



Comportamiento tarifario de energías renovables tipo eólica y solar en la generación de energía eléctrica en Colombia

Jhon Alexis Angarita Donado

Walter Pérez Bermúdez

Universidad EAN

Facultad de estudios en Ambientes Virtuales

MBA Administración de Empresas

Maestría en Proyectos de Desarrollo Sostenible

2021

**Comportamiento tarifario de energías renovables tipo eólica y solar en la
generación de energía eléctrica en Colombia**

Jhon Alexis Angarita Donado

Walter Pérez Bermúdez

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:

Magíster en Administración de Empresas MBA

Magíster en Proyectos de Desarrollo Sostenible

Director:

Julien Gwendal Chenet

Modalidad:

Monografía

Universidad EAN

Facultad de estudios en Ambientes Virtuales

MBA Administración de Empresas

Maestría en Proyectos de Desarrollo Sostenible

2021

Nota de aceptación

Firma del jurado

Firma del jurado

Firma del director del trabajo de grado

Bogotá D.C. Día - mes – año

RESUMEN

En esta monografía, se investiga el comportamiento tarifario de la energía eléctrica en Colombia bajo la metodología que actualmente emplea la bolsa nacional energética para identificar si las tarifas con Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER) son competitivas con respecto a las fuentes de energía convencionales. Primero, se presenta el marco legal que actualmente tiene el país en el ámbito de la promoción de las FNCER. Segundo, se modela el comportamiento histórico de las tarifas de energía eléctrica en la bolsa nacional para proyectar precios futuros. Finalmente, se comparan los resultados obtenidos de la proyección de precios futuros de la bolsa nacional con respecto a las tarifas del compromiso de energía establecido en la subasta de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) con FNCER tipo eólica y solar.

El modelamiento de los datos con la aplicación de redes neuronales, permite conocer las proyecciones futuras de las tarifas de energía de la bolsa nacional y de las FNCER, determinando que los precios establecidos en la subasta no presentan volatilidad como se identifica en los precios de la bolsa nacional y también que son competitivos por sus precios bajos.

Palabras clave: comportamiento tarifario, FNCER, subasta, incentivos, energía, eólica, solar.

ABSTRACT

This investigation, shows the price behavior of electricity in Colombia under current methodology used by the national energy market to identify whether prices with Non-Conventional Renewable Energy Sources (NCERS) are competitive with conventional energy sources. First, the currently legal framework promoting FNCER is presented. Second, the historical price behavior electricity in the national energy market is modeled to predict future prices. Finally, the results from future prices of the national energy market are compared with prices established in the auction of the Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) with NCERS.

The neural networks, allows to know the future prices of the national market and the NCERS, it determines that the prices in the auction do not present volatility as identified in the prices of the national energy market and also that they are competitive because their low prices.

Keywords: price behavior, NCERS, auction, incentive, energy, wind, solar.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	10
1. PROBLEMA DE INVESTIGACION.....	12
1.1. Antecedentes	12
1.2. Descripción del problema.....	13
2. PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN	15
2.1.1 Pregunta General.....	15
2.1.2 Preguntas específicas	15
3. OBJETIVOS	16
3.1. General	16
3.2. Específicos	16
4. JUSTIFICACIÓN	17
5. MARCO TEÓRICO	18
5.1. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE.....	18
5.2. ENERGÍA ELÉCTRICA	18
5.2.1. Fuentes de energía Eléctrica Convencionales.....	19
5.2.2. Fuentes de energía Eléctrica No Convencionales.....	20
5.2.3. Energía Eólica.....	21
5.2.4. Energía solar fotovoltaica.	24
5.2. ESTRUCTURA DEL MERCADO DE ENERGÍA.....	28
5.2.1. Estructura del Sector del mercado de energía. (Tomado de (CREG, 2021b)).....	30
5.2.2. Agentes de la estructura del mercado (Tomado de (XM, 2021b)).	31
5.2.3. Bolsa de Energía.....	31
5.2.4. El Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia	31
5.3. ASPECTOS ECONÓMICOS	32
5.3.1. Contexto internacional	33
5.3.2. Contexto nacional	34
5.3.3. Subasta energética.....	36
5.3.4. Integración de las energías renovables en Colombia año 2015	37
5.4. ANÁLISIS DE INCENTIVOS EN COLOMBIA FRENTE A OTROS PAISES.	42

5.4.1 Acciones para la promoción de las FNCER en Colombia.....	42
5.5. ENTES REGULADORES	47
5.5.1. UPME	47
5.5.2. CREG.....	47
6. HIPÓTESIS	49
7. DISEÑO METODOLÓGICO DE LA INVESTIGACIÓN	50
7.1. Enfoque, diseño y alcance de la investigación.....	50
7.2. Variables objeto de la investigación.....	53
7.2.1. Definición conceptual de las variables	54
7.2.2. Definición operacional.....	55
7.3. Población y muestra	57
7.4. Selección de métodos o instrumentos para recolección de información.....	58
7.4.1. Procedimientos y técnicas para la aplicación de instrumentos	58
8. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	62
8.1. MODELO PARA EL PRONÓSTICO DE PRECIOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA BOLSA DE ENERGÍA EN COLOMBIA.....	62
8.1.1. Pronóstico del precio.....	66
8.2. COMPETITIVIDAD DE LA GENERACIÓN CON FNCER FRENTE A LAS FUENTES CONVENCIONALES	75
8.3.1. Pronóstico de IPP.....	76
8.3.2. Competitividad de los precios proyectados de la bolsa nacional y las FNCER.....	80
CONCLUSIONES	83
RECOMENDACIONES.....	85
Bibliografía	86

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Informe de registro de proyectos de Generación Eléctrica	20
Figura 2. Densidad de energía eólica a 80 metros de altura (W/m ²).	22
Figura 3. Irradiación global horizontal media diaria.	25
Figura 4. Estructura del Sector del mercado de energía.	29
Figura 5. World Energy Council. Energy index.	33
Figura 6. Costos de la electricidad para el año 2018	34
Figura 7. Comportamiento de la TIR para proyectos eólicos	39
Figura 8. Comportamiento de la TIR para proyectos solares.	40
Figura 9. Entidades subsector energía eléctrica.....	48
Figura 10. Esquema metodológico objetivo 1.	51
Figura 11. Esquema metodológico objetivo 2.	52
Figura 12. Esquema metodológico objetivo 3.	53
Figura 13. Comportamiento del precio histórico en promedio año de la bolsa nacional.	55
Figura 14. Demanda de energía en Colombia.....	56
Figura 15. Representación de la red neuronal.....	59
Figura 16. Precio promedio anual histórico de la bolsa nacional.	63
Figura 17. Promedio anualizado de volumen disponible para la producción de los embalses....	64
Figura 18. Promedio de demanda anual de energía	65
Figura 19. Comportamiento histórico de las variables objeto de estudio.	66
Figura 20. Proyección de demanda diaria.....	71
Figura 21. Proyección de Volumen de Embalse.....	72
Figura 22. Pronóstico de precio de energía en la bolsa nacional.	72
Figura 23. Proyección de precio promedio anual de bolsa nacional	73
Figura 24. Comparación de IPP real y proyectado.	77
Figura 25. Comportamiento del precio con FNCER entre 2021 y 2039.	78
Figura 26. Precio promedio anual de energía eléctrica con FNCER.	79
Figura 27. Comparación de precios entre la Bolsa Nacional y las FNCER.	80

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Principales proyectos de generación eólica inscritos en el SIEL.....	23
Tabla 2. Capacidad instalada de energía eólica 2016 -2020	24
Tabla 3. Principales proyectos de generación solar fotovoltaica inscritos en el SIEL	26
Tabla 4. Comparación de la TIR y el tiempo de recuperación de inversión.....	41
Tabla 5. Barreras para la implementación de FNCER en Colombia.	42
Tabla 6. Acciones legislativas recientes para la promoción de la FNCER en Colombia.	44
Tabla 7. Acciones entre Colombia y otros países en la promoción de las FNCER.	45
Tabla 8. Empresas por tipo de generación	58
Tabla 9. Valores ajustados de las variables.....	61
Tabla 10. Promedio anual de datos entrenados en el periodo 2000 a 2020.	68
Tabla 11. Error Porcentual MAPE.....	69
Tabla 12. Promedio año de datos proyectados en el periodo 2021 a 2039.	70
Tabla 13. Proyección del precio promedio de la energía en bolsa.....	74
Tabla 14. Precio pactado por empresa para el componente Eólico	75
Tabla 15. Precio pactado por empresa para el componente Solar.	76
Tabla 16. Proyección del precio promedio de la energía con FNCER.	79
Tabla 17. Diferencia de precios entre FNCER y la Bolsa nacional.	81

INTRODUCCIÓN

Con la entrada en vigencia de la Ley 1715 de 2014, la cual promueve el uso de fuentes no convencionales de energía eléctrica a través de incentivos económicos, Colombia ha empezado a diversificar su matriz energética empleando el mecanismo de subasta para tal fin.

Colombia cuenta con una ubicación geográfica propicia para instalar proyectos de carácter eólico y solar con el fin de poder aportar al sistema interconectado nacional y también impulsar precios que compitan con los que actualmente maneja la bolsa energética nacional.

Teniendo en cuenta que en el 2019 se llevó a cabo la segunda subasta energética, se busca evaluar la competitividad de los contratos allí establecidos bajo el marco de la Ley 1715 de 2014 y cómo, basados en el comportamiento histórico de los precios, se puede proyectar en el futuro dicho comportamiento.

La presente monografía está dividida en capítulos, donde los capítulos del 1 al 4 abordan la problemática de los precios de energía eléctrica en Colombia con FNCER y se formulan los objetivos y la justificación de la presente investigación. El capítulo 5 contiene el marco teórico, donde se aborda el objetivo No 7 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que habla sobre garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna; también contempla los temas relacionados a las principales fuentes de generación de energía eléctrica, la estructura del mercado energético colombiano, la posición de Colombia frente a los precios de energía en Latinoamérica y el mundo, y las entidades que regulan y administran el mercado energético del país.

El capítulo 6 formula el supuesto de la competitividad de los precios con FNCER con la entrada en vigencia de la ley 1715 de 2014 y el modelo de subastas. El capítulo 7, contiene el diseño metodológico que consta de la recolección de datos históricos de precios de la bolsa nacional, los precios obtenidos de la subasta de la UPME para las FNCER y por último la proyección futura de precios basado en redes neuronales. El capítulo 8 presenta el desarrollo de la investigación por medio de los resultados de los pronósticos de precios y la comparación entre

lo obtenido para la bolsa nacional y las FNCER, permitiendo evaluar la competitividad para estas fuentes.

Con el desarrollo de la presente investigación, se encontró que para las FNCER se obtienen precios futuros competitivos con respecto a los precios de la bolsa nacional.

1. PROBLEMA DE INVESTIGACION

1.1. Antecedentes

El desarrollo de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER) a nivel internacional ha sido impulsado en los últimos 20 años, por medio de avances a nivel tecnológico, reducción de costos, diseño de modelos de incentivos y mecanismos para la promoción en la matriz energética de los países (Departamento Nacional de Planeación, 2017).

En las inversiones de proyectos de fuentes de energía, las renovables se han convertido en las más atractivas en el mundo, combinando tendencias en oferta y demanda, que contribuyen a que las energías solar y eólica compitan con las fuentes de energía convencionales (Deloitte, 2018).

Colombia ha girado su interés por la promoción de energía eléctrica con fuentes FNCER, por medio de proyectos regulatorios que buscan la generación de energía con estas fuentes. La Ley 1715 de 2014, contiene incentivos económicos que buscan fomentar el uso de energías renovables para integrarlas al mercado eléctrico e incorporar su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Con la promoción de las FNCER, Colombia busca asegurar el uso de estas fuentes como medio para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Colombia emprendió el cambio para la implementación de proyectos de generación eléctrica diversificando las fuentes, por medio del desarrollo de la primera subasta de energía con FNCER, realizada en febrero de 2019, en la que no hubo lugar a procesos de adjudicación por el no cumplimiento de las condiciones de competencia definidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG.

Una segunda subasta de energía con FNCER, fue desarrollada con éxito en octubre de 2019. En esta se adjudicó una capacidad efectiva total de 1.298 Megavatios de capacidad instalada, en cinco proyectos de energía eólica y tres proyectos de energía solar, asignados en 544 contratos de suministro de energía eléctrica, para un total asignado de siete generadores y veintidós

comercializadores, cubriendo la demanda objetivo de 12.050 MWh-día, determinada por el Ministerio de Minas y Energía.

La subasta fue adjudicada en los diferentes operadores a un precio promedio ponderado de 95,65 COP/kWh, mediante un modelo de bloques por franja horaria, con diferentes tarifas y demanda de generación de energía eléctrica (UPME, 2019a).

1.2.Descripción del problema

La generación de energía eléctrica con FNCER, ha presentado una tendencia significativa de descenso en los costos en los últimos años, especialmente en el caso de las fuentes de energía tipo eólica y solar; sin embargo aún existen casos como los pequeños emprendimientos para el sector residencial y comercial, donde la inversión inicial tanto de paneles como en turbinas puede ser elevada (Departamento Nacional de Planeación, 2017). Es decir, los costos en general bajan para pequeños y grandes generadores, pero, para pequeña escala la inversión inicial puede seguir siendo un factor limitante por más que hayan bajado los precios.

Los costos de generación para las FNCER, están más influenciados por los costos de inversión que los de operación, por lo cual la generación convencional sigue económicamente interesante para muchos casos (Departamento Nacional de Planeación, 2017). En este sentido, “las energías renovables, en especial la eólica y la fotovoltaica, ya no están fuera del rango de coste de las energías convencionales” (International Energy Agency, 2020). Es importante saber si en Colombia, estas medidas tienen un impacto positivo en las tarifas con FNCER comparada con las tarifas que maneja la bolsa nacional energética, entendiendo que la competitividad está en los precios más bajos del mercado.

La investigación llegará hasta el análisis de la estrategia establecida en Colombia por medio de la ley de incentivos 1715 de 2014 (CREG, 2014) y la subasta de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para conocer si las tarifas pactadas en los contratos son competitivas, identificar las oportunidades económicas para las fuentes de energía eólica y solar y realizar un comparativo de las políticas establecidas en casos de éxito de otros países. La principal fuente de información estará dada por los resultados de la segunda subasta de energía (UPME, 2019a) y los históricos de la bolsa nacional reportados por Expertos en Mercados (XM)

(XM, 2021f). La principal fuente de información está dada por el reporte de compromiso de energía generado en la subasta energética con aporte al sistema interconectado nacional y los históricos de la bolsa nacional reportados al operador del mercado XM.

2. PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

2.1.1 Pregunta General

¿Son competitivas las tarifas de generación de energía eléctrica, con FNCER tipo eólica y solar, con respecto a las tarifas de la bolsa nacional en el mercado eléctrico en Colombia?

2.1.2 Preguntas específicas

Con respecto a las fuentes de generación de energía eléctrica con fuentes tipo eólica y solar se tiene las siguientes preguntas.

1. ¿Son viables los proyectos de generación eléctrica con fuentes de energía tipo eólica y solar, soportados en el modelo de incentivos definidos por el Estado colombiano?
2. ¿Cómo aplicar una metodología de proyección de variables para pronosticar precios de energía de la bolsa nacional a periodos futuros?
3. ¿Cuáles son las condiciones económicas de la subasta de energía eléctrica realizadas por la UPME en los contratos de energías con FNCER?
4. ¿Son competitivas las tarifas establecidas en la subasta UPME con respecto a las tarifas proyectadas de energía de bolsa?

3. OBJETIVOS

3.1. General

Evaluar la competitividad de los contratos de generación de energía mediante FNCER tipo eólica y solar, basado en proyecciones del comportamiento tarifaria en la bolsa de energía en Colombia.

3.2. Específicos

- Evaluar el modelo de incentivos de Colombia frente a países que impulsan la generación con FNCER.
- Modelar el comportamiento de las tarifas de generación en la bolsa de energía del sistema interconectado nacional.
- Definir la competitividad de los contratos de Generación establecidos por la UPME con fuentes de energías renovables no convencionales tipo eólica y solar en Colombia.

4. JUSTIFICACIÓN

Las energías renovables a nivel mundial, están alcanzando la competitividad en precio y rendimiento de red, por medio del desarrollo de tecnologías y proyectos regulatorios de los países, en busca de la promoción de las inversiones en estas fuentes. La disminución de los costos ha permitido que las energías eólica y solar presenten una competitividad frente a las tecnologías de generación eléctrica convencionales en los principales mercados mundiales, incluso sin subvenciones (Deloitte, 2018).

Con esta investigación, se puede sentar una base para determinar la competitividad de las tarifas de generación con fuentes renovables tipo eólica y solar con respecto a la bolsa de energía del sistema eléctrico nacional e identificar si las acciones tomadas por el Gobierno Nacional para la promoción de estas fuentes generan una oportunidad para la inversión en este tipo de proyectos.

Por lo anterior, se determina que la investigación hace parte del campo ciencia, tecnología e innovación en el grupo INDEVOS de la línea energías renovables y eficiencia energética que actualmente se desarrolla en la institución académica.

5. MARCO TEÓRICO

5.1. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

“Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), son el plan maestro para conseguir un futuro sostenible para todos, se interrelacionan entre sí e incorporan los desafíos globales a los que nos enfrentamos día a día, como la pobreza, la desigualdad, el clima, la degradación ambiental, la prosperidad, la paz y la justicia.” (Naciones Unidas, 2021a).

El objetivo No 7 de los ODS, corresponde a “garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna”. El informe de avance 2021 de este objetivo, se identifica que 750 millones de personas en el mundo carecen de energía eléctrica, de estos 50% vive en entornos clasificados como frágiles y afectados por conflictos y el 84% vive en zonas rurales (Naciones Unidas, 2021b).

“El Acuerdo de París es el primer acuerdo universal y jurídicamente vinculante sobre el cambio climático, adoptado en la Conferencia sobre el Clima de París en diciembre de 2015” (Naciones Unidas, 2021). El acuerdo establece el marco global para evitar impactos asociados a un cambio climático peligroso, teniendo como objetivo un incremento de la temperatura global muy por debajo de los 2 °C (Naciones Unidas, 2021). Para cumplir el objetivo del acuerdo de París, “es necesario la transformación del sistema energético mundial, reduciendo la dependencia hacia los combustibles fósiles, potenciando la eficiencia y dando paso a la generación con fuentes de energías renovables” (IRENA, 2021a).

5.2. ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía eléctrica es un elemento central para el desarrollo. Sin la energía eléctrica las poblaciones vivirían en la oscuridad, se afectarían los servicios esenciales como los centros médicos y educativos y el sector empresarial operaría bajo graves limitaciones. Con el acceso a la energía eléctrica, se viabilizan las inversiones, la innovación y la nueva industria, generando oportunidades de empleo y el crecimiento de la economía (Banco Mundial, 2021).

Garantizar la equidad y el desarrollo sin dejar de atender los efectos del cambio climático y el desarrollo sostenible, son los desafíos a los cuales se enfrentan Colombia y el mundo, para lograrlo, los Gobiernos están comprometido con la transición energética hacia fuentes de generación cada vez más limpias (Ministerio de Minas y Energía, 2020b).

A continuación, veremos las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica y las políticas desarrolladas por los países para la transición energética hacia energías renovables, dentro de las cuales encontramos diferentes incentivos para impulsar las tecnologías FNCER, como medidas arancelarias, beneficios tributarios y mecanismos de subasta, los cuales permiten la viabilidad de estos proyectos, buscando asegurar un mercado y lograr tarifas competitivas con respecto a fuentes de energía convencionales (Ministerio de Minas y Energía, 2020b).

5.2.1. Fuentes de energía Eléctrica Convencionales

“Se consideran fuentes de energía convencionales aquellos recursos no renovables que han sido tradicionalmente usados para producir energía eléctrica. Estas fuentes están caracterizadas por su carácter finito, su disponibilidad geográfica limitada, su baja tasa de generación en función de su velocidad de consumo, y la contaminación ambiental asociada a su extracción y conversión en otros tipos de energía” (Isla Renovable, 2021).

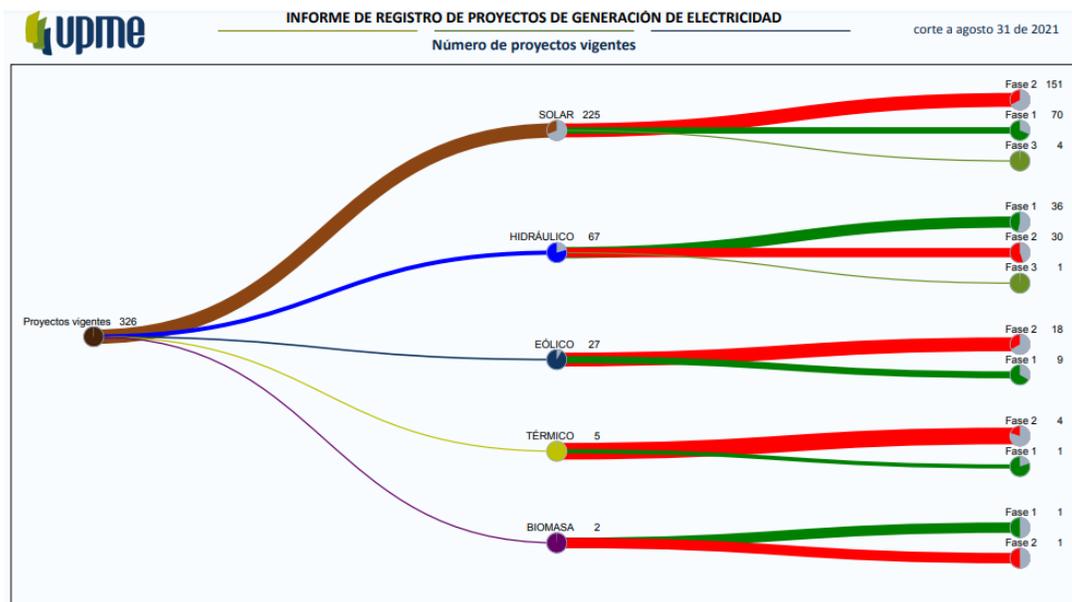
Los combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y el gas, son las fuentes de energía de tipo convencional más utilizadas en los procesos de generación de energía eléctrica, estos productos son extraídos y transportados desde las formaciones y lugar de origen hasta la ubicación de las centrales de generación. Los procesos de combustión en los que se producen Gases de Efecto Invernadero (GEI), dentro de los cuales se encuentran las desarrolladas con combustibles fósiles, liberan al ambiente gases contaminantes que contribuyen al calentamiento global (Isla Renovable, 2021).

5.2.2. Fuentes de energía Eléctrica No Convencionales

Las FNCER “son aquellos recursos de energía renovable, que se encuentran disponibles a nivel mundial y que son ambientalmente sostenibles” (FENOGE, 2021). Se encuentra consideradas dentro de las FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares (CREG, 2014).

En Colombia se desarrollan proyectos con FNCER, los cuales son registrados en el Sistema de Información Eléctrico Colombiano (SIEL). En el informe de registro de proyectos vigentes de Generación Eléctrica del SIEL (*Figura 1*), se identifica un total de 326 proyectos dentro de los cuales 225 proyectos corresponden a generación con energía solar, 67 hidráulicos, 27 eólicos, 5 térmicos y 2 con biomasa. La investigación se desarrolla con proyectos para FNCER con energías tipo eólica y solar, los cuales representan el 77% de los proyectos actualmente registrados en el SIEL.

Figura 1. Informe de registro de proyectos de Generación Eléctrica



Fuente: tomado de “Informe de registro de proyectos de generación eléctrica”, por UPME, 2021, (<https://bit.ly/3o1ZK14>)

5.2.3. Energía Eólica

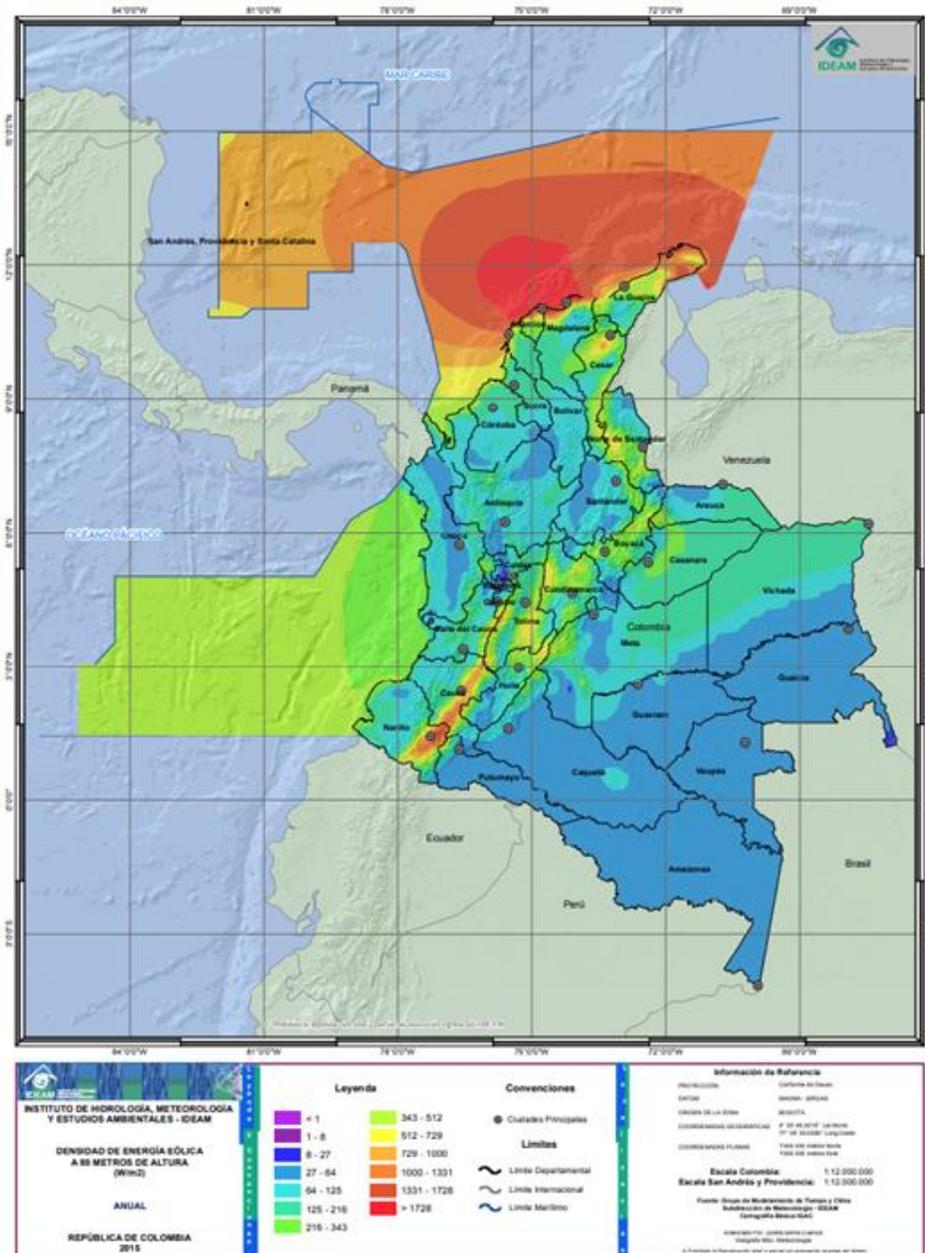
La energía eólica es obtenida de la fuerza del viento, mediante la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire. Para su operación, se diseñan parques eólicos con aerogeneradores ubicados de forma tal que puedan al máximo aprovechar el viento del lugar (Enel Green Power, 2021a).

Una medida para identificar el potencial de generación de energía eólica es la densidad de energía eólica, “el cual corresponde al cálculo de la cantidad de energía acumulada y disponible en un lugar determinado, a partir de la energía cinética del viento”, así mismo, “el valor de la densidad de energía eólica representa el promedio temporal de la energía disponible por metro cuadrado de área del barrido de una turbina a 80 metros de altura” (IDEAM, 2021a).

Para Colombia se relaciona en la *Figura 2* **Figura 2. Densidad de energía eólica a 80 metros de altura (W/m^2)**, el mapa de densidad de energía eólica anual medido por el IDEAM, el cual es clasificado por rangos en diferentes zonas geográficas del país, siendo el color rojo el área que presenta mayor densidad de energía eólica y en color azul el área de menor densidad de energía eólica.

Los mayores valores de densidad de energía eólica se encuentran en las regiones de la Guajira, Bolívar, Atlántico, Magdalena y límites entre Nariño y Cauca con valores mayores o iguales a $1.000 W/m^2$, lo que representa un buen potencial de generación con esta fuente.

Figura 2. Densidad de energía eólica a 80 metros de altura (W/m^2).



Fuente: tomado de “Atlas de vientos de Colombia”, por IDEAM, 2021. (<https://bit.ly/3q53FQV>)

5.2.3.1. Proyectos de Energía Eólica en Colombia

En el SIEL (SIEL, 2021a), reposan los registros de proyectos de generación de electricidad para el 2021 con un total de 27 proyectos eólicos registrados vigentes de los cuales:

- 9 proyectos se encuentran Fase 1. (Fase de inicio donde se identifica la viabilidad del proyecto).
- 18 proyectos se encuentran en Fase 2. (Proyectos en diseño o planificación).

Dentro de los principales proyectos vigentes registrados en el SIEL con capacidad igual o superior a 150 MW, encontramos los 15 proyectos registrados en la *Tabla 1*, con proyectos desde 150 MW hasta 500 MW de capacidad instalada, los cuales están ubicados en el departamento de La Guajira y Bolívar, ubicados en fase 1 y fase 2 de proyectos (SIEL, 2021b):

Tabla 1. Principales proyectos de generación eólica inscritos en el SIEL

Nombre Promotor	Estado	Tipo	Capacidad MW	Departamento	Municipio
KAPPA ENERGÍA SAS ESP	Fase 1	EÓLICO	500	LA GUAJIRA	URIBIA
ISAGEN S.A. E.S.P.	Fase 2	EÓLICO	414,4	LA GUAJIRA	MAICAO
DESARROLLOS EÓLICOS URIBIA SAS	Fase 2	EÓLICO	378	LA GUAJIRA	URIBIA
OMEGA ENERGÍA SAS ESP	Fase 1	EÓLICO	300	LA GUAJIRA	MAICAO
SAN MARTIN ENERGY GREEN S.A.S. -E.S.P	Fase 2	EÓLICO	300	ATLANTICO	PIOJO
EOLOS ENERGIA S.A.S. - E.S.P.	Fase 2	EÓLICO	280	LA GUAJIRA	MAICAO
VIENTOS DEL NORTE S.A.S. - E.S.P.	Fase 2	EÓLICO	212	LA GUAJIRA	MAICAO
ELIPSE ENERGÍA SAS ESP	Fase 1	EÓLICO	200	LA GUAJIRA	MAICAO
PARQUE EÓLICO OFFSHORE VIENTOS ALISIOS SAS	Fase 1	EÓLICO	200	BOLIVAR	SANTA CATALINA
PARQUE EÓLICO WAKUAIPA S.A.S.	Fase 2	EÓLICO	200	LA GUAJIRA	URIBIA
JEMEIWAA KA'1 S.A.S	Fase 2	EÓLICO	195	LA GUAJIRA	URIBIA
EOLICA MUSICHI S.A.S.	Fase 2	EÓLICO	194	LA GUAJIRA	MANAURE
JEMEIWAA KA'1 S.A.S	Fase 2	EÓLICO	180	LA GUAJIRA	URIBIA
PARQUE EÓLICO VIENTOS DE BOLÍVAR SAS	Fase 2	EÓLICO	150	BOLIVAR	SANTA CATALINA
JOUTTALEIN SAS	Fase 1	EÓLICO	150	LA GUAJIRA	URIBIA

Fuente: elaboración propia adaptado de “SIMEC”, por SIEL, 2021, (<https://bit.ly/3q7YZK1>)

5.2.3.2. Panorama Mundial de Energía Eólica

La *Tabla 2* muestra a nivel mundial y por regiones, la capacidad de energía eólica instalada en el año 2016 y la registrada para el año 2020. En total de capacidad instalada se tiene un aumento de 487 GW para 2016 a 742 GW para 2020 a nivel mundial, para América del sur el aumento es de 14 GW en 2016 a 25 GW en 2020. (The Wind Power , 2021).

Tabla 2. Capacidad instalada de energía eólica 2016 -2020

Continente	Capacidad Instalada en GW 2016	Capacidad Instalada en GW 2020
Asia	210	343
Europa	155	210
América del Norte	100	146
América del sur	14	25
Oceanía	5	11
África	3	7
Total	487	742

Fuente: elaboración propia adaptado de “Estadísticas”, por The Wind Power, 2021, (<https://bit.ly/3bIsslr>)

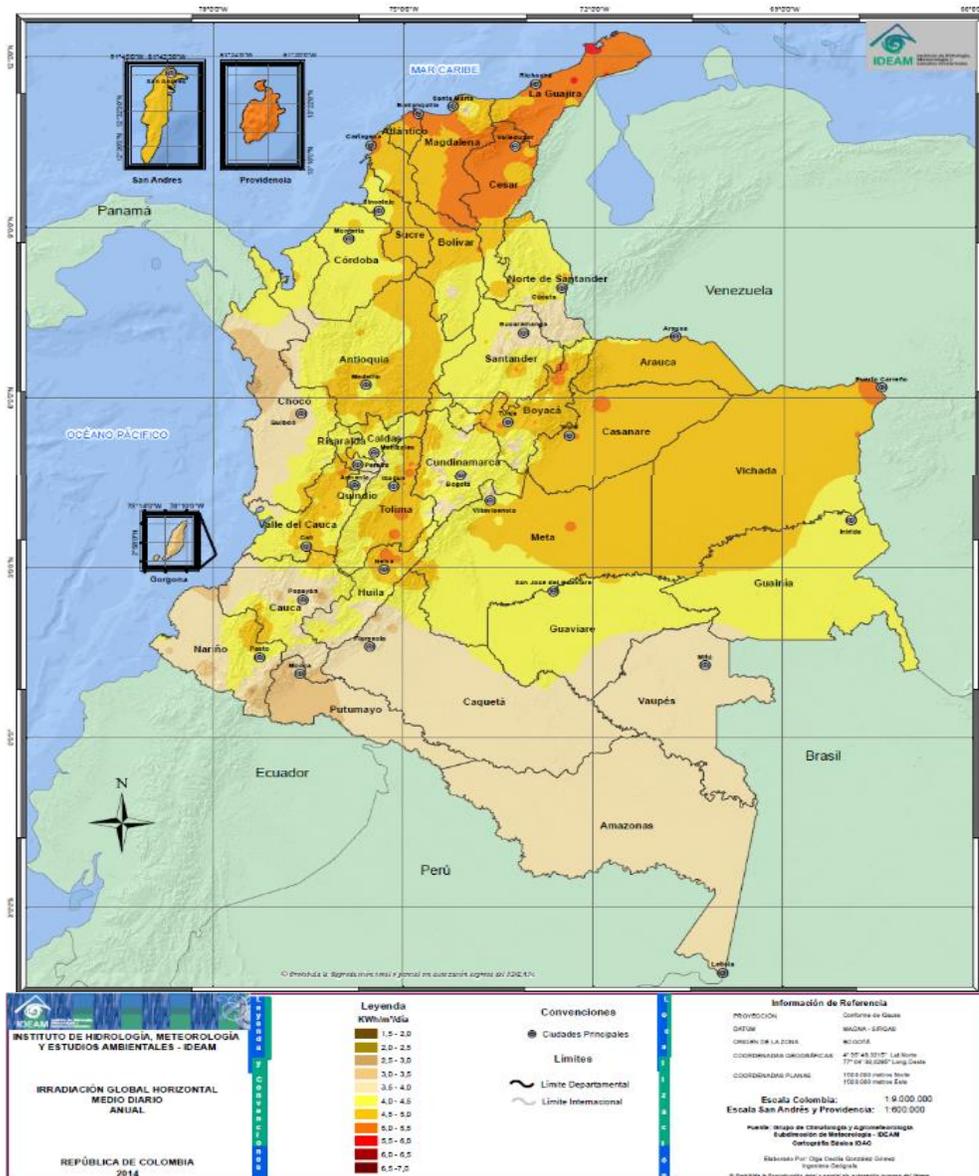
Los países con mayor crecimiento de fuentes de energía eólica entre 2016 y 2020 fueron China que agregó 72 GW de nueva capacidad y Estados Unidos de América (14 GW) (IRENA, 2021b).

5.2.4. Energía solar fotovoltaica.

El aprovechamiento de la energía que proviene del Sol. Es una energía renovable y es considerada como inagotable a escala humana (Enel Green Power, 2021a). En la *Figura 3*, se identifica para Colombia la irradiación global horizontal media diaria anual, la cual es representada en rangos en diferentes zonas geográficas del país, como se ve, en color marrón con menor irradiación y en rojo las de mayor.

Para los departamentos como La Guajira, Cesar y Magdalena, se evidencian valores superiores a 5 kWh/m²/día, lo que representa una buena oportunidad para esta fuente de energía en Colombia. (IDEAM, 2021b). Cabe aclarar que el promedio de radiación mundial se sitúa por los 4 kWh/m²/día, lo que sitúa estos lugares como muy privilegiados para el aprovechamiento de la energía solar.

Figura 3. Irradiación global horizontal media diaria.



Fuente: tomado de “Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia”, por IDEAM, 2021, (<https://bit.ly/2ZTtdoW>)

5.2.4.1. Proyectos de Energía Solar en Colombia

Las plantas de generación solar fotovoltaicas están diseñadas con paneles solares interconectados que captan la luz del sol para transformarla en energía eléctrica. Para Colombia, de acuerdo al informe de registro de proyectos de generación de electricidad del SIEL resumido en la *Figura 1*, se cuenta para 2021 con 70 proyectos en fase 1 de inicio, 151 proyectos en fase 2 de diseño o planificación y 3 proyectos en fase 3 de ejecución o ejecución (SIEL, 2021b).

Dentro de los principales proyectos vigentes registrados en el SIEL con capacidad igual o superior a 80 MW encontramos los registrados en la *Tabla 3*, con proyectos desde 80 MW a 700 MW de capacidad instalada, los cuales son desarrollados en fase 1 y fase 2 en diferentes departamentos del país. (UPME, 2021a)

Tabla 3. Principales proyectos de generación solar fotovoltaica inscritos en el SIEL

Nombre Proyecto	Estado	Tipo	Capacidad MW	Departamento	Municipio
SEBASTOSOL	Fase 2	SOLAR	700	SANTANDER	CIMITARRA
PUERTOS DE SANTANDER SOLAR	Fase 2	SOLAR	500	SANTANDER	CIMITARRA
CENTRAL HÍBRIDA DEL GUALÍ	Fase 1	SOLAR	349,3	TOLIMA	HONDA
RUTA DEL SOL	Fase 1	SOLAR	300	CUNDINAMARCA	CHAGUANI
SC SOLAR SAN MARTIN 300 MWP	Fase 2	SOLAR	240	CESAR	EL PASO
PLANTA FOTOVOLTAICA CARARE	Fase 1	SOLAR	200	SANTANDER	CIMITARRA
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO GUAYACANES 200 MW	Fase 2	SOLAR	200	BOYACA	PUERTO BOYACA
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO PERALES 200 MW	Fase 2	SOLAR	200	NORTE DE SANTANDER	OCAÑA
HELIOS CESAR-OCAÑA 200MWAC	Fase 2	SOLAR	200	CESAR	AGUACHICA
PLANTA SOLAR LAS PALMERAS	Fase 2	SOLAR	200	CESAR	EL COPEY
ATLÁNTICO PHOTOVOLTAIC	Fase 2	SOLAR	199,5	ATLANTICO	SABANALARGA
PLANTA FOTOVOLTAICA SOLAR GUARDIENTERA - PV	Fase 2	SOLAR	181,25	LA GUAJIRA	EL MOLINO
SHANGRI-LA	Fase 2	SOLAR	160	TOLIMA	IBAGUE
EL ALTILLO 1	Fase 1	SOLAR	150	META	PUERTO GAITAN
TOLUVIEJO	Fase 2	SOLAR	150	SUCRE	TOLUVIEJO
BOSQUES SOLARES DE COLOMBIA	Fase 2	SOLAR	139,3	CORDOBA	MONTELIBANO
BARRANCA SOLAR	Fase 2	SOLAR	125	SANTANDER	BARRANCABERMEJA
PARQUE SOLAR PORTÓN DEL SOL	Fase 2	SOLAR	102	CALDAS	LA DORADA
PROYECTO PARQUE SOLAR PV COMPOSTELA	Fase 1	SOLAR	100	ANTIOQUIA	PUERTO BERRIO

PROYECTO FOTONORTE	Fase 1	SOLAR	100	NORTE DE SANTANDER	SAN CAYETANO
SAN JUAN SOLAR	Fase 2	SOLAR	100	LA GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR
PARQUE EÓLICO TRUPILLO	Fase 2	SOLAR	100	LA GUAJIRA	URIBIA
ANDRÓMEDA	Fase 2	SOLAR	100	SUCRE	TOLUVIEJO
ATALAYA 2	Fase 1	SOLAR	99,9	NORTE DE SANTANDER	CUCUTA
GUATIGUARA CHARCOS	Fase 1	SOLAR	99,9	SANTANDER	GIRON
GUATIGUARA PLANADAS	Fase 1	SOLAR	99,9	SANTANDER	GIRON
GUATIGUARA RINCÓN	Fase 1	SOLAR	99,9	SANTANDER	GIRON
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 8	Fase 2	SOLAR	99,9	META	VILLAVICENCIO
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 9	Fase 2	SOLAR	99,9	META	VILLAVICENCIO
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO AZUCENOS 99.9 MW	Fase 2	SOLAR	99,9	CESAR	RIO DE ORO
PARQUE FOTOVOLTAICO LIGUSTRO 1 99,9 MW	Fase 2	SOLAR	99,9	CORDOBA	CIENAGA DE ORO
PARQUE FOTOVOLTAICO TANGARA 99.9 MW	Fase 2	SOLAR	99,9	CORDOBA	CIENAGA DE ORO
PARQUE FOTOVOLTAICO LIGUSTRO 2 99,9 MW	Fase 2	SOLAR	99,9	CORDOBA	CIENAGA DE ORO
PV LA UNIÓN	Fase 2	SOLAR	99,9	CORDOBA	MONTERIA
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 7	Fase 2	SOLAR	99,9	META	VILLAVICENCIO
PARQUE SOLAR NUEVO MUNDO	Fase 1	SOLAR	99	CESAR	BECERRIL
PARQUE SOLAR LA PONDEROSA	Fase 1	SOLAR	99	CALDAS	LA DORADA
CSF CONTINUA CARTAGO 99 MW	Fase 2	SOLAR	99	VALLE DEL CAUCA	OBANDO
SURIA	Fase 2	SOLAR	99	META	VILLAVICENCIO
PARQUE SOLAR SAN ISIDRO SAS	Fase 2	SOLAR	99	RISARALDA	BALBOA
CSF CONTINUA SAN FELIPE 90 MW	Fase 2	SOLAR	90	TOLIMA	ARMERO
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO SOLAR ALTAMIRA 90 MW	Fase 2	SOLAR	90	CORDOBA	CHINU
PAIPA I PSR 3	Fase 2	SOLAR	88	BOYACA	SOTAQUIRA
PROYECTO PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO TEPUY	Fase 2	SOLAR	83	CALDAS	LA DORADA
AGUACLARA	Fase 2	SOLAR	80	CASANARE	SABANALARGA
LEO SOLAR II	Fase 2	SOLAR	80	LA GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR
PARQUE SOLAR BUENAVISTA	Fase 2	SOLAR	80	CALDAS	CHINCHINA
PV LA MATA	Fase 2	SOLAR	80	CESAR	LA GLORIA

Fuente: adaptado de SIMEC, por SIEL, 2021, (<https://bit.ly/3GVUliB>)

5.2.4.2. Panorama Mundial de Energía Solar

La energía solar en el mundo tiene una capacidad instalada de 709 GW de energía fotovoltaica (IRENA, 2021c). Para el año 2020, se presentó un incremento en la capacidad de energía solar por nuevos proyectos, dentro de los cuales se destacan países como China con 49

GW, Vietnam 11 GW, Japón 5 GW, India 4 GW, República de Corea 4 GW y Estados Unidos de América con 15 GW (IRENA, 2021b).

5.2. ESTRUCTURA DEL MERCADO DE ENERGÍA

En Colombia, durante los años 80, se generó una crisis en el sistema eléctrico que, según ISA, puede haber sido producto de los subsidios de tarifas, de la politización de las empresas estatales y de los sobrecostos y retrasos en los proyectos de generación. Esto hizo necesario la implementación de cambios en el sector por medio de grandes reformas (ISA, 2021).

En la Constitución de 1991 se admitió para los servicios públicos el principio clave de la competencia, permitiendo la entrada de agentes interesados en prestar servicios. En 1992 el Gobierno Nacional disolvió la Comisión Nacional de Energía, reestructuró el Ministerio de Minas y Energía y creó la Comisión de Regulación de Energía (CRE) convertida en 1994 en las actuales Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Información Minero Energética (UIME) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (CREG, 2021a).

Para la reestructuración se implementaron las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica) de 1994, en las que se definió el marco regulatorio. En este mercado, se establecieron las condiciones para permitir el desarrollo bajo el principio de la sana competencia y la creación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MEM), permitiendo la competencia en el sector eléctrico, la inversión privada, la separación de los negocios de transmisión, distribución y generación, dejando al estado solamente el papel de supervisor y regulador (ISA, 2021).

En el mercado spot (el valor del activo se paga en el momento de la entrega) de la bolsa de energía en Colombia, se desarrollan operaciones de oferta y demanda y se determinan los precios de equilibrio basados en los costos marginales que reportan los generadores. Dichos precios son cambiantes y son definidos en consideración de la oferta y la disponibilidad que declaran los generadores. Uno de los factores con mayor impacto en el precio es el componente hidráulico del

sistema, en el que fenómenos climáticos como el Niño o la Niña generan una alta volatilidad. En el mercado Spot la energía se despacha hora a hora (Quevedo, 2014).

El Centro Nacional de Despachos (CND), determina la energía requerida y realiza el despacho de acuerdo a la oferta de precios de los generadores, estableciendo un orden de despacho en el que el menor precio recibe una clasificación más alta. El precio de cierre de cada hora corresponde a la oferta despachada con el precio más alto. Con este sistema se asegura la disponibilidad nacional por medio de la combinación de unidades de generación disponibles organizadas a partir de los precios más bajos (Quevedo, 2014).

Para asegurar el funcionamiento y operación del sector de la mejor manera posible, se estableció un esquema que involucra y coordina a las entidades que producen, transportan y venden la energía, así como las que establecen las políticas generales, hacen las normas para entregar productos de buena calidad a un precio razonable y las que vigilan que todos cumplan las normas existentes como se identifica en la *Figura 4* (CREG, 2021b).

Figura 4. Estructura del Sector del mercado de energía.



Fuente: Tomado de “Estructura del sector”, por CREG, 2021, (<https://bit.ly/2ZT2vgM>)

5.2.1. Estructura del Sector del mercado de energía. (Tomado de (CREG, 2021b)).

Política: El Gobierno Nacional está encargado de diseñar la política del sector, a través del Ministerio de Minas y Energía.

Regulación: La CREG reglamenta a través de normas jurídicas, el comportamiento de los usuarios y las empresas para asegurar la prestación del servicio público en condiciones de eficiencia económica, con cobertura y calidad del servicio.

Mercado: Está compuesto por:

- Usuario Regulado: En este se encuentran la mayoría de usuarios comerciales, oficiales, residenciales y algunos industriales, las compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG.
- Usuario no regulado: Usuarios con una demanda de energía superior a 2MW, quienes pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. En este se encuentran industriales y comerciales que son grandes consumidores.
- Agentes: Llevan la energía al usuario final (generadores, transportadores, distribuidores, comercializadores y administradores).
- El Centro Nacional de Despacho opera el mercado para garantizar una operación segura, confiable y económica.
- El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, registra y liquida los contratos de largo plazo, de las transacciones en la Bolsa y de mantener el sistema de información del Mercado de Energía Mayorista (MEM).
- El Liquidador y administrador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, factura, cobrar y distribuye los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Supervisión y control: Se encuentra en cabeza de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y vigila el comportamiento de los agentes y sanciona las violaciones a las leyes y reglas (CREG, 2021b).

5.2.2. Agentes de la estructura del mercado (Tomado de (XM, 2021b)).

Los agentes del mercado tienen la función de producir, llevar y vender la energía al usuario final y se clasifican de acuerdo al rol que desempeñan en:

- Generadores: Agente encargado de producir la energía
- Transmisores: Encargados del transporte de la energía por medio de la estructura eléctrica, desde las centrales de generación eléctrica hasta las subestaciones de transformación a niveles de tensión iguales o superiores a 220 kV
- Distribuidores: Tiene la función de llevar la energía hasta el consumidor final a través de redes eléctricas que operan a niveles de tensión inferiores a 220 kV.
- Comercializadores: Son los encargados de la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a usuarios finales.
- Administrador del mercado, XM: Es el encargado de registrar las fronteras, como los sistemas de medida de consumo de energía, su ubicación y su representante, y liquidar y facturar los intercambios de energía resultantes entre los agentes generadores y comercializadores del mercado, que venden y compran en la bolsa de energía.

5.2.3. Bolsa de Energía

“Es el sistema de información, el cual es manejado por el administrador del sistema de intercambios comerciales, sometido a las reglas del mercado mayorista” (CREG, 1996). La resolución 107 de 1998 destaca que:

“los generadores y comercializadores ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el administrador del sistema de intercambios comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores” (CREG, 1998)

5.2.4. El Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia

“El MEM en Colombia, es un mercado competitivo creado a partir de la reestructuración del sector eléctrico, desarrollada en las Leyes 142 y 143 de 1994. En este, participan los

agentes de la estructura del mercado con el objeto del intercambio de grandes bloques de energía en el SIN a precios eficientes” (Superservicios, 2021).

El MEM, está dividido en dos segmentos en los cuales se pueden realizar las transacciones de energía que son: el mercado de contratos bilaterales y la bolsa de energía (UPME, 2004).

- Por medio de la suscripción de **contratos financieros bilaterales** de compra y venta de energía, en la que los precios y la magnitud se establecen libremente entre compradores y vendedores. Para usuarios regulados los contratos se rigen por lo dispuesto en la regulación para garantizar la competencia y los contratos para usuarios no regulados se negocian a precios y condiciones pactadas libremente.
- Por medio de transacciones directas en la **bolsa de energía** o mercado de corto plazo, en la que los precios son determinados mediante una subasta de precios por todos los generadores registrados en el mercado y con reglas explícitas, tanto de cotización como de declaración de disponibilidad, en el contexto de un mercado 'spot' con resolución horaria.

5.3. ASPECTOS ECONÓMICOS

En materia de crecimiento económico, el consumo de energía eléctrica es un factor determinante para identificar la proyección de los países (Sarmiento, 2011). Es necesario asegurar proyectos e inversiones en generación de energía eléctrica e infraestructura para dar respuesta al crecimiento económico. Para lograrlo, se desarrollan diferentes acciones en el sector eléctrico en materia regulatoria e institucional (Comisión Nacional de Energía, 2008).

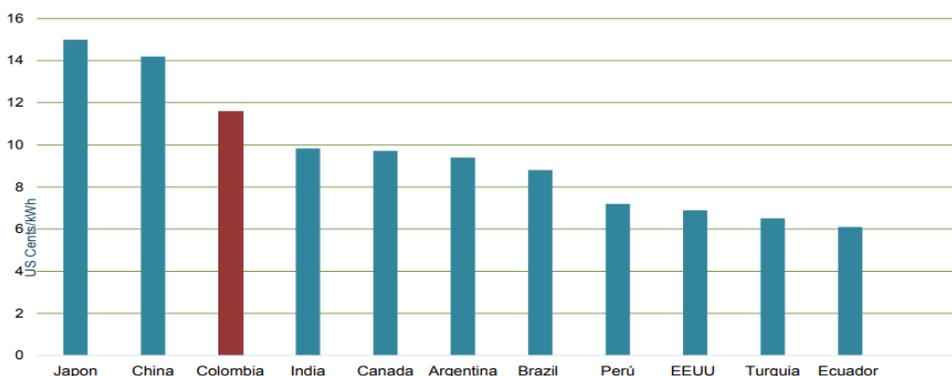
La energía juega un papel fundamental para la competitividad de las economías, por su impacto directo en los costos de producción de las actividades productivas y el poder adquisitivo de los hogares. El costo de la energía eléctrica es un factor importante para la competitividad internacional, por lo que los países han generado cambios en el mercado energético con impacto en precios relativos de los bienes que los distintos países exportan (Economía y Energía , 2019).

5.3.1. Contexto internacional

En términos económicos, el PIB es un indicador importante a la hora de tomar decisiones de gobernanza. Se estima que hay una relación a largo plazo entre el consumo de energía y el PIB en países de Latinoamérica en el periodo comprendido entre 1971 y 2007 (Barreto, C & Campo, J, 2012). Esta relación indica la fuerte incidencia de la generación de energía eléctrica en el desarrollo de un país como una de sus actividades económicas. (Barreto, C & Campo, J, 2012).

La *Figura 5*, muestra los precios de energía para el 2017 en 11 países de diferentes zonas geográficas a nivel mundial. Japón siendo el primero y Ecuador el último con precio más bajos. Colombia para el 2017, se ubicaba entre los países con precios más altos en tarifas de energía eléctrica a nivel internacional, dichos precios se vieron afectados por su alta carga fiscal impactando en forma negativa el crecimiento económico del país (ANDI, 2019).

Figura 5. World Energy Council. Energy index.

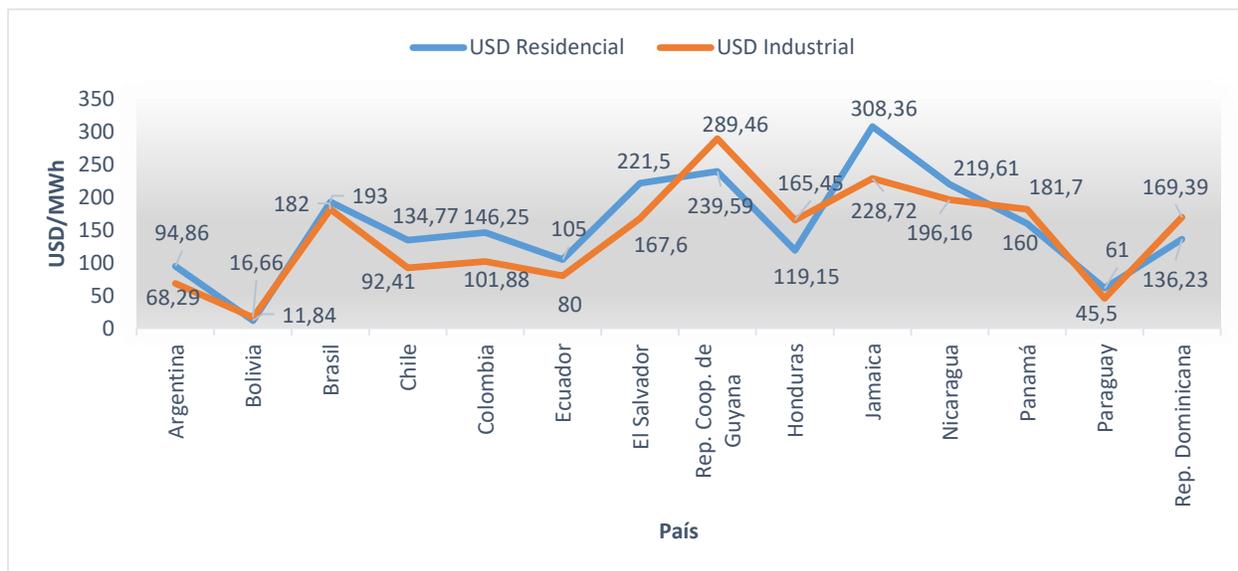


Fuente: Tomado de “Precio internacionales de energía eléctrica para la industria”, por ANDI, 2019, (<https://bit.ly/3CMwtkw>).

Las diversas políticas que adoptan los gobiernos latinoamericanos relacionados con la carga fiscal, reflejan la variabilidad de las tarifas de energía eléctrica. En el informe anual de precios de la energía de América latina y el Caribe, presentado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), se presentan los precios sobre diversas fuentes que emplea cada país. En la

Figura 6, sólo se muestran los datos para el 2018 ya que es el periodo común a todos los países del estudio y además discrimina la energía eléctrica para el sector residencial e industrial. “Con esta información se busca que los países de la región puedan identificar oportunidades y potencialidades para el intercambio de energía en beneficio de sus escenarios económicos y de la región” (OLADE, 2020).

Figura 6. Costos de la electricidad para el año 2018



Fuente: elaboración propia de los autores a partir de “Informe anual de precios de la energía en América Latina y el Caribe”, por OLADE, (2020), (<https://bit.ly/3EJ18zV>)

Para el 2020, Colombia ocupaba una posición favorable dentro del promedio latinoamericano que ronda los 120 COP/kWh.

5.3.2. Contexto nacional

La CREG definió mediante la resolución 119 de 2007, el establecimiento de la fórmula tarifaria general que deben aplicar los comercializadores minoristas en el sistema interconectado nacional, para calcular los costos máximos de prestación del servicio de energía eléctrica y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados (CREG, 2007).

En la resolución 119 de 2007 de la CREG, se establece el costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, el cual “corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una

de las actividades de la cadena eléctrica”. Tiene dos componentes, uno variable, correspondiendo al costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en (COP/kWh) y uno fijo en (COP) por factura (CREG, 2007).

Formula costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica. (CREG, 2007).

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

Donde:

$CUv_{n,m,i,j}$: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (COP/kWh)

n : Nivel de tensión de conexión del usuario.

m : Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

i : Comercializador Minorista.

j : Mercado de Comercialización.

$G_{m,i,j}$: Costo de compra de energía (COP/kWh)

T_m : Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (COP/kWh)

$D_{n,m}$: Costo por uso de Sistemas de Distribución (COP/kWh)

$Cv_{m,i,j}$: Margen de Comercialización expresado en (COP/kWh)

$R_{m,i}$: Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en (COP/kWh).

$PR_{n,m,i,j}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en (COP/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión.

$CUf_{m,j}$: Componente fijo del Costo Unitario de Prestación del Servicio (COP/factura).

$Cf_{m,j}$: Costo Base de Comercialización (COP/factura).

Los cambios en la tarifa de un período a otro dependen de diferentes variables, los cuales están sujetos al comportamiento del índice de precios al consumidor (IPC), el índice de precios al productor (IPP), la oferta y demanda de energía, entre otros.

El componente $G_{m,i,j}$ representa el costo de compra de la energía que realiza el comercializador en el Mercado Mayorista. Este componente varía dependiendo de los precios de la Bolsa de Energía y de los precios establecidos en los contratos bilaterales de suministro de largo plazo con destino al mercado regulado, suscritos previamente por los comercializadores.

“En condiciones normales de operación, el precio de bolsa corresponde al mayor precio de oferta de las unidades que han sido programadas para generar en el despacho ideal y que no presentan inflexibilidad. Este precio en el sistema interconectado, representa un valor único para cada periodo horario” (XM, 2021c).

5.3.3. Subasta energética

Para poder hacer frente al nivel de competitividad que requiere las energías limpias, se han creado los modelos de subasta que son ampliamente usados en países de Europa como Dinamarca, Francia, Portugal, Reino Unido, pero también en América del Sur como Brasil (Bichler, et al, 2020). En ellos se establecen las pautas en aspectos de incentivos, tarifas y otros subsidios que promueven la implementación de proyectos en la generación de energía eléctrica amigable con el medio ambiente. (Bichler, et al, 2020).

En Colombia, se ha adoptado el modelo de subasta con el fin de concretar los compromisos entre los generadores y los inversionistas. Estos están denominados como subastas de asignación de obligaciones de energía en firme. Por otra parte se encuentran las subastas para la contratación de largo plazo cuya finalidad es la de contratar los servicios a futuro para complementar los mecanismos existentes en el mercado mayorista (XM, 2021a).

Los tipos de subasta son:

- Subastas para asignación de obligaciones de energía firme: “Las subastas se programan con el propósito de asignar las obligaciones de energía firme entre los generadores y los inversionistas para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes” (XM, 2021a).
- Subastas para la contratación de Largo Plazo – Ministerio de Minas y Energía: “Es el mecanismo definido por el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución 4-0590 de 2019, para promover la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista, en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018” (XM, 2021a).

En febrero de 2019 por medio de la subasta de contratos de largo plazo, se concretó la participación de 5 proyectos de energía eólica y 3 solares, mientras que en el marco de la subasta por cargos de confiabilidad se establecieron acuerdos con 6 proyectos eólicos y 2 solares (UPME, 2019a).

5.3.4. Integración de las energías renovables en Colombia año 2015

Basados en la información recolectada por el operador del mercado XM, los acuerdos definitivos de la Subasta Energética efectuada en el año 2019, se presenta a continuación los avances que hasta el momento se tienen como base para promover la participación de las energías renovables dentro de la matriz energética colombiana.

El trabajo realizado por el BID y la UPME, consolidado en el documento “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia”, presenta un análisis detallado sobre los indicadores que deben cumplir los proyectos de generación con fuentes renovables, pero para la investigación, se aborda solamente las fuentes eólica y solar.

Para comprender el análisis de este estudio, es necesario introducir conceptos como el WACC, definida como “costo promedio ponderado del capital” la cual “pondera los costos de cada una de las fuentes de capital, teniendo en cuenta que puede ser mediante recursos propios o de terceros” (Molina, 2016).

La TIR es “la tasa interna de rentabilidad o de retorno de un proyecto de inversión. Este concepto tiene una utilidad particular cuando queremos conocer la rentabilidad que nos genera un proyecto de inversión que requiere una serie de desembolsos a lo largo del tiempo y que, también, permite obtener una serie de ingresos” (Castillo, 2011).

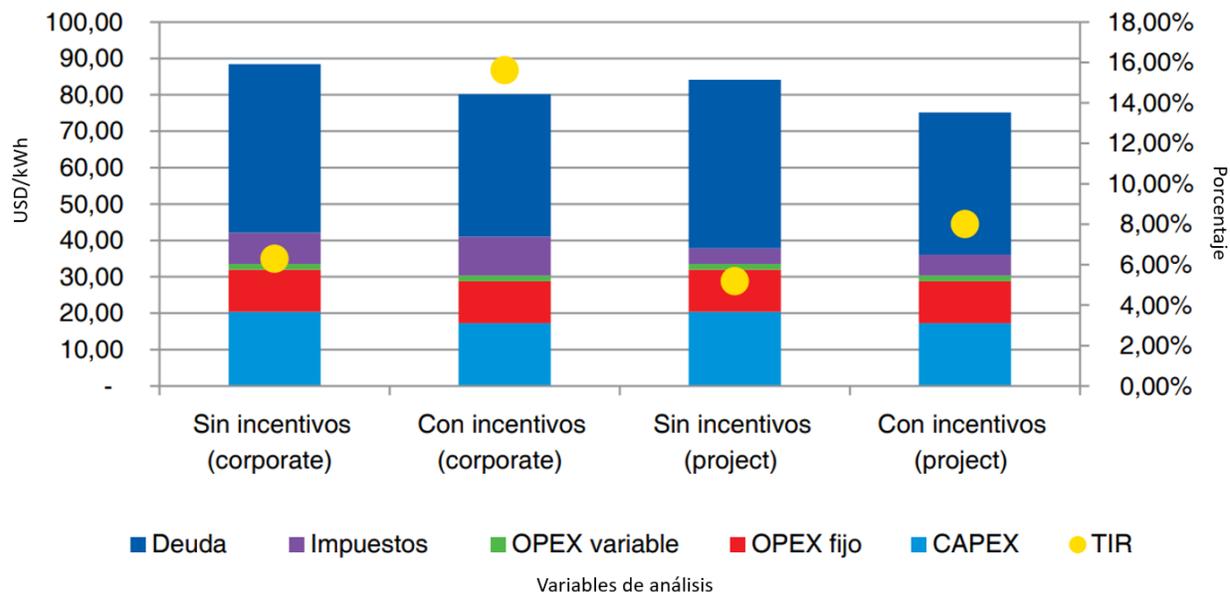
Por otra parte, el CAPEX corresponde a los costos de capital, mientras que el OPEX corresponde a los costos de operación (García Montoya, 2021).

El LCOE, costo nivelado de la electricidad, “se refiere a las estimaciones de los ingresos necesarios para construir y operar un generador durante un período de recuperación de costos especificado” (U.S. Energy Information Administration, 2021).

Para comparar los beneficios que tiene la Ley 1715 de 2014 “se evalúa el modelo considerando el proyecto eólico independiente (Project) y cuando el proyecto es parte de un portafolio de inversión (Corporate)” (UPME, 2015).

La *Figura 7*, contiene el comportamiento de la TIR para proyectos con incentivos y sin incentivos teniendo en cuenta los beneficios de la Ley 1715 de 2014 y el desempeño de las variables deuda, impuesto, OPEX fijo, OPEX variable y CAPEX. Para este análisis “solo bajo el modelo de financiamiento corporativo con incentivos el proyecto es rentable, dado que consigue una TIR más alta que el WACC de 7,9%, la cual “corresponde a la mínima rentabilidad posible del proyecto” (UPME, 2015).

Figura 7. Comportamiento de la TIR para proyectos eólicos

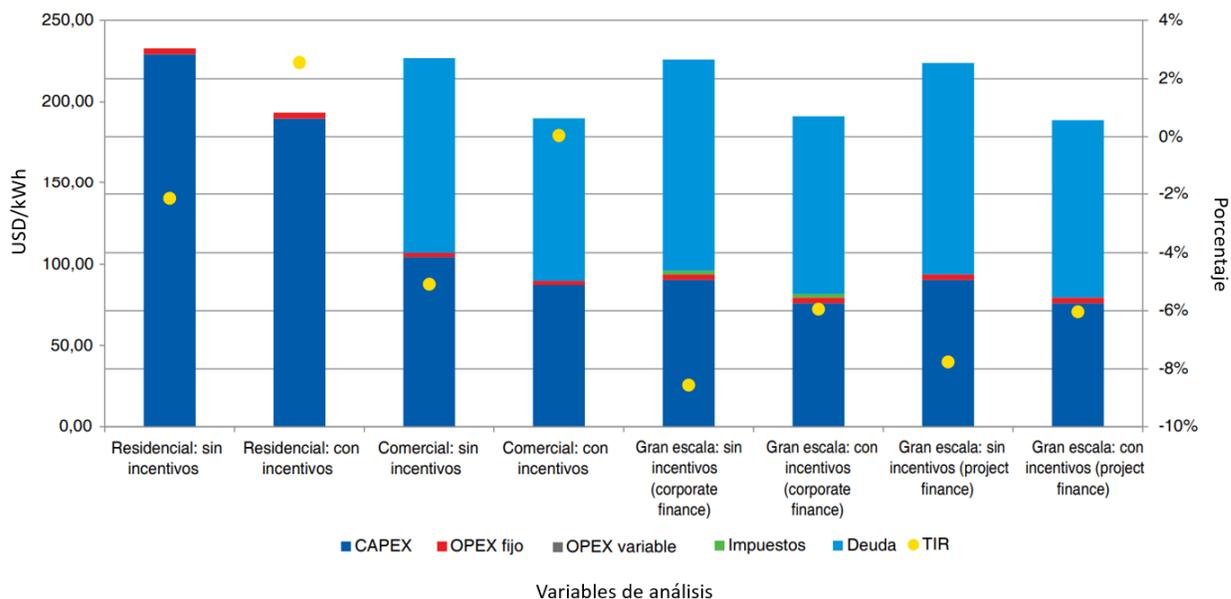


Fuente: Tomado de “Integración de las energías renovables no en Colombia”, por UPME, 2015, (<https://bit.ly/3ENA9TG>)

En la *Figura 8* se presenta el análisis para la generación energía solar fotovoltaica con los mismos indicadores que la eólica, sólo que la caracterización se hace en proyectos residencial, comercial y a gran escala con los incentivos de la ley Ley 1715 de 2014 y sin ellos. Para los proyectos de generación de energía solar fotovoltaica, se evidencia que:

“el impacto de los incentivos es simplemente el de reducir los impuestos en los primeros años a través de la depreciación acelerada y la deducción de renta, teniéndose que bajo el régimen de financiamiento por proyecto, este nunca obtiene suficientes ganancias” (UPME, 2015).

Figura 8. Comportamiento de la TIR para proyectos solares.



Fuente: Tomado de “Integración de las energías renovables no en Colombia”, por UPME, 2015, (<https://bit.ly/3bGbKTt>)

La Resolución 30 de 2018, permite que proyectos solares de pequeña escala puedan entregar excedentes al SIN (CREG, 2018). Bajo esta perspectiva, el documento de la UPME, presenta una propuesta con varios escenarios, específicamente para sector residencial y comercial.

La *Tabla 4* presenta los 6 escenarios bajo los cuales se evalúa la posibilidad de que los proyectos de generación a pequeña escala sean rentables, estableciendo supuestos como capacidad instalada, costo de instalación y esquemas de crédito. Dependiendo del interés que se tenga para invertir en este tipo de proyectos de pequeña escala, se deberá evaluar el escenario adecuado y así tomar una decisión, por ejemplo, en el escenario 5 que presenta una TIR alta, no necesariamente trae una recuperación de la inversión en el corto plazo. (UPME, 2015).

Tabla 4. Comparación de la TIR y el tiempo de recuperación de inversión.

Escenario	LCOE (USD/MWh)	Precio de energía (USD/MWh)	TIR	Recuperación de la inversión (años)
Caso 1 - ahorros Tarifa sin contribución	193	175	0,9%	23,4
Caso 2 - ahorros Tarifa con contribución	193	211	2,5%	20,4
Caso 3 - facturación neta (créditos a precio de bolsa) Tarifa con contribución	193	211	4,3%	17,3
Caso 4a - medición neta Tarifa con contribución	193	211	7,1%	13,6
Caso 4b - medición neta + deducción en renta Tarifa con contribución	193	211	11,2%	8,8
Caso 5 - comercial a tarifa con contribución y facturación neta	190	168	12,8%	17,9

Fuente: Tomado de “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia”, por UPME, 2015, (<https://bit.ly/3CQ5owX>)

5.4. ANÁLISIS DE INCENTIVOS EN COLOMBIA FRENTE A OTROS PAISES.

5.4.1 Acciones para la promoción de las FNCER en Colombia

De acuerdo con el estudio Energy Supply Situation in Colombia (Departamento Nacional de Planeación, 2017), para el 2017 se tenían identificadas las siguientes barreras a la hora de implementar proyectos con FNCER, barreras que se tuvieron en cuenta para crear las nuevas leyes para promover el uso de fuentes no convencionales. En la *Tabla 5* se resume la descripción por cada una de las barreras identificadas en el documento:

Tabla 5. Barreras para la implementación de FNCER en Colombia.

BARRERA	DESCRIPCIÓN
Institucional	<ol style="list-style-type: none"> 1. Intervención de muchas instituciones. 2. Desarticulación institucional entre la visión del Ministerio de minas y energía y la CREG 3. Falta liderazgo institucional. 4. No se resalta la importancia de las FNCER. 5. Los operadores de redes de distribución no tienen interés en conectar con terceros.
Económica	<ol style="list-style-type: none"> 1. Percepción de altos costos de las FNCER. 2. Remuneración. 3. Dificultades de financiamiento. 4. Condiciones del mercado. 5. No valoración de externalidades positivas. 6. Altos costos transaccionales.
Regulatoria	<ol style="list-style-type: none"> 1. Definición adecuada de cargo por confiabilidad. 2. Falta de contratos de largo plazo. 3. Tratamiento de las desviaciones en el despacho. 4. Falta regulación sobre generación distribuida. 5. Procedimiento complejo para obtener licencias ambientales. 6. Falta regulación para la medición bidireccional. 7. Normatividad técnica para conexión de plantas eólicas.

Tecnológica	<ol style="list-style-type: none">1. Capital humano capacitado.2. Falta de madurez tecnológica.3. Infraestructura de transporte.4. Medición del potencial de recursos y difusión de información sobre la FNCER.
-------------	--

Fuente: Adaptado de “Energy Supply Situation in Colombia”, por DNP, 2017, (<https://bit.ly/3kb5eZT>)

La *Tabla 6* presenta el compendio de estas acciones legislativas que se han venido desarrollando con el fin de superar las barreras en la implementación de FNCER y así promover su masificación. Se destaca que la ley más reciente de 2019, reglamenta la compra de energía a aquellas empresas que usen fuentes no convencionales, por una parte, se promueve la implementación de estos proyectos y por otra, permite una mejora en los ingresos de las empresas con la compra de esta energía. (Castaño-García & García-Rendon, 2020).

Tabla 6. Acciones legislativas recientes para la promoción de la FNCER en Colombia.

Documento	Descripción
Resolución 030 de 2018 (CREG)	Regula las actividades de autogeneración a pequeña y gran escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
Resolución 038 de 2018 (CREG)	Establece las reglas para la actividad de autogeneración en las Zonas No Interconectadas (ZNI).
Resolución 40072 de 2018 (MME)	Implementación de la Infraestructura en Medición Avanzada, AMI por sus siglas en inglés, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
Resoluciones 40791 y 40795 de 2018 (MME)	Abre la convocatoria para la primera subasta de contratos de largo plazo de energía eléctrica (a 10 años), la cual buscan incentivar la instalación de FNCER.
Resoluciones 103 y 104 de 2018 (CREG)	Abre la subasta para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2022 y el 30 de noviembre de 2023.
Resolución 098 de 2019 (CREG)	Establece las condiciones para la incorporación de sistemas de almacenamiento con baterías en el SIN.
Resoluciones 40590 y 40591 de 2019 (MME)	Establece los procedimientos para el desarrollo de subastas de energía renovable no convencional, reemplazando la 40791 de 2018.
Ley 1955 de 2019	Establece que entre un 8 y 10 % de las compras de energía de los comercializadores deben ser de fuentes de energía renovables no convencionales.

Fuente: tomado de “Análisis de los incentivos económicos en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Colombia”, por Castaño, M., García, J. J, 2020, *Lecturas de economía*, 93, 41.

Ahora bien, teniendo en cuenta que hay muchos países, especialmente en Europa, que han implementado en su escenario energético en la generación con fuentes no convencionales, se encuentra que hay una variada gama de medidas adicionales que se pueden implementar en Colombia con el fin de incentivar la generación con FNCER.

La *Tabla 7* muestra información de las políticas adoptadas por algunos países que a nivel mundial le han apostado a la implementación de proyectos de generación de energía eléctrica basado en fuentes no convencionales, dentro de estos se destacan estrategias como reducción y exoneración de impuestos, modelos de subastas, depreciación de activos y financiación.

Tabla 7. Acciones entre Colombia y otros países en la promoción de las FNCER.

País	Estrategia
Colombia	<ul style="list-style-type: none"> -Deducción de impuesto de renta en 50%. -Exención de IVA y aranceles. -Depreciación acelerada de activos. -Modelo de subasta que busca asegurar la inclusión de energías renovables a la matriz energética.
Costa Rica	<ul style="list-style-type: none"> -Exoneración del impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes. -Crédito fiscal aplicable al impuesto sobre la renta. -Utilización de un método de depreciación acelerada. -Descuento en impuestos por la compra de vehículos eléctricos.
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> -Existe un modelo de subasta. -Inversión de 25 mil millones de dólares hasta el 2030. -Reducción del 14% al 2% en impuesto a importación de equipos para instalaciones fotovoltaicas. -También se introducen importantes exenciones impositivas sobre parte de la electricidad de los prosumidores. En concreto, se aplicarán los impuestos ICMS y PIS/Cofins solamente sobre la electricidad recibida de la distribuidora y no compensada. -Líneas de crédito con tasas bajas. -Venta de excedente de energía renovable en el mercado libre.
Alemania	<ul style="list-style-type: none"> -Modelo de subasta energética. -Financiación de proyectos de generación de energía renovable desde el principio. -Permitir el acceso al sistema de subasta a los pequeños generadores domésticos. -Feed-in-Tariffs. Primas a proyectos generadores de energía de baja potencia. -Ley de preferencia de las energías renovables. -Tarifa constante durante 20 años. (2000, 2004).
Australia (2016)	<ul style="list-style-type: none"> -Mercado de certificados verdes. -Certificación de regular de energía limpia. -LRET. Incentivos financieros para estaciones de energía renovable a gran escala (>100kW). -SRES. Promoción del uso de energías renovables a pequeña escala (<100kW).

	<ul style="list-style-type: none">-Certificados de generación de energía limpia a pequeña y gran escala.-Fondo de reducción de emisiones.-Presupuesto para Solar Towns.-Subastas inversas del gobierno.-Corporación financiera de energías limpias.-Financiación de proyectos de energías renovables.
--	--

Fuente: Elaboración propia de los autores, adaptado de “Estudio de mercado de energía en países de Alemania, Australia, Noruega”, por ICEX, 2013-2017.

5.5. ENTES REGULADORES

El Ministerio de Minas y Energías es el principal organismo que encabeza toda la gestión del aprovechamiento de los recursos minero energéticos en el país (Ministerio de Minas y Energía, 2020), sin embargo, en el ministerio están adscritas, además de otras, la UPME y la CREG que son los dos organismos que rinden cuentas, suministran información y a quienes se les ha encargado la planeación y vigilancia en la diversificación de la matriz energética con el propósito de incluir fuentes renovables no convencionales.

5.5.1. UPME

“La Unidad de Planeación Minero Energética es un organismo adscrito al Ministerio de Minas y Energía creada con el fin de liderar la transformación minero-energética, formulando y apoyando la política pública en el marco de un futuro sostenible establecido en la Ley 143 de 1994” (UPME, 2020).

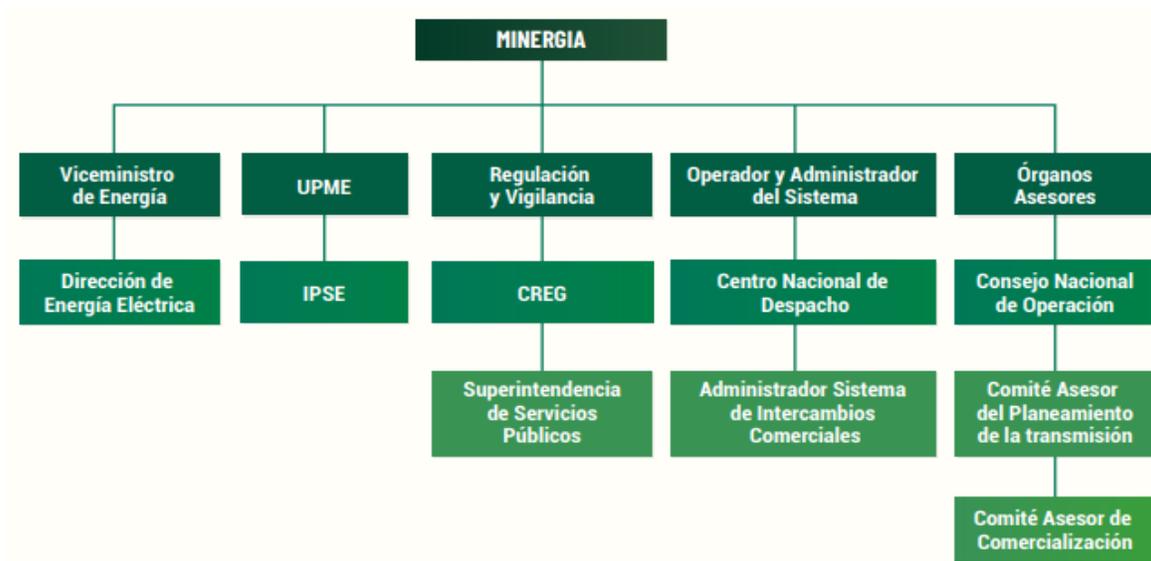
De forma paralela, reporta sus resultados y divulga información para la toma de decisiones al Ministerio de Minas y Energía.

5.5.2. CREG

“La comisión de Regulación de Energía y Gas es también un organismo adscrito al Ministerio de Minas y Energía cuya función es la de regular la prestación de servicios públicos, promoviendo las actividades justas de las empresas que brindan servicios. Así mismo, proporciona información oportuna para la toma de decisiones promoviendo transparencia y sustentabilidad” (CREG, 2020).

Como se muestra en la *Figura 9* las dos entidades trabajan con independencia brindando información para la toma de decisiones, la UPME desde los aspectos estratégicos y la CREG desde la regulación y la vigilancia (UPME, 2019b).

Figura 9. Entidades subsector energía eléctrica



Fuente: tomado de “Guía para la incorporación de la dimensión minero energética en el Ordenamiento Departamental”, por UPME, 2015, (<https://bit.ly/3F2anLR>)

6. HIPÓTESIS

La entrada en vigencia de la ley 1715 de 2014 junto con la diversificación de la matriz energética colombiana por medio de FNCER, permitirá suponer que los precios de generación con fuentes tipo eólica y solar son económicamente menos costosos con respecto a los precios que actualmente se manejan en la bolsa energética colombiana.

7. DISEÑO METODOLÓGICO DE LA INVESTIGACIÓN

Este capítulo se centra en la descripción de la forma en que se lograrán los objetivos de la investigación y se presenta de forma gráfica el resumen por cada objetivo.

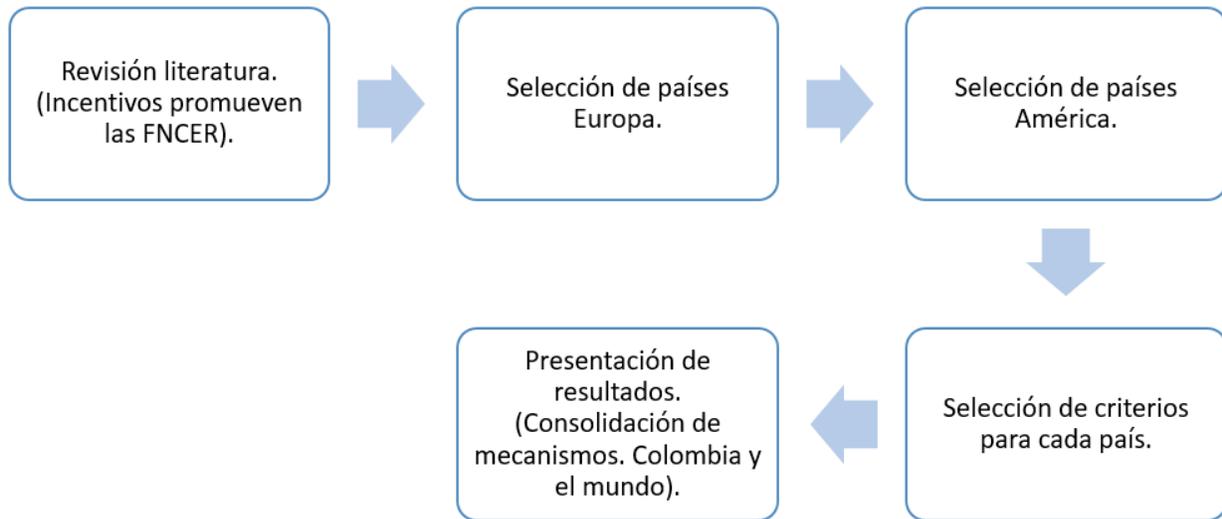
7.1. Enfoque, diseño y alcance de la investigación

Las características de esta investigación se centran en la recolección de datos. Por una parte, se analiza la información de los resultados obtenidos en otros países al diversificar la matriz energética implementando el uso de energías renovables bajo el esquema de subastas, y por otra, los compromisos adquiridos en el modelo de subasta implementado en Colombia, para la promoción del uso de energías renovables.

El eje central de la investigación es la revisión bibliográfica del estudio realizado por la UPME en el cual se evalúa la viabilidad económica de la implementación de proyectos de generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales (UPME, 2015). Así mismo, se evalúa cómo la entrada en vigencia de la Ley 1715 de 2014 brindó beneficios económicos para la promoción de FNCER (CREG, 2014).

El diseño de la investigación es cuantitativo transversal no experimental de tipo descriptivo. La *Figura 10* presenta el resumen metodológico, en el cual se analiza la información de las bases de datos de la entidad XM relacionada con el volumen de los embalses, el precio en bolsa y la demanda en un periodo comprendido entre el año 2000 y 2020. La información suministrada en la entidad es diaria y se toma de esta forma con el fin de obtener la cantidad de datos suficientes para el tratamiento de la información.

Figura 10. Esquema metodológico objetivo 1.

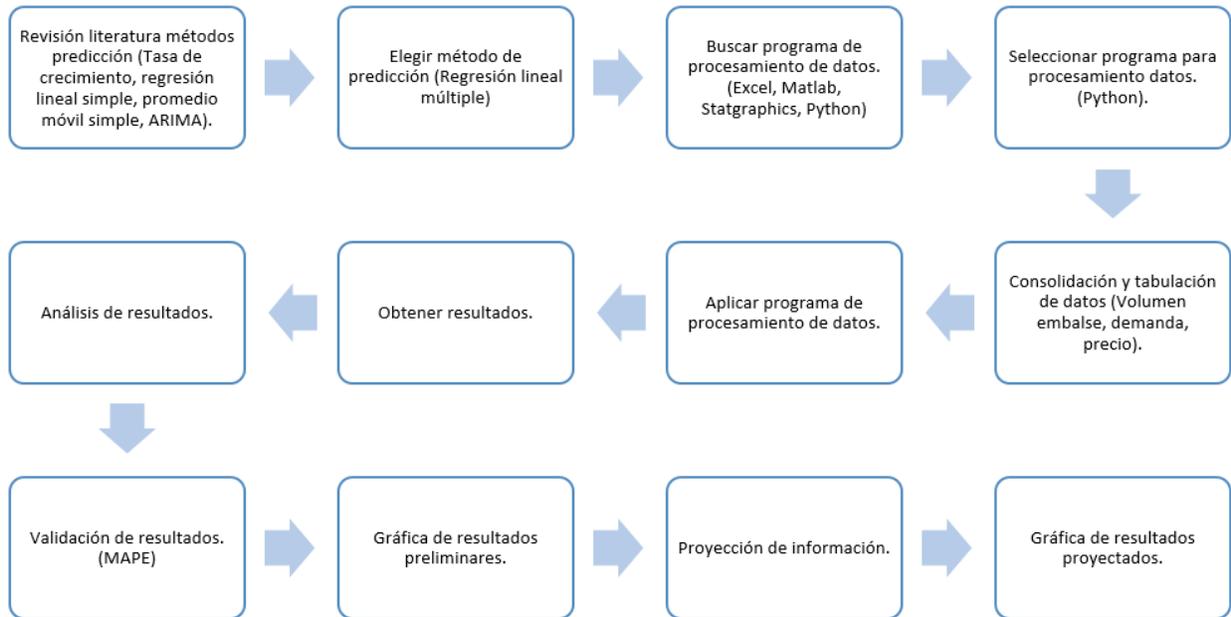


Fuente: Elaboración propia de los autores.

La representación del comportamiento actual del precio de la energía eléctrica se basa en la relación que tienen las variables de volumen de embalses y la demanda de energía (CREG, 2014).

La *Figura 11* muestra el resumen metodológico para este segundo objetivo el cual emplea el modelo de regresión lineal múltiple, tomando como valores de entrada, el volumen de embalse y la demanda, cuya relación brinda información del precio (Granados, 2016). Este modelo ajusta los valores en los que la información presenta valores extremos que pueden sesgar el pronóstico. Dicho modelo será la base para predecir el precio hasta el año 2039.

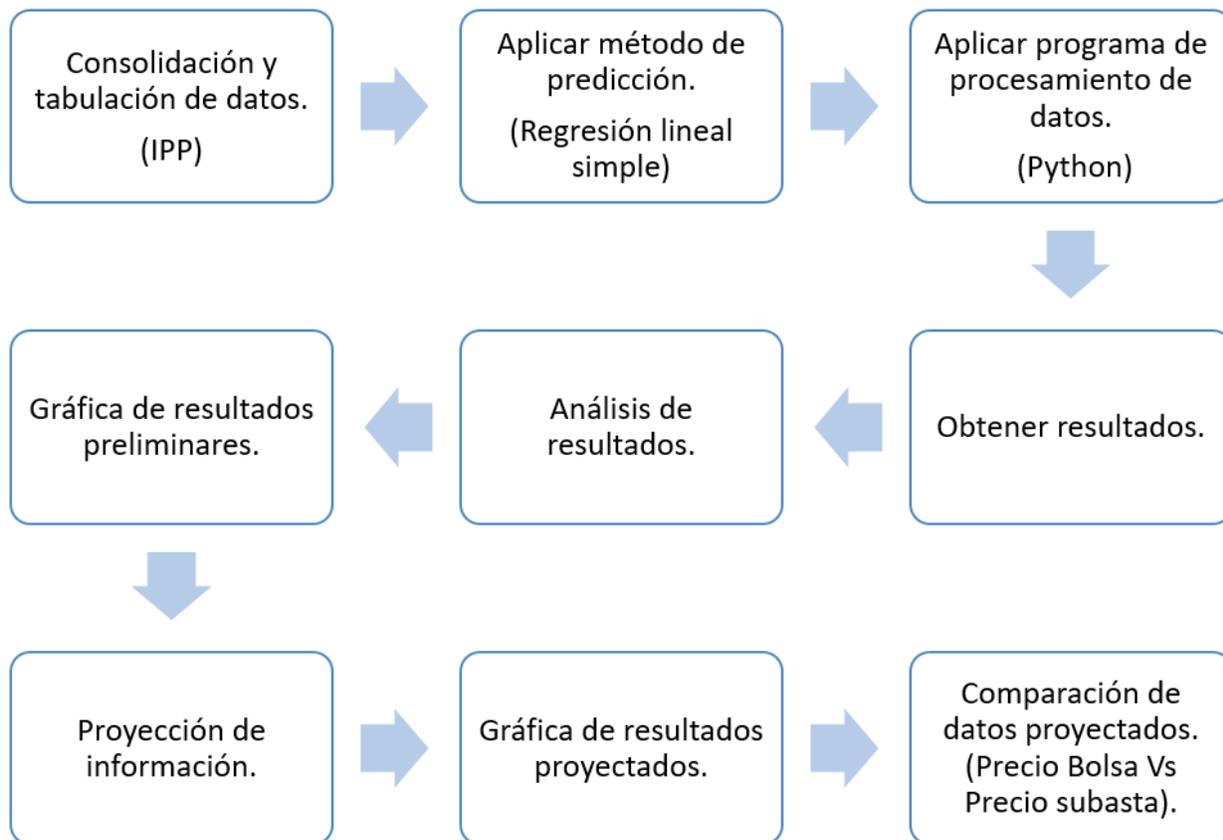
Figura 11. Esquema metodológico objetivo 2.



Fuente: Elaboración propia de los autores.

Finalmente, la *Figura 12* presenta el resumen metodológico del objetivo3 el cual, teniendo en cuenta el incremento mensual del precio basado en el valor que tome el IPP, tal y como fue pactado en la subasta energética efectuada en 2019, se realiza una comparación de los precios en bolsa. De acuerdo con el modelo encontrado, se proyectan los precios futuros hasta el 2040.

Figura 12. Esquema metodológico objetivo 3.



Fuente: Elaboración propia de los autores.

Con esta investigación se busca presentar qué tan competitiva es la tarifa que tiene la generación de energía eléctrica con respecto a los precios de generación establecidos en la bolsa nacional colombiana. En este sentido, se busca demostrar que vale la pena invertir en proyectos con FNCER, en especial fuentes eólica y solar.

7.2. Variables objeto de la investigación

En el mercado energético colombiano, se tienen establecidas unas variables que afectan la tarifa del factor generación. Estas variables permiten establecer unos contratos futuros de energía

entre generadores y comercializadores y son monitoreadas en la bolsa de energía para establecer las tarifas hora a hora para los usuarios (ACIEM, 2020).

El parque generador colombiano cuenta con tecnologías con fuentes convencionales y no convencionales, que entregan la demanda comprometida al sistema interconectado nacional a diferentes tarifas (ACOLGEN, 2021).

Para analizar el comportamiento de las tarifas en las fuentes de energía renovables eólica y solar, se tiene como variables objeto de la investigación:

- Tarifa.
- Demanda de energía.
- Volumen de los embalses.
- Índice de precios al productor.

7.2.1. Definición conceptual de las variables

- Tarifa: “es el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente” (CREG, 2007).
- Demanda de energía: “corresponde al valor de la demanda de energía eléctrica del conjunto de usuarios regulados y no regulados que son atendido por un comercializador” (CREG, 2007).
- Volumen de los embalses: “es el monto disponible de la reserva que se puede utilizar para generación” (XM, 2020b).
- Índice de precios al productor: “reporta la variación promedio de los precios de una cesta de bienes que se producen en el país para consumo interno y para exportación, incluye sector primario y secundario” (DANE, 2021).

7.2.2. Definición operacional

Por ser esta una investigación de tipo descriptivo, la definición operacional de las variables no requiere manipulación directa de las mismas, solamente emplearemos los datos históricos de las variables que se muestran a continuación:

- Tarifa: su unidad es el Peso colombiano representado por las siglas COP.
- Demanda: de acuerdo con el operador del mercado XM, su unidad es el GWh.

La *Figura 13* presenta el comportamiento promedio anual del precio de la energía eléctrica entre el año 2000 y 2020 donde puede evidenciarse la alta volatilidad debido a la dependencia de los niveles de embalse, así mismo, el precio más alto se registró en el año 2015 y los precios más bajos se ubican en los años 2011 y 2017.

Figura 13. Comportamiento del precio histórico en promedio año de la bolsa nacional.

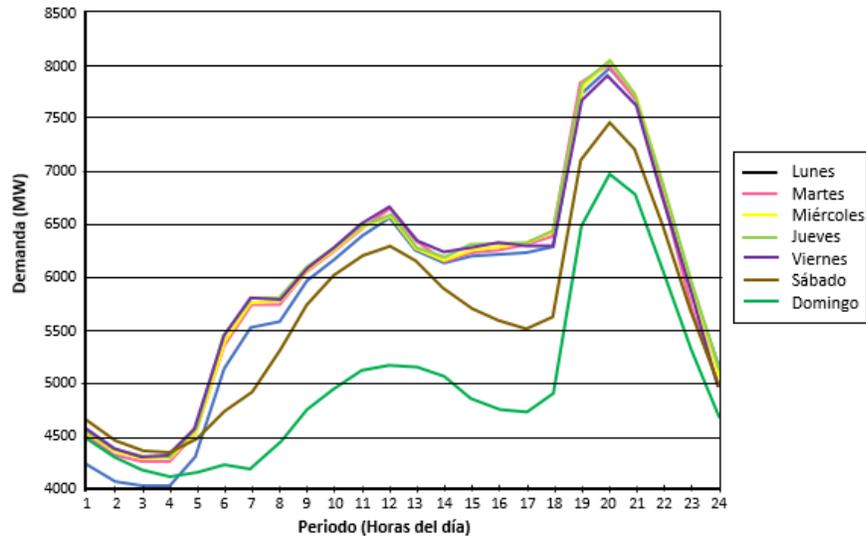


Fuente: adaptado de “Transacciones y precio”, por CM, 2021, (<https://bit.ly/2ZXJrO8>)

Se presenta en la *Figura 14* el comportamiento de la demanda a lo largo de un día de forma histórica donde se puede identificar la diferencia del consumo para días habituales y fin de semana. Los valores promedio de consumo de energía son registrados en las franjas horarias de

las 10 a las 14 horas, por otra parte, de las 18 a las 21 horas, se presenta un mayor consumo de energía. Los días lunes a viernes presentan un mayor consumo comparado con los promedios registrados los fines de semana. (XM, 2020c).

Figura 14. Demanda de energía en Colombia



Fuente: adaptado de “Históricos de demanda”, por XM, 2019. (<https://bit.ly/3mLQp1x>)

- Volumen del embalse: “es el monto disponible de la reserva que se puede utilizar para generación su unidad es el Mm³”
- Índice de precios al Productor (IPP): corresponde al dato registrado por el DANE en un mes específico.
-

Para obtener el valor futuro del incremento en el precio pactado en la subasta energética de 2019, se empleará la siguiente fórmula:

$$P_t = P_{tadj} * \frac{IPP\ COL_t}{IPP\ COL_{tadj}}$$

Donde:

P_t : Valor Adjudicado en la Subasta y/o en su Mecanismo Complementario actualizado para el mes t , expresado en pesos colombianos por kilovatio hora [COP/kWh].

P_{tadj} : Valor Adjudicado en la Subasta y/o en su Mecanismo Complementario en el mes de octubre del 2019 en pesos por kilovatio hora [COP/kWh].

$IPP\ COL_t$: Índice de Precios al Productor de la serie oferta interna para el mes t publicado por el DANE.

$IPP\ COL_{tadj}$: Índice de Precios al Productor de la serie oferta interna del mes t adjudicado de octubre del 2019 publicado por el DANE.

La descripción de la fórmula para calcular el incremento al precio se especificó en el Contrato de Suministro de Energía a Largo Plazo - V. 2.3 (UPME, 2019c). Con este incremento el precio, se busca comparar el precio de la bolsa energética colombiana frente al precio y su incremento pactado en la subasta.

7.3. Población y muestra

La muestra, se divide en dos partes, la primera parte presenta la información de las estrategias de los países en materia de la promoción de energías renovables como los son Costa Rica, Brasil, Alemania y Australia. Se tomaron estos países porque presentan información amplia en su gestión para la promoción en la generación con dichas fuentes. La segunda parte corresponde a los cerca de siete mil registros que, de forma diaria, muestran los valores que tomaron en su momento las variables de volumen de embalse, demanda y precio, comprendido entre los años 2000 y 2020. Esta información proviene del operador del mercado energético XM

Para cumplir con los objetivos establecidos, se definen como unidades de análisis los países que generan incentivos para promover las FNCER y la información registrada de demanda, volumen de los embalses y precio de energía en Colombia. En este sentido, para el pronóstico del precio con FNCER se tomará la información de las 4 empresas eólicas y las 3 empresas solares que cumplieron con los requisitos de la subasta energética de 2019.

La *Tabla 8* presenta las 7 empresas que cumplieron con los requisitos de la subasta energética, como población de estudio. Para la energía eólica se identifican 4 empresas y para la energía solar, 3 empresas.

Tabla 8. Empresas por tipo de generación

EOLICA	SOLAR
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	Trina Solar Generador Colombia - Campano S.A.S E.S.P.
Eolos Energía S.A.S. E.S.P.	Trina Solar Generador Colombia - Cartago S.A.S. E.S.P.
Jemeiwaa Ka í S.A.S. E.S.P	Trina Solar Generador Colombia- San Felipe S.A.S E.S.P.
Vientos del Norte S.A.S E.S.P	

Fuente: Elaboración propia adaptada de “Mecanismo complementario de la subasta CLPE 02-2019” por UPME, 2020, (<https://bit.ly/31x7GTP>).

7.4. Selección de métodos o instrumentos para recolección de información

El método principal para la recolección de la información, es la búsqueda y análisis de los datos registrados por las entidades nacionales en temas relacionados a las variables definidas, tales como demanda, generación de energía eléctrica desde sus diversas fuentes, publicación de tarifas, así como el histórico y pronóstico tanto de la demanda como de las tarifas de energía eléctrica. Esta información proviene de las entidades: UPME, la CREG y el administrador del mercado XM, los cuales generan informes mensuales de históricos y generan pronósticos anuales de demanda.

7.4.1. Procedimientos y técnicas para la aplicación de instrumentos

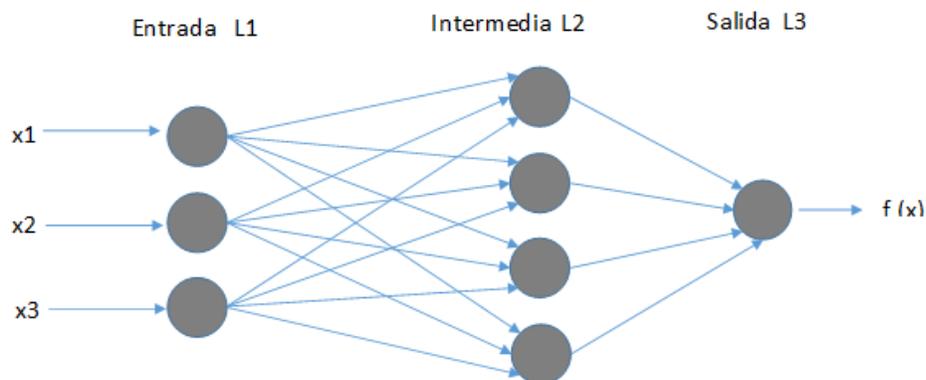
Debido a que esta investigación no requiere del diseño de un instrumento de medición para lograr los objetivos, sí necesita del uso de herramientas y modelos computarizados previamente creados para el análisis de históricos de datos. En la investigación se emplea un modelo de pronóstico de series temporales llamado Redes Neuronales por medio de un lenguaje de programación llamado Python. Se emplea el modelo *forecasting*, el cual “predice el valor futuro de una serie temporal de acuerdo con el comportamiento pasado” (Amat, 2021a). Este modelo se

basa en una regresión lineal múltiple debido a que “más de una variable tiene influencia con el valor de una tercera variable” (Granados, 2016), como se explicará más adelante, el precio depende del volumen de los embalses y la demanda.

“Las redes neuronales son un modelo computacional diseñado para ordenar operaciones matemáticas con una estructura determinada. La estructura es representada por medio de capas, las cuales contienen neuronas que realizan una operación sencilla conectándose con las neuronas de la capa anterior y de la capa siguiente mediante pesos, regulando la información que se propaga de una neurona a otra” (Amat, 2021b).

La *Figura 15* presenta de forma gráfica una red neuronal general compuesta por sus capas de entrada, capa intermedia y capa de salida.

Figura 15. Representación de la red neuronal.



Fuente: adaptado de “Redes neuronales”, por Amat, J, 2021, (<https://bit.ly/3wgpJca>).

Procesamiento de datos históricos

Para la investigación se procesan las variables objeto de estudio, las cuales se encuentran disponibles en la base de datos BI del operador del mercado XM. La información se encuentra actualizada y disponible en formato Excel por día para cada año, para esta investigación se toma el periodo desde enero del año 2000 hasta diciembre del 2020, con un total de 7.659 datos para cada variable. La información de las 3 variables objeto de estudio se consolida en un libro en Excel.

Variables de Entrada.

- Nivel de embalse. (2000-2020)
- Demanda de energía. (2000-2020)
- Precio de la bolsa nacional. (2000-2020)

Variable de Salida.

- Predicción de precio de la bolsa nacional. (2021-2039).

Código Python

El procesamiento de los datos ocurre con un código de programación en Python para vincular los valores históricos de las variables objeto de estudio, para obtener el pronóstico del precio, el cual se obtiene por medio de una regresión lineal múltiple con redes neuronales. Para la investigación se genera un código en Python que reposa en un Google Colab, el cual permite visualizar cómo se ejecuta el entrenamiento de las variables y su validación.

Para el funcionamiento de la red neuronal, se emplea un 95% de los datos para entrenarla el cual corresponde a los valores desde el año 2000 hasta el año 2019, el restante 5% se emplea para validar que el modelo, que corresponde al año 2020. El objetivo de validar la información con los datos más recientes, es generar un modelo lo más cercano posible a las variables de volumen de embalses y demanda de energía.

Registro de datos

El código Python captura la información previamente consolidada en el libro de Excel y lo ejecuta para presentar el comportamiento de las variables. Debido a que el programa que procesa los datos es robusto, se pueden analizar las variables tal y como vienen. Sin embargo, hacerlo de esta manera lleva mucho tiempo, por lo que se ajusta la escala de cada unidad, llevándolo a 2 enteros y 2 decimales, en la *Tabla 9* se muestra un ejemplo de cómo se ajustaron los datos reales para el procesamiento de la información.

Tabla 9. Valores ajustados de las variables.

Periodo	Dato real			Dato ajustado		
	Precio (COP/kWh)	Nivel Embalse (Mm3/día)	Demanda (kWh)	Precio (COP/kWh)	Nivel Embalse (Gm3/día)	Demanda (PWh)
2000-1	36,774	298,924	108.201,2053	36,77	29,89	10,82

Fuente: elaboración propia de los autores adaptado de “Portal BI-Históricos”, por XM, 2021, (<https://bit.ly/3G98ehU>).

Entrenamiento

En el proceso de entrenamiento, la red neuronal ajusta el valor de los pesos generando predicciones con valores con tendencia a minimizar al máximo el error promedio, de esta manera el modelo identifica el comportamiento de las variables de entrada y la forma en que se relacionan con la variable a predecir.

Pronóstico utilizando redes neuronales artificiales con Python

Con los resultados del entrenamiento de la red neuronal, se obtienen de forma tabular y grafica los resultados de la predicción para el periodo 2021 a 2039.

8. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

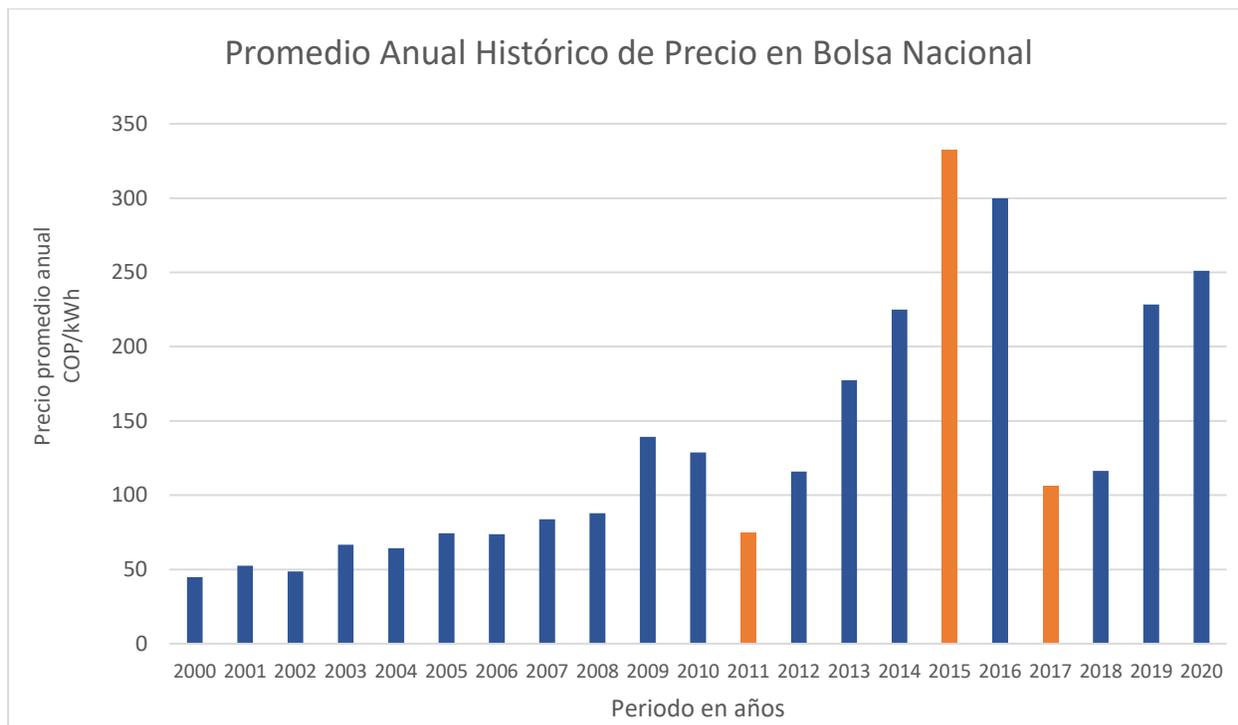
8.1. MODELO PARA EL PRONÓSTICO DE PRECIOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA BOLSA DE ENERGÍA EN COLOMBIA.

Comportamiento histórico del precio de la energía eléctrica en la bolsa nacional en Colombia.

La volatilidad de los precios de energía eléctrica en la bolsa colombiana depende de una pluralidad de variables, dentro de las cuales el PIB, la demanda de energía eléctrica y el volumen de los embalses ejercen un efecto importante (Barrientos, 2012).

La *Figura 16* presenta el comportamiento del precio promedio de la energía en la bolsa eléctrica de Colombia durante el periodo 2000 al 2020, con una tendencia no lineal y con puntos de inflexión altos y bajos. La tendencia de los datos está en una disminución para el año 2011, un precio máximo en los años 2015 y 2016, otra disminución en el año 2017 y un aumento del precio para los años 2019 y 2020.

Figura 16. Precio promedio anual histórico de la bolsa nacional.

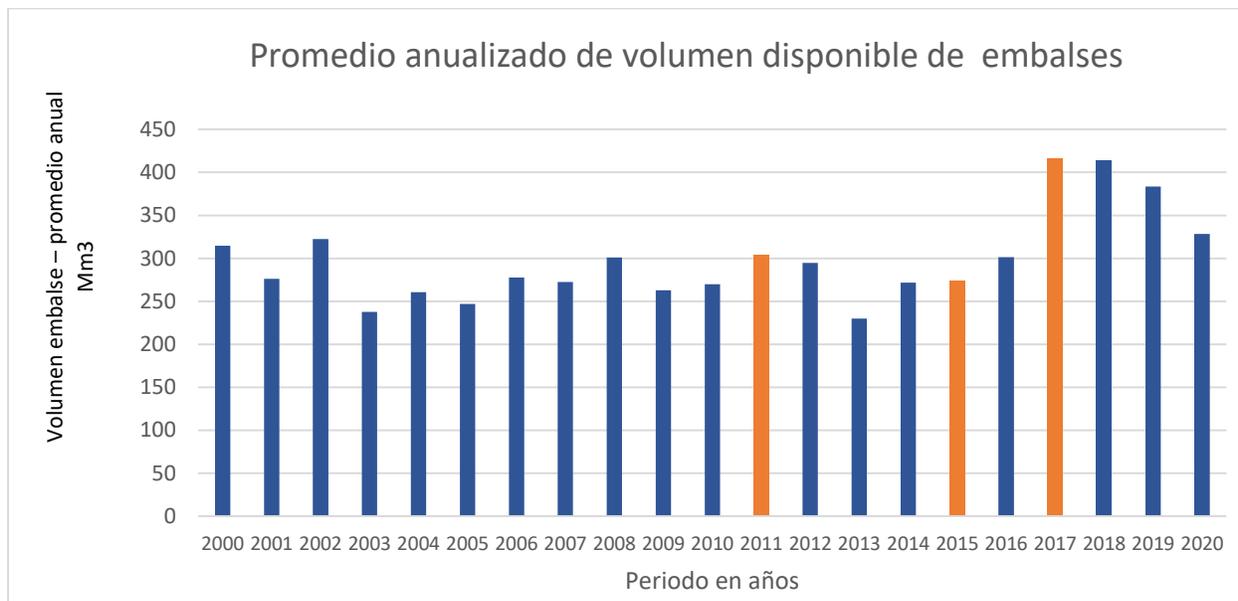


Fuente: elaboración propia adaptado de XM (2021).

En los últimos meses del año 2015 y el primer trimestre del año 2016, el país enfrentó condiciones climáticas severas, dificultades a nivel financiero para las plantas de generación que operan con combustibles líquidos y la salida de operación de activos considerados como críticos en generación (Acolgen, 2019). En este periodo los bajos caudales que se presentaron en los principales ríos del país, causaron un bajo volumen en los embalses, lo que limitó la operación de plantas generadoras hidroeléctricas y la entrada en mayor carga de las centrales termoeléctricas, con incertidumbre en la producción de energía y aumento en las tarifas. Esto llevó al Gobierno Nacional a tomar medidas como aplicar un sobrecosto para aumento en consumo y programas para ahorro del 5% en la demanda diaria, ante un eventual apagón. (Contreras, 2016).

Las *Figura 17* y *Figura 18* presentan el comportamiento promedio anualizado de las variables volumen disponible para la producción de embalses y demanda de energía de forma independiente. En estas se resaltan los años para los cuales la demanda no tiene una relación línea con el nivel del embalse y, además, la demanda con una tendencia al alza.

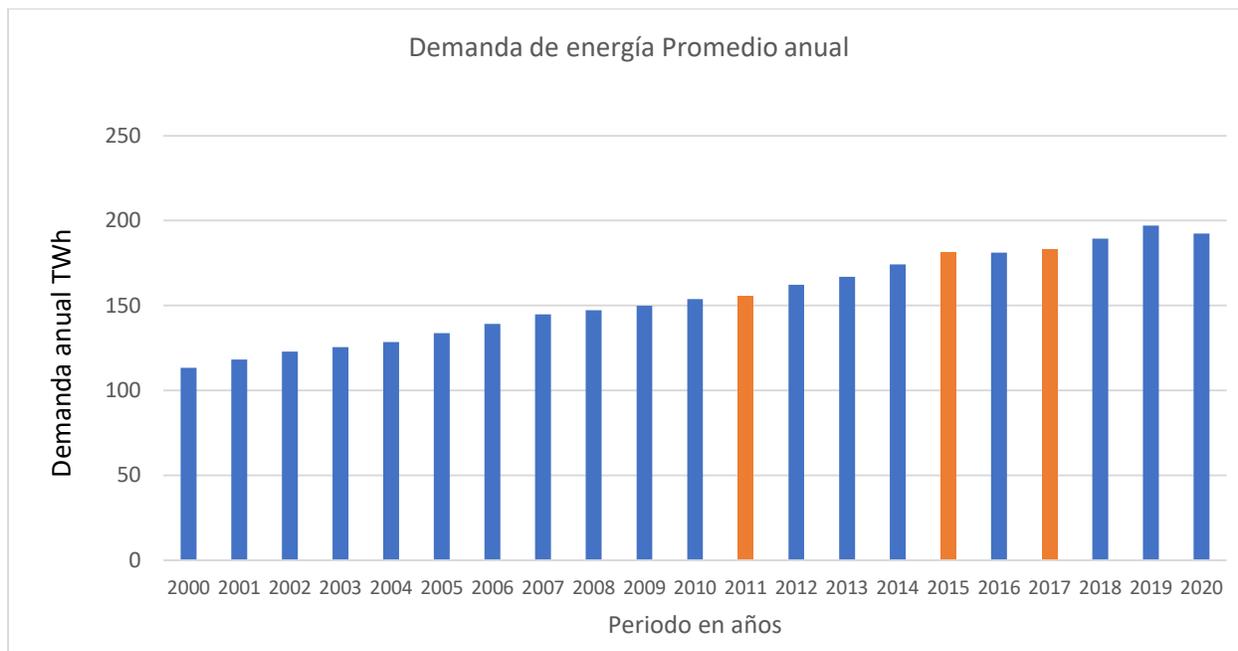
Figura 17. Promedio anualizado de volumen disponible para la producción de los embalses.



Fuente: elaboración propia adaptado de XM (2021).

El volumen de embalse presenta un comportamiento variable, con puntos de inflexión que representan escenarios climatológicos. En los años 2004 y 2013 se obtiene los puntos más bajos asociados a fenómenos de sequía y para el 2017, mayores niveles lo que representa épocas de lluvia y aumento en las cuencas hidrográficas del país.

Figura 18. Promedio de demanda anual de energía

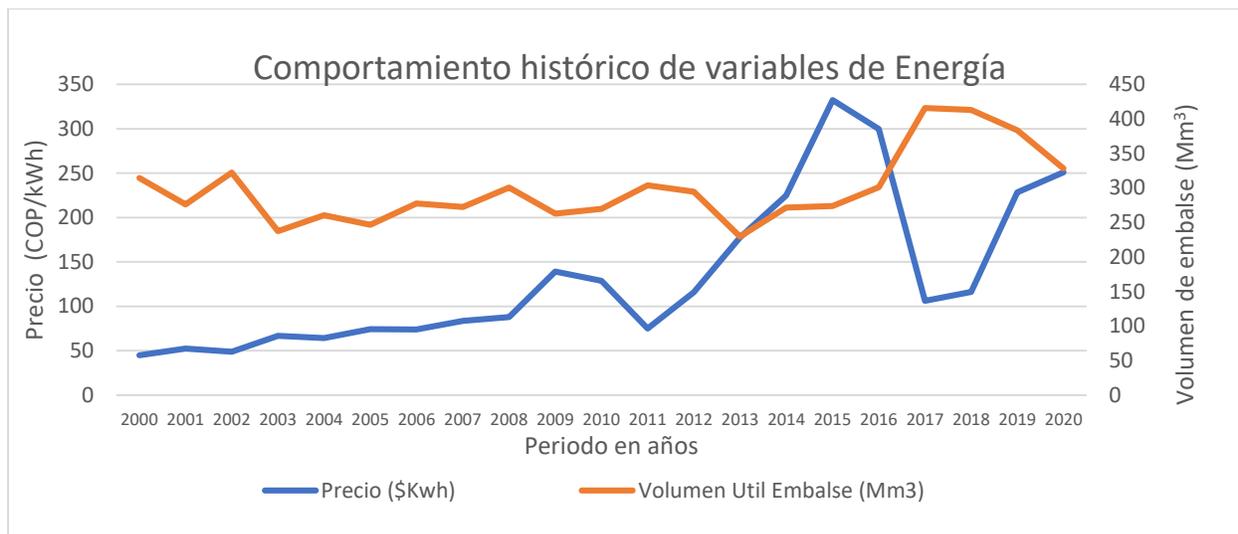


Fuente: elaboración propia adaptado de XM (2021).

La demanda de energía presenta un comportamiento ascendente de manera constante, lo que representa el crecimiento del país en consumo de energía, con un crecimiento desde 113 TWh en 2000 hasta 192 TWh en 2020.

Ahora bien, queriendo comprobar que hay una relación entre los efectos de los fenómenos naturales y el precio, la *Figura 19* refleja el comportamiento anual de los volúmenes de los embalses y el precio, respectivamente. Las variables precio y volumen de embalses presentan cambios de tendencia en la curva en periodos similares.

Figura 19. Comportamiento histórico de las variables objeto de estudio.



Fuente: elaboración propia adaptado de XM (2021).

Las variables volumen de embalse y precio son inversamente proporcionales y se identifica este comportamiento principalmente en los puntos de inflexión de los años 2009, 2011, 2015 y 2017. En la *Figura 19*, para los escenarios de reducción en el volumen de embalses los precios de energía presentaron un aumento y en los periodos de mayor volumen de embalses el precio cambio su tendencia hacia valores decrecientes.

8.1.1. Pronóstico del precio

En el estudio de la relación entre el desempeño de las variables demanda y volumen de embalses con el precio, se proponen modelos de predicción basados en redes neuronales. En estos modelos se relacionan variables de salida con variables de entrada, como se identifica en el modelo de pronóstico de largo plazo con la aplicación de técnicas de vectores de corrección de errores y el enfoque de redes neuronales (Barrientos, 2012) y la aplicación de estructuras de redes incluyendo como entradas la serie de precios diarios en la primera y la serie de precios más el nivel medio de los embalses en la segunda (Villada F, 2011).

Los datos obtenidos de la fuente BI de XM, se estructuran en la red neuronal y se definen como capa de entrada el periodo, como capas intermedias el volumen de embalses y demanda de energía, y como capa de salida el precio. La red neuronal basado en Python desarrolla el modelo predictivo con la interacción de los datos históricos de estas variables y entrena la neurona para buscar el pronóstico de las variables de entrada y predecir la variable de salida “precio” objeto de la investigación.

Como resultado del entrenamiento en la red neuronal se obtiene para las variables demanda de energía, volumen de embalses y precio de la bolsa, los datos entrenados del periodo histórico (2000 a 2020) y los datos del pronóstico en un escenario futuro (2021 a 2039).

En la *Tabla 10*, se relacionan los datos promedio año de las variables precio, volumen de embalse y demanda de energía como resultado del entrenamiento de la red neuronal en el periodo 2000 a 2020.

Tabla 10. Promedio anual de datos entrenados en el periodo 2000 a 2020.

Año	Precio COP/kWh	Volumen de Embalse Mm3	Demanda de Energía kWh
2000	36	262	114.742
2001	44	267	118.898
2002	54	273	123.820
2003	64	278	128.658
2004	74	284	133.415
2005	84	290	138.062
2006	93	295	142.600
2007	102	301	147.025
2008	111	306	151.344
2009	120	311	155.530
2010	128	315	159.591
2011	136	320	163.525
2012	144	324	167.339
2013	151	328	171.015
2014	158	332	174.561
2015	165	336	177.977
2016	172	340	181.408
2017	178	343	184.566
2018	184	346	187.475
2019	190	350	190.391
2020	195	352	193.195

Fuente: elaboración propia de los autores.

Para medir el error porcentual en los datos entrenados, se aplica el Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE), el cual es una métrica de desempeño para modelos de regresión, teniendo una interpretación muy intuitiva en términos de error relativo, MAPE es usada frecuentemente cuando se cuenta con conocimiento que el valor de la predicción permanece muy por encima de cero. (Arnaud de Myttenaere, 2017). En la tabla *Tabla 11* se relacionan los valores históricos y los datos entrenados de la red neuronal para las variables precio, volumen de embalse y demanda de energía, con estos datos se calculó el valor del error porcentual MAPE para cada una de las variables.

Tabla 11. Error Porcentual MAPE

Año	Datos Históricos			Datos Entrenados			MAPE		
	Promedio de Precio COP/kWh	Volumen de Embalse Mm ³	Demanda de Energía kWh	Demanda de Energía kWh	Volumen de Embalse Mm ³	Demanda de Energía kWh	Promedio de Precio	Volumen de Embalse	Demanda de Energía
2000	36	262	114.742	45	315	113.330	0.26	0.20	0.01
2001	44	267	118.898	52	276	118.218	0.19	0.04	0.01
2002	54	273	123.820	49	322	122.852	0.10	0.18	0.01
2003	64	278	128.658	67	238	125.524	0.04	0.15	0.02
2004	74	284	133.415	64	260	128.446	0.14	0.08	0.04
2005	84	290	138.062	74	247	133.778	0.11	0.15	0.03
2006	93	295	142.600	74	278	139.218	0.21	0.06	0.02
2007	102	301	147.025	84	272	144.803	0.18	0.09	0.02
2008	111	306	151.344	88	301	147.187	0.21	0.02	0.03
2009	120	311	155.530	139	263	149.805	0.16	0.15	0.04
2010	128	315	159.591	129	270	153.823	0.01	0.14	0.04
2011	136	320	163.525	75	304	155.449	0.45	0.05	0.05
2012	144	324	167.339	116	295	162.213	0.19	0.09	0.03
2013	151	328	171.015	177	230	166.823	0.17	0.30	0.02
2014	158	332	174.561	225	272	174.168	0.42	0.18	0.00
2015	165	336	177.977	332	274	181.014	1.01	0.19	0.02
2016	172	340	181.408	300	301	181.201	0.74	0.11	0.00
2017	178	343	184.566	106	416	183.269	0.40	0.21	0.01
2018	184	346	187.475	116	413	189.388	0.37	0.19	0.01
2019	190	350	190.391	228	384	197.055	0.20	0.10	0.04
2020	195	352	193.195	251	328	192.410	0.29	0.07	0.00
						SUMA ERROR	6	2.76	0.44
						MAPE	28%	13%	2%

Fuente: elaboración propia de los autores.

El error porcentual de los datos entrenados arroja para la variable precio un MAPE de 28%, para el volumen de embalses un MAPE de 13% y para la demanda un MAPE de 2%. La variable demanda de energía, presenta un buen valor de error asociado a su comportamiento lineal ascendente y para las variables precio y volumen de embalses los valores MAPE obtenidos son mayores asociados al comportamiento de estas variables.

Proyección de variables

Como resultado de la proyección de la red neuronal se obtienen los valores futuros para el periodo 2021 a 2039 de las variables precio, volumen de embalse y demanda de energía. Los datos promedio año de estas variables son registrados en la *Tabla 12*.

Tabla 12. Promedio año de datos proyectados en el periodo 2021 a 2039.

Año	Precio COP/kWh	Volumen de Embalse Mm3	Demanda de Energía kWh
2021	200	355	195.877
2022	205	358	198.446
2023	210	360	200.905
2024	214	362	203.265
2025	219	364	205.518
2026	223	366	207.672
2027	227	368	209.731
2028	230	370	211.705
2029	234	371	213.587
2030	237	373	215.386
2031	240	374	217.105
2032	243	375	218.752
2033	246	377	220.322
2034	248	378	221.823
2035	251	379	223.257
2036	253	379	224.632
2037	256	380	225.944
2038	258	381	227.198
2039	260	381	228.398

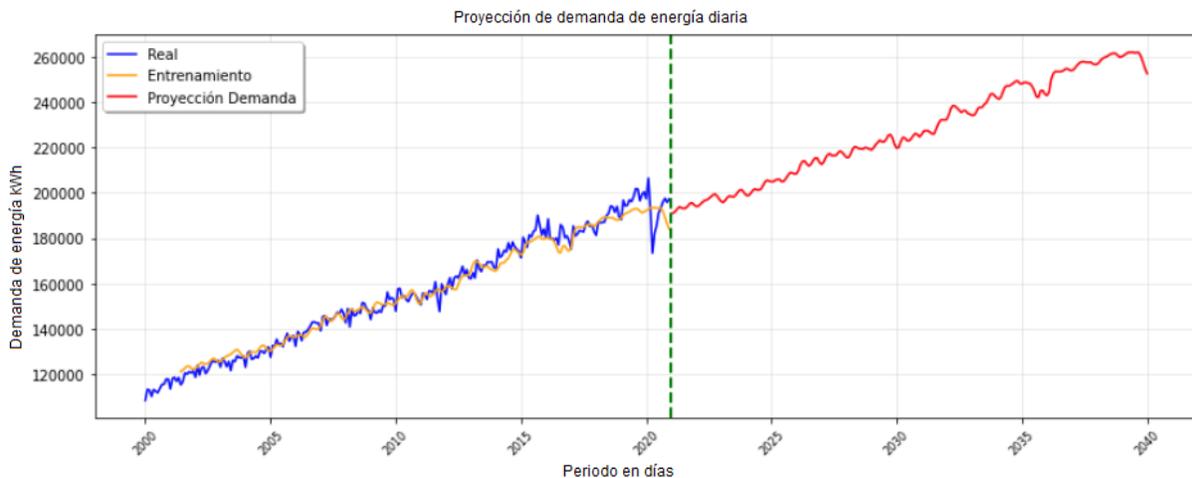
Fuente: elaboración propia de los autores.

Proyección de demanda.

Con el ejercicio realizado por la red neural, se identifica en la *Figura 20* el comportamiento de los valores reales de esta variable en color azul, los valores del entrenamiento calculados por la red neuronal del periodo 2000 a 2020 en color amarillo y la proyección de demanda para el

periodo 2021 a 2039 en color rojo. Comparando los valores históricos con respecto a los entrenados para el periodo 2000 a 2020 encontramos valores cercanos y en el escenario futuro 2021 a 2039 se identifica un aumento de la variable demanda de energía manteniendo la tendencia al crecimiento relativamente lineal y proporcional al crecimiento económico y poblacional del país.

Figura 20. Proyección de demanda diaria

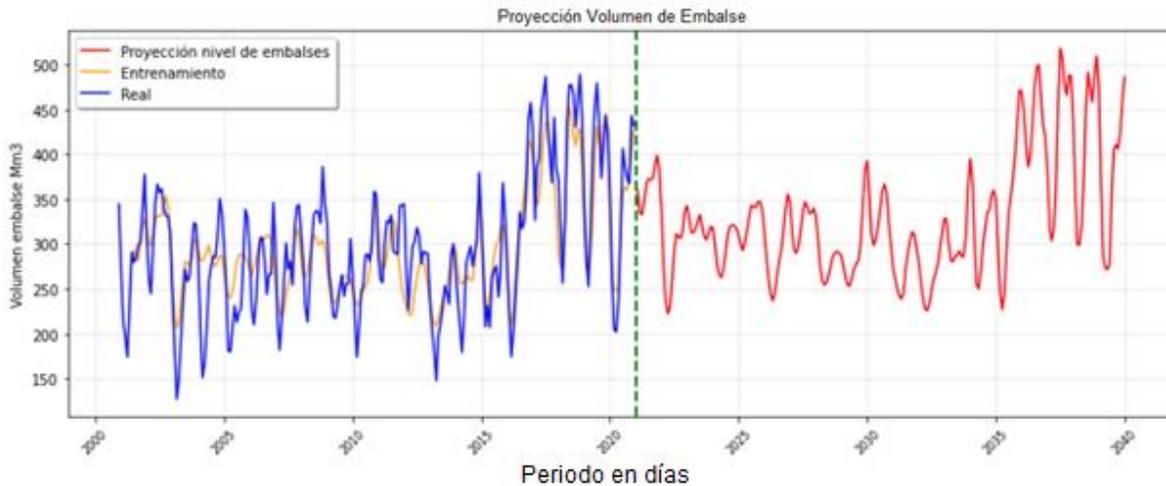


Fuente: elaboración propia de los autores usando Python.

Proyección de Volumen de Embalse

En la *Figura 21*, los volúmenes de embalse entrenados por la red neuronal presentan un comportamiento irregular similar al real de los datos históricos en el periodo 2000 a 2020, con un MAPE del 13% de acuerdo a la *Tabla 11*. Para la proyección de 2021 a 2039 el comportamiento sigue siendo irregular, asociado a efectos climatológicos como se ha estudiado anteriormente, con puntos bajos con fenómenos de sequía y disminución del volumen de los embalses y puntos altos asociados a temporadas de lluvias.

Figura 21. Proyección de Volumen de Embalse

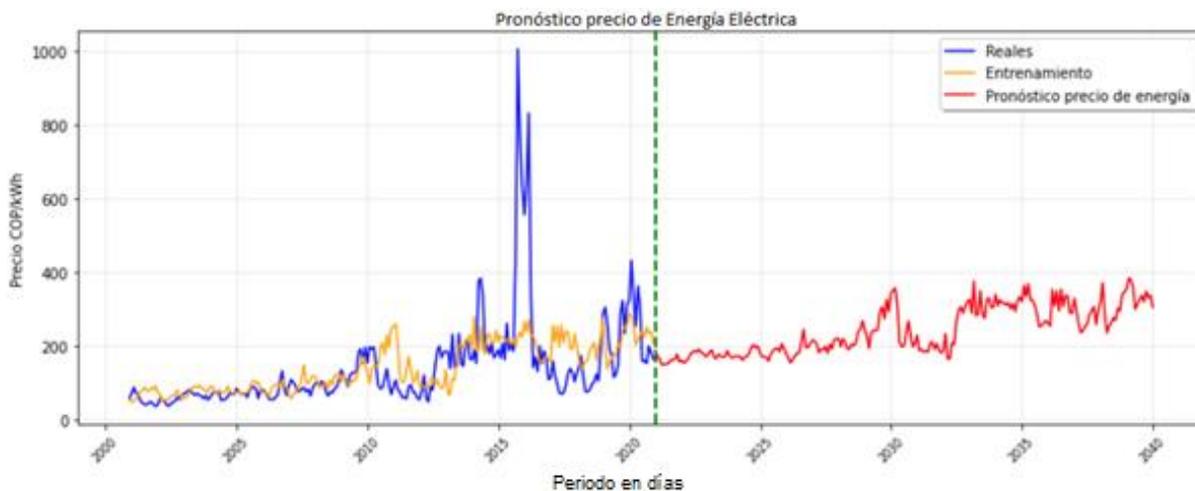


Fuente: elaboración propia de los autores usando Python.

Pronóstico de Precio de Energía en la Bolsa Nacional.

En la *Figura 22* se sobreponen en una misma gráfica los valores del entrenamiento y el valor real para el periodo 2000 a 2020 con valores cercanos al escenario real, con corrección en los picos de precio presentados. Para el periodo 2021 a 2039, el entrenamiento indica valores con tendencia a la volatilidad de precios.

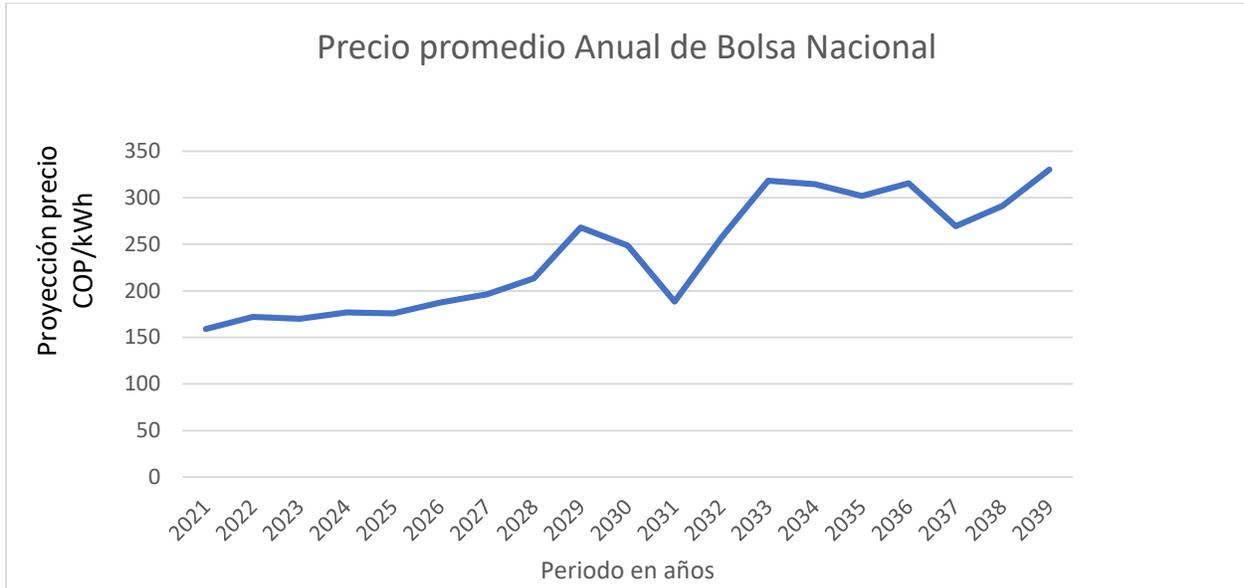
Figura 22. Pronóstico de precio de energía en la bolsa nacional.



Fuente: elaboración propia de los autores usando Python.

Para efectos de visualización y análisis, se presenta en la *Figura 23* los datos con el promedio anual de la proyección de precios de bolsa nacional para el periodo 2021 a 2039.

Figura 23. Proyección de precio promedio anual de bolsa nacional



Fuente: elaboración propia de los autores.

Los valores promedio anualizados de la proyección de precios de bolsa, presentan una tendencia positiva en el periodo 2021 a 2028, los puntos más altos se presentan en el año 2029, 2033, 2036 y 2039 que podrían atribuirse a bajos volúmenes de los embalses y para los años 2031 y 2037 los precios más bajos que podrían atribuirse a aumento en el volumen de los embalses.

La *Tabla 13*, presenta la proyección de los precios promedios anualizados para el periodo de 2021 a 2039, valores que reflejan un comportamiento de alta volatilidad.

Tabla 13. Proyección del precio promedio de la energía en bolsa.

Año	Proyección del precio COP/kWh
2021	159,1
2022	172,2
2023	170,1
2024	176,8
2025	175,9
2026	187,5
2027	196,2
2028	213,2
2029	268,1
2030	248,6
2031	188,3
2032	257,3
2033	318,3
2034	314,5
2035	301,8
2036	315,4
2037	269,6
2038	291,2
2039	330,2

Fuente: elaboración propia de los autores.

El valor promedio anual más alto registrado, se identifica en el año 2039 con 330,2 COP/kWh y el menor valor en el año 2021 con 159.1 COP/kWh. En la distribución de precios encontramos (8) periodos con valores inferiores a 200 COP/kWh, (6) periodos con valores entre 200 a 300 COP/kWh y (5) periodos por encima de 300 COP/kWh. Los cambios de tendencia en los precios proyectados representan la volatilidad de los precios en los periodos históricos, los cuales se ha encontrado representa una característica de la bolsa nacional en Colombia.

8.2. COMPETITIVIDAD DE LA GENERACIÓN CON FNCER FRENTE A LAS FUENTES CONVENCIONALES

En los términos de la subasta energética de 2019, se estableció el cálculo del incremento al precio en el que se toma como referencia el índice de precios al productor, en este sentido, se toma como base el valor de IPP para el mes de octubre de 2019 correspondiente a 122,56 unidades.

La información que se dispone en la subasta, muestra los datos pactados de cantidad de energía eléctrica y precio. La *Tabla 14* y la *Tabla 15* presentan el precio promedio por franja horaria de cada empresa generadora por componente. Para el componente eólico se cuenta con 3 franjas horarias las cuales son de 1 am a 7 am, 8 am a 5 pm y 6 pm a 12 pm, y para el componente solar la franja horaria constituye un solo periodo el cual corresponde al horario de 8 am a 5 pm. Para los valores donde no hay un precio, significa que no hay oferta en ese periodo del día y por tanto no hay un precio pactado.

Tabla 14. Precio pactado por empresa para el componente Eólico

Empresa Generadora	Promedio de 1 am a 7 am (COP/kWh)	Promedio de 8 am a 5 pm (COP/kWh)	Promedio de 6 pm a 12 pm (COP/kWh)
Empresa De Energía Del Pacifico S.A. E.S.P.	102,97	102,97	102,97
Eolos Energía S.A.S. E.S.P.	93,98	93,98	93,98
Jemeiwaa Ka'I S.A.S. E.S.P	97,88	97,88	-
Vientos Del Norte S.A.S E.S.P	88,48	88,48	88,48

Fuente: Elaboración propia adaptada de “Mecanismo complementario de la subasta CLPE 02-2019” por UPME, 2020, (<https://bit.ly/31x7GTP>).

Con las empresas solares ocurre lo mismo, por depender directamente de la incidencia solar, solo hay servicio entre las 8 am y las 5 pm.

Tabla 15. Precio pactado por empresa para el componente Solar.

Empresa Generadora	Promedio de 8 am a 5 pm
Trina Solar Generador Colombia - Campano S.A.S E.S.P.	COP 99,91
Trina Solar Generador Colombia - Cartago S.A.S. E.S.P.	COP 93,81
Trina Solar Generador Colombia - San Felipe S.A.S E.S.P.	COP 99,21

Fuente: Elaboración propia adaptada de “Mecanismo complementario de la subasta CLPE 02-2019” por UPME, 2020, (<https://bit.ly/31x7GTP>).

Teniendo en cuenta la cantidad de energía generada por franja y la propuesta de precio de las empresas por franja, en la subasta energética se determinó un precio promedio de 95,65 COP/kWh.

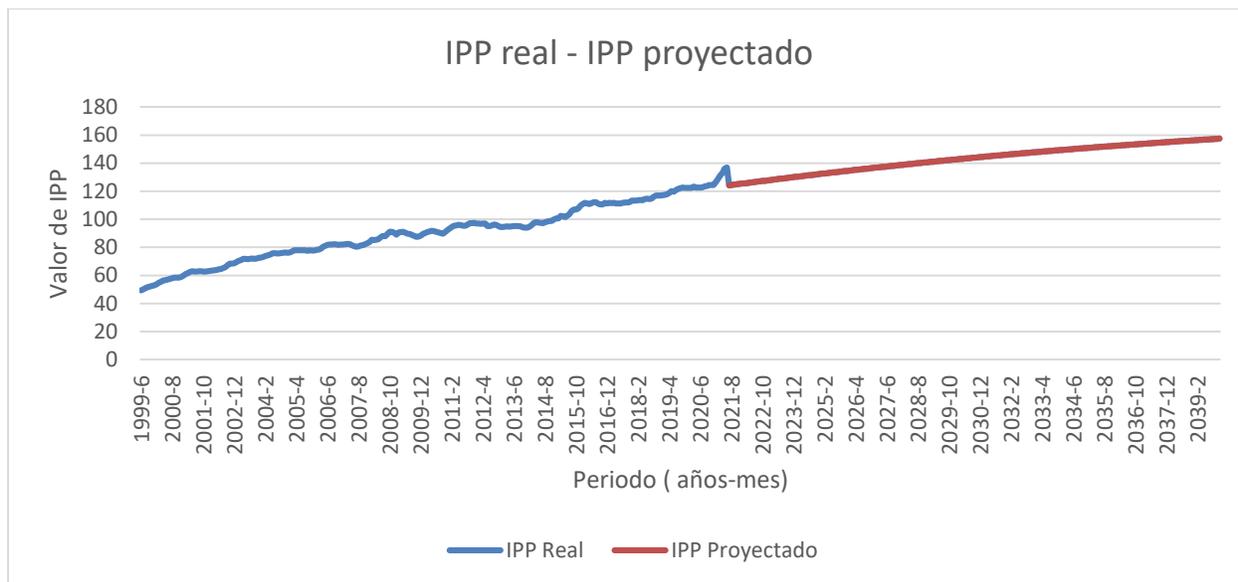
8.3.1. Pronóstico de IPP

Teniendo en cuenta que la fórmula de incremento al precio requiere conocer el valor de IPP, se hace necesario proyectar este valor a futuro. Empleando el modelo obtenido por medio de la red neuronal, y tomando como base la serie histórica registrada por el DANE desde 1999, se aplica la fórmula de incremento al precio.

$$P_t = P_{tadj} * \frac{IPP COL_t}{IPP COL_{tadj}}$$

La *Figura 24* presenta el valor mensual histórico de IPP en color azul para los años 1999 a 2020 y en rojo se muestra la proyección para los años 2021 hasta el 2039 presentando una tendencia aproximadamente lineal.

Figura 24. Comparación de IPP real y proyectado.

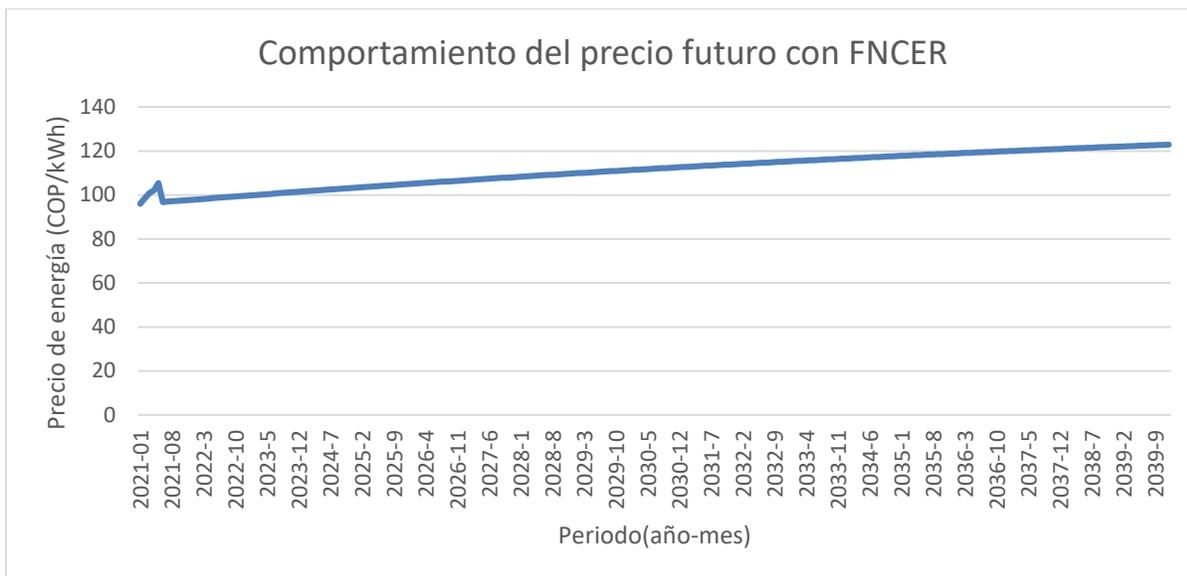


Fuente: elaboración propia a partir de datos históricos del DANE (2021).

Proyección precio futuro de energía con FNCER

La *Figura 25* refleja el comportamiento del precio de energía según el incremento mensual calculado para los años 2021 a 2039. El pico que se evidencia en el mes de junio de 2021 indica el valor real que hasta el mes de mayo ha registrado el DANE. Sin embargo, la tendencia lineal de la predicción en relación con los datos históricos, presentan una correlación de 0,98, dato que brinda una alta confiabilidad en la información obtenida.

Figura 25. Comportamiento del precio con FNCER entre 2021 y 2039.

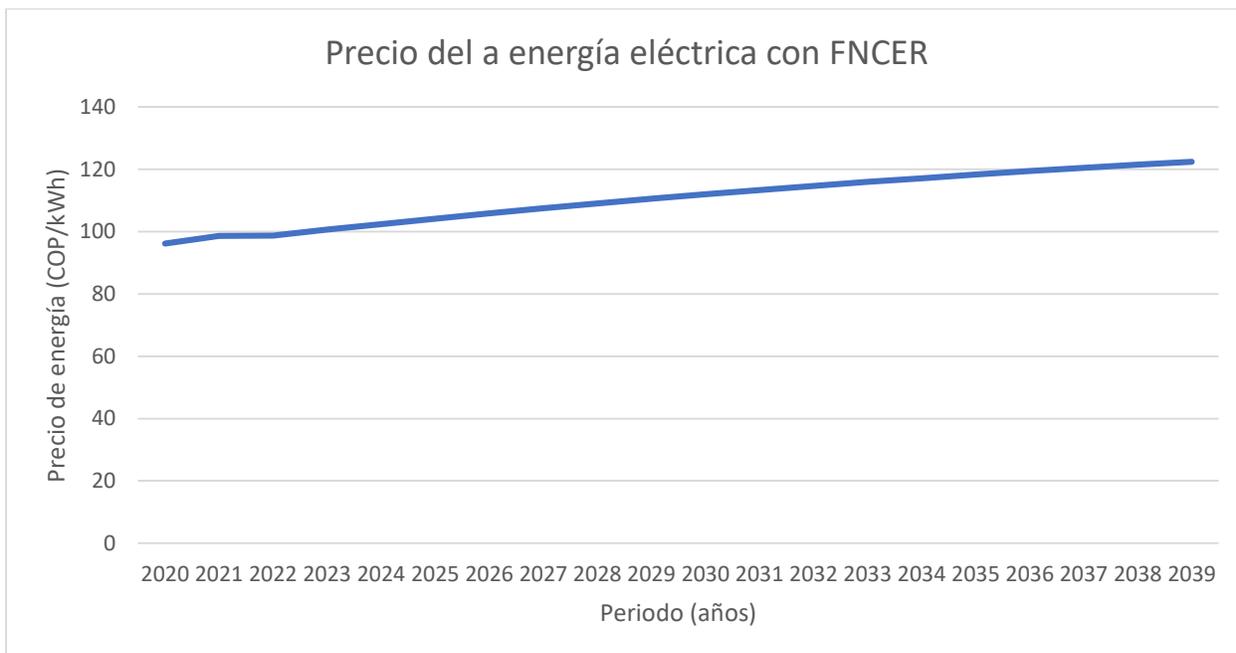


Fuente: elaboración propia de los autores.

La predicción indica que en el año 2026, se obtienen valores similares al año 2021, de ahí en adelante el incremento mensual es de menos del 1%.

Para efectos de visualización y análisis, en la *Figura 26* se presentan los datos con el promedio anual de la proyección del precio con FNCER.

Figura 26. Precio promedio anual de energía eléctrica con FNCER.



Fuente: elaboración propia de los autores.

La tabla *Tabla 16* presenta los valores obtenidos del precio para el periodo de 2020 a 2039, donde se evidencia un incremento promedio anual entre 0,1 y 0,2 unidades a lo largo del periodo proyectado.

Tabla 16. Proyección del precio promedio de la energía con FNCER.

AÑO	PRECIO ENERGÍA CON FNCER (COP/kWh)
2020	96,2
2021	98,6
2022	98,8
2023	100,6
2024	102,4
2025	104,2
2026	105,9
2027	107,5
2028	109,0
2029	110,5
2030	112,0
2031	113,4
2032	114,7

2033	115,9
2034	117,2
2035	118,3
2036	119,4
2037	120,5
2038	121,5
2039	122,4

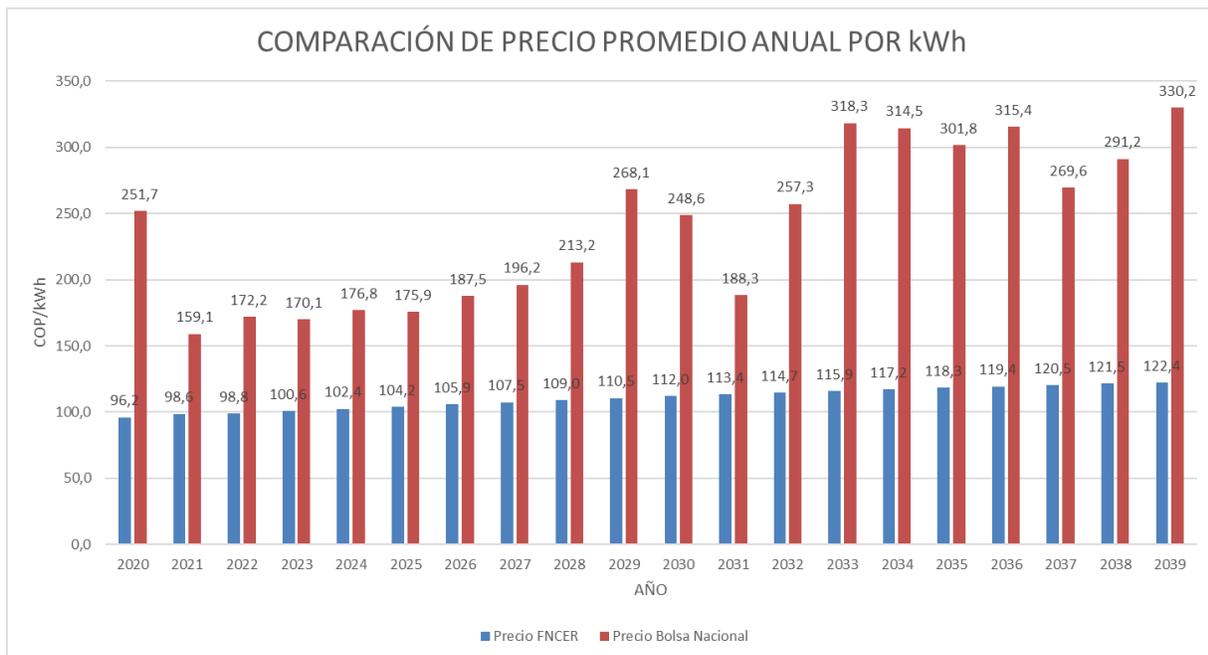
Fuente: elaboración propia de los autores.

8.3.2. Competitividad de los precios proyectados de la bolsa nacional y las FNCER.

Para evaluar la competitividad que presentan los precios proyectados de las FNCER frente a los precios proyectados de la bolsa energética colombiana, se comparan los valores de cada una.

La figura *Figura 27*, contiene los valores del precio obtenidos para la proyección de la bolsa nacional y los obtenidos para la generación con FNCER y se evidencia que los precios de la bolsa son superiores a los precios que de las FNCER.

Figura 27. Comparación de precios entre la Bolsa Nacional y las FNCER.



Fuente: elaboración propia de los autores.

Con la *Tabla 17* se pueden ver los valores de la predicción y se destacan los periodos en los que las FNCER presentan una menor diferencia de los precios de la bolsa nacional.

Tabla 17. Diferencia de precios entre FNCER y la Bolsa nacional.

AÑO	Precio con FNCER COP/kWh	Precio bolsa nacional COP/kWh	Diferencia COP/kWh
2020	96,2	251,7	155,6
2021	98,6	159,1	60,4
2022	98,8	172,2	73,4
2023	100,6	170,1	69,5
2024	102,4	176,8	74,3
2025	104,2	175,9	71,7
2026	105,9	187,5	81,7
2027	107,5	196,2	88,8
2028	109,0	213,2	104,2
2029	110,5	268,1	157,5
2030	112,0	248,6	136,7
2031	113,4	188,3	75,0
2032	114,7	257,3	142,6
2033	115,9	318,3	202,4
2034	117,2	314,5	197,4
2035	118,3	301,8	183,5
2036	119,4	315,4	196,0
2037	120,5	269,6	149,1
2038	121,5	291,2	169,8
2039	122,4	330,2	207,7

Fuente: elaboración propia de los autores.

De acuerdo con los resultados obtenidos, los precios con FNCER basados en proyectos eólicos y solares, son competitivos en el largo plazo. A pesar de que existe un incremento anual, no se genera un impacto fuerte como se espera en los años 2028-2029 de los precios de la bolsa energética. En esto años, pasa de 213,2 COP/kWh a 268,1 COP/kWh, mientras que, para este mismo periodo, el precio con FNCER pasa de 109,0 COP/kWh a 112,5 COP/kWh. Este mismo efecto se evidencia para el periodo 2031-2032 que pasa de 188,3 COP/kWh a 257,3 COP/kWh, pero con las FNCER pasa de 114,7 a 115,9 COP/kWh.

Los periodos en los que el precio de la energía con FNCER y la bolsa nacional son más pequeños, ocurren en los años 2021 y 2023 seguidos por los años 2022 y 2025. Por otra parte, donde se encuentra una mayor diferencia ocurre en el año 2033 y el año 2039.

Con los resultados obtenidos al proyectar el precio de la energía, tanto de la bolsa nacional como de la subasta con FNCER, se identifica que los precios manejados por la subasta son más estables a pesar de depender de factores como la radiación del sol y la velocidad de los vientos por cada región, todo dependerá entonces de la capacidad instalada. Por otra parte, la gran variación que presenta el precio de la bolsa nacional, refleja la alta volatilidad que actualmente presenta la bolsa nacional energética.

Evaluando la posible integración de las FNCER dentro de la matriz energética se puede analizar que cuando el precio es muy elevado, las FNCER pueden dar soporte a la variabilidad de los precios, permitiendo que este se más estable y/o disminuya.

Invertir en proyectos de generación con fuentes renovables ampliando su capacidad de generación puede llevar a disminuir los costos asociados a su funcionamiento.

CONCLUSIONES

La evolución de los mecanismos de promoción de FNCER se viene ajustando y busca adaptarse a los resultados de otros países que a nivel internacional promueven este tipo de generación, como el modelo de subasta, el cual se fundamentó bajo la premisa de diversificar la matriz energética y de la cual, para cuando se inició esta investigación, tenía su segunda versión en 2019; actualmente en el 2021, se está avanzando en la tercera subasta.

La viabilidad de los proyectos de generación con FNCER depende mucho del alcance en la financiación, el rendimiento esperado y la inversión que el estado realice para cuando se habla de proyectos de generación a pequeña escala, pues con la Ley 1715 de 2014, se brinda la posibilidad de suministrar al SIN la energía que no es consumida.

En el desarrollo de la presenta monografía se pudo analizar la correlación de las variables demanda, volumen de embalse y precio, por medio del análisis del comportamiento histórico de estas variables, en el que la variable precio aumenta en escenarios de menores volúmenes de embalses como se presentó en los años 2011 y 2017 y disminuye en escenarios con mayores volúmenes de embalses como se identificó en las vigencias 2009 y 2015. Para la variable demanda de energía se identifica una tendencia en crecimiento en los diferentes periodos analizados.

En el estudio se obtiene el pronóstico de precios de energía eléctrica en bolsa por medio de la aplicación de redes neuronales. El valor promedio anual más alto registrado se encuentra en el año el año 2039 con 330,2 COP/kWh y el menor valor en el año 2021 con 159.1 COP/kWh. Los cambios de tendencia en los precios proyectados representan la volatilidad, los cuales se ha encontrado representa una característica de la bolsa nacional en Colombia.

El análisis de competitividad de la generación a partir de FNCER, evidencia que los precios con estas fuentes son muy inferiores respecto de los precios en la bolsa energética colombiana. A lo largo de la historia, se visualiza una alta volatilidad de los precios ligados a fenómenos climáticos como el niño. Lo establecido en la segunda subasta energética de 2019, presenta precios más estables y su aumento mensual pactado impide su volatilidad.

La predicción de los precios para las FNCER, permite visualizar que la generación con estas fuentes puede ayudar a soportar los precios de la bolsa con el fin de mitigar su alta volatilidad. Debe evaluarse la posibilidad de que cuando haya disminución en el volumen de los embalses, los generadores con FNCER puedan aportar al SIN permitiendo que los precios se mantengan estables.

RECOMENDACIONES

Colombia ha mostrado una evolución en la promoción de las FNCER por medio de cambios en el marco regulatorio. Para transformar con un mayor impacto la matriz energética hacia FNCER, es importante que se implementen políticas de otros países que a nivel internacional promueven este tipo de generación como la financiación de proyectos de generación de energía renovable desde el principio, permitir el acceso al sistema de subasta a los pequeños generadores domésticos, promoción del uso de energías renovables a pequeña escala y líneas de crédito con tasas bajas.

Se recomienda para futuros estudios de proyección de tarifas de energía eléctrica en Colombia, realizar un análisis de las tarifas de FNCER versus las tarifas de generación con fuentes convencionales, para determinar el margen de competitividad de manera particular con respecto a cada fuente (biomasa y geotérmica) y así determinar las ventajas económicas de la transformación de la canasta energética.

Bibliografía

- ACIEM. (11 de Noviembre de 2020). Conferencia ACIEM - ¿Cómo Funciona el Mercado Eléctrico Colombiano? Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- Acolgen. (2019). *Lecciones fenómeno del niño 2015 - 2016*. https://www.acolgen.org.co/wp-content/uploads/2019/08/ACOLGEN_LECCIONES-FENO%CC%81MENO-DE-EL-NIN%CC%83O-2015-2016.pdf: Acolgen .
- ACOLGEN. (Septiembre de 2021). *Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica*. Obtenido de <https://www.acolgen.org.co/>
- Amat, J. R. (Septiembre de 2021a). Obtenido de <https://www.cienciadedatos.net/documentos/py27-forecasting-series-temporales-python-scikitlearn.html>
- Amat, J. R. (Mayo de 2021b). Obtenido de <https://www.cienciadedatos.net/documentos/py35-redes-neuronales-python.html>
- ANDI. (26 de Abril de 2019). *Precios Internacionales de Energía. Cámara de grandes consumidores de Energía y Gas*. Obtenido de http://www.andi.com.co/Uploads/20192604-Precios%20de%20Energ%C3%ADa%20para%20la%20industria_636921337864565801.pdf
- Arnaud de Myttenaere, B. G. (10 de Julio de 2017). Mean Absolute Percentage Error for regression models. Francia, Paris.
- Banco Mundial. (14 de Septiembre de 2021). *Energía*. Obtenido de <https://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview>
- Barreto, C, & Campo, J. (2012). Long-term relationship between energy consumption and GDP in Latin America: an empirical assessment using panel data. *Ecos De Economía: A Latin American Journal of Applied Economics*, 16(35), 73–89. Obtenido de <https://doi-org.bdbiblioteca.universidadean.edu.co/10.17230/ecos.2012.35.4>
- Barrientos, R. V. (2012). *Modelo para el pronóstico del precio de la energía en Colombia*. Medellín: Lecturas de economía.
- Bichler, et al. (2020). Market design for renewable energy auctions: An analysis of alternative auction formats. *Energy Economics*. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104904>
- Castaño-García, M., & García-Rendon, J. J. (2020). Análisis de los incentivos económicos en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Colombia. *Lecturas de economía*, 93, 41.

- Castillo, G. C. (2011). ¿ Qué es la TIR de un proyecto de inversión? *eXtoikos*, 2, 129-130.
- Comisión Nacional de Energía. (2008). *Política Energética*. Santiago de Chile : Comisión Nacional de Energía . Obtenido de https://www.cne.cl/archivos_bajar/Politica_Energetica_Nuevos_Lineamientos_08.pdf
- Contreras, D. (2016). El impacto de El Niño en Colombia. *Fasecolda*, 45.
- CREG. (15 de Octubre de 1996). *Resolución 085 de 1996*. Bogotá: CREG.
- CREG. (29 de Septiembre de 1998). *Resolución 107 de 1998*. Bogotá: CREG.
- CREG. (2007). *Resolución 119*. Bogotá: CREG.
- CREG. (13 de Mayo de 2014). *Ley 1715 de 2014*. Obtenido de https://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf
- CREG. (31 de Diciembre de 2014). *Resolución 155 de 2014*. Obtenido de <http://www.suin-juriscal.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Resolucion/4020638>
- CREG. (2018). *Resolución 30 de 2018*. Bogotá: CREG.
- CREG. (2020). *Quienes somos. Comisión de Regulación de Gas y Energía*. Obtenido de <https://www.creg.gov.co/creg/quienes-somos/funciones>
- CREG. (13 de Septiembre de 2021a). *Energía Eléctrica, historia en Colombia*. Obtenido de <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/historia-en-colombia>
- CREG. (21 de Septiembre de 2021b). *Estructura del sector*. Obtenido de <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/estructura-del-sector>
- DANE. (10 de Septiembre de 2021). *Índice de precios al productor*. Obtenido de <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp>
- Deloitte. (2018). *Tendencias globales de las energías renovables*. Deloitte insights.
- Departamento Nacional de Planeación. (2017). *Energy Supply*. Bogotá: DNP. Obtenido de <https://www.dnp.gov.co/Crecimiento-Verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV%20-%20Energy%20Supply%20Situation%20vf.pdf>
- Economía y Energía . (16 de Septiembre de 2019). *Competitividad y Costo de la Energía*. Obtenido de <https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2020/01/Informe-Competitividad-vf.pdf>
- Enel Green Power. (12 de 09 de 2021a). *Energías Renovables*. Obtenido de <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-eolica/parque-eolico>

- Energía y Sociedad. (15 de Septiembre de 2021). *Las claves del sector energético*. Obtenido de <https://www.energiaysociedad.es/manenergia/1-1-aspectos-basicos-de-la-electricidad/>
- FENOGE. (2021). *Fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de la energía*. Obtenido de <https://fenoge.com/fuentes-no-convencionales-de-energia/>
- García Montoya, C. A.-L. (2021). Estimación del costo de distribución de la energía eléctrica en Colombia considerando generación distribuida fotovoltaica. *Información Tecnológica*, 79–87.
- Granados, R. M. (2016). Modelos de regresión lineal múltiple. Granada, España: Universidad de España.
- Haufe, M., & Ehrhart, K. (2018). Auctions for renewable energy support – Suitability, design, and first lessons learned. *Energy Policy*, 121, 217-224. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.06.027>
- IDEAM. (12 de Septiembre de 2021a). *Atlas Ideam, densidad del aire*. Obtenido de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>
- IDEAM. (14 de Septiembre de 2021b). *Atlas Ideam, radiación solar*. Obtenido de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- International Energy Agency. (2020). *Projected costs of generating electricity 2020*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>
- IRENA. (21 de Septiembre de 2021a). *Transformación energética mundial*. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Global_Energy_Transformation_2018_summary_ES.pdf?la=en&hash=A5492C2AAC7D8E7A7CBF71A460649A8DEDB48A82
- IRENA. (14 de Septiembre de 2021b). *Nuevo récord mundial de capacidad energética renovable en 2020*. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Press-Release/2021/Apr/IRENA-Capacity-Stats-2020_Press-Release_Spanish.pdf?la=en&hash=3B4B1961FE5181FED7E09B4DCC2AC3F3E852F722
- IRENA. (19 de Septiembre de 2021c). *Datos de energía solar*. Obtenido de <https://www.irena.org/solar>
- ISA. (Septiembre de 14 de 2021). *Sistema eléctrico colombiano*. Obtenido de <http://www.isaintercolombia.com/Paginas/48/sistema-electrico-colombiano>
- Isla Renovable. (09 de Septiembre de 2021). *Renovables, Instituto Tecnológico de Energías*. Obtenido de <http://proyectoislarenovable.iter.es/recursos/glosario/energias-convencionales/>

- Ministerio de Minas y Energía. (2020). *Misión y Visión. Ministerio de Minas y Energía*.
Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/mision-y-vision>
- Ministerio de Minas y Energía. (2020b). *La transición energética de Colombia*. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24226685/MemoriasCongresoMME-2020.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía. (16 de Septiembre de 2021). *Energías renovables*. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/en/energias-renovables-no-convencionales>
- Molina, G. L. (2016). Impacto del costo de uso del capital sobre la inversión. *Económicas CUC*, 157-176. Obtenido de <https://revistascientificas.cuc.edu.co/index.php/economicascuc/article/view/1150>
- Naciones Unidas. (21 de Septiembre de 2021). *El Acuerdo de París*. Obtenido de <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>
- Naciones Unidas. (20 de Septiembre de 2021a). *Objetivos de desarrollo sostenible*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>
- Naciones Unidas. (2021b). *Tracking SDG7*. Washington DC: ONU.
- OLADE. (Abril de 2020). *Informe de precios de la energía de América Latina y el Caribe*. Obtenido de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0445.pdf>
- Quevedo, M. C. (2014). *Análisis y cobertura del riesgo en la compra de energía eléctrica*. Bogotá: Universidad de los Andes.
- Revista Energía. (10 de Agosto de 2012). Energías Renovables No Convencionales (ERNC). *Revista Energía*, 1. Obtenido de <https://www.revistaenergia.com/1135/>
- Santa Maria, e. a. (2009). *El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores*. Obtenido de https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/171/CDF_No_%2030_Octubre_2009.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Santos, A. (2013). *El mercado de las energías renovables en Brasil*. España.
- Sarmiento, C. &. (Junio de 2011). *Relación Consumo de Energía Eléctrica y PIB*. Obtenido de https://www.banrep.gov.co/sites/default/files/eventos/archivos/Seminario29_2011.pdf
- SIEL. (31 de Agosto de 2021a). *Informe de Registro de Proyectos de Generación*. Obtenido de http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2021/Registro_agosto_2021.pdf
- SIEL. (16 de Septiembre de 2021b). *Informe de Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica*. Obtenido de <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generacin/InscripcindeproyectosdeGeneracin/tabid/113/Default.aspx>

- Superservicios. (14 de Septiembre de 2021). *Mercado de Energía mayorista*. Obtenido de <https://www.superservicios.gov.co/servicios-vigilados/energia-gas-combustible/energia/mercado-de-energia-mayorista#:~:text=El%20Mercado%20de%20Energ%C3%ADa%20Mayorista,de%20electricidad%20o%20usuarios%20no>
- The Wind Power . (19 de Septiembre de 2021). *Estadísticas de energía eólica*. Obtenido de https://www.thewindpower.net/statistics_continents_es.php
- U.S. Energy Information Administration. (2021). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014*. Obtenido de https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- UPME. (2004). *Una visión del mercado eléctrico Colombiano*. Bogotá: UPME.
- UPME. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogotá. Obtenido de http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVABLES_WEB.pdf
- UPME. (2019a). *Informe Sobre el mecanismo complementario de la subasta CLPE No. 02-2019*. Bogotá: UMPE. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo/Documents/Subasta-CLPE-02-2019/Informe_mecanismo_al_MME.pdf
- UPME. (2019a). *Informe Sobre la realización de la subasta CLPE No. 02-2019*. Bogotá: UMPE.
- UPME. (2019b). *Guía para la incorporación de la dimensión minero energética en el Ordenamiento Departamental*. Obtenido de https://www.upme.gov.co/CursoCajaHerramientas/guias/upme_departamental_1.3.pdf
- UPME. (2019c). *Contrato de Suministro de Energía a Largo Plazo - V. 2.3*. Bogotá. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo/Documents/Subasta-CLPE-02-2019/Minuta_Subasta_MME.pdf
- UPME. (2020). *Quiénes somos. Unidad de Planeación Minero Energética*. Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/NuestraEntidad/Paginas/Quienes-Somos.aspx>
- UPME. (2021a). *Informe de Registro de Proyectos de Generación*. Bogotá: UPME.
- Villada F, G. E. (2011). *Pronóstico del Precio de la Energía*. Medellín: Información Tecnológica.
- XM. (2020). *Subastas. Expertos en Mercados*. Obtenido de <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/asignacion-subastas.aspx>
- XM. (2020b). *Reservas*. Obtenido de <https://www.xm.com.co/Paginas/Hidrologia/reservas.aspx>

- XM. (2020c). *Histórico de demanda*. Obtenido de <https://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>
- XM. (14 de Septiembre de 2021a). *Estructura del Mercado*. Obtenido de <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-del-sistema-electrico-colombiano.aspx>
- XM. (14 de Septiembre de 2021a). *Subastas*. Obtenido de <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/asignacion-subastas.aspx>
- XM. (14 de Septiembre de 2021b). *Agentes del mercado*. Obtenido de <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/Agentes-del-mercado.aspx>
- XM. (14 de Septiembre de 2021c). *Preci de bolsa y escasez*. Obtenido de <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/precio-de-bolsa-y-escasez.aspx>
- XM. (22 de Septiembre de 2021e). *Portal BI - XM*. Obtenido de <http://portalbissrs.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>
- XM. (2021f). *Portal BI - Transacciones y precios*. Obtenido de <http://portalbissrs.xm.com.co/trpr/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>
- Yepes, R., Ji, Y., Hallack, M., & Lopez, D. (Julio de 2019). *Publications. Inter-American Development Bank*. Obtenido de https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/%C2%A1A_todas_luces_La_electricidad_en_Am%C3%A9rica_Latina_y_el_Caribe_2040_es_es.pdf

