de energía adjudicada GWh, días de duración del contrato, días antes inicio del contrato y FNCER (0/1),

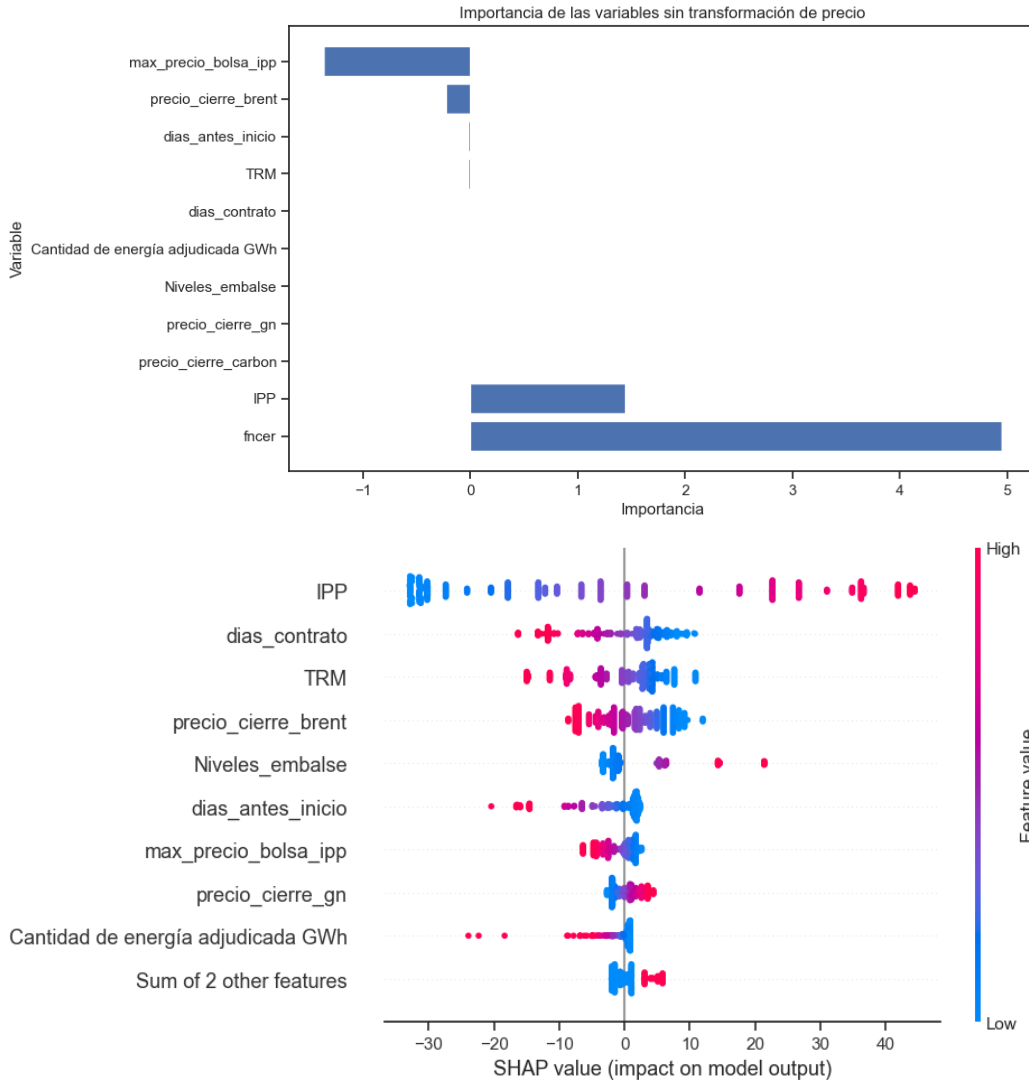
3.5.4.1 Regresión Lineal caso 1

Revisamos la importancia de cada una de las variables en la Figura 19, donde la variable si es o no FNCER muestra la mayor influencia en la predicción del precio de adjudicación del contrato, seguida de IPP y precio de cierre del carbón. Estas variables tienen coeficientes positivos significativos, lo que indica que tienen un impacto considerable en el aumento del precio de adjudicación. Por otro lado, las variables precio de cierre del gas

natural y los niveles de los embalses también contribuyen de manera significativa al aumento del precio.

Adicionalmente, se destaca que las variables cantidad de energía adjudicada GWh, días de duración del contrato, TRM, días antes del inicio de la obligación, precio de cierre del petróleo Brent y máximo precio de energía eléctrica en bolsa ajustado al IPP tienen coeficientes negativos. Esto implica que a medida que aumentan estos valores, el precio de adjudicación tiende a disminuir

Figura 19 Caso 1 utilizando regresión lineal



Elaboración propia

En el diagrama de enjambre de la Figura 19, podemos observar que los valores altos de la variable IPP (representados por puntos rojos) aumentan el valor de los contratos, mientras que los valores bajos (puntos azules) tienen un efecto contrario, disminuyendo el valor de los contratos.

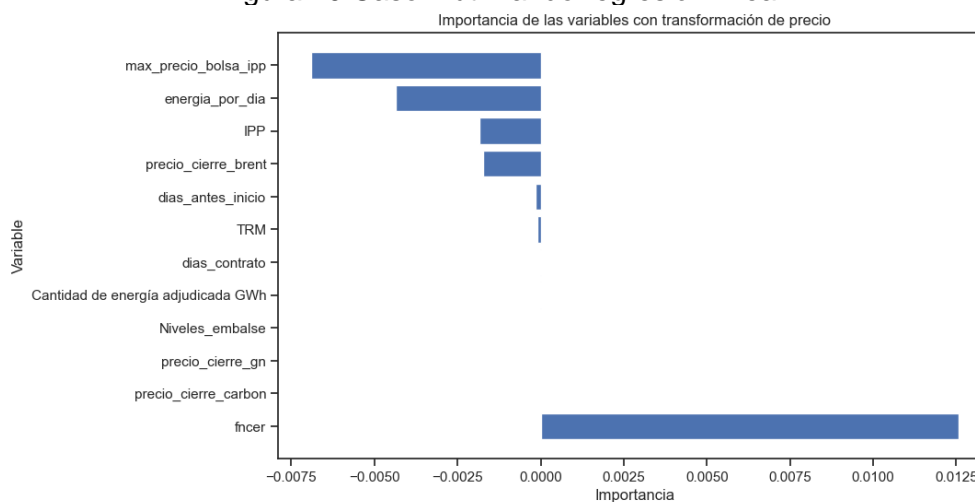
No obstante, al examinar los valores SHAP de la variable FNCER, se descubre que su impacto en el modelo es bajo. Esto podría deberse a que los contratos de FNCER están sujetos a regulaciones y deben tener una duración considerable. Por lo tanto, el factor que influye directamente en el valor de los contratos es la duración de los días contratados.

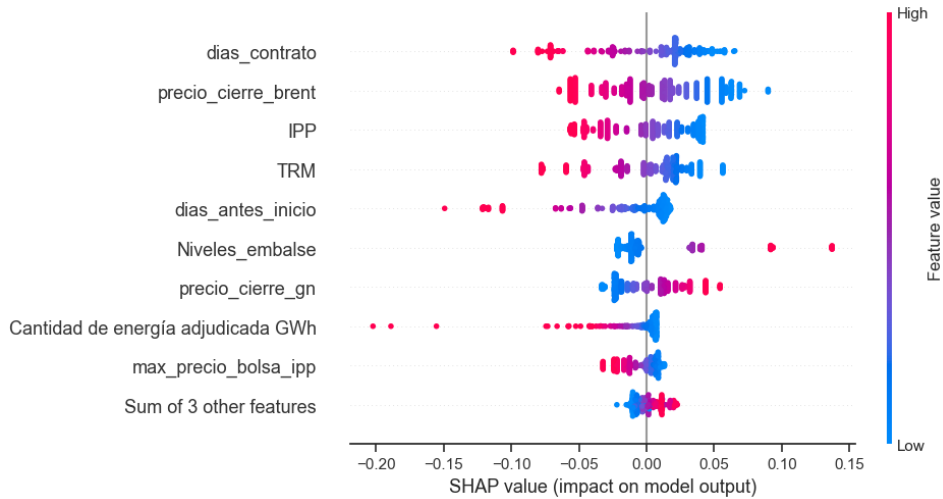
3.5.4.2 Regresión Lineal caso 2

El caso 2 se observa en la Figura 20, se destaca la variable FNCER como la más significativa en la predicción del precio de adjudicación. Esto sugiere que la variable FNCER tiene un impacto más fuerte en el precio en comparación con el análisis anterior. La variable precio de cierre del carbón también muestra una importancia significativa, aunque menor que FNCER.

Por otro lado, las variables precio de cierre del gas natural y niveles de embalses continúan siendo importantes en el nuevo análisis. Sin embargo, la importancia relativa de estas variables parece haber disminuido en comparación con el análisis anterior.

Figura 20 Caso 2 utilizando regresión lineal





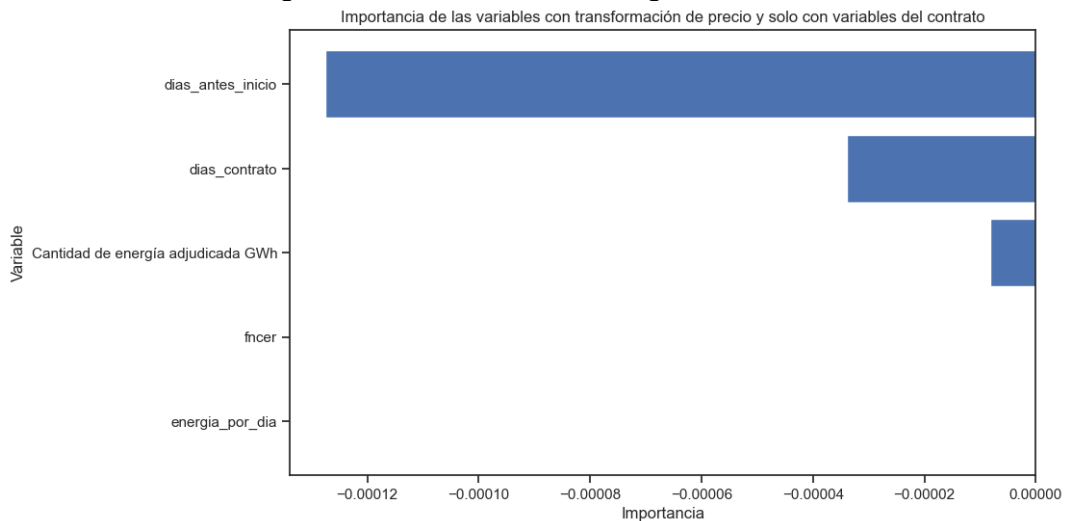
Elaboración propia

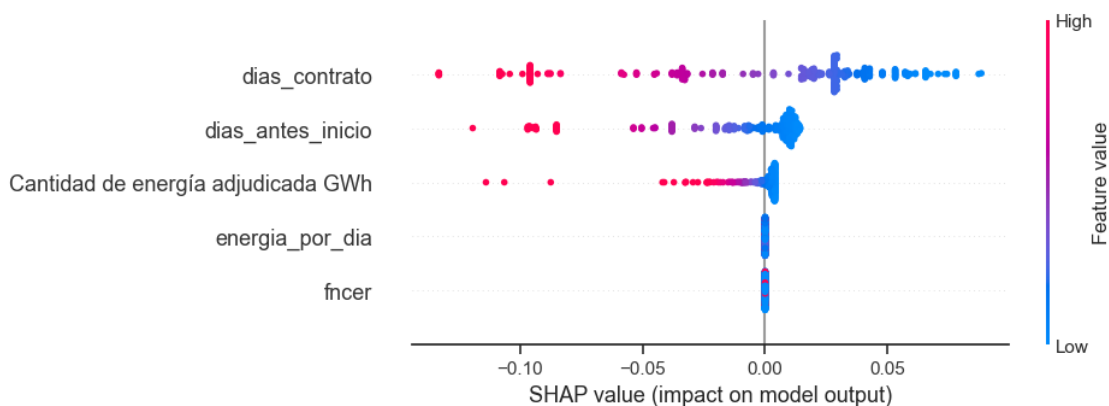
3.5.4.3 Regresión Lineal caso 3

En este último análisis, se han considerado únicamente las variables relacionadas directamente con el contrato. La variable energía por día y FNCER no muestra influencia significativa en el precio de adjudicación, ya que su importancia es cercana a cero.

Sin embargo, las variables restantes, como Cantidad de energía adjudicada, días de contrato y días antes inicio, muestran importancias negativas, lo que sugiere una relación inversa con el precio de adjudicación. Esto implica que a medida que aumenta la cantidad de energía adjudicada, los días del contrato o los días antes del inicio, es probable que el precio de adjudicación disminuya.

Figura 21 Caso 2 utilizando regresión lineal



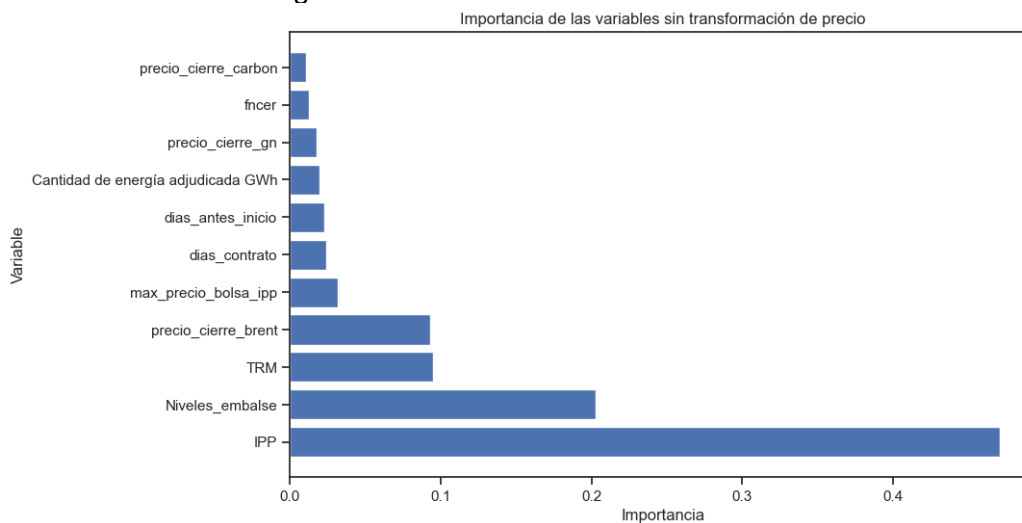


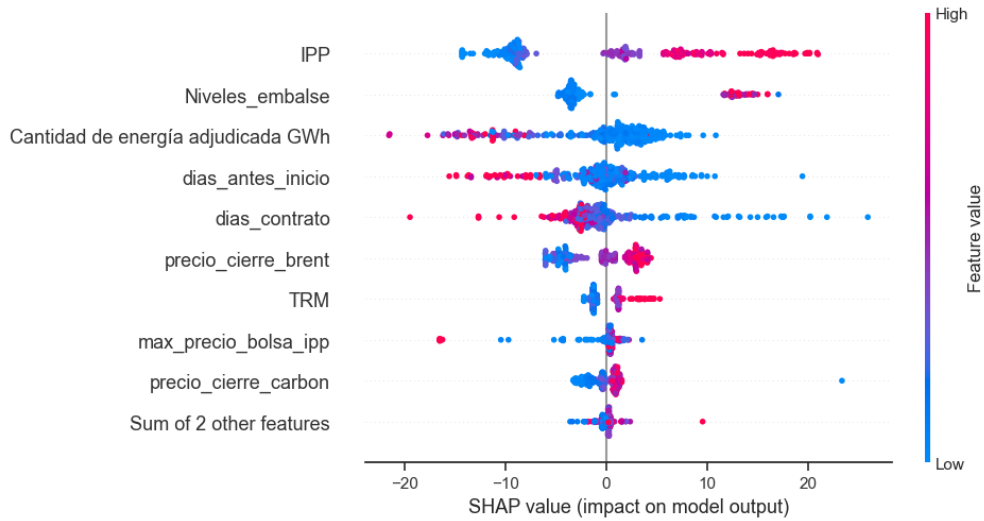
Elaboración propia

3.5.4.4 Aplicación XGBOOST caso 1.

Al analizar la importancia de las variables para el caso 1 en el modelo de predicción del precio de adjudicación de la Figura 22, se encontró que las variables más influyentes son IPP, niveles de embalses, TRM, precio de cierre petróleo Brent y máximo precio bolsa IPP. Estas variables representan aproximadamente el 85% de la importancia total en la predicción del precio. La variable 'IPP' tiene la mayor importancia, seguida de 'Niveles de embalse' y 'TRM'. Por otro lado, las variables precio de cierre de gas natural, FNCER, precio cierre carbón y otras tienen una importancia relativamente baja en comparación con las principales variables mencionadas anteriormente. Estos resultados indican que las variables relacionadas con el precio de los contratos de generación de energía para atender el mercado regulado son los niveles de embalses y los factores económicos. Observamos la alta relación con el IPP, por esta razón en el caso 2 se evalúa con el precio ajustado al IPP.

Figura 22 Caso 1 utilizando XGBOOST





Elaboración propia

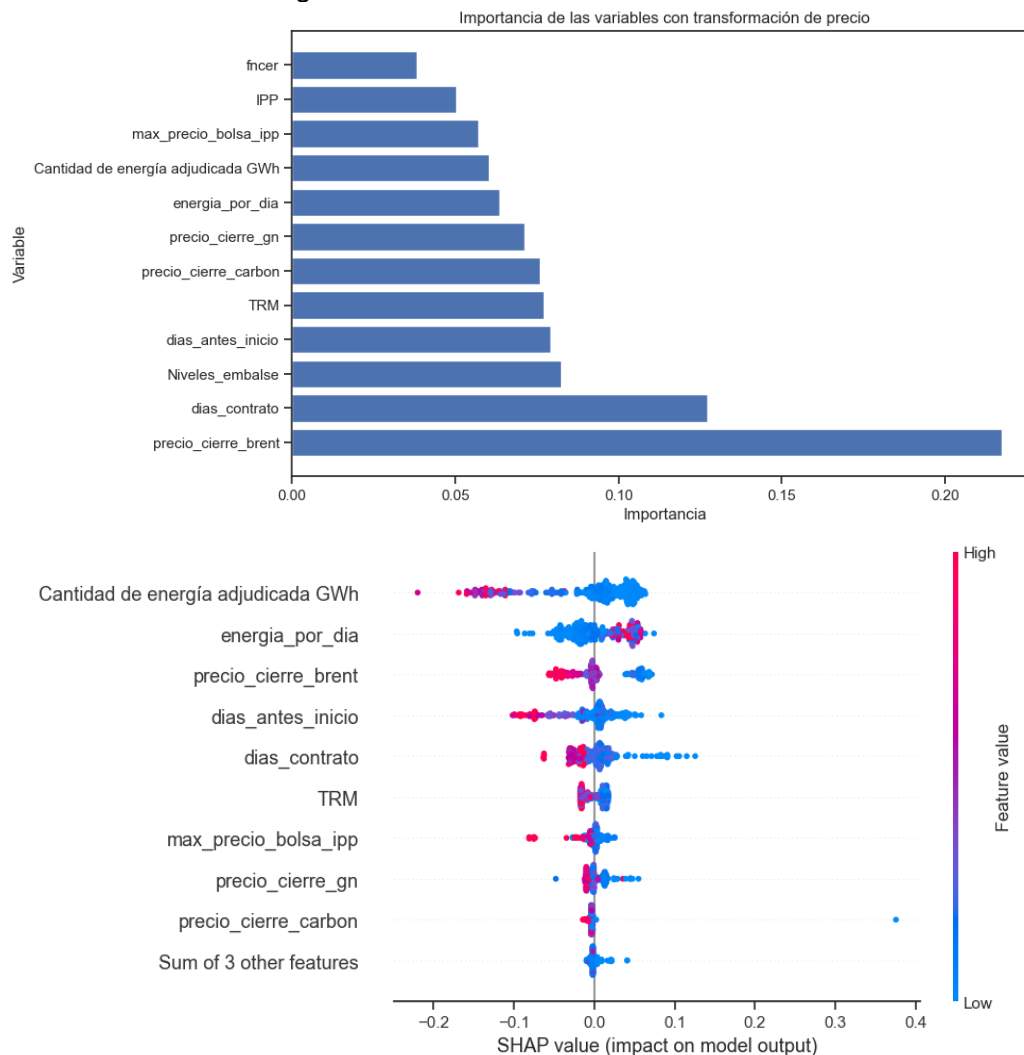
En la gráfica de enjambre de los valores SHAP, observamos como cuando la variable IPP toma valores altos (puntos rojos), estos aumentan el precio de los contratos, esto confirma la necesidad de trabajar con una variable no indexada al IPP. Respecto a los días de contrato se observa como cuando tiene valores bajos (puntos azules), esto impacta en los precios de los contratos, ocasionando que aumente el valor de estos.

3.5.4.5 Aplicación XGBOOST caso 2.

Los resultados del caso 2 utilizando XGBOOST se observan en la Figura 23. El precio ajustado al IPP se encuentra fuertemente relacionado con el precio de cierre del petróleo Brent, esto se debe a que el IPP de Colombia está fuertemente influenciado por las exportaciones de petróleo. En segundo lugar, encontramos los días de contrato, como se mencionó anteriormente esto es importante dado que a mayor duración se espera menor precio de energía, esta es una de las ventajas de los contratos bilaterales de largo plazo, que permiten tener estabilidad ante la variación de los precios.

A diferencia del modelo de regresión lineal, el impacto de FNCER en el análisis de importancia con XGBOOST es el menor de todas las variables.

Figura 23 Caso 2 utilizando XGBOOST



Elaboración propia

El diagrama de enjambre utilizando los valores SHAP de la Figura 23 muestran que a mayor cantidad de energía adjudicada cuando tiene un valor alto (puntos rojos), mayor es el impacto negativo en los precios de los contratos. La variable de interés que es la variable categórica FNCER, no muestra un impacto significativo, por tal razón no aparece en el análisis y se suma agrupa al final con otras dos variables.

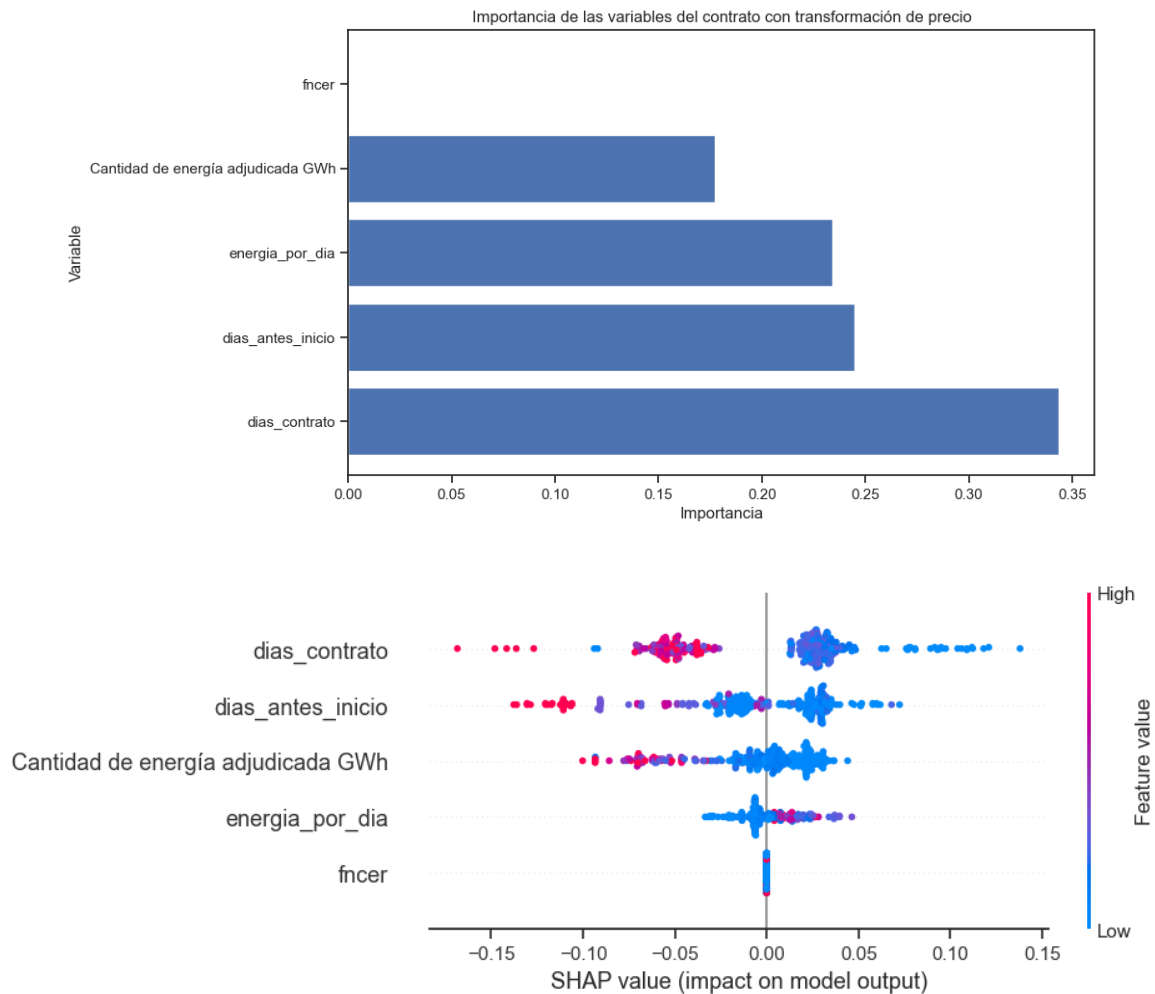
3.5.4.6 Aplicación XGBOOST caso 3.

Finalmente, al aplicar el modelo XGBoost para el caso 3, se obtuvieron resultados sobre la importancia de las variables en la predicción del precio de adjudicación de la Figura 24. El análisis revela que las variables más relevantes son días del contrato y días antes inicio, seguidas por cantidad de energía adjudicada y energía por día. Estas variables tienen una

influencia significativa en la predicción del precio, ya que su importancia relativa es bastante alta en comparación con las demás.

En particular, días del contrato y días antes del inicio juegan un papel crucial en el modelo, lo que sugiere que los períodos de contrato y la anticipación de inicio son factores determinantes en la determinación del precio de adjudicación.

Figura 24 Caso 3 utilizando XGBOOST



Elaboración propia

Como se ha analizado en casos anteriores, al observar el diagrama de enjambre de los valores SHAP en la Figura 24, se puede notar que el impacto en el modelo es prácticamente nulo en cuanto a si el contrato es o no para FNCER. Sin embargo, el factor que más influye en el modelo es la duración de los contratos. Cuando esta duración es alta (representada por el color rojo), el precio de los contratos tiende a disminuir. Por otro lado, cuando la duración es baja (representada por valores azules), el precio de los contratos tiende a aumentar. Esta misma tendencia se observa en los días previos al inicio del contrato y en la cantidad de energía adjudicada.

3.5.4.7 Análisis de métrica.

Los resultados de los modelos y otras métricas están incorporados en el código del modelo, que se proporciona en el Anexo 2. Además, toda la información, incluidos los datos utilizados y el código de web scripting, se comparte debido a su carácter de acceso público y su importancia para lograr la replicabilidad de los modelos.

Con respecto a la validación de los modelos, como se mencionó previamente, se llevó a cabo mediante validación cruzada con un enfoque de 5-fold y se evaluó utilizando el puntaje R^2 . Los resultados de esta evaluación se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 9 Resultado validación cruzada

| | R^2 | | |
|-------------------------|--------|--------|--------|
| | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
| XGBOOST | 0,8705 | 0,7749 | 0,5675 |
| Regresión lineal | 0,6626 | 0,3767 | 0,2352 |

Fuente: Elaboración Propia

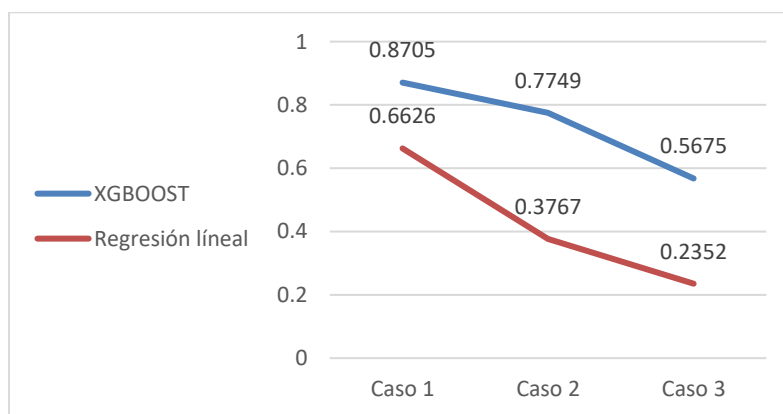


Figura 25 Resultados de validación Cruzada.

Fuente: Elaboración Propia

Tanto XGBoost como la regresión lineal con Elastic Net ayudan a reducir la importancia de la correlación entre las variables. En la Figura 25, se puede observar cómo el mejor rendimiento de los modelos se obtiene en el caso 1. Esto se debe a que se utiliza el Índice de Precios de Proyectos (IPP), el cual está altamente correlacionado con el precio de adjudicación, así como con el precio del gas natural, el carbón y el petróleo.

Ambos métodos, XGBoost y la regresión lineal con Elastic Net, incorporan técnicas de regularización que ayudan a mitigar problemas como la sensibilidad y la multicolinealidad, que pueden surgir debido a la alta correlación entre variables. La regularización permite reducir la influencia de variables correlacionadas, mejorando así la estabilidad y el

rendimiento general de los modelos, por esta razón en el caso 1 solo se toma una variable de las que presentan correlación.

Al comenzar con un caso base de penalización, donde el modelo puede eliminar variables, los resultados de los casos siguientes son coherentes, ya que se van reduciendo las variables en cada iteración, y el modelo tiene menos variables para seleccionar. Esto contribuye a un mejor ajuste y evita que el modelo se sobreajuste a la alta correlación presente en los datos.

4. Conclusiones y recomendaciones

Las políticas de Obligación de Compra de Energía Renovable (RPS) han tenido un impacto positivo en la implementación de energía renovable en países que las han implementado, como los Estados Unidos y la India. En Estados Unidos, las RPS han incentivado la expansión de la capacidad de energía renovable en los estados que las implementaron, aunque su impacto en los precios de la energía no ha sido concluyente. Por otro lado, en la India, la RPO ha sido crucial para reducir el costo de la energía eléctrica y mejorar la situación financiera de las empresas de distribución, al aumentar la demanda de energía renovable y reducir su costo. Para Colombia, no es posible actualmente dar una conclusión, respecto al impacto de la obligación de compra de energía proveniente de FNCER, dado que ningún proyecto con obligaciones a ingresado en operación comercial.

Al analizar el caso colombiano usando modelos de regresión lineal y XGBoost, se encontró que la variable FNCER no tiene una influencia significativa en el precio de adjudicación. En cambio, se observó una fuerte relación entre las variables referentes a la cantidad de energía adjudicada y los tiempos asociados al contrato, las cuales tienen un impacto significativo en el precio. Estos hallazgos se respaldan mediante el análisis de los valores SHAP en los diferentes casos. Respecto al impacto de la obligación en los precios del mercado regulado, no es apreciable en los modelos, pero el precio se ve afectado por la duración de los contratos de largo plazo, que está regulada como contratos mayores a 10 años, no se puede afirmar la existencia de un poder de mercado.

Como recomendación, se resalta la importancia de la variable de días previos al inicio de la obligación en los contratos, dado su impacto directo en los modelos. Por lo tanto, en caso de llevar a cabo una nueva subasta de largo plazo por parte del Ministerio de Minas y Energía, se sugiere otorgar un tiempo amplio para la construcción de los proyectos, teniendo en cuenta esta variable como un aspecto clave en la planificación.

Según la literatura revisada para este estudio, la aplicación de obligaciones relacionadas con FNCER ha demostrado generar resultados positivos. Sin embargo, para lograr que estos beneficios sean tangibles, es fundamental contar con políticas públicas adecuadas. En el contexto de Colombia, ninguno de los proyectos de FNCER analizados en este estudio se encuentra actualmente en funcionamiento y esto no permite cumplir con la obligación de compra de FNCER tanto para el año 2022 y 2023. Por lo tanto, es recomendable revisar y reglamentar el proceso de consulta previa para implementar estos proyectos, especialmente debido a los altos niveles de retraso identificados en su desarrollo.

Para lograr una efectiva implementación de proyectos de energías renovables, se hace necesario establecer medidas y políticas que agilicen su puesta en marcha en el sector energético. La política pública puede desempeñar un papel fundamental en proporcionar incentivos, acompañamiento en las consultas previas, subsidios o marcos regulatorios favorables que impulsen el crecimiento y la adopción de tecnologías limpias y sostenibles.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Minas y Energía, “La Agenda 2030 en Colombia - Objetivos de Desarrollo Sostenible”. <https://ods.dnp.gov.co/es> (consultado el 8 de noviembre de 2022).
- [2] Departamento de Planeación Nacional de Colombia, “Fuentes No Convencionales de Energía Renovable - FNCER”. <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/fuentes-no-convencionales-de-energ%C3%ADa-renovable-fncer/> (consultado el 8 de noviembre de 2022).
- [3] Congreso de Colombia, *Ley 697*. Congreso de Colombia, 2021. Consultado: el 8 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://minciencias.gov.co/node/288>
- [4] Unidad de Planeación Minero-Energética, “Resultados Subasta CLPE No. 02-2019”, sep. 2019. Consultado: el 8 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo/Paginas/Subasta-CLPE-No-02-2019.aspx>
- [5] XM Expertos en Mercados., “Resultados Subasta CLPE No. 03-2021”, oct. 2021. Consultado: el 8 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.xm.com.co/subasta-clpe-2021/subasta-clpe-no-3-2021>
- [6] Presidencia de la Republica, *Ley 1955 de 2019*. Presidencia de la Republica, 2019. Consultado: el 8 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=93970>
- [7] ISA Intercolombia, “Sistema eléctrico colombiano”, el 20 de septiembre de 2022. <https://www.isaintercolombia.com/sistema-electrico-colombiano/> (consultado el 8 de noviembre de 2022).
- [8] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD IPVO 2027-202*. Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2022. Consultado: el 14 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/15dd856fcfbf431052588950081b173?OpenDocument>
- [9] XM S.A. E.S.P., “Tercera subasta de energía firme 2022 - 2023”, el 1 de marzo de 2019. <https://www.xm.com.co/transacciones/asignacion-subastas/subasta-energia-firme/tercera-subasta-de-energia-firme-2022-2023> (consultado el 14 de noviembre de 2022).

- [10] Ministerio de Minas y Energía, *Ley 1715*. Ministerio de Minas y Energía, 2014. Consultado: el 8 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/normatividad/nacional/2014/ley_1715_2014.pdf
- [11] Presidencia de la Republica, *Decreto 570 DE 2018*. Presidencia de la Republica, 2018. Consultado: el 8 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=85659>
- [12] M. of P. G. of I. Central Electricity Authority, “Draft Report on Optimal Generation Capacity Mix for 2029-30”, *CEA*, 2019.
- [13] A. Sawhney, “Striving towards a circular economy: climate policy and renewable energy in India”, *Clean Technol Environ Policy*, vol. 23, núm. 2, pp. 491–499, mar. 2021, doi: 10.1007/S10098-020-01935-7.
- [14] “India Energy Outlook 2021 – Analysis - IEA”. <https://www.iea.org/reports/india-energy-outlook-2021> (consultado el 18 de junio de 2023).
- [15] A. Kumar, “Standing Committee Report Summary”, 2021.
- [16] S. Jain y G. Shrimali, “Impact of renewable electricity on utility finances: Assessing merit order effect for an Indian utility”, 2022, doi: 10.1016/j.enpol.2022.113092.
- [17] A. A. Farooquee y G. Shrimali, “Driving Foreign Investment to Renewable Energy in India: A Payment Security Mechanism to Address Off-Taker Risk”, 2016.
- [18] “International - U.S. Energy Information Administration (EIA)”. <https://www.eia.gov/international/overview/country/USA> (consultado el 18 de junio de 2023).
- [19] “WINDEXchange: Production Tax Credit and Investment Tax Credit for Wind Energy”. <https://windexchange.energy.gov/projects/tax-credits> (consultado el 18 de junio de 2023).
- [20] E. Lantz *et al.*, “Implications of a PTC Extension on U.S. Wind Deployment”, 2013, Consultado: el 18 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: www.nrel.gov/publications.
- [21] “Tax Policy | ACP”. <https://cleanpower.org/policy/tax-policy/> (consultado el 18 de junio de 2023).
- [22] R. Wiser *et al.*, “2018 Wind Technologies Market Report”, 2018, Consultado: el 18 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://www.osti.gov>
- [23] S. Shayegh y D. L. Sanchez, “Impact of market design on cost-effectiveness of renewable portfolio standards”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 136, feb. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110397.

-
- [24] “Green Purchasing | GSA”. <https://www.gsa.gov/about-us/regions/region-8-rocky-mountain/sustainability-in-action/green-purchasing> (consultado el 18 de junio de 2023).
- [25] H. Yin y N. Powers, “Do state renewable portfolio standards promote in-state renewable generation?”, 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2009.10.067.
- [26] J. D. Mullen y L. Dong, “Effects of state and federal policy on renewable electricity generation capacity in the United States”, *Energy Econ*, vol. 105, p. 105764, ene. 2022, doi: 10.1016/J.ENERCO.2021.105764.
- [27] “U.S. Renewables Portfolio Standards 2021 Status Update: Early Release | Electricity Markets and Policy Group”. <https://emp.lbl.gov/publications/us-renewables-portfolio-standards-3> (consultado el 18 de junio de 2023).
- [28] “Renewable energy explained - portfolio standards - U.S. Energy Information Administration (EIA)”. <https://www.eia.gov/energyexplained/renewable-sources/portfolio-standards.php> (consultado el 14 de julio de 2023).
- [29] Ministerio de Minas y Energía, “Formato Memoria Justificativa del proyecto de resolución ‘Por la cual se modifica en forma parcial las Resoluciones MME 40590 de 2019, MME 40179 de 2021 y se dictan otras disposiciones’”, Bogotá, 2023.
- [30] Ministerio de Minas y Energía, *Resolución 40715*. 2019. Consultado: el 9 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40715_2019.htm
- [31] Unidad de Planeación Minero-Energética, “Sistema de información eléctrico colombiano”, jun. 2022. Consultado: el 8 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: http://www.siel.gov.co/Portals/0/Avances_de_Generacion/2022/Informe_Avance_proyectos_Generacion_Julio2022.pdf
- [32] Corficolombiana, “Cuellos de botella en compromisos de Energías Renovables No Convencionales para 2023”, nov. 2022. Consultado: el 14 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: https://investigaciones.corficolombiana.com/analisis-sectorial-y-sostenibilidad/perspectiva-sectorial-energia/cuellos-de-botella-en-compromisos-de-energias-renovables-no-convencionales-para-2023/informe_1236348
- [33] Parámetros Técnicos del SIN, “Capacidad efectiva por tipo de generación”, *PARATEC*, 2022. <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad> (consultado el 9 de noviembre de 2022).

- [34] “PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE SOLICITUDES DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD PARA PROYECTOS CLASE 1”.
- [35] Unidad de Planeación Minero Energetica, “Novena Jornada de socialización - Implementación procedimiento solicitud de conexiones”, 2022.
- [36] “ANÁLISIS SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD IPVO 2027-2028”, 2022.
- [37] “Alejandría - Resolución 71 de 1999 CREG”.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0071_1999.htm (consultado el 14 de julio de 2023).
- [38] ÓPTIMA CONSULTORES, “RESUMEN EJECUTIVO – ANÁLISIS DE LA PARTICIPACIÓN DE LAS PLANTAS NO DESPACHADAS CENTRALMENTE EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA”, 2021.
- [39] “¿Qué es la regresión lineal? - Explicación del modelo de regresión lineal - AWS”.
<https://aws.amazon.com/es/what-is/linear-regression/> (consultado el 1 de julio de 2023).
- [40] “Capítulo 18 Análisis de regresión lineal El procedimiento Regresión lineal”.
- [41] T. : Salvador y T. Porras, “Métodos de Regularización Lasso, Ridge y Elastic Net: Una aplicación a los seguros de no vida Autoría: José Ignacio von Lücken Giménez”.
- [42] T. Chen y C. Guestrin, “XGBoost: A Scalable Tree Boosting System”, doi: 10.1145/2939672.2939785.
- [43] “Detección y clasificación de precipitaciones en Sudamérica mediante imágenes satelitales y técnicas de aprendizaje automático”. <https://www.famaf.unc.edu.ar/la-facultad/institucional/secretar%C3%ADas/secretaria-academica/detecci%C3%B3n-y-clasificaci%C3%B3n-de-precipitaciones-en-sudam%C3%A9rica-mediante-im%C3%A1genes-satelitales-y-t%C3%A9cnicas-de-aprendizaje-autom%C3%A1tico/> (consultado el 31 de julio de 2023).
- [44] “Welcome to the SHAP documentation — SHAP latest documentation”.
<https://shap.readthedocs.io/en/latest/> (consultado el 1 de julio de 2023).
- [45] “3.1. Cross-validation: evaluating estimator performance — scikit-learn 1.3.0 documentation”. https://scikit-learn.org/stable/modules/cross_validation.html (consultado el 29 de julio de 2023).

Anexo 1. Cálculo de ENFICC proyectos en construcción

| Proyecto | CEN [MW] | FPO | Tipo | ENFICC 2023 MW | ENFICC 2024 |
|---|----------|------------|-------|----------------|-------------|
| Noria Energy Caracolito | 0 | 28/02/2023 | Solar | 0.00 | 0.00 |
| Autogenerador Celsia Solar Solla (Buga 1) | 4.9 | 22/04/2023 | Solar | 4.48 | 6.44 |
| Pétalo del Córdoba II | 9.9 | 1/05/2023 | Solar | 8.73 | 13.01 |
| Autogeneración Geopark | 0 | 9/05/2023 | Solar | 0.00 | 0.00 |
| La Filigrana | 9.9 | 31/05/2023 | Solar | 7.66 | 13.01 |
| Parque Solar Fotovoltaico Los Girasoles | 9.5 | 31/05/2023 | Solar | 7.35 | 12.48 |
| Pétalo del Magdalena I (Antes Zawady) | 9.9 | 10/06/2023 | Solar | 7.31 | 13.01 |
| Solar La Victoria 1 (Antes Zarzal 1) | 19.9 | 23/06/2023 | Solar | 13.75 | 26.15 |
| COLHILADOS | 3.2 | 24/06/2023 | Solar | 2.20 | 4.20 |
| Paipa I | 88 | 30/06/2023 | Solar | 58.61 | 115.63 |
| Paipa II | 72 | 30/06/2023 | Solar | 47.95 | 94.61 |
| El Campano | 99 | 30/06/2023 | Solar | 65.93 | 130.09 |
| El Tamarindo I | 9.9 | 30/06/2023 | Solar | 6.59 | 13.01 |
| El Tamarindo II | 9.9 | 30/06/2023 | Solar | 6.59 | 13.01 |
| Proyecto Solar Minero | 6 | 30/06/2023 | Solar | 4.00 | 7.88 |
| Autogeneración Bavaria | 6 | 30/06/2023 | Solar | 4.00 | 7.88 |
| LAS BRUJAS SOLAR | 9.9 | 30/06/2023 | Solar | 6.59 | 13.01 |
| Parque Fotovoltaico Sunnorte | 35 | 1/07/2023 | Solar | 23.18 | 45.99 |
| GD PARQUE SOLAR URUACO | 0.996 | 14/07/2023 | Solar | 0.61 | 1.31 |
| Parque Solar Urra | 19.9 | 30/07/2023 | Solar | 11.10 | 26.15 |
| Parque Solar La Unión | 100 | 31/07/2023 | Solar | 55.44 | 131.40 |
| La Mata | 80 | 31/07/2023 | Solar | 44.35 | 105.12 |
| Planeta Rica | 19.9 | 31/07/2023 | Solar | 11.03 | 26.15 |
| Parque Solar Buenavista | 80 | 31/07/2023 | Solar | 44.35 | 105.12 |
| San Isidro 99 MW | 99 | 31/07/2023 | Solar | 54.89 | 130.09 |
| San Isidro 19.09 MW | 19.09 | 31/07/2023 | Solar | 10.58 | 25.08 |
| Autogenerador Alúmina | 2.46 | 31/07/2023 | Solar | 1.36 | 3.23 |
| CSF Continua San Felipe | 90 | 1/08/2023 | Solar | 49.57 | 118.26 |
| Autogenerador SFV Pintuco | 1.428 | 17/08/2023 | Solar | 0.70 | 1.88 |

| | | | | | |
|---|-------|------------|-------|-------|--------|
| Autogenerador CI Jeans | 1.413 | 17/08/2023 | Solar | 0.70 | 1.86 |
| Parque Solar Los Morrosquillos I | 19.5 | 31/08/2023 | Solar | 8.63 | 25.62 |
| Parque Solar Los Morrosquillos II | 19.5 | 31/08/2023 | Solar | 8.63 | 25.62 |
| Solar La Victoria 2 (Antes Zarzal 2) | 19.9 | 31/08/2023 | Solar | 8.81 | 26.15 |
| Bosques Solares de Bolívar 500 | 19.9 | 30/09/2023 | Solar | 6.66 | 26.15 |
| El Colibrí | 19.9 | 30/09/2023 | Solar | 6.66 | 26.15 |
| Bosques Solares de Bolívar 501 | 19.9 | 30/09/2023 | Solar | 6.66 | 26.15 |
| Bosques Solares de Bolívar 502 | 19.9 | 30/09/2023 | Solar | 6.66 | 26.15 |
| La Iguana | 19.5 | 31/10/2023 | Solar | 4.35 | 25.62 |
| Bosques Solares de Bolívar 503 | 19.9 | 31/10/2023 | Solar | 4.44 | 26.15 |
| Bosques Solares de Bolívar 504 | 19.9 | 31/10/2023 | Solar | 4.44 | 26.15 |
| Caracolí I | 50 | 31/10/2023 | Solar | 11.16 | 65.70 |
| JUMI | 9.9 | 31/10/2023 | Solar | 2.21 | 13.01 |
| PFV CRLI | 9.9 | 31/10/2023 | Solar | 2.21 | 13.01 |
| Planta Fotovoltaica PN1 | 9.9 | 31/10/2023 | Solar | 2.21 | 13.01 |
| Planta Fotovoltaica SGDE | 9.9 | 31/10/2023 | Solar | 2.21 | 13.01 |
| Juana María | 9.4 | 31/10/2023 | Solar | 2.10 | 12.35 |
| Parque Fotovoltaico OLD-T | 9.9 | 31/10/2023 | Solar | 2.21 | 13.01 |
| Proyecto de generación fotovoltaica Arcadia | 9.9 | 31/10/2023 | Solar | 2.21 | 13.01 |
| El Paso | 67 | 1/11/2023 | Solar | 14.71 | 88.04 |
| Latam Solar La Loma | 150 | 3/11/2023 | Solar | 31.86 | 197.10 |
| PV Fundación 99.9 MW | 99.9 | 7/11/2023 | Solar | 19.78 | 131.27 |
| Los Colorados III | 9.9 | 30/11/2023 | Solar | 1.14 | 13.01 |
| Los Colorados II | 9.9 | 30/11/2023 | Solar | 1.14 | 13.01 |
| CSF Continua Barbosa I | 9.9 | 1/12/2023 | Solar | 1.10 | 13.01 |
| CSF Continua Barbosa II | 9.9 | 1/12/2023 | Solar | 1.10 | 13.01 |
| Atlántico solar 2 Polo Nuevo | 9.9 | 30/12/2023 | Solar | 0.07 | 13.01 |
| Atlántico Solar I Baranoa | 19.3 | 30/12/2023 | Solar | 0.14 | 25.36 |
| La Pradera | 40 | 30/12/2023 | Solar | 0.29 | 52.56 |
| Pétalo del Cesar | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Parque Solar Portón del Sol | 102 | 31/12/2023 | Solar | 0.37 | 134.03 |

| | | | | | |
|--|-------|------------|-------|------|--------|
| Tepuy | 83 | 31/12/2023 | Solar | 0.30 | 109.06 |
| Atlántico Photovoltaic | 199.5 | 31/12/2023 | Solar | 0.72 | 262.14 |
| Caimán Cienaguero | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Parque de Generación solar Fotovoltaico Oicatá | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Celsia Solar Chicamocha 1 | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| Celsia Solar Chicamocha 2 | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| Celsia Solar Chicamocha 3 | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| Alejandría | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Pétalo del Sucre | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Solar Bugalagrande (Antes Andalucía) | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Parque Solar Fotovoltaico Badel I | 8.6 | 31/12/2023 | Solar | 0.03 | 11.30 |
| Parque Fotovoltaico Shangrila | 160 | 31/12/2023 | Solar | 0.58 | 210.24 |
| Solar Escobal 1 | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| Solar Escobal 2 | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| Solar Escobal 3 | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| Solar Escobal 4 | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| Solar Escobal 5 | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| Parque Fotovoltaico El Tropezón 9.9 MW(S) | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Parque Fotovoltaico Dinamarca 9.9 MW (S) | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Fotovoltaico Versailles 9.9 MW (S) | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Parque Solar Fotovoltaico Sincerín | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Parque Solar Arenal | 2 | 31/12/2023 | Solar | 0.01 | 2.63 |
| Alma Solar 2 | 9.8 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 12.88 |
| Planta Solar Las Marías | 99.5 | 31/12/2023 | Solar | 0.36 | 130.74 |
| Sáchica | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Zapatoca | 15.5 | 31/12/2023 | Solar | 0.06 | 20.37 |
| Chinú | 350 | 31/12/2023 | Solar | 1.26 | 459.90 |
| Barranquita | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Mata Redonda | 25 | 31/12/2023 | Solar | 0.09 | 32.85 |
| La Mena | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Parque solar EMCALI I | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |

| | | | | | |
|---|------|------------|-------|------|--------|
| Bosques Solares de los Llanos 7 | 99.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.36 | 131.27 |
| Parque Fotovoltaico El Piojo I | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Parque Fotovoltaico El Piojo II | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Parque Fotovoltaico El Piojo III | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Numbana | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| El Guamo | 9 | 31/12/2023 | Solar | 0.03 | 11.83 |
| Honda Solar 1 | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Apulo Solar I | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Buenavista | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Sol del Mar II | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Centro Solar | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Los Morrosquillos III | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| Honda Solar 2 | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Parque Solar Colima | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Parque Solar Cóndor | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Morichal | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Ardobela I | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Pacandé | 50 | 31/12/2023 | Solar | 0.18 | 65.70 |
| Parque Solar Rovira | 3.2 | 31/12/2023 | Solar | 0.01 | 4.20 |
| Proyecto Solar Jeques | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Solar Ardobela II | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| El Arbolito | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Proyecto Planta de Autogeneración solar Puerto Tejada (Familia) | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| Sol y Cielo I | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| Brisa Solar III 9.9 MW | 9.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.04 | 13.01 |
| CSF Continua Natagaima | 5 | 31/12/2023 | Solar | 0.02 | 6.57 |
| CSF Continua Purificación | 2 | 31/12/2023 | Solar | 0.01 | 2.63 |
| Granja Solar El Salado | 0.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.00 | 1.18 |
| Autogenerador CELSIA Solar Cenit Copey | 6.6 | 31/12/2023 | Solar | 0.02 | 8.67 |
| Solar Valledupar 2 | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| Solar Valledupar 1 | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| Autogenerador CELSIA Solar Cenit Vasconia | 0 | 31/12/2023 | Solar | 0.00 | 0.00 |
| Autogenerador Solar Palmira 1 | 0 | 31/12/2023 | Solar | 0.00 | 0.00 |

| | | | | | |
|---|------|------------|-------|------|--------|
| Autogenerador Solar Acesco | 0 | 31/12/2023 | Solar | 0.00 | 0.00 |
| Autogenerador CELSIA Solar Cenit Ayacucho | 0 | 31/12/2023 | Solar | 0.00 | 0.00 |
| Ubaté Solar | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| KAIROS SOLAR PARK I | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| KAIROS SOLAR PARK II | 19.9 | 31/12/2023 | Solar | 0.07 | 26.15 |
| Celsia Solar Chicamocha 4 | 19.9 | 31/01/2024 | Solar | | 24.07 |
| Parque de Generación Solar San Oro | 2.5 | 31/01/2024 | Solar | | 3.02 |
| Parque de Generación Solar El Bongo | 2.5 | 31/01/2024 | Solar | | 3.02 |
| Parque de Generación Solar San Pelayo | 2.5 | 31/01/2024 | Solar | | 3.02 |
| Parque de Generación Solar San Serapio | 2.5 | 31/01/2024 | Solar | | 3.02 |
| La Ceiba | 8 | 28/02/2024 | Solar | | 8.87 |
| PARQUE SOLAR PALERMO SAS | 9.9 | 1/03/2024 | Solar | | 10.91 |
| PARQUE SOLAR LA CANDILEJA | 9.9 | 1/03/2024 | Solar | | 10.91 |
| PGFV Andes II | 19.9 | 1/03/2024 | Solar | | 21.92 |
| Solar Guayacan | 8 | 31/03/2024 | Solar | | 7.95 |
| Bosques Solares de los Llanos 6 | 79.6 | 1/04/2024 | Solar | | 78.80 |
| Guayepo | 400 | 20/04/2024 | Solar | | 368.64 |
| Parque Solar Fotovoltaico Baranoa | 19.9 | 30/04/2024 | Solar | | 17.62 |
| Zambrano II | 15.5 | 30/04/2024 | Solar | | 13.73 |
| Parque Solar Belencito APDR | 0 | 31/05/2024 | Solar | | 0.00 |
| PARQUE SOLAR SAN JOSE | 9.9 | 5/06/2024 | Solar | | 7.48 |
| Ligustro I | 99.9 | 30/06/2024 | Solar | | 66.53 |
| Juan Mina Solar | 19.9 | 30/06/2024 | Solar | | 13.25 |
| Autogeneración Malambo Solar | 9.9 | 30/06/2024 | Solar | | 6.59 |
| Parque Solar Malambo 1 | 50 | 30/06/2024 | Solar | | 33.30 |
| La Martina | 9.9 | 30/06/2024 | Solar | | 6.59 |
| Autogenerador Solar Holcim | 0 | 30/06/2024 | Solar | | 0.00 |

| | | | | | |
|-----------------------------------|-------|------------|-------|--|-------|
| Parque solar TERRA I | 19.9 | 30/06/2024 | Solar | | 13.25 |
| Termotasajero Solar Tres | 3 | 30/06/2024 | Solar | | 2.00 |
| Campoalegre 1 | 9.9 | 30/06/2024 | Solar | | 6.59 |
| CSF CONTINUA ARMERO 90MW | 90 | 30/06/2024 | Solar | | 59.94 |
| El Espino | 18 | 30/06/2024 | Solar | | 11.99 |
| Parque Solar Urabá 1 | 9.9 | 31/07/2024 | Solar | | 5.49 |
| Parque Solar Urabá 2 | 19.9 | 31/07/2024 | Solar | | 11.03 |
| PARQUE SOLAR FOTOSFERA | 9.9 | 31/07/2024 | Solar | | 5.49 |
| Sándalo II | 9.9 | 31/08/2024 | Solar | | 4.38 |
| SUMMA II | 200 | 31/08/2024 | Solar | | 88.56 |
| Pubenza PSR2 | 50 | 30/09/2024 | Solar | | 16.74 |
| Ligustro II | 99.9 | 30/09/2024 | Solar | | 33.45 |
| Sol de Santander | 40 | 30/09/2024 | Solar | | 13.39 |
| Solar FV Lizama | 40 | 30/09/2024 | Solar | | 13.39 |
| San Silvestre | 60 | 30/09/2024 | Solar | | 20.09 |
| SF Puerto Wilches | 19.9 | 30/09/2024 | Solar | | 6.66 |
| La Fortuna | 9.9 | 30/09/2024 | Solar | | 3.31 |
| Charcos | 99.9 | 30/09/2024 | Solar | | 33.45 |
| COG.002.2022 ORQUIDEA | 4.95 | 30/09/2024 | Solar | | 1.66 |
| COG.006.2022 CATLEYA | 9.9 | 30/09/2024 | Solar | | 3.31 |
| APBAQ I | 4.2 | 31/10/2024 | Solar | | 0.94 |
| Parque Solar Andrómeda | 100 | 29/11/2024 | Solar | | 11.88 |
| Puerto Wilches | 15 | 1/12/2024 | Solar | | 1.67 |
| PV Latam San Juan 2 | 9.9 | 21/12/2024 | Solar | | 0.39 |
| Parque Solar Fotovoltaico Wimke | 76 | 31/12/2024 | Solar | | 0.27 |
| La Cayena | 19.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.07 |
| Atlántico I | 30 | 31/12/2024 | Solar | | 0.11 |
| Bosques Solares 7x19.9 | 139.3 | 31/12/2024 | Solar | | 0.50 |
| Yariguíes | 200 | 31/12/2024 | Solar | | 0.72 |
| Andes Solares | 85 | 31/12/2024 | Solar | | 0.31 |
| Proyecto Solar Pétalo de Cesar II | 19.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.07 |
| Parque Solar Atlántico IV | 19.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.07 |
| Planta Solar Bochica | 19.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.07 |
| PV Sahagún 400 MW | 400 | 31/12/2024 | Solar | | 1.44 |
| El Roble | 19.5 | 31/12/2024 | Solar | | 0.07 |

| | | | | | |
|---|-------|------------|-------|--|------|
| Suarez | 8 | 31/12/2024 | Solar | | 0.03 |
| Parque Solar Toluvielo de 150 MW | 150 | 31/12/2024 | Solar | | 0.54 |
| Solar Escobal 6 | 99 | 31/12/2024 | Solar | | 0.36 |
| Jacob Toluvielo | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Parque Solar Fotovoltaico Manglares | 99.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.36 |
| Parque Solar Sahagún | 200 | 31/12/2024 | Solar | | 0.72 |
| Tangara | 99.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.36 |
| Doménica | 19.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.07 |
| Parque Solar Fotovoltaico Tolima Norte | 50 | 31/12/2024 | Solar | | 0.18 |
| Proyecto Solar Carare | 200 | 31/12/2024 | Solar | | 0.72 |
| Corocora | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Proyecto Solar Hatogrande | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Proyecto Parque Fotovoltaico SUÉ 1 | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Solar Minero | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Parque Solar Rokra | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Chinchiná | 19.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.07 |
| Turpiales | 278.6 | 31/12/2024 | Solar | | 1.00 |
| Zuba 2 | 60 | 31/12/2024 | Solar | | 0.22 |
| Zuba 1 | 19.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.07 |
| Laguna | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Novillero | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Tenera | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Primavera | 57 | 31/12/2024 | Solar | | 0.21 |
| La Mina | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| La Tabla | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| INTI | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Proyecto de Autogeneración Con Inyección Cero CEMEX | 0 | 31/12/2024 | Solar | | 0.00 |
| Autogenerador Solar Mariquita | 5.1 | 31/12/2024 | Solar | | 0.02 |
| CULEBRA I | 5 | 31/12/2024 | Solar | | 0.02 |
| COG.005.2022 GUANACASTE | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| PARQUE SOLAR LA UNIÓN - SOLEK | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Sol de Zawady 9,9 MW | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |

| | | | | | |
|--|------|------------|-------|--|------|
| Zaino Solar | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Autogeneración Solar Fotovoltaica 9.9 MW | 0 | 31/12/2024 | Solar | | 0.00 |
| Parque Solar Chenche | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Generación Solar Fotovoltaica Sabana Solar | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Nobsa 9.9 MW | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| SAPUCA | 50 | 31/12/2024 | Solar | | 0.18 |
| Los Venados | 15 | 31/12/2024 | Solar | | 0.05 |
| El Piojo IV | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| Campoalegre 2 | 6.2 | 31/12/2024 | Solar | | 0.02 |
| Palermo 2 | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| San Angel | 19.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.07 |
| Galapa Solar II | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| COG.003.2022 TORREALBA | 4.99 | 31/12/2024 | Solar | | 0.02 |
| Helios Lanceros | 19.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.07 |
| Pi Épsilon Coyaima II | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| La India Solar | 43 | 31/12/2024 | Solar | | 0.15 |
| Helios Guamo | 19.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.07 |
| AZAHAR I | 4.99 | 31/12/2024 | Solar | | 0.02 |
| PLANTA FV SAN FRANCISCO | 4.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.02 |
| CAMPOALEGRE SOLAR | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |
| PARQUE SOLAR EL ENCANTO | 9.9 | 31/12/2024 | Solar | | 0.04 |

Anexo 2. Notebook simulación de modelo

El documento de simulación se encuentra en GITHUB, dado que se usó información de acceso público.

https://github.com/HectorTH1994/Analisis_impacto_obligacion_FNCER/blob/main/Aplicacion%20de%20modelos.ipynb