



**UNIVERSIDAD  
DE ANTIOQUIA**

**Metodología para la Estructuración Óptima de Inversiones en Proyectos de Generación de  
Electricidad con Fuentes No Convencionales e Energía Renovable En Colombia**

Juan David Saldarriaga Loaiza

Tesis doctoral presentada para optar al título de Doctor en Ingeniería Electrónica y de  
Computación

Director

Jesús María López Lezama, Doctor en Ingeniería Eléctrica

Codirector

Fernando Villada Duque, Doctor en Ingeniería Eléctrica

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Doctorado en Ingeniería Electrónica y de Computación

Medellín, Antioquia, Colombia

2023

<b>Cita</b>	(Saldarriaga-Loaiza, 2023)
<b>Referencia</b>	Saldarriaga-Loaiza, J. D. (2023). <i>Metodología para la estructuración óptima de inversiones en proyectos de generación de electricidad con fuentes no convencionales de energía renovable en Colombia</i> [Tesis doctoral]. Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia.
<b>Estilo APA 7 (2020)</b>	



Doctorado en Ingeniería Electrónica y de Computación, Cohorte XXII.

Grupo de Investigación Manejo Eficiente de la Energía (GIMEL).



Centro de Documentación Ingeniería (CENDOI)

**Repositorio Institucional:** <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - [www.udea.edu.co](http://www.udea.edu.co)

**Rector:** John Jairo Arboleda Céspedes.

**Decano/Director:** Julio César Saldarriaga Molina.

**Directora de Investigación y Posgrados:** Luis Alejandro Fletscher Bocanegra.

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

## Tabla de contenido

Resumen .....	9
1. Introducción .....	15
1.1. Motivación .....	15
1.2. Objetivos .....	17
1.2.1. Objetivo general .....	17
1.2.2. Objetivos específicos .....	17
1.3. Estructura del documento.....	18
2. Inversiones en proyectos de FNCER en Colombia.....	21
2.1. Planteamiento del problema .....	21
2.2. Justificación.....	23
2.3. Antecedentes .....	25
2.3.1. Metodologías para inversiones en FNCER: Entorno Internacional.....	25
2.3.2. Metodologías para inversiones en FNCER: Entorno Latinoamericano.....	27
2.3.3. Metodologías para inversiones en FNCER e incentivos fiscales: Entorno Colombiano	27
2.3.4. Resumen de los antecedentes.....	29
2.3.5. Contribución del trabajo .....	30
2.3.6. Comparación del trabajo con investigaciones previas .....	31
3. Potencial energético de FNCER .....	34
3.1. Biomasa Forestal ( <i>FB, Forest Biomass</i> ) .....	34
3.2. Biomasa a partir del aprovechamiento de residuos sólidos urbanos ( <i>USW, Urban Solid Waste</i> )	36
3.3. Energía solar fotovoltaica ( <i>PS, Photovoltaic Solar</i> ) .....	38
3.4. Energía Eólica ( <i>WP, Wind Power</i> ).....	39
4. Metodología empleada para el desarrollo del trabajo .....	45

4.1.	Metodologías financieras .....	46
4.1.1.	Costo nivelado de electricidad e Incentivos fiscales en Colombia .....	46
4.1.2.	Flujo de caja descontado con simulación de Monte Carlo y <i>VaR</i> .....	49
4.1.3.	Opciones Reales .....	51
4.2.	Técnicas de optimización –Metaheurísticas- para minimizar CG .....	52
4.2.1.	Algoritmo Genético ( <i>GA</i> ).....	53
4.2.2.	Optimización de enjambre de partículas ( <i>PSO</i> ) .....	54
4.2.3.	Evolución diferencial ( <i>DE</i> ) .....	55
4.3.	Metodología de trabajo.....	57
5.	Resultados .....	63
5.1.	Costos de generación (CG), valor presente neto (VPN), valor en riesgo ( <i>VaR</i> ) y valor presente neto con opción real (VPN <sub>OR</sub> ).....	63
5.2.	Metodología para la estructuración óptima de inversiones con FNCER .....	74
6.	Propuesta de incentivos para la viabilidad de FNCER .....	79
6.1.1.	Incentivos fiscales .....	79
6.1.2.	Incentivos económicos .....	80
7.	Conclusiones y trabajos futuros .....	84
7.1.	Conclusiones .....	84
7.2.	Trabajos futuros.....	87
8.	Discusión académica.....	89
8.1.	Artículos .....	89
8.2.	Conferencias.....	93
	Referencias .....	96

## Lista de tablas

<b>Tabla 1</b> Comparación de investigaciones previas con el trabajo propuesto (brecha de conocimiento).....	31
<b>Tabla 2</b> Información silvicultural y fisicoquímica de las especies forestales seleccionadas .....	35
<b>Tabla 3</b> Composición física (WT%) de los RSU producidos en Medellín .....	37
<b>Tabla 4</b> Potencial de PS en Colombia por áreas.....	39
<b>Tabla 5</b> Potencial de WP en Colombia.....	40
<b>Tabla 6</b> Velocidad, potencia y energía promedio del aerogenerador .....	42
<b>Tabla 7</b> Potencial energético de FNCER en Colombia .....	43
<b>Tabla 8</b> Resumen de las metodologías establecidas para el desarrollo del trabajo .....	46
<b>Tabla 9</b> Parámetros implementados para las técnicas metaheurísticas .....	57
<b>Tabla 10</b> Datos técnicos y financieros de las FNCER.....	64
<b>Tabla 11</b> CG con y sin incentivos fiscales para las FNCER .....	65
<b>Tabla 12</b> Costos de generación (CG) obtenidos mediante M1 con GA, PSO y DE .....	66
<b>Tabla 13</b> Resultados flujo de caja descontado, simulación de Monte Carlo y VaR.....	69
<b>Tabla 14</b> Resultados OR.....	71
<b>Tabla 15</b> Consolidado de resultados M1-M2-M3 .....	73
<b>Tabla 16</b> Consolidado de indicadores financieros obtenidos en el trabajo de investigación .....	85

## Lista de figuras

<b>Figura 1:</b> Resumen de la metodología usada para el desarrollo del trabajo de investigación.....	59
<b>Figura 2:</b> Resumen del procedimiento usado para desarrollar el trabajo de investigación. ....	62
<b>Figura 3:</b> Distribuciones de probabilidad, VPN- FB.....	68
<b>Figura 4:</b> Distribuciones de probabilidad, VPN- USW .....	68
<b>Figura 5:</b> Distribuciones de probabilidad, VPN- PS.....	69
<b>Figura 6:</b> Distribuciones de probabilidad, VPN- WP .....	69
<b>Figura 7:</b> Metodología para la estructuración óptima de inversiones en FNCE .....	76

## Siglas, acrónimos y abreviaturas

<b>AOM</b>	Administración, operación y mantenimiento
<b>C</b>	VPN <sub>OR</sub> , valor presente neto con opción real (MUSD)
<b>CG</b>	Costo de generación (USD/kWh)
<b>C<sub>t</sub></b>	Costos operativos anuales (USD)
<b>d</b>	Tiempo aplicado a la depreciación de activos (años)
<b>D<sub>j</sub></b>	Tasa de depreciación de activos (%)
<b>DE</b>	Differential Evolution
<b>E</b>	Tasa de inflación (%)
<b>EA</b>	Efectivo Anual
<b>E<sub>t</sub></b>	Energía producida al año (USD/kWh)
<b>FB</b>	Forest Biomass
<b>FCD</b>	Flujo de Caja Descontado
<b>FCE</b>	Fuente Convencional de Energía
<b>F<sub>c</sub></b>	Egresos para un año n del flujo de caja (MUSD)
<b>F<sub>i</sub></b>	Ingresos para un año n del flujo de caja (MUSD)
<b>FNCE</b>	Fuente No Convencional de Energía
<b>FNCER</b>	Fuente No Convencional de Energía Renovable
<b>g</b>	Tasa de interés de la deuda (E.A.)
<b>GA</b>	Genetic Algorithm
<b>i</b>	Tasa de descuento (E.A.)
<b>i<sub>D</sub></b>	Intereses anuales de la deuda (MUSD)
<b>I<sub>0</sub>, I</b>	Inversión inicial (MUSD)
<b>IPC</b>	Índices de precios al consumidor
<b>IPP</b>	Índices de precios del productor
<b>I<sub>t</sub></b>	Tasa del ITC (%)
<b>ITC</b>	Investment Tax Credit
<b>k</b>	Periodo de gracia para la deuda (años)
<b>K</b>	Inversión inicial (MUSD)
<b>L</b>	Plazo de la deuda (años)

<b>LCOE</b>	Levelized Cost of Electricity
<b>LCOE<sub>E</sub></b>	Componente de externalidades (USD/kWh) del LCOE
<b>LCOE<sub>F</sub></b>	Componente de costos fijos por AOM (USD/kWh) del LCOE
<b>LCOE<sub>FL</sub></b>	Componente de costos por combustible (USD/kWh) del LCOE
<b>LCOE<sub>I</sub></b>	Componente de inversión (USD/kWh) del LCOE
<b>LCOE<sub>V</sub></b>	Componente de costos variables por AOM (USD/kWh) del LCOE
<b>M1</b>	Metodología 1: LCOE con GA, PSO y DE
<b>M2</b>	Metodología 2: Flujo de caja descontado con simulación de Monte Carlo y VaR
<b>M3</b>	Metodología 3: Opciones reales con Black y Scholes
<b>n</b>	Tiempo de vida operacional (años)
<b>OR</b>	Opciones Reales
<b>ORI</b>	Opción Real Implícita (MUSD).
<b>p</b>	Periodo máximo de aprovechamiento del ITC (años)
<b>PSO</b>	Particle Swarm Optimization
<b>SP</b>	Solar Photovoltaic
<b>t</b>	Vida útil del proyecto (años)
<b>TRM</b>	Tasa Representativa del Mercado
<b>USW</b>	Urban Solid Waste
<b>VaR</b>	Value at Risk
<b>VP</b>	Valor Presente (MUSD)
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto (MUSD)
<b>VPN<sub>OR</sub></b>	Valor Presente Neto con Opción Real (MUSD)
<b>WACC</b>	Weighted Average Capital Cost
<b>WP</b>	Wind Power
<b>ZNI</b>	Zonas No Interconectadas
<b>ZR</b>	Zonas Rurales
<b>ZU</b>	Zonas Urbanas
<b><math>\beta</math></b>	Tasa Impositiva (%)
<b><math>\alpha_1</math></b>	Peso del capital propio (%)
<b><math>\alpha_2</math></b>	Peso de la deuda (%)
<b><math>\sigma</math></b>	Volatilidad implícita



## Resumen

El aprovechamiento pleno de incentivos fiscales y económicos se ha convertido en un proceso complejo para los inversionistas, quienes deben encontrar la metodología y la estructura de capital adecuada para obtener proyectos de generación viables y competitivos. Bajo este contexto, este trabajo propone una metodología de estructuración óptima de inversiones en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) para minimizar costos de generación (CG) mediante el aprovechamiento de incentivos en Colombia.

Inicialmente, se realizó una búsqueda de literatura sobre técnicas de optimización y metodologías de evaluación financieras aplicables a este trabajo. Se seleccionaron tres técnicas de optimización metaheurística: Algoritmo Genético (*GA, Genetic Algorithm*), Optimización por Enjambres de Partículas (*PSO, Particle Swarm Optimization*) y Evolución Diferencial (*DE, Differential Evolution*); en cuanto a las metodologías de evaluación financiera, se escogieron las metodologías del Costo Nivelado de Electricidad (*LCOE, Levelized Cost of Electricity*), Flujo de Caja Descontando (FCD), Valor en Riesgo (*VaR, Value at Risk*) y Opciones Reales (OR) con Black y Scholes, así como la simulación de Monte Carlo. De esta forma, se establecieron tres metodologías específicas para construir la metodología de este trabajo: metodología 1 (M1) que considera el *LCOE* y las metaheurísticas *GA, PSO* y *DE*; metodología 2 (M2) que considera el FCD, *VaR* y simulación de Monte Carlo, y metodología 3 (M3) que considera las OR con Black y Scholes. M1 es una metodología determinística, mientras que M2 y M3 son metodologías que consideran incertidumbre desde el factor de capacidad o la tasa representativa del mercado (TRM).

Luego, se determinó el potencial energético de cuatro FNCER para algunas regiones de Colombia, a partir de información secundaria: Biomasa Forestal (*FB, Forest Biomass*), 174.6 GW<sub>e</sub>h/año para el departamento del Vichada, Residuos Sólidos Urbanos (*USW, Urban Solid Waste*), 441.5 GW<sub>e</sub>h/año para la ciudad de Medellín, Solar Fotovoltaica (*PS, Photovoltaic Solar*) 21.17 GW<sub>e</sub>h/año y Energía Eólica (*WP, Wind Power*), 54.6 GW<sub>e</sub>h/año; el potencial energético de *PS* y *WP* se estimó para una zona particular del departamento de La Guajira. Seguidamente, se usaron las metodologías M1, M2 y M3 para minimizar CG (¢USD/kWh) de *FB, USW, PS* y *WP*, así como obtener 3 indicadores financieros adicionales -VPN (MUSD), *VaR* (MUSD) y VPN<sub>OR</sub> (MUSD)-, que permiten corroborar la viabilidad financiera de las FNCER.

Como resultado, se desarrolló la metodología de estructuración óptima de inversiones, obteniendo los siguientes CG: 7.2 ¢USD/kWh para *FB*, usando *DE*; 8.8 ¢USD/kWh para *USW*, usando *PSO*; 3.2 ¢USD/kWh para *PS*, usando *PSO*; 3.0 ¢USD/kWh para *WP*, usando *GA*. Las reducciones fueron de 22.6%, 36.7%, 49.2% y 47.4%, respectivamente, tomando como referencia los CG calculados sin incentivos fiscales. Por otro lado, se encontró que por cada técnica metaheurística se obtiene un portafolio de inversión diferente, a partir del cual se alcanza un CG mínimo; este portafolio dependerá de la combinación de cinco variables de decisión que corresponden a: peso del capital propio, peso de la deuda, periodo de la depreciación de activos, plazo y periodo de gracia de la deuda. Por tanto, los inversionistas podrán seleccionar el portafolio o la combinación de variables más adecuada o alcanzable, apoyándose en los indicadores financieros complementarios, VPN, *VaR* y VPN<sub>OR</sub>. La metodología propuesta, como herramienta financiera, sirve para evaluar la viabilidad de FNCER mediante el aprovechamiento de incentivos fiscales y económicos; además, brinda la posibilidad de reducir la tasa impositiva efectiva de un proyecto mediante el cálculo de una estructura de capital adecuada. Por último, se propusieron incentivos fiscales y económicos adicionales a fin de lograr una mayor reducción en CG, entre los que se destacan el aumento del periodo de recuperación del 50% de inversión mediante el impuesto de renta (*ITC, Investment Tax Credit*), mayor plazo para el pago de la deuda con periodos de gracia, la implementación del modelo de Financiación de Proyectos (*Project Finance*), incentivos para bonos verdes, entre otros.

Finalmente, la estructura del documento es la siguiente: en el Capítulo 1 se presenta la introducción, que contiene la motivación y los objetivos del trabajo; en el Capítulo 2 se aborda el contexto de las inversiones en proyectos con FNCER, en el que se presenta el planteamiento del problema y la justificación; en el Capítulo 3 se muestra el cálculo del potencial energético de *FB*, *USW*, *PS* y *WP* para la generación de electricidad en Colombia; en el Capítulo 4 se indica la metodología usada para el cumplimiento de los objetivos del trabajo; en el Capítulo 5 se presentan los resultados del trabajo, donde se relacionan CG, VPN, *VaR* y VPN<sub>OR</sub> obtenidos para *FB*, *USW*, *PS* y *WP*, así como la definición de la metodología desarrollada para la estructuración óptima de inversiones en proyectos de generación electricidad con FNCER en Colombia; en el Capítulo 6 se expone la propuesta de incentivos fiscales y económicos para las FNCER; en el Capítulo 7 se presentan las conclusiones y trabajos futuros, y en el capítulo 8 se describe la discusión académica, donde se relacionan los artículos publicados durante el desarrollo del trabajo.

**Palabras clave:** costo nivelado de electricidad; fuentes no convencionales de energía renovable; incentivos fiscales; opciones reales; optimización en inversiones; simulación de Monte Carlo

### Abstract

Taking full advantage of fiscal and economic incentives has become a complex process for investors, who must find the appropriate methodology and capital structure to obtain viable and competitive generation projects. In this context, an optimal structuring methodology for investments in non-conventional renewable energy sources (NCRES) is proposed to minimize generation costs (GC) by taking advantage of incentives in Colombia.

Initially, a literature searches on optimization techniques and financial evaluation methodologies applicable to this work was carried out. Three metaheuristic optimization techniques metaheuristics were selected: Genetic Algorithm (GA), Particle Swarm Optimization (PSO) and Differential Evolution (DE); regarding the financial evaluation methodologies, the Levelized Cost of Electricity (LCOE), Discounted Cash Flow (DCF), Value at Risk (Value at Risk, VaR) and Real Options (RO) with Black and Scholes methodologies were chosen, as well as the Monte Carlo Simulation. In this way, three specific methodologies were used to build the methodology of this work: methodology 1 (M1) that considers the LCOE and the GA, PSO and DE metaheuristics; methodology 2 (M2) that considers the DCF, VaR and Monte Carlo simulation, and methodology 3 (M3) that considers the RO with Black and Scholes. M1 is a deterministic methodology, while M2 and M3 are methodologies that consider uncertainty from the capacity factor or the representative market rate (RMR).

Subsequently, the energy potentials for four NCRES were calculated for some regions of Colombia, based on secondary information: Forest Biomass (FB), 174.6 GWeh/year for the department of Vichada, Urban Solid Waste (USW), 441.5 GWeh/year for the city of Medellin, Photovoltaic Solar (PS) 21.17 GWeh/year and Wind Power (WP), 110.4 GWeh/year; the energy potential of PS and WP is estimated for a particular area of the department of La Guajira. Next, the methodologies M1, M2 and M3 were used to minimize GC (¢USD/kWh) of FB, USW, PS and WP and obtain 3 additional financial indicators -NPV (MUSD), VaR (MUSD) and  $VPN_{RO}$  (MUSD) -, that allow corroborating the financial feasibility of the NCRES.

As a result, the optimal investment structuring methodology was developed, obtaining the following GC: 7.2 ¢USD/kWh for FB, using DE; 8.8 ¢USD/kWh for USW, using PSO; 3.2 ¢USD/kWh for PS, using PSO; 3.0 ¢USD/kWh for WP, using GA. The reductions were 22.6%, 36.7%, 49.2% and 47.4%, respectively, taking as reference the GC calculated without tax

incentives. On the other hand, it was found that for each metaheuristic technique a different investment portfolio is obtained, from which a minimum GC is reached; This portfolio will depend on the combination of five decision variables that correspond to: weight of own capital, weight of debt, period of asset depreciation, term and grace period of debt. Therefore, investors may select the most appropriate or achievable portfolio or combination of variables, with the help of additional financial indicators, NPV, VaR and  $NPV_{RO}$ . The proposed methodology, as a financial tool, serves to assess the viability of NCRES through the use of fiscal and economic incentives; In addition, it offers the possibility of reducing the effective tax rate of a project by calculating an appropriate capital structure. Lastly, additional fiscal and economic incentives were proposed in order to achieve a greater reduction in GC, among which the increase in the recovery period of 50% of investment through income tax (Investment Tax Credit, ITC), greater term for debt payment with grace periods, the implementation of the Project Finance model, incentives for green bonds, among others.

Finally, the structure of the document is as follows: Chapter 1 presents the introduction, which contains the motivation and objectives of the work; Chapter 2 discusses the context of NCRES investment projects, in which the problem statement, justification and background are presented; Chapter 3 shows the calculation of the energy potential for FB, USW, PS and WP in order to generate electricity in Colombia; Chapter 4 indicates the methodology used to fulfill the objectives of the work; Chapter 5 presents the results of the work, where GC, NPV, VaR and  $NPV_{RO}$  obtained for FB, USW, PS and WP are related, as well as the definition of the methodology developed for the optimal structuring of investments in electricity generation projects from NCRES in Colombia; Chapter 6 presents the proposal for fiscal and economic incentives for NCRES; Chapter 7 presents the conclusions and future work, and chapter 8 describes the academic discussion, where the articles published during the development of the work are listed.

**Keywords:** Levelized cost of electricity; non-conventional sources of renewable energy; tax incentives; real options; investment optimization; Monte Carlo simulation

## **CAPÍTULO 1**

### **INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se presenta la introducción la cual explica la importancia del tema de investigación, la motivación y la pregunta de investigación, que dieron lugar al desarrollo del trabajo de tesis. Luego, se enuncian los objetivos generales y los objetivos específicos. Finalmente, se muestra la estructura general del documento.

## 1. Introducción

### 1.1.Motivación

Los proyectos basados en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) son alternativas de generación de electricidad y/o energía térmica, que permiten atender, de forma segura, confiable y eficiente, necesidades básicas insatisfechas (agua, energía, alimentación, etc.) en zonas rurales (ZR) y zonas no interconectadas (ZNI) (Cáceres & Alca, 2016). Además, las FNCER dinamizan nuevos escenarios de inversión para la transición energética, el mejoramiento de la confiabilidad, seguridad y eficiencia energética en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y adaptación al cambio climático, principalmente en países subdesarrollados. De esta forma, se ha venido fomentando el desarrollo de diferentes FNCER en Colombia, mediante incentivos fiscales - Ley de Energías Renovables 1715 de 2014 y la Ley 1955 de 2019- e incentivos económicos - cargo por confiabilidad- para garantizar una mayor oferta de recursos de generación, disminuir la dependencia a recursos hídricos, contribuir con la respuesta de la demanda, mejorar la seguridad energética, disminuir las emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI), propender por el desarrollo sostenible del medio ambiente, aumentar la cobertura del servicio de electricidad, entre otros (Saldarriaga-Loaiza et al., 2022).

No obstante, el beneficio de incentivos fiscales y económicos se convierte en un proceso complejo para los inversionistas; esto debido a que existen múltiples estrategias de inversión o estructuras de capital para el aprovechamiento pleno de los incentivos. Sin embargo, no todas garantizan el beneficio máximo o esperado, causando un desinterés en la construcción de proyectos con FNCER; lo anterior representa una penetración lenta de nuevas tecnologías de generación, que originan en Colombia y en otras regiones una mayor desigualdad frente a países que tienen programas energéticos más ambiciosos. Por tanto, es necesario e importante desarrollar una metodología que permita determinar la estructura de capital adecuada para definir las FNCER más apropiadas, técnica y financieramente, bajo un contexto local de incentivos fiscales y económicos.

En trabajos reportados por Saldarriaga-Loaiza et al. (2019, 2020, 2022) se presentan diferentes estructuras de capital que reducen los costos de generación (CG) de FNCER mediante el aprovechamiento de incentivos, entre las que se destacan la adquisición de deuda bancaria con periodos de gracia y tasas preferenciales, apalancamiento con bonos verdes, aplicación de una

depreciación de activos a 10 años, entre otros. También, Montiel-Bohórquez et al. (2021, 2022a, 2022b) analizaron una estructura de capital con deuda e ingresos adicionales provenientes del cargo por confiabilidad y externalidades positivas (ingreso por disposición de residuos sólidos urbanos – *USW, Urban Solid Waste*) obteniendo reducciones en los CG de FNCER con los beneficios de los incentivos. No obstante, en los trabajos previos, no se calculó una estructura de capital óptima, que minimizara CG; tampoco, se consideró incertidumbre en los modelos financieros. De esta forma se vio la necesidad de construir una metodología que minimice CG a partir de un portafolio o estructura de capital óptima, cuyas variables de decisión sean financieras y no técnicas. En la literatura técnica se encontraron técnicas de optimización para minimizar el LCOE a partir de variables de decisión técnicas (El Hamdani et al., 2021; Petrović & Đurišić, 2021; Veríssimo et al., 2020; Ziyaei et al., 2022); ello motivó a usar variables de decisión financieras como una variante para minimizar el CG. Adicionalmente, se identificó la necesidad de usar otros indicadores financieros que consideren incertidumbre, con el propósito de corroborar la viabilidad de las FNCER.

Por lo anterior, este trabajo propone una metodología para la estructuración óptima de inversiones en proyectos de generación de electricidad con FNCER, considerando incentivos. El trabajo incorpora las metodologías del LCOE, flujo de caja descontado con simulación de Monte Carlo y *VaR*, OR con Black y Scholes, así como las técnicas metaheurísticas *GA*, *PSO* y *DE*. Con la metodología desarrollada se podrá establecer la estrategia de inversión o estructura de capital óptima que minimiza CG (USD/kWh), teniendo como referencia tres indicadores financieros adicionales, VPN (MUSD), *VaR* (MUSD) y VPN<sub>OR</sub> (MUSD).

Finalmente, la metodología propuesta, como herramienta de valoración técnica y financiera de proyectos con FNCER (biomasa, solar fotovoltaica, eólica), surgió como respuesta a la siguiente pregunta de investigación: *¿Cuál debe ser la estructura óptima de inversión para reducir los costos de generación de electricidad con fuentes no convencionales de energía renovable, considerando los incentivos vigentes en Colombia?*

Para dar respuesta a esta pregunta de investigación se plantearon los objetivos que se detallan en la siguiente subsección. Cabe aclarar que, si bien la herramienta se desarrolló bajo un contexto energético y fiscal colombiano, se puede adaptar y usar en otros países.



## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

Desarrollar una metodología para determinar la estructura óptima de inversión en proyectos de generación de electricidad con fuentes no convencionales de energía renovable, considerando los incentivos fiscales vigentes en Colombia.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

1. Seleccionar las técnicas de optimización y metodologías de evaluación financiera más apropiadas para la estructuración de inversiones en proyectos de generación de energía, considerando los incentivos fiscales y económicos vigentes en Colombia.
2. Determinar el potencial energético de distintas fuentes de energía renovable en Colombia, eólica, biomasa y solar fotovoltaica a partir de información secundaria.
3. Estimar costos de generación de electricidad de fuentes no convencionales de energía renovable, biomasa, eólica y solar fotovoltaica, combinando la metodología del *LCOE* con otras metodologías de evaluación financiera, como las Opciones Reales, y técnicas de optimización.
4. Desarrollar una metodología de estructuración de inversiones, a partir de la estimación de costos de generación de electricidad, con el fin de establecer el portafolio óptimo de inversión para cada proyecto de energía renovable, considerando los beneficios y las restricciones de los incentivos fiscales y económicos vigentes en Colombia.
5. Proponer incentivos fiscales y económicos adicionales que favorezcan la viabilidad de los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable.

### 1.3. Estructura del documento

A continuación, se presenta la estructura del documento de tesis por capítulos, donde se indican las temáticas desarrolladas en cada uno de ellos:

En el Capítulo 2 se aborda el contexto de las inversiones en proyectos con FNCER en Colombia y otros países; allí, se presenta el planteamiento del problema y la justificación. Adicionalmente, se eligen las técnicas de optimización *GA*, *PSO* y *DE*, así como las metodologías de evaluación financiera *LCOE*, *FCD*, *VaR*, *OR* con Black y Scholes y Simulación de Monte Carlo. Con ello se cumple el objetivo específico 1.

En el Capítulo 3 se muestran las definiciones de las FNCER abordadas en este trabajo, *FB*, *USW*, *PS* y *WP*, así como el cálculo del potencial energético para la generación de electricidad en Colombia. Con este capítulo se cumple el objetivo específico 2.

En el Capítulo 4 se presenta la metodología usada para el cumplimiento de los objetivos específicos y general del trabajo, así como las definiciones de las metaheurísticas usadas (*GA*, *PSO* y *DE*).

En el Capítulo 5 se exponen los resultados obtenidos, donde se relacionan *CG*, *VPN*, *VaR* y *VPN<sub>OR</sub>* para *FB*, *USW*, *PS* y *WP*; además, se presenta la metodología desarrollada para la estructuración óptima de inversiones en proyectos de generación electricidad con FNCER en Colombia. Con este capítulo se cumplen los objetivos específicos 3 y 4.

En el Capítulo 6 se enuncia la propuesta de incentivos fiscales y económicos para las FNCER en Colombia. Con este capítulo se cumple el objetivo específico 5.

En el Capítulo 7 se presentan las conclusiones y trabajos futuros que se pueden derivar de esta tesis doctoral.

Finalmente, en el Capítulo 8 se relacionan los artículos publicados durante el desarrollo de este trabajo.

*En resumen, el Capítulo 1 “Introducción” abordó la motivación científica que sustenta el desarrollo del trabajo de investigación. Allí se indica la importancia de las FNCER en la seguridad, confiabilidad y eficiencia del SIN, así como en la implementación de nuevas tecnologías de generación aplicadas a ZNI y ZR. Seguidamente, se planteó el objetivo general y los objetivos*

*específicos del trabajo de investigación y se definió la estructura del documento, el cual presenta 8 capítulos.*

*El próximo capítulo del documento corresponde a “Inversiones en proyectos de FNCER en Colombia”, donde se expone el planteamiento del problema, la justificación del trabajo de investigación y los antecedentes.*

## CAPÍTULO 2

### INVERSIONES EN PROYECTOS DE FNCER EN COLOMBIA

En este capítulo se presenta un contexto de las inversiones en proyectos basados en FNCER, considerando incentivos fiscales y económicos. Se identifica la problemática a resolver, la justificación del trabajo y los antecedentes que permiten establecer la brecha de conocimiento. Inicialmente, se aborda el planteamiento del problema, donde se describe la importancia de las FNCER en Colombia, los incentivos vigentes, las dificultades existentes y las soluciones. Luego, se presenta la justificación del porqué son indispensables las inversiones en FNCER y la formulación metodológica para incentivar su desarrollo en Colombia y otros países. Finalmente, se exponen los antecedentes y se realizan las comparaciones de investigaciones previas con el trabajo propuesto. Con este capítulo se cumple el objetivo específico 1: *“Seleccionar las técnicas de optimización y metodologías de evaluación financiera más apropiadas para la estructuración de inversiones en proyectos de generación de energía, considerando los incentivos fiscales y económicos vigentes en Colombia”*.

## 2. Inversiones en proyectos de FNCER en Colombia

### 2.1. Planteamiento del problema

En Colombia, los sistemas de generación basados en FNCER han cobrado importancia en los últimos años debido a las diversas necesidades que presenta el país en temas energéticos, sociales y ambientales. Por consiguiente, el desarrollo de proyectos con FNCER está encaminado al cumplimiento del foco estratégico minero-energético nacional y a los objetivos del Ministerio de Minas y Energía, con los cuales se busca reducir las emisiones de GEI, diversificar la matriz energética, brindar seguridad energética, incentivar la respuesta de la demanda, contribuir al plan de acción indicativo PROURE 2017-2022 (Ministerio de Minas y Energía, 2016), así como garantizar nuevas tecnologías de generación distribuida para ZR y ZNI, donde el suministro de energía es limitado e ineficiente (IPSE, 2017; UPME, 2022b, 2022a).

Colombia, por su gran extensión, cuenta con altos potenciales de generación de electricidad mediante el aprovechamiento de biomasa forestal (Saldarriaga-Loaiza et al., 2019; Villada-Duque et al., 2017), bagazo de caña (UPME, 2015), residuos de banano (Asociación de Energías Renovables Colombia, 2017), energía eólica y energía solar fotovoltaica (CELSIA, 2019). Sin embargo, el aprovechamiento de estas FNCER ha sido limitado, ya que solo el 0,5% de la capacidad instalada del país corresponde a FNCER (XM, 2019).

De este modo, los proyectos con FNCER se convierten en una oportunidad para la implementación de sistemas de generación sostenibles, que son necesarios para contribuir con el desarrollo social para el posconflicto (Decreto 691, 2017), tecnificar el campo, aprovechar el potencial de biomasa para la instalación de sistemas de cogeneración (Saldarriaga-Loaiza et al., 2019), satisfacer la demanda local, inyectar excedentes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), mejorar las condiciones de vida de la población, generar empleo local, aumentar la cobertura de servicios de telecomunicaciones y suministrar electricidad a las viviendas de las ZR y ZNI (IPSE, 2017; UPME, 2022b).

Con la entrada en vigencia de la Ley 1715 de 2014, Ley 1955 de 2019, el *Project Finance* (financiación estructurada de proyectos), los contratos de energía firme y las subastas de energía, los proyectos con FNCER cuentan con una serie de incentivos económicos y fiscales, que les permiten reducir costos de generación y competir con otras tecnologías basadas en fuentes

convencionales de energía (FCE), tales como hidroeléctricas, térmicas (carbón y gas natural) y grupos electrógenos (Castillo-Ramírez et al., 2015; Castillo-Ramírez et al., 2017; Ley 1715, 2014).

No obstante, el aprovechamiento de los incentivos fiscales dependerá de la estructura de capital de las empresas inversoras, del tipo de depreciación de activos, del mecanismo de financiación, del porcentaje de capital propio y de deuda, de los periodos de gracia, de los ingresos por proyectos existentes, de las externalidades, de los contratos de energía, del pago de impuestos, de la tasa de descuento, entre otros; y será menor el aprovechamiento para aquellas empresas que tengan ingresos bajos (Saldarriaga-Loaiza et al., 2019; Villada-Duque et al., 2017).

Adicionalmente, el aprovechamiento a plenitud de los incentivos y del potencial de las FNCER será diferente para cada población y dependerá del contexto en el cual se aborden los proyectos de inversión (Robles-Algarín et al., 2018). Así, la estructura de capital, el nivel de ingresos de los inversionistas (Saldarriaga-Loaiza et al., 2019; Villada-Duque et al., 2017) y las alianzas público-privadas serán determinantes para obtener costos de generación bajos con FNCER. Por lo tanto, los inversionistas deben evaluar diferentes alternativas de inversión con el fin de maximizar los incentivos y minimizar la tasa impositiva efectiva a fin de reducir los costos de generación de electricidad.

En consecuencia, el aprovechamiento a plenitud de los incentivos económicos y fiscales se convierte en un proceso complejo para los inversionistas, que causa incertidumbre en la estructuración y ejecución de proyectos. Por tal razón, se hace necesario:

1) Definir una estructuración óptima de inversiones con el fin de orientar a los interesados a construir un portafolio de inversiones, que permita apalancar los proyectos desde diversas fuentes de financiación (deuda bancaria, bonos verdes, capital propio, recursos públicos) con una baja tasa impositiva efectiva durante la vida operacional del proyecto; de esta forma, se podría recuperar el 50% de la inversión mediante el impuesto de renta, reducir el pago de impuestos durante la vida operacional del proyecto e identificar oportunidades de ingresos adicionales, como el cargo por confiabilidad, para maximizar el aprovechamiento de incentivos.

2) Apoyar la toma de decisiones del sector público-privado y fomentar el desarrollo de proyectos con FNCER, particularmente biomasa, eólica y solar, en un contexto económico, social y legislativo actual (Ley 1715, 2014; Restrepo-Garcés et al., 2017), buscando satisfacer las necesidades energéticas y sociales de comunidades vulnerables, así como potenciar nuevas formas

de generación de electricidad para la diversificación de la matriz energética y adaptación al cambio climático.

Finalmente, con la elaboración de una metodología para estructurar óptimamente inversiones, mediante el aprovechamiento de incentivos fiscales y económicos, se podrían obtener costos de generación más bajos, que causarían un mayor desarrollo y penetración de las FNCER, como soluciones tecnológicas para la producción de electricidad.

## **2.2. Justificación**

Las FNCER son recursos energéticos sostenibles que permiten resolver y/o potenciar el suministro de energía a gran escala, en regiones donde hay alta dependencia a la generación de electricidad con FCE. Por tanto, se convierten en oportunidades tecnológicas para diversificar la matriz energética, brindar seguridad energética y contribuir con la prestación eficiente del servicio de electricidad.

También, el aprovechamiento energético de las FNCER son de gran utilidad para ZR y ZNI, donde existen diversas problemáticas, tales como: energía intermitente o limitada, ineficiencia energética, falta de empleo, poca tecnificación agrícola y carencia de servicios de telecomunicaciones e infraestructura moderna para la ejecución de actividades diarias (Ahammad et al., 2015; Baloyi et al., 2016; S. Chowdhury & Kibaara, 2016; IRENA, 2020; Joaquín & Carlos, 2012; López et al., 2019; Padma et al., 2016; Rahman et al., 2013; Robles-Algarín et al., 2018). De esta forma, las FNCER es una opción de infraestructura para aquellas poblaciones que, por su localización geográfica, ha sido difícil el suministro de energía con tecnologías de punta o con interconexión a un sistema eléctrico robusto.

Por lo anterior, las FNCER se consideran alternativas de soluciones costo-eficientes, ya que satisfacen requerimientos ambientales, energéticos y sociales de poblaciones vulnerables, tales como: 1) reducción de la dependencia al recurso hídrico, ya que el 63% de la capacidad instalada en Colombia corresponde a fuentes hídricas (XM, 2019); 2) cumplimiento de los compromisos adquiridos en la conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio climático 2015, en la que Colombia se comprometió a reducir en un 20% las emisiones de GEI para el año 2030 (Consortio Energético Corpoema, 2010; Ministerio de Minas y Energía, 2016); 3) cumplimiento de los objetivos de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y su plan de expansión

Generación-Transmisión (UPME, 2018); 4) cumplimiento de los Planes de Energización Rural Sostenible (PERS) y los Proyectos Energéticos para ZNI (IPSE, 2017); 5) implementación sistemas sostenibles encaminados al foco estratégico minero-energético nacional; 6) crecimiento de los sistemas de generación distribuida para dar respuesta a la demanda; 7) reducción de la ineficiencia e interrupción del servicio de electricidad en comunidades con servicios básicos insatisfechos; 8) desarrollo de proyectos que contribuyan al desarrollo de los acuerdos del posconflicto; 9) cumplimiento de las metas establecidas en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) 2019-2023 y en el Plan Energético Nacional 2020-2050 (UPME, 2022b, 2022a).

Con la entrada en vigencia de la Ley 1715 de 2014, Ley 1955 de 2019, el *Project Finance*, el cargo por confiabilidad y las subastas de energía, los proyectos con FNCER han tenido un mayor grado de penetración en el mercado eléctrico colombiano; para el año 2022, las FNCER pasarán del 0,5% al 10% de participación en la matriz energética nacional (Dinero, 2019). Sin embargo, el aprovechamiento de los incentivos fiscales y del potencial de las FNCER será diferente para cada población y dependerá del contexto en el cual se aborden los proyectos de inversión (Robles-Algarín et al., 2018). Así, la estructura de capital, el nivel de ingresos de los inversionistas (Saldarriaga-Loaiza et al., 2019; Villada-Duque et al., 2017) y las alianzas público-privadas serán determinantes para obtener costos de generación bajos, comparados con las FCE.

El aprovechamiento de los incentivos fiscales y la disminución de la tasa impositiva efectiva se convierte en un proceso complejo para los inversionistas; existen múltiples estrategias de inversión para aprovechar los incentivos fiscales y no todas garantizan el beneficio máximo (Castillo-Ramírez et al., 2017; Saldarriaga-Loaiza et al., 2022). Así, se hace necesario definir estrategias de inversión, que permitan definir las tecnologías de generación más apropiadas y competitivas frente a las FCE, con costos definidos bajo un contexto económico, social, ambiental y legislativo actual para el país. Adicionalmente, las estrategias deben apoyar la toma de decisiones del sector público-privado para el fomento de proyectos mediante el aprovechamiento de energías limpias y alternativas (Ley 1715, 2014; Restrepo-Garcés et al., 2017).

Por lo anterior, en este trabajo de investigación se desarrolló una metodología para la estructuración óptima de inversiones, como herramienta para valorar financieramente proyectos con distintas FNCER, considerando incentivos fiscales y económicos en Colombia. La metodología permitirá definir una estrategia de inversión óptima o la más adecuada para un inversionista, según su alcance técnico – financiero, con el propósito de minimizar costos de



generación y lograr la viabilidad de nuevas alternativas de energía a partir del aprovechamiento de incentivos fiscales y reducción de la tasa impositiva efectiva.

Finalmente, este trabajo involucra diferentes metodologías, como el *LCOE*, flujo de caja descontado con simulación de Monte Carlo y *VaR*, OR con Black y Scholes, así como técnicas metaheurísticas (*GA*, *PSO* y *DE*), con el fin de incorporar cuatro métricas o indicadores financieros (*CG*, *VPN*, *VaR* y *VPN<sub>OR</sub>*), bajo un escenario de incertidumbre en variables técnicas y financieras de un proyecto. Lo anterior conducirá a que este trabajo se convierta en una herramienta útil desde el sector productivo, tanto público como privado, a fin de propiciar la viabilidad de nuevos proyectos con FNCER en el país. Cabe aclarar que la metodología se desarrolló bajo un contexto legislativo, ambiental, social y energético colombiano; no obstante, se puede adaptar y usar en otros países, donde se requiera de una herramienta para establecer un portafolio de inversiones óptimo en FNCER.

### **2.3. Antecedentes**

La estructuración de proyectos basados en FNCER representa un proceso complejo para los inversionistas, quienes deben definir una metodología adecuada para reducir o minimizar *CG* ( $\text{¢USD/kWh}$ ), bajo un contexto local de incentivos fiscales y económicos. En consecuencia, se hace necesario establecer estrategias de inversión mediante el uso de metodologías financieras y de optimización, que permitan determinar las tecnologías más apropiadas de generación, considerando problemáticas energéticas, sociales y ambientales, tales como suministro de energía intermitente, limitado o ineficiente para *ZR* y *ZNI*, falta de empleo, baja tecnificación agrícola, carencia de servicios de telecomunicaciones e infraestructura moderna para la ejecución de actividades diarias, así como poca adaptación al cambio climático (Saldarriaga-Loaiza et al., 2022); López et al., 2019; Robles-Algarín et al., 2018).

#### **2.3.1. Metodologías para inversiones en FNCER: Entorno Internacional**

En China, por ejemplo, He et al. (2019) adoptaron el Modelo de Madurez de Richardson (*RMM*, *Richardson Maturity Model*) para evaluar el efecto del plazo de la deuda sobre la eficiencia de las inversiones en FNCER. Los autores concluyen que es necesario definir políticas financieras

desde el gobierno y el sistema bancario a fin de apoyar el desarrollo de empresas dedicadas a la ejecución de proyectos con FNCER. Liu et al. (2019) realizaron una revisión de literatura sobre el método de OR y propusieron algunas metodologías financieras adicionales para evaluar inversiones en FNCER bajo escenarios de incentivos, tales como la Heterogeneidad del Inversionista, Políticas de Segmentación, Vinculación del Diseño y Operación a los Procesos de Inversión, así como la inclusión del Análisis Vertical y Horizontal. Yang et al. (2020) usaron un Modelo de Regresión Semiparamétrico (*SRM, Semiparametric Regression Model*) para valorar el impacto de los subsidios gubernamentales, créditos verdes e impuestos ambientales sobre las inversiones en FNCER. Wu et al. (2020) emplearon el Proceso Analítico en Red (*ANP, Analytic Network Process*) para evaluar riesgos en inversiones con FNCER.

En Irán, Ziyaei et al. (2022) minimizaron CG a partir de la selección óptima de topologías de equipos de una planta eólica; para ello, combinaron la metodología *LCOE* con un *GA*. En Serbia, Petrović y Đurišić (2021) presentaron la combinación de la metodología *LCOE* con un *GA* para minimizar CG mediante la selección de diferentes tipos de turbinas en una planta eólica. En Marruecos, El Hamdani et al. (2021) usaron la Metodología de Superficie de Respuesta (*RSM, Response Surface Methodology*), una Red Neuronal Artificial (*ANN, Artificial Neural Network*) y la metodología *LCOE* para minimizar CG de una planta solar fotovoltaica, considerando la irradiancia y las características de desempeño de los módulos solares fotovoltaicos. En India, Singh et al. (2020) minimizaron CG para un sistema de energía renovable híbrido, compuesto por cuatro tecnologías de generación- solar fotovoltaica, turbinas eólicas, generador a diésel y baterías-; los autores usaron tres técnicas metaheurísticas – Optimizador Político (*PO, Political Optimizer*), *PSO* y Algoritmo de Punto Interior (*IPA, Interior Point Algorithm*)- a fin de hallar la topología óptima híbrida, que permita reducir CG.

En Corea, Seulki y Kim (2019) propusieron un modelo de optimización de red mediante Programación Lineal Entera Mixta (*MILP, Mixed Integer Linear Programming*) para determinar la configuración óptima de generación y el tiempo en el cual se debe realizar la inversión. En Catar, Qadir et al. (2021) realizaron una revisión de literatura sobre incentivos y estrategias existentes para la financiación de FNCER. Los autores concluyen que existen dificultades para la transición energética debido a la poca voluntad de los gobiernos y entidades financieras para incentivar la FNCER mediante políticas energéticas, tales como incentivos económicos por nuevas tecnologías

de generación, créditos blandos, apoyo tecnológico y divulgación de información sobre las ventajas que presentan las FNCER frente a otras fuentes de energía, como el petróleo principalmente.

Radpour et al. (2021) desarrollaron una metodología financiera llamada Modelado de Penetración de Mercado para Energías Renovables en el Sector Eléctrico (*MAPLET-PS, Market Penetration Modeling of Renewable Energy Technologies in Electric Power Sector*) para evaluar los efectos de los incentivos económicos y del precio del carbón sobre el desarrollo de proyectos con FNCER. La metodología considera el Método de Mínimos Cuadrados (*LSM, Least Squares Method*) con el cual se representa el modelo de demanda de electricidad de Canadá. Los resultados indican que un subsidio económico por cada kW nuevo de capacidad instalada y MWh generado, desde FNCER, puede favorecer la diversificación de la matriz energética y la reducción de centrales térmicas, lo que causaría una disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero a largo plazo.

### **2.3.2. Metodologías para inversiones en FNCER: Entorno Latinoamericano**

En Brasil, Veríssimo et al. (2020) combinaron la metodología del *LCOE* con el método de optimización topológica (*TO, Topology Optimization*) para minimizar los CG de una planta solar fotovoltaica a partir de la métrica *Y-AREA*, que corresponde a la relación entre la energía anual producida y el área ocupada por los módulos solares fotovoltaicos. En Chile, Arias-Cazco et al. (2022) construyeron un análisis de sensibilidad de CG usando Optimización Multiobjetivo (*MO, Multi-Objective Optimization*), la cual consideró variaciones en la tasa de descuento, inversión inicial, factor de planta, pago por potencia y plazo de operación; estas variaciones se realizaron de forma independiente dentro de la metodología *LCOE* para determinar la variación de CG frente a cada variable. En Cuba, Barroso y Ferreiro (2017) realizaron un estudio de inversiones en FNCER, usando el método de Evaluación Multicriterio; los autores concluyen que el método es adecuado para analizar la viabilidad de proyectos bajo escenarios de sostenibilidad social, ambiental y económica, ya que conjuga los elementos cuantitativos y cualitativos de las inversiones.

### **2.3.3. Metodologías para inversiones en FNCER e incentivos fiscales: Entorno Colombiano**

En Colombia, con la entrada en vigor de los beneficios de la Ley 1715 de 2014, Ley 1955 de 2019, Ley 2099 de 2021 y el cargo por confiabilidad, los proyectos basados en FNCER han cobrado mayor importancia en el sector productivo. De este modo, algunos autores como Villada-Duque et al. (2017) analizaron los efectos potenciales de la Ley 1715 de 2014 sobre la viabilidad financiera de proyectos con FNCER; adicionalmente, incluyeron los incentivos fiscales de la Ley en la metodología *LCOE* para estimar la reducción de CG. Los resultados obtenidos muestran que los CG de FNCER se pueden reducir hasta un 20%, cuando se consideran incentivos fiscales

Saldarriaga-Loaiza et al. (2019) usaron la metodología *LCOE* para analizar los efectos de los incentivos fiscales de la Ley 1715 en los CG de plantas de cogeneración de energía a biomasa forestal en el departamento de Antioquia. Los autores concluyeron que los CG se reducen un 11.2% cuando los incentivos se aplican con depreciación de activos a 10 años, financiación del 50% de la inversión inicial y periodo de gracia de 5 años. Montiel-Bohórquez et al. (2021), con la metodología *LCOE*, evaluaron el efecto de los incentivos fiscales de la Ley 1715 y Ley 1955 en el costo por unidad de energía del syngas, considerando una externalidad positiva, derivada del ingreso económico por disposición de *USW*. Montiel-Bohórquez et al. (2022a) analizaron el efecto de los incentivos fiscales y económicos sobre la generación de electricidad con *USW*, usando la metodología del *LCOE*; los resultados obtenidos muestran que CG se reduce en un 37.4%, cuando se considera una deuda del 100% (70% de créditos bancarios y 30% de bonos verdes) e ingresos provenientes de disposición de *USW* y cargo por confiabilidad. Montiel-Bohórquez et al. (2022b) evaluaron el efecto de la deuda sobre el costo nivelado del combustible gaseoso sustituto producido a partir de la gasificación de *USW*; de forma análoga, implementaron la metodología *LCOE*, encontrando que el costo del combustible gaseoso disminuye en mayor proporción cuando los incentivos fiscales se aplican con un periodo de gracia de la deuda de 5 años. Castillo-Ramírez et al. (2017) usaron la metodología *LCOE* para calcular los CG de plantas solares a gran escala en Colombia, considerando los beneficios fiscales de la Ley 1715 de 2014. Además, realizaron un análisis de sensibilidad determinístico usando factores como el costo promedio ponderado del capital (*WACC*, *Weighted Average Cost of Capital*), la energía producida, los gastos de operación y mantenimiento, así como los costos de inversión con el fin de facilitar las decisiones de los inversionistas.

Gómez et al. (2016) propusieron el método de OR para valorar económicamente parques eólicos y determinar el momento justo de las inversiones a partir de incentivos vigentes. Restrepo-

Garcés et al. (2017) plantearon un método híbrido para seleccionar las tecnologías más adecuadas de autogeneración a bajo costo en centros comerciales de Colombia, considerando criterios técnicos, tecnológicos, ambientales, económicos y regulatorios. El método está conformado por las técnicas de Proceso de Análisis Jerárquico (*AHP, Analytic Hierarchy Process*), Orden de Preferencia por Similitud con la solución ideal (*TOPSIS, Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution*), OR con el Método Binomial y Simulación de Monte Carlo. Bueno López et al. (2016) realizaron un análisis financiero mediante el modelo de Costo Total y Curva de Aprendizaje con el objetivo de valorar el impacto económico de la integración de energías renovables en el sistema eléctrico colombiano; los resultados mostraron la viabilidad de nuevas tecnologías de generación para el país, teniendo en cuenta los beneficios vigentes.

Arango (2016) analizó el problema de inversiones bajo incertidumbre en proyectos de generación de electricidad mediante el desarrollo de una metodología basada en modelos de volatilidad, tales como el modelo Autorregresivo Generalizado Condicional Heterocedástico (*GARCH, Generalized Autoregressive Conditional Heteroscedasticity*) y el modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil con Variables Exógenas (*ARIMAX, Autoregressive Integrated Moving Average Exogenous Variable*); la metodología permite estimar estocásticamente el valor del riesgo de los flujos de caja en proyectos eléctricos. Rodas y Arango (2017) presentaron una aplicación del modelo Black Litterman para identificar el comportamiento de las variables que determinan los ingresos y egresos de pequeñas centrales hidroeléctricas; adicionalmente, la aplicación considera los modelos de Autorregresivo de Media Móvil Estacional (*SARIMA, Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average*) y Heterocedasticidad Condicional Autorregresiva (*ARCH, Autoregressive Conditional Heteroscedasticity*). Sánchez et al. (2014) plantearon una valoración de riesgo financiero en el proceso de venta de electricidad mediante contratos de largo plazo, utilizando el método de Simulación de Monte Carlo, el Valor en Riesgo (*VaR, Value at Risk*) y el Valor en Riesgo Condicional (*CvaR, Conditional Value at Risk*).

#### **2.3.4. Resumen de los antecedentes**

Los autores citados previamente usan diferentes metodologías para evaluar técnica y financieramente proyectos de generación de electricidad basados en FNCER. Por ejemplo, en los trabajos reportados por El Hamdani et al. (2021), Petrović y Đurišić (2021), Singh et al. (2020) y

Veríssimo et al. (2020), se minimiza CG mediante el uso de técnicas de optimización (*ANN*, *RSM*, *GA*, *PO*, *PSO*, *IPA* y *SO*) aplicadas a la metodología del *LCOE*, donde las variables de decisión corresponden a variables técnicas de las FNCER, tales como, tamaño, ubicación en sitio, materiales, eficiencia y vida útil de las tecnologías, entre otros. Mientras que, en este trabajo, se usaron tres técnicas metaheurísticas (*GA*, *PSO* y *DE*) aplicadas de forma independiente al *LCOE* para minimizar CG, donde las variables de decisión corresponden a variables financieras; adicionalmente, este trabajo cuenta con tres indicadores financieros adicionales para valorar las inversiones en FNCER bajo escenarios de incertidumbre (*VPN*, *VaR* y *VPN<sub>OR</sub>*).

### **2.3.5. Contribución del trabajo**

En la revisión de la literatura técnica no se halló una metodología que permita estructurar óptimamente inversiones de generación de electricidad con FNCER mediante la combinación de valores asociados a cinco variables de decisión financieras, las cuales determinan el portafolio óptimo de inversión ( $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ , d, k, L): 1) porcentaje de capital propio ( $\alpha_1$ ), 2) porcentaje de la deuda ( $\alpha_2$ ), 3) cantidad de años para la depreciación acelerada de activos (d), 4) periodo de gracia de la deuda (k) y 5) plazo de la deuda (L).

Por tanto, la combinación dada por la metodología propuesta ( $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ , d, k, L) permite minimizar CG a partir del aprovechamiento de incentivos fiscales y económicos, así como de la deuda, que ayuda a reducir la tasa impositiva efectiva de un proyecto. Como novedades complementarias del trabajo se tienen: 1) uso y comparación de tres técnicas metaheurísticas (*GA*, *PSO* y *DE*) aplicadas a la metodología del *LCOE*; con ello se logró definir que, por cada técnica metaheurística, se obtiene un portafolio de inversión diferente que minimiza CG, brindando la oportunidad al inversionista de tener tres alternativas de inversión. 2) implementación de dos metodologías financieras adicionales para valorar el riesgo en las inversiones con FNC, teniendo como referencia los portafolios óptimos y CG ( $\phi$ USD/kWh) mínimos calculados con las técnicas metaheurísticas y el *LCOE*, así como determinar la viabilidad financiera de las FNCER bajo escenarios de riesgo.

Las metodologías financieras adicionales son las siguientes: metodología del FCD con simulación de Monte Carlo y *VaR*, cuyos indicadores financieros son el *VPN* (MUSD) y el *VaR* (MUSD); y la metodología de RO con Black and Scholes, cuyo indicador financiero es el *VPN<sub>OR</sub>*

(MUSD). 3) integración de las tres metodologías financieras, mencionadas previamente, para el desarrollo de la metodología propuesta en este trabajo. 4) propuesta de incentivos económicos fiscales y económicos para viabilizar los proyectos de generación de electricidad con FNCER.

**2.3.6. Comparación del trabajo con investigaciones previas**

En la Tabla 1 se presenta la comparación de investigaciones previas con el trabajo propuesto. Cabe aclarar que este trabajo no se considera variables de decisión relacionadas con la parte técnica de las FNCER, sino variables relacionadas con la parte financiera ( $\alpha_1, \alpha_2, d, k, L$ ). Por tanto, un posible trabajo futuro es la combinación de este trabajo con los reportados por El Hamdani et al. (2021), Petrović y Đurišić (2021), Singh et al. (2020) y Veríssimo et al. (2020).

**Tabla 1**  
*Comparación de investigaciones previas con el trabajo propuesto (brecha de conocimiento)*

Referencia	LCOE	OR	Otras metodologías	Técnicas de optimización
Saldarriaga-Loaiza et al. (2022)	Sí	Sí	Simulación de Monte Carlo, FCD y VaR	No
Arias-Cazco et al. (2022)	Sí	No	No	MO
Ziyaei et al. (2022)	Sí	No	No	GA
El Hamdani et al. (2021)	Sí	No	No	ANN, RSM
Petrović y Đurišić (2021)	Sí	No	No	GA
Singh et al. (2020)	Sí	No	No	PO, PSO, IPA
Veríssimo et al. (2020)	Sí	No	No	TO
(Saldarriaga-Loaiza, et al., 2020) Saldarriaga-Loaiza et al. (2019)	Sí	No	No	No
Liu et al. (2019)	No	Sí	Análisis Vertical y Horizontal	No
Castillo-Ramírez et al. (2017)	Sí	No	No	No
Villada-Duque et al. (2017)	Sí	No	No	No
Restrepo-Garcés(2017)	Sí	Sí	AHP, Simulación de Monte Carlo y FCD.	TOPSIS
Bueno López et al. (2016)	No	No	Costo Total y Curva de Aprendizaje	No
Gómez et al. (2016)	No	Sí	FCD	No
Propuesto	Sí	Sí	FCD con simulación de Monte Carlo y VaR	GA, PSO, DE

Finalmente, con el desarrollo de este capítulo se cumple el objetivo específico 1, ya que partir de los antecedentes se seleccionaron tres técnicas metaheurísticas -GA, PSO y DE-, cuatro metodologías financieras -LCOE, FCD, VaR y OR con Black y Scholes- y el método de Simulación



de Monte Carlo. Con ello, se establecieron tres metodologías que componen la metodología desarrollada en este trabajo: 1) *LCOE* con *GA*, *PSO* y *DE* (M1); 2) *FCD* con simulación de Monte Carlo y *VaR* (M2); 3) *OR* con Black y Scholes (M3).

*En resumen, el Capítulo 2 “Inversiones en proyectos de FNCER en Colombia” abordó el planteamiento del problema, en el que se exponen las necesidades y compromisos existentes con las FNCER, así como las respectivas soluciones que se proponen desde el trabajo de investigación. Seguidamente, se planteó la justificación del trabajo, en el que se presenta la trascendencia de la temática de investigación y sus impactos científicos, y los antecedentes con la brecha de conocimiento.*

*El próximo capítulo del documento corresponde a “Potencial energético en Colombia”, en el que se calcula la capacidad de generación de cuatro (4) FNCER: Biomasa Forestal (FB, Forest Biomass), Residuos Sólidos Urbanos (USW, Urban Solid Waste), Solar Fotovoltaica (PS, Photovoltaic Solar) y Energía Eólica (WP, Wind Power).*



### **CAPÍTULO 3**

#### **POTENCIAL ENERGÉTICO EN COLOMBIA**

En este capítulo se presentan cuatro FNCER como alternativas tecnológicas para la generación de electricidad en Colombia: Biomasa Forestal (*FB, Forest Biomass*), Residuos Sólidos Urbanos (*USW, Urban Solid Waste*), Solar Fotovoltaica (*PS, Photovoltaic Solar*) y Energía Eólica (*WP, Wind Power*). Allí, se abordan las definiciones y los cálculos del potencial energético de las FNCER a partir de información secundaria. Con este capítulo se cumple el objetivo específico 2: *“Determinar el potencial energético de distintas fuentes de energía renovable en Colombia, eólica, biomasa y solar fotovoltaica a partir de información secundaria”*.

### 3. Potencial energético de FNCER

Para el desarrollo de la metodología de estructuración óptima de inversiones, considerando incentivos, se escogieron 4 tipos de FNCER: 1) Biomasa Forestal (*FB, Forest Biomass*), 2) Residuos Sólidos Urbanos (*USW, Urban Solid Waste*), 3) Solar Fotovoltaica (*PS, Photovoltaic Solar*) y 4) energía eólica (*WP, Wind Power*); el potencial energético de cada FNCER fue obtenido para algunas regiones de Colombia a partir de información secundaria.

#### 3.1. Biomasa Forestal (*FB, Forest Biomass*)

La viabilidad técnica y financiera de proyectos de generación de electricidad mediante biomasa forestal dependerá de factores tecnológicos, ambientales y económicos; por tanto, es importante evaluar la oferta de biomasa, su aprovechamiento y transporte para determinar la energía a suministrar y sus CG (Cáceres & Alca, 2016). La disponibilidad de biomasa forestal, como fuente de energía principal, dependerá de la cantidad de núcleos forestales existentes; la selección de cada uno de ellos dependerá de su potencial dendroenergético, de su extensión (hectáreas), del incremento medio anual y la edad promedio de las especies forestales que lo constituyen, la densidad vial, entre otros (Osorio & Pérez, 2014).

La energía primaria proveniente de plantaciones forestales se puede utilizar para la producción de electricidad y energía térmica con menores emisiones de gases de efecto de invernadero, respecto a la energía obtenida de combustibles fósiles. Además, las plantaciones forestales se pueden establecer en suelos marginales no aptos para la agricultura, garantizando la seguridad alimentaria, y algunas de ellas se propagan vegetativamente y rebrotan con facilidad, causando una mayor disponibilidad del recurso energético para la generación de electricidad (Osorio & Pérez, 2014).

Por otro lado, la biomasa forestal permite suministrar electricidad y/o energía térmica en ZR o ZNI, donde otras tecnologías de generación son ineficientes o tienen una mayor relación costo-beneficio; además, por su potencial energético es utilizada para sistemas de cogeneración, donde se puede generar energía eléctrica y térmica de forma simultánea. Las especies forestales típicas para proyectos de generación a biomasa forestal son *Pinus Patula*, *Acacia Mangium* y

Eucalyptus SP, ya que se consideran de rápido crecimiento y con un potencial energético adecuado para la transformación de energía.

En la Tabla 2 se presenta la información silvicultural y fisicoquímica de algunas especies forestales usadas para la generación de electricidad y energía térmica (Osorio & Pérez, 2014), dónde  $LHV_{bs}$  es el poder calorífico en base seca de la biomasa forestal (MJ/kg), y  $\rho_{bs}$  es la densidad en rollo en base seca de las especies forestales ( $kg/m^3$ ).

**Tabla 2**

*Información silvicultural y fisicoquímica de las especies forestales seleccionadas*

Especie	IMA ( $m^3/ha$ -año)	Turno (años)	$LHV_{bs}$ (MJ/kg)	$\rho_{bs}$ ( $kg/m^3$ )
Pinus Pátula	20	13	18,948	450
Acacia Mangium	28	4	18,694	400
Eucalyptus SP	25	7	18,489	650

*Nota:* tomado de (Osorio & Pérez, 2014)

Para este trabajo se consideró la especie Acacia Mangium como biomasa forestal de referencia, ya que se encontró una cantidad representativa de hectáreas en el departamento del Vichada (20,078 ha), según inventarios de biomasa reportados para Colombia (Ministerio de Agricultura, 2021). De esta forma, la potencia primaria ( $P_p$  en  $MW_{th}$  térmicos), definida como la cantidad de energía por unidad de tiempo disponible para el funcionamiento de una planta de generación, es de  $\approx 109.7 MW_{th}$ , calculada mediante la ecuación 1.

$$P_p (MW_{th}) = IMA \cdot h_a \cdot \rho_{bs} \cdot (1 + \%humedad) \cdot LHV_{bs} \cdot (1 - \%humedad) \cdot \frac{1 \text{ año}}{8760 \text{ h}} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} \quad (1)$$

Dónde: IMA es el incremento medio anual de la Acacia Mangium (24  $m^3/ha$ -año),  $h_a$  son las hectáreas del núcleo forestal (20,078 ha),  $\rho_{bs}$  es la densidad en rollo de la Acacia Mangium en base seca ( $400 kg/m^3$ ) y  $LHV_{bs}$  es el poder calorífico inferior de la Acacia Mangium en base seca (18,694 kJ/kg) y %humedad corresponde a un 20% (Bayer, 2014; Saldarriaga-Loaiza et al., 2019).

A partir de la  $P_p$  obtenida, se determinó una planta de combustión más turbina a vapor, con eficiencia global del 19.5% y factor de capacidad de 0.91(Saldarriaga-Loaiza et al., 2019) ; así, se

obtiene una capacidad instalada y una generación anual de 21.9 MWe y 174.6 GWh, respectivamente, mediante el aprovechamiento energético de la Acacia Mangium.

### **3.2. Biomasa a partir del aprovechamiento de residuos sólidos urbanos (*USW, Urban Solid Waste*)**

La alta tasa de generación y disposición final de *USW* son temas que vienen cobrando importancia en todo el mundo. La producción mundial de RSU aumentará a 2,590 millones de toneladas en 2030, lo que refleja un aumento del  $\approx 29\%$ , comparado con el año 2016. En Colombia, la tasa de generación de *USW* fue de  $\approx 30,100$  t/día en 2018, con un incremento anual promedio de  $\approx 2\%$  aproximadamente. Por el contrario, la tasa de reciclaje es del  $\approx 17\%$ , lo que significa que el  $\approx 83\%$  del total de *USW* producidos en el país se disponen en rellenos sanitarios o en lugares inadecuados. A estos lugares, se les ha asociado diversos problemas, entre los que se destacan el control de emisiones, el gran uso de tierra, la degradación de los residuos a largo plazo y baja aceptación por parte de la población (Montiel-Bohórquez et al., 2022a; Zaman, 2010).

Asimismo, las proyecciones para el sector *USW* colombiano indica que se deben implementar estrategias para reducir las disposiciones de *USW*, evitando posibles emergencias sanitarias al 2030, que podrían derivar en una reducción de la vida útil de los rellenos sanitarios. Por lo anterior, se ha demostrado que el aprovechamiento de *USW* para la generación de energía minimiza la cantidad de residuos depositados en rellenos sanitarios, reduce la dependencia a FCE (hidráulica y combustibles fósiles) y contribuye a reducir la huella de carbono de las ciudades y a desarrollar la economía circular (Lombardi et al., 2015; Malinauskaite et al., 2017; Montiel-Bohórquez et al., 2022a).

Dado lo anterior, en este trabajo, se consideró los *USW* de Medellín, la segunda ciudad más grande de Colombia, con una población de 2,608,076 habitantes y una generación de *USW* de 1970 t/día (toneladas generadas en el día) en 2020, aproximadamente. Es de aclarar, que el 15% de los *USW* generados en la ciudad se recupera como reciclaje, mientras que el resto se deposita en el vertedero “La Pradera”, que se encuentra ubicado a 57 km del centro urbano; no obstante, los desechos peligrosos, inertes (vidrio y metal) y especiales no se consideraron. En la Tabla 3 se presenta la composición física general de los *USW* producidos en la ciudad de Medellín (Montiel-Bohórquez et al., 2021, 2022a, 2022b).

**Tabla 3**

*Composición física (WT%) de los RSU producidos en Medellín*

<b>Componente</b>	<b>Composición (WT%)</b>
Residuos ordinarios	23.81
Materia orgánica	51.43
Plásticos	9.57
Cartón	2.7
Textil	2.71
Madera	0.81
Papel	3.34
Peligrosos	0.9
Vidrio	2.99
Especial	1.4
Metal	0.79
<b>Total</b>	<b>99.91</b>

*Nota:* tomado de (Montiel-Bohórquez et al., 2022a)

Para un procesamiento de 900 t/día, la potencia primaria ( $P_p$  en  $MW_{th}$  térmicos), definida como la cantidad de energía por unidad de tiempo disponible para el funcionamiento de una planta de generación, es de  $\approx 173.4 MW_{th}$ , calculada mediante la ecuación 2 (Montiel-Bohórquez et al., 2022a).

$$P_p (MW_{th}) = \frac{t}{\text{día}} \cdot HHV_{\text{wet base}} \cdot \frac{1 \text{ kWh}}{3600 \text{ kJ}} \cdot \frac{1 \text{ d}}{24 \text{ h}} \quad (2)$$

Dónde: t/día es la cantidad de residuos en toneladas generados en el día y  $HHV_{\text{wet base}}$  es el poder calorífico de los RSU con un 20% de contenido de humedad (16,643.85 kJ/kg).

A partir de la  $P_p$  obtenida, se consideró una planta IPGCC (por sus siglas en inglés, *Integrated Plasma Gasification Combined Cycle*) con una eficiencia global del 32.49% y un factor de capacidad de 0.9 (Montiel-Bohórquez et al., 2022a) ; de esta forma, se obtiene una capacidad instalada y una generación anual de 56 MW<sub>e</sub> y 441.5 GW<sub>eh</sub>, respectivamente, mediante aprovechamiento energético de USW.

### **3.3. Energía solar fotovoltaica (*PS, Photovoltaic Solar*)**

La *PS* es una tecnología compuesta por módulos solares fotovoltaicos que tienen la función de aprovechar la radiación solar para generar electricidad. Generalmente, los módulos solares fotovoltaicos están compuestos de una capa de silicio diseñada para producir electricidad cuando los fotones provenientes de la luz solar inciden sobre ellos. Cabe aclarar que la electricidad producida dependerá de diversos factores, entre los que se destacan el tamaño y el material de los módulos solares fotovoltaicos, su limpieza, la irradiancia, las condiciones ambientales, entre otros (Kumari et al., 2022).

Por otro, la *PS* se vienen convirtiendo en una de las tecnologías de FNCER más usadas a nivel mundial por presentar distintas ventajas, tales como flexibilidad en instalación para ZNI, ZU y ZR, generación de empleo local, independencia a los recursos fósiles y menores pérdidas en la transmisión de energía (Chandel et al., 2022). En el caso de Colombia, la *PS* presenta un potencial energético en todo el territorio de  $\approx 4.5 \text{ kWh/m}^2$  promedio diario multianual, lo que significa una gran oportunidad para aumentar la penetración de esta tecnología en el mercado eléctrico (Grupo de Manejo Eficiente de la Energía & Grupo de Microeconomía aplicada, 2015). Las regiones de Colombia con el mayor potencial energético de *PS* son la Costa Atlántica, principalmente el departamento de la Guajira, la región de Arauca y parte del Vichada, las regiones cercanas a los ríos Magdalena y Cauca, y San Andrés y Providencia. En la Tabla 4 se presenta el potencial de *PS* para generación de electricidad en Colombia, discriminados por áreas y niveles de irradiación (Consorcio Energético Corpoema, 2010).

**Tabla 4**  
*Potencial de PS en Colombia por áreas*

Nro. Área	Rango de irradiación (kWh/m <sup>2</sup> )		Área (%)	Área (km <sup>2</sup> )
1	3.58	4	1.53	17,434
2	4	4.5	31.89	364,067
3	4.5	5	51.69	590,158
4	5	5.5	14.19	162,033
5	5.5	6	0.71	8,055
Total			100	1,141,748

*Nota:* tomado de (Consortio Energético Corpoema, 2010).

Para este trabajo, se tomó como caso de estudio la proyección de un parque solar ubicada en el departamento de La Guajira – Colombia. Los datos técnicos para el parque solar son: irradiación solar promedio de 5.8 kWh/m<sup>2</sup>-día , año 2021 (NASA, 2021) y capacidad instalada 10 MW. De esta forma, aplicando la ecuación 3, que corresponde a una adaptación de la fórmula propuesta por Shriki et al. (2022), se obtiene una energía eléctrica anual de 21.17 (GWh/año) y un factor de capacidad de 0.24, aproximadamente.

$$E_a \text{ (kWh/año)} = \frac{P_n \cdot i_R \cdot 365}{i_c} \tag{3}$$

Dónde: E<sub>a</sub> es la energía eléctrica producida en un año (kWh/año), P<sub>n</sub> es la capacidad instalada del parque solar (10000 kW), i<sub>R</sub> es la irradiancia efectiva promedio mensual (5.8 kWh/m<sup>2</sup>-día) e i<sub>c</sub> es un valor constante (1 kW/m<sup>2</sup>), que corresponde a las condiciones estándar de diseño de los módulos solares fotovoltaicos.

### 3.4. Energía Eólica (WP, Wind Power)

El aprovechamiento energético de la velocidad del viento, mediante equipos denominados aerogeneradores, permite generar electricidad bajo dos escenarios de instalación: *onshore* y

*offshore*; el primero, se refiere a la ubicación de aerogeneradores en tierra, mientras que la segunda, se refiere a la ubicación de aerogeneradores en el mar. Para el caso Colombia se presentan mayores estudios para el caso *onshore*, encontrando un gran potencial de recurso eólico en el departamento de La Guajira y en menor proporción en otros departamentos. En la Tabla 5 se presenta el potencial energético de *WP* para Colombia (Consortio Energético Corpoema, 2010).

**Tabla 5**  
*Potencial de WP en Colombia*

<b>Calificativo</b>	<b>Rango de densidad a 50 m (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Densidad media a 50 m (W/ m<sup>2</sup>)</b>	<b>Área estimada (km<sup>2</sup>)</b>	<b>GW</b>	<b>Regiones</b>
Bueno	343 - 512	428	8,344	41	Alto la Línea, Chicamocha, Zona Costera depto. Atlántico, región entre Boyacá y Antioquia.
Excelente	512 - 729	621	6,818	33.5	Zona costera depto. Atlántico, Guajira, Alto la Línea, San Andrés
Sobresaliente	729 - 1,000	865	2,962	14.5	Guajira
Extraordinario	1,000 - 1,331	1,166	1,134	5.6	Alta Guajira
Extraordinario	1,331 - 1,728	1,530	959	4.7	Alta Guajira
Total				99.2	

*Nota:* tomado de (Consortio Energético Corpoema, 2010).

En este trabajo se consideró un sistema eólico *onshore* ubicado en el departamento de La Guajira – Colombia; de catálogos de fabricantes de aerogeneradores, se encontró la siguiente



información técnica: altura del buje 135 m, potencia nominal 4.2 MW, velocidad nominal del viento 13.5 m/s, velocidad de corte del viento 34 m/s y velocidad mínima del viento 3 m/s.

A través de NASA (2021) se tomaron 8,760 registros de velocidad, un registro por hora, correspondientes al año 2021. La velocidad máxima, mínima y promedio corresponden a 14 m/s, 1 m/s y 8.3 m/s, respectivamente. La altura de referencia para los datos es de 50 m y se realizó el ajuste de velocidad para 135 m (altura del aerogenerador) mediante la ecuación 4 (Terrero Matos et al., 2014).

$$V=V_{ref} (h/h_{ref})^n \tag{4}$$

Dónde: V (m/s) es la velocidad corregida a una altura de 135 m;  $V_{ref}$  (m/s) es la velocidad de referencia a una altura de 50 m; h (m) es la altura a la que se debe corregir la velocidad (135 m);  $h_{ref}$  (m) es la altura de referencia (50 m) y n es el coeficiente de perfil del tiempo con un valor típico de 0.143 (adimensional).

A partir de los datos de velocidad corregidos y la curva característica de potencia del aerogenerador, se obtuvo una energía eléctrica anual de 18,185.3 MWh por aerogenerador. De este modo, para un sistema eólico *onshore* compuesto de tres (3) aerogeneradores, la energía eléctrica anual corresponde a 54,556 MWh.

En la Tabla 6 se presentan los datos de velocidad del viento con su respectiva frecuencia de ocurrencia, así como la energía eléctrica producida para cada valor de velocidad y frecuencia, según la curva característica de los aerogeneradores.

**Tabla 6**  
*Velocidad, potencia y energía promedio del aerogenerador*

<b>Velocidad (m/s)</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Potencia (kW)</b>	<b>Energía (MWh)</b>
1	6	0	0
2	9	0	0
3	27	58	4.7
4	179	185	99.3
5	471	400	565.2
6	797	745	1,781.3
7	1,317	1,200	4,741.2
8	1,684	1,790	9,043.1
9	1,831	2,450	13,457.9
10	1,403	3,120	13,132.1
11	714	3,660	7,839.7
12	264	4,000	3,168
13	49	4,150	610.1
14	9	4,200	113.4
<b>Total MWh/anual - producida</b>			<b>54,556</b>

Por otro lado, el factor de capacidad corresponde a  $\approx 49.42\%$ , que resulta de dividir la energía eléctrica anual producida (54556 MWh) por la energía máxima anual teórica (110,376 MWh - energía eléctrica producida de forma continua a potencia nominal durante un año). En síntesis, se definieron tres (3) aerogeneradores con potencia nominal de 4.2 MW, cada uno, a fin de establecer un parque eólico de capacidad instalada 12.6 MW y una producción anual de electricidad de  $\approx 54,556$  MWh.

Finalmente, en la Tabla 7 se presenta el resumen de la capacidad instalada y la electricidad anual que pueden producir las cuatro FNCER.

**Tabla 7**

*Potencial energético de FNCER en Colombia*

<b>FNCER</b>	<b>Capacidad (MW)</b>	<b>Electricidad anual (GWh)</b>	<b>FC</b>
<i>FB</i>	21.9	174.6	0.91
<i>USW</i>	56	441.5	0.9
<i>PS</i>	10	21.17	0.24
<i>WP</i>	12.6	54.6	0.49

*En resumen, el Capítulo 3 “Potencial energético en Colombia” estimó la capacidad de generación de cuatro (4) FNCER en Colombia, a partir de información secundaria: Biomasa Forestal (FB, Forest Biomass) en el departamento del Vichada, Residuos Sólidos Urbanos (USW, Urban Solid Waste) en la ciudad de Medellín, Solar Fotovoltaica (PS, Photovoltaic Solar) y Energía Eólica (WP, Wind Power), ambas en el departamento de La Guajira.*

*En el próximo capítulo del documento, que corresponde a “Metodología”, se abordan las herramientas, financieras, estadísticas y de optimización usadas para el desarrollo del trabajo de investigación. Finalmente, se presenta la metodología de trabajo aplicada al cumplimiento del objetivo general y los objetivos específicos.*

## CAPÍTULO 4

### METODOLOGÍA

En este capítulo se presentan las metodologías de evaluación financiera seleccionadas para el desarrollo de este trabajo, *LCOE*, *FCD*, *VaR*, simulación de Monte Carlo y *OR*. Adicionalmente, se describen las definiciones y principales características de las técnicas de optimización *GA*, *PSO* y *DE*, usadas para la estructuración óptima de inversiones. Finalmente, se muestra la metodología de trabajo empleada para el cumplimiento de los objetivos específicos de la tesis doctoral. Con este capítulo se complementa el desarrollo del objetivo específico 1: *“Seleccionar las técnicas de optimización y metodologías de evaluación financiera más apropiadas para la estructuración de inversiones en proyectos de generación de energía, considerando los incentivos fiscales y económicos vigentes en Colombia”*.

#### 4. Metodología empleada para el desarrollo del trabajo

Con base en lo reportado en la literatura técnica, sección 2.3 – Antecedentes-, se escogieron como metodologías de evaluación financiera el *LCOE* (M1, Metodología 1), cuyo indicador financiero es el CG (¢USD/kWh), y la OR con Black y Scholes (M2, Metodología 2), cuyo indicador financiero es el  $VPN_{OR}$  (MUSD). Además, se estableció una Metodología 3 (M3), compuesta por la simulación de Monte Carlo y las metodologías del FCD, cuyo indicador financiero es el VPN (MUSD), y el *VaR* que tiene unidades de MUSD. De esta forma, la “Metodología para la Estructuración Óptima de Inversiones en Proyectos de Generación de Electricidad con Fuentes No Convencionales e Energía Renovable En Colombia” se compone de M1, M2 y M3.

Cabe resaltar que no se consideró incertidumbre en M1, pero sí para M2 y M3; lo anterior hace que las metodologías sean complementarias, ya que en proyectos con FNCER se puede presentar incertidumbre en distintas variables técnicas y financieras, tales como el factor de capacidad, debido a la intermitencia de algunas tecnologías de generación como *PS* y *WP*, así como la tasa representativa del mercado (TRM), debido a la devaluación que puede sufrir una moneda local frente a monedas de mayor peso a nivel global.

Adicionalmente, las metodologías seleccionadas son adecuadas para este trabajo, ya que presentan indicadores financieros de referencia a nivel mundial (ver sección 2.3), con los cuales se puede comparar los costos de generación (CG) y la viabilidad financiera (VPN, *VaR* y  $VPN_{OR}$ ) entre distintas tecnologías, evaluar el impacto de incentivos fiscales y económicos, así como determinar la estructuración de un proyecto, según las necesidades y disponibilidad de recursos por parte de los inversionistas, bajo escenarios de incertidumbre.

Por otro lado, se escogieron como técnicas de optimización el *GA*, *PSO* y el *DE* (metaheurísticas), las cuales, según los antecedentes (sección 2.3), han sido usadas principalmente para la optimización de CG a partir de la configuración técnica de plantas de generación. Por lo anterior, una de las contribuciones de este trabajo es la del uso del *GA*, *PSO* y *DE* en M1 para estructurar óptimamente inversiones en FNCER considerando incentivos. En la Tabla 8 se presenta el resumen de las metodologías establecidas (M1, M2 y M3) para el desarrollo del presente trabajo.

**Tabla 8**

*Resumen de las metodologías establecidas para el desarrollo del trabajo*

<b>Metodología Establecida</b>	<b>Metodología/Método seleccionado</b>	<b>Indicador Financiero</b>	<b>Unidades</b>	<b>¿ Considera Incertidumbre?</b>	<b>Técnicas Optimización</b>
M1	LCOE	CG	¢USD/kWh	No	GA-PSO-DE
M2	FCD	VPN	MUSD	Sí	NA*
	VaR	VaR	MUSD		
	Monte Carlo	NA*	NA*		
M3	OR con Black and Scholes	VPN	MUSD	Sí	NA*

\*NA: No aplica.

#### 4.1. Metodologías financieras

##### 4.1.1. Costo nivelado de electricidad e Incentivos fiscales en Colombia

La metodología del *LCOE* determina el precio constante al que debería ser vendida la energía (*LCOE*-¢USD/kWh) para obtener un VPN igual a cero, durante la vida operativa del proyecto. El *LCOE* considera la inversión inicial, los costos fijos y variables por administración, operación y mantenimiento (AOM), el costo del combustible, cargo por confiabilidad, externalidades positivas y negativas, fuentes de capital, bonos verdes, incentivos fiscales y económicos. En la ecuación 5 se muestra la estructura del *LCOE* (Castillo-Ramírez et al., 2015; Saldarriaga-Loaiza et al., 2020).

$$LCOE = LCOE_I + LCOE_V + LCOE_F + LCOE_{FL} + /-LCOE_E \quad (5)$$

Dónde:  $LCOE_I$  es la componente de inversión por unidad de energía (¢USD/kWh), donde se incluyen los costos asociados a la adquisición de los bienes y servicios necesarios para el diseño, construcción y puesta en funcionamiento del proyecto.  $LCOE_V$  es la componente de costos variables de AOM por unidad de energía (¢USD/kWh) y  $LCOE_F$  es la componente de costos fijos de AOM por unidad de energía (¢USD/kWh); en ellos se incluyen los costos asociados a los servicios necesarios para garantizar el funcionamiento y vida útil del proyecto, tales como

contratación de personal calificado, bienes y servicios para mantenimiento, pago de impuestos e intereses por deuda, entre otros. Se resalta que los costos variables varían de acuerdo a la producción del proyecto.  $LCOE_{FL}$  es la componente de costos de combustible por unidad de energía ( $\text{¢USD/kWh}$ ), donde se incluyen los egresos causados por la adquisición de materia prima, de la cual se obtiene el potencial energético primario para la generación de electricidad.  $LCOE_E$  es la componente de externalidades por unidad de energía ( $\text{¢USD/kWh}$ ), la cual puede ser negativa (costo) o positiva (ingreso), dependiendo del impacto ambiental y social del proyecto; en este trabajo solo se consideró externalidad positiva para la FNCER *USW*, donde se obtiene un ingreso por la disposición de *USW* para generar energía. Cabe aclarar que cada componente del *LCOE* representa un porcentaje del precio al que debe ser vendida la energía. Finalmente, en la ecuación 6 se presenta la expresión general de cálculo para el *LCOE* y en la ecuación 7 se muestra la expresión de cálculo del *LCOE*, que considera incentivos fiscales y económicos, así como deuda (Castillo-Ramírez et al., 2015; Saldarriaga-Loaiza et al., 2020)..

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (6)$$

Dónde:  $I_0$  es el costo de la inversión inicial (USD), considerado en la componente  $LCOE_I$  del *LCOE*;  $C_t$  son los costos operativos anuales (USD), que incluyen los costos por AOM fijos y variables, combustible, así como externalidades positivas y negativas, considerados en las componentes  $LCOE_V$ ,  $LCOE_F$ ,  $LCOE_{FL}$  y  $LCOE_E$  del *LCOE*, respectivamente;  $E_t$  es la cantidad de energía producida en un año (kWh),  $i$  es la tasa de descuento (E.A.),  $n$  el tiempo de vida operacional (años),  $t$  la vida útil del proyecto (años) (Saldarriaga-Loaiza et al., 2022). Se aclara que el tiempo de vida operacional  $n$  corresponde a la cantidad de años que operará un proyecto, independiente si alcanza o no su vida útil.

En el año 2014 el Congreso Colombiano aprobó la Ley de Energías Renovables 1715, la cual fomenta la inversión en proyectos de FNCE mediante 4 incentivos fiscales, los cuales se describen a continuación: 1). los inversionistas pueden reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el 50% del valor total de la inversión realizada (*ITC, Investment Tax Credit*); 2). exención del IVA a los equipos, elementos,

maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión e inversión de FNCE; 3). exención del pago de aranceles para los componentes anteriormente nombrados; 4). depreciación acelerada de activos, la cual no será mayor al 20% anual como tasa global (Saldarriaga-Loaiza, et al., 2020).

En el año 2019 el Congreso Colombiano aprobó la Ley 1955 de 2019, la cual modifica uno de los incentivos de la Ley 1715 de 2014, el ITC. Este beneficio tendrá una vigencia de 15 años y no de 5 años, como se planteó inicialmente (Saldarriaga-Loaiza, et al., 2020). Por otro lado, el gobierno expidió la Ley de Transición Energética, Ley 2099 de 2021, con la cual busca incentivar en mayor proporción el desarrollo de proyectos de energía renovable en Colombia, aumentando la tasa global anual de depreciación a un 33.33%.

La ecuación 7 corresponde a una modificación de la ecuación 6 para considerar, de forma explícita, dos fuentes de financiamiento, deuda y capital propio, así como los incentivos fiscales vigentes en Colombia (Saldarriaga-Loaiza et al., 2020). Adicionalmente, la ecuación 7 representa la función objetivo (FO) para la aplicación de las técnicas metaheurísticas a fin de encontrar el portafolio óptimo de inversión, según la estructura de capital del proyecto; la ecuación 8 representa el factor de impuestos del proyecto durante su vida operacional, y las ecuaciones 9-16 representan las restricciones de la FO. Cabe aclarar que la ecuación 8 hace referencia al ITC.

$$FO = LCOE = \frac{1}{\mu \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \left[ \alpha_1 I + \sum_{t=k}^{L+k} \frac{\alpha_2 I (1+g)^k + \mu i_D L}{L(1+E)^t (1+i)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{\mu C_t}{(1+i)^t} + \sum_{t=1}^d \frac{D_j I}{(1+E)^t (1+i)^t} (\mu - 1) \right] \quad (7)$$

$$\mu = 1 - \left( 1 - \sum_{t=1}^p I_t \right) \beta \quad (8)$$

Sujeto a

$$\sum_{t=1}^p I_t \leq 50\% \quad (9)$$

$$0 \leq p \leq 15; \in \mathbb{Z} \quad (10)$$

$$0\% \leq \alpha_1 \leq 100\%; \in \mathbb{Z} \quad (11)$$

$$0\% \leq \alpha_2 \leq 100\%; \in \mathbb{Z} \quad (12)$$



$$\alpha_1 + \alpha_2 = 100\% \quad (13)$$

$$K, L \geq 0; \in \mathbb{Z} \quad (14)$$

$$0 \leq K + L \leq n; \in \mathbb{Z} \quad (15)$$

$$3 \leq d \leq 10; \in \mathbb{Z} \quad (16)$$

Dónde:  $\mu$  es el factor de impuestos e incentivos;  $\beta$  es la tasa impositiva (35%);  $I_t$  es la tasa del ITC;  $p$  es el periodo máximo de aprovechamiento del ITC en años (máximo 15 años);  $n$  es el tiempo de vida operacional del proyecto (20 años);  $t$  la vida útil del proyecto (20 años);  $E_t$  es la cantidad de energía anual producida (kWh);  $I$  es el costo de la inversión inicial (USD);  $\alpha_1$  es el peso del capital propio (0-100%, adimensional);  $\alpha_2$  es el peso de la deuda (0-100%, adimensional);  $i$  es la tasa de descuento o costo del capital (8.1% E.A., real);  $k$  es el periodo de gracia de la deuda (años);  $L$  es el plazo de la deuda (años);  $g$  es la tasa de interés de la deuda (6.56% E.A.), con corte al 31 de diciembre de 2021 (Banco de la República, 2022b);  $i_D$  intereses anuales de la deuda (USD);  $E$  es la tasa de inflación (5.62% E.A.) (Banco de la República, 2022a), que corresponde a la acumulada para el año 2021 en Colombia;  $C_t$  representa la sumatoria de los ingresos por externalidades positivas y cargo por confiabilidad, así como de los costos anuales del proyecto por administración, operación, mantenimiento y combustible (USD),  $D_j$  es la tasa de depreciación de activos ( $\leq 33.33$  %E.A.);  $d$  es el tiempo aplicado a la depreciación de activos (3-10 años) (Saldarriaga-Loaiza, et al., 2020). Las variables de decisión corresponden a  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ ,  $d$ ,  $k$ ,  $L$ .

#### 4.1.2. Flujo de caja descontado con simulación de Monte Carlo y VaR

El flujo de caja descontado (FCD) permite calcular el valor presente neto de un proyecto a partir de los ingresos y egresos causados durante su vida operativa. De esta forma, los flujos de caja futuros son llevados a valor presente mediante la tasa de descuento del inversionista y, finalmente, son sumados para obtener el valor presente neto. En la ecuación 17 se muestra la expresión generalizada del valor presente neto mediante FCD (Hasan et al., 2016).

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{(F_i + F_c)}{(1 + i)^t} \quad (17)$$

Dónde: VPN es el valor presente neto,  $F_i$  son los ingresos para el año  $n$  del flujo de caja (USD),  $F_c$  son los egresos para el año  $n$  del flujo de caja (USD),  $i$  es la tasa de descuento (8.1% E.A.),  $n$  es el tiempo de vida operacional del proyecto (años) y  $t$  la vida útil del proyecto (años).

En la ecuación 18 se muestra la expresión del FCD para proyectos de generación de electricidad con FNCER, considerando incentivos fiscales y estructura de inversión, la cual fue adaptada de las ecuaciones 7 y 8. Si bien el VPN es igual a cero para un CG ( $LCOE$ ) obtenido de forma determinística con la metodología del  $LCOE$ , este puede tomar valores diferentes de cero cuando se considera incertidumbre en alguna variable técnica y financiera del proyecto.

$$VPN = LCOE \mu \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} - \left[ \alpha_1 I + \sum_{t=k}^{L+k} \frac{\alpha_2 I (1+g)^k + \mu i_D L}{L(1+E)^t (1+i)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{\mu C_t}{(1+i)^t} + \sum_{t=1}^d \frac{D_j I}{(1+E)^t (1+i)^t} (\mu - 1) \right] \quad (18)$$

Por tanto, en este trabajo se usó la simulación de Monte Carlo como herramienta estadística para evaluar la variabilidad del VPN cuando se presentan cambios en las variables del FCD (Franco-Sepúlveda et al., 2017). De esta forma, la simulación de Monte Carlo se adaptó a la ecuación 18 a fin de obtener los diferentes valores de VPN que se pueden alcanzar cuando se modifica la tasa representativa del mercado (TRM), manteniendo fijo el CG obtenido con la metodología del  $LCOE$ . Aunque la TRM no se encuentra explícitamente en la ecuación 18, su variación afecta directamente a la variable  $I$ , que corresponde al valor de la inversión inicial de un proyecto. También, el aumento o disminución de  $I$  causa que la estructura de capital de un proyecto se tenga que modificar, por los cambios que se presentan en el valor de la deuda, su plazo y periodo de gracia, así como la tasa global anual de la depreciación acelerada de activos.

Para la simulación de Monte Carlo se usó una serie histórica de TRM para Colombia desde el 01 de enero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2021 (Investing, 2022), tomando los valores de TRM máxima/diaria y mínima/diaria por 5 años, que equivalen a 3132 datos. De este modo, se proyectó la distribución de probabilidad de TRM, que representa la variable de entrada para el FCD; en cada corrida, la simulación de Monte Carlo varía 1000 veces (iteraciones) el valor de la TRM (tomada desde la distribución de probabilidad) en el FDC, dando como resultado 1000 valores de VPN. Con estos valores, se obtiene el valor esperado, valor máximo, valor mínimo y la distribución de probabilidad del VPN. Cabe aclarar que en el trabajo reportado en el anexo 1, se consideró la variabilidad en el factor de capacidad de dos tecnologías de generación, eólica y solar fotovoltaica.

Finalmente, el *VaR* es una medida de riesgo usada para la evaluación de alternativas de inversión con el fin de determinar las pérdidas que puede presentar un proyecto durante su vida operativa, con una probabilidad del 5%. Por tanto, es un valor de referencia de pérdidas, VPN, con probabilidad del 5% de que sea superado (Cheung y Yuen, 2020).

### 4.1.3. Opciones Reales

La metodología de OR permite la valoración de inversiones a partir de escenarios de incertidumbre y de oportunidades implícitas que se pueden presentar en la estructura de flujo de caja del proyecto. Además, considera el VPN tradicional, calculada con la metodología de flujo de caja descontado – ecuación 18, y la opción real implícita que surge de la heterogeneidad de los flujos de cajas y de la volatilidad de las variables involucradas en el flujo de caja. De esta forma, proyectos con VPN tradicional negativos tienen la posibilidad de tomar valores positivos cuando se considera la opción real implícita en el VPN del proyecto. En la ecuación 19 se presenta el VPN con opción real (Balibrea-Iniesta et al., 2021) .

$$VPN_{OR} = VPN_{Tradicional} + ORI \quad (19)$$

Dónde:  $VPN_{OR}$  es el valor presente neto con opción real (USD),  $VPN_{Tradicional}$  es el valor presente neto tradicional (USD), calculado con la ecuación 18, y ORI es la opción real implícita del proyecto (USD).

Para determinar la ORI se usó el modelo de Black y Scholes, el cual valora el precio de una opción financiera a partir de una volatilidad implícita. En las ecuaciones 20-22 se muestra el modelo de Black and Scholes (Chowdhury et al., 2020).

$$C = S N(d_1) - Ke^{-rt}N(d_2) \quad (20)$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{K}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)t}{\sigma\sqrt{t}} \quad (21)$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{t} \quad (22)$$

Dónde: C es el  $VPN_{OR}$  (USD), S es el VP (valor presente, USD), K es la inversión inicial (I, USD), r es la tasa libre de riesgo (E.A.), t es el periodo de vigencia de la opción de compra (1

año),  $N(d1)$  y  $N(d2)$  valores de la función de probabilidad acumulada de una distribución normal estándar y  $\sigma$  es la volatilidad implícita (%). Cabe aclarar que se usó una tasa libre de riesgo de 1.947% E.A., tomada como el promedio de datos históricos desde el 01 de enero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2021 (Investing, 2021).

#### **4.2. Técnicas de optimización –Metaheurísticas- para minimizar CG**

Las técnicas metaheurísticas permiten resolver problemas de optimización combinatoria, no convexa y no lineal, con resultados de alta calidad y en un tiempo computacional relativamente bajo; por tanto, permiten encontrar un conjunto adecuado de soluciones a fin de satisfacer una FO de maximización o minimización, sujeta a restricciones (Ramos-Figueroa et al., 2020; Saldarriaga-Zuluaga et al., 2021; Schweickardt et al., 2016). Este conjunto de soluciones suele representarse por un vector de valores denominado individuo o cromosoma (Dokeroglu et al., 2022).

De manera general, la secuencia de funcionamiento de las técnicas metaheurísticas seleccionadas es la siguiente: primero, se establece una población inicial (los elementos de esta población son candidatos de solución y se pueden llamar cromosoma, individuo o partícula, según el caso) y se calculan los valores de aptitud de los candidatos de solución. Luego, se llevan a cabo iteraciones, en las que se presentan cruzamientos y mutaciones entre diferentes individuos para obtener el de mejor aptitud; el proceso finaliza cuando se alcanza el conjunto solución deseado; es decir, cuando se obtiene el individuo con mejor aptitud (o cuando se cumple un número máximo de iteraciones o generaciones).

En este trabajo se busca minimizar CG a partir de un problema de optimización combinatoria, no convexo y no lineal, cuya función objetivo se establece en la ecuación 7; la combinación de variables de decisión (cromosoma-individuo) corresponde a  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ ,  $d$ ,  $k$ ,  $L$ , la cual define el portafolio o la estructura óptima de inversión. De este modo, se aplicaron las siguientes metaheurísticas a la metodología del *LCOE*, de forma independiente, para resolver el problema de optimización: *GA*, *PSO* y *DE*; cabe aclarar que inicialmente se escogieron tres técnicas con el fin de comparar los resultados y determinar la más adecuada para minimizar CG. No obstante, se observó que cada técnica converge a un individuo diferente que minimiza CG; por ello, se determinó que las tres técnicas son aplicables, ya que un inversionista podrá contar con tres

portafolios de inversión diferentes, uno por cada técnica, y seleccionar el más adecuado de acuerdo a sus alcances financieros.

Por otro lado, *GA* y *PSO* se usaron por los trabajos reportados en la literatura, que son aplicables a esta tesis doctoral (Petrović & Đurišić, 2021; Singh et al., 2020); en cuanto al *DE*, se encontró que presenta diversas ventajas frente al *GA*, ya que ofrece una rápida convergencia y una implementación simple (Arrif et al., 2022). Finalmente, la contribución de este trabajo no se encuentra en el desarrollo de una técnica metaheurística, sino en la aplicación de diferentes técnicas de optimización para la estructuración óptima de inversiones.

#### **4.2.1. Algoritmo Genético (GA)**

Se usa como técnica metaheurística en la optimización de problemas complejos o de tipo combinatorio a partir del proceso selección natural; para la aplicación del *GA*, se requiere el establecimiento de un conjunto de soluciones candidatas o población inicial para encontrar una solución cercana o igual a la solución óptima. Cada individuo de la población está codificado en un vector, denominado cromosoma, que representa una solución potencial para el problema de estructuración óptima de inversiones en FNCE. La población inicial del *GA* se genera mediante una semilla. Seguidamente, se calcula la función evaluadora de cada individuo con el fin de evaluar su aptitud; después, se realiza la selección de torneos, que consiste en escoger un subconjunto de individuos. De cada subconjunto se escoge al individuo con mejor aptitud. Posteriormente, los individuos con mejor aptitud compiten en parejas; los ganadores pasan a la etapa de cruzamiento. En esta etapa, los individuos o padres seleccionados recombinan su información para generar un nuevo conjunto de soluciones (descendencia), que ayuda al *GA* a escapar de las soluciones con óptimos locales y a diversificar el espacio de búsqueda. Asimismo, dentro del *GA* aparece el proceso de mutación, el cual consiste en introducir pequeños cambios a los individuos con una probabilidad definida; dicha variación se realiza dentro de los límites de la variable mutada a fin de evitar soluciones inviables. Cuando termina la mutación, se seleccionan los individuos con mejor aptitud para conformar la siguiente generación. El proceso se detiene cuando se alcanza el número máximo de generaciones del *GA* o los resultados esperados (Saldarriaga-Zuluaga et al., 2021).

El cromosoma del problema propuesto corresponde al vector de variables de decisión ( $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ , d, k, L), donde  $\alpha_1$ , peso del capital propio,  $\alpha_2$ , peso de la deuda, d, tiempo aplicado a la depreciación de activos, k, periodo de gracia de la deuda y L, plazo de la deuda, son variables discretas. Adicionalmente, se consideró una variación mínima y máxima de 0 y 10 para cada variable de decisión, respectivamente, a fin de mejorar la rapidez de convergencia; para el caso de las variables  $\alpha_1$  y  $\alpha_2$ , que pueden tomar valores entre 0% y 100%, según las ecuaciones 7-9, sus valores se normalizaron mediante una división por 10.

#### 4.2.2. Optimización de enjambre de partículas (PSO)

Es una técnica metaheurística basada en optimización estocástica, inspirada en el comportamiento de bandadas de pájaros; a diferencia del GA, no considera las etapas de cruzamiento y mutación, sino la posición y velocidad de partículas en un espacio de búsqueda de n-dimensiones. El PSO se inicializa con una población de partículas (soluciones candidatas), que se ubican aleatoriamente en el espacio de búsqueda. Cada una de ellas tiene dos vectores asociados: posición y velocidad. En cada iteración, las partículas actualizan su posición y velocidad a partir del aprendizaje sobre el mejoramiento de posición a partir de datos históricos, que incluyen la mejor posición de la partícula. En las ecuaciones 23 y 24 se presenta las reglas de actualización para la velocidad y posición de una partícula.

$$v_i(t + 1) = w(t) v_i(t) + c_1 r_1 [x_{p\_Best_i} - x_i(t)] + c_2 r_2 [x_{g\_Best} - x_i(t)] \quad (23)$$

$$x_i(t + 1) = x_i(t) + v_i(t + 1) \quad (24)$$

Dónde: t indica la iteración, w(t) es el peso de inercia,  $v_i$  es el vector de velocidad de la i-ésima partícula,  $x_i$  es el vector de posición de la i-ésima partícula,  $x_{g\_Best}$  es el vector que corresponde a la mejor posición histórica del enjambre,  $x_{p\_Best_i}$  es el vector que corresponde a la mejor posición histórica de la partícula i,  $c_1$  y  $c_2$  son los coeficientes personal y global de aprendizaje, respectivamente (Saldarriaga-Zuluaga et al., 2021).

En este trabajo, cada partícula de la población, que corresponde a una solución candidata para el problema, está definida por el vector de variables de decisión  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ , d, k, L. Las variables de decisión  $\alpha_1$  y  $\alpha_2$  fueron normalizadas a un rango de 0 y 10 con el fin de mejorar la rapidez de convergencia; las variables d, k, L no se normalizaron, ya que sus valores se encuentran dentro de

dicho rango. Adicionalmente, se consideró una población de 100 partículas y un número de simulaciones de 200 para implementar el *PSO* con la metodología del *LCOE*, como se indica en la Tabla 9.

#### 4.2.3. Evolución diferencial (*DE*)

Es una metaheurística basada en el principio de evolución natural, en la que inicialmente se usan vectores aleatorios (padres) de una población para perturbar un vector base y generar un vector de mutación. Seguidamente, se realiza un cruzamiento entre los vectores padre y mutación para generar un vector de prueba. Después, se comparan los vectores de prueba con los vectores originales, padres, para determinar los de mejor aptitud y conformar la nueva generación (Zeng et al., 2022). De esta forma, se comienza con un proceso iterativo que finaliza hasta encontrar el vector objetivo o solución. Cabe aclarar que, en cada proceso iterativo, la población de la *g*-z generación contiene *N<sub>g</sub>* vectores, y cada vector contiene *D* variables. La *g*-z generación del *i*-z vector se representa mediante la ecuación 25.

$$X_i^g = \{x_{i,1}^g, x_{i,2}^g, \dots, x_{i,D}^g\}, \forall i \in \{1, 2, \dots, N\} \quad (25)$$

Al comienzo de cada iteración, el algoritmo inicializa la población mediante diferentes métodos, destacándose el método presentado en la ecuación 26.

$$X_{i,j}^0 = LB_j + (UB_j - LB_j) \cdot \text{rand}(0,1), \forall i \in \{1, 2, \dots, N\}, \forall j \in \{1, 2, \dots, D\} \quad (26)$$

Dónde, *UB<sub>j</sub>* representa el límite superior de la *j*-z variable, *LB<sub>j</sub>* representa el límite inferior de la *j*-z variable, *rand* (0,1) representa una función que genera valores aleatorios dentro del rango [0,1].

Para el proceso de mutación suele usarse la estrategia *DE/rand/1*, con la cual se cambia el vector objetivo *X<sub>i</sub><sup>g</sup>* a un vector mutación *V<sub>i</sub><sup>g</sup>*, mediante la ecuación 27. La mutación con el *DE/rand/1* se realiza de la siguiente forma: se escogen tres vectores de la población; uno se convierte en vector base, *x<sub>r1</sub><sup>g</sup>*, y los dos restantes en vectores de perturbación, *x<sub>r2</sub><sup>g</sup>* y *x<sub>r3</sub><sup>g</sup>*. Luego, se realiza la diferencia entre los dos vectores de perturbación y se multiplica por el factor de escala *F*, el cual se usa para controlar la distorsión de los datos. Finalmente, al resultado previo, se le suma el vector base para obtener el vector mutación *V<sub>i</sub><sup>g</sup>*.

$$V_i^g = x_{r1}^g + F \cdot (x_{r2}^g - x_{r3}^g) \quad (27)$$

En la ecuación 28 se presente la estrategia de cruce binomial, usada para la etapa de cruzamiento del *DE*.

$$u_{i,j}^g = \{u_{i,j}^g \text{ si } \text{rand}(0,1) \leq CR \text{ o } j = j_{\text{rand}}; \text{ en caso contrario } x_{i,j}^g\} \quad (28)$$

Dónde  $u_{i,j}^g$  representa la *j*-z componente del vector de prueba  $U_i^g$ , *rand* es una función que genera un número aleatorio dentro del rango [0,1], *jrand* es un número aleatorio entero [1,D] y *CR* representa la probabilidad de obtener cada componente del vector de prueba a partir del vector mutación.

En la ecuación 29 se muestra el modelo de selección para el vector solución del *DE*.

$$X_i^{g+1} = \{U_i^g \text{ si } f(U_i^g) \leq f(X_i^g); \text{ en caso contrario } X_i^g\} \quad (29)$$

Dónde  $f(X_i^g)$  y  $f(U_i^g)$  son los valores fitness de los  $X_i^g$  y  $U_i^g$  individuales (Cui et al., 2018; Zeng et al., 2022).

Los vectores, padre, base, mutación y prueba, tienen la estructura del vector de variables de decisión del problema de optimización propuesto en este trabajo [ $\alpha_1, \alpha_2, d, k, L$ ]. Estas variables presentan las características mencionadas en el *GA* y *PSO*, con un tamaño de población de 100 vectores y un número de iteraciones de 200. Finalmente, en la Tabla 9 se presentan los parámetros implementados para las técnicas metaheurísticas *GA*, *PSO* y *DE*.



**Tabla 9**

*Parámetros implementados para las técnicas metaheurísticas*

<b>Parámetros</b>	<b>GA</b>	<b>PSO</b>	<b>DE</b>
Número máximo de iteraciones	200	200	200
Tamaño de la población	100	100	100
Tasa de cruce	0.7	-	-
Tasa de mutación	0.3	-	-
Peso de inercia	-	1	-
Relación de amortiguamiento del peso de inercia	-	0.99	-
Coefficiente individual de aprendizaje	-	1.5	-
Coefficiente global de aprendizaje	-	2	-

### **4.3. Metodología de trabajo**

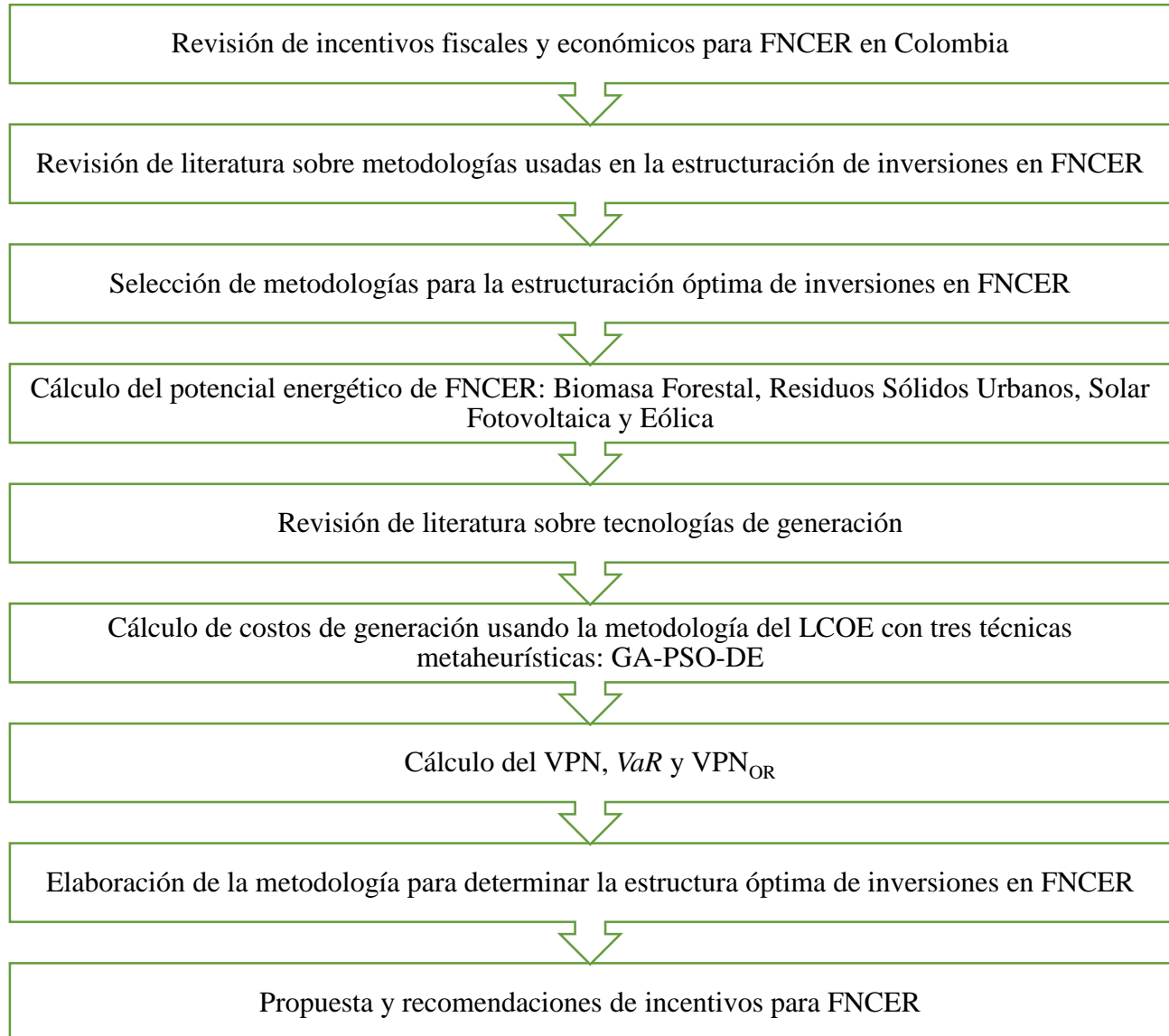
Para el desarrollo del trabajo de investigación, se procedió con la ejecución de las siguientes actividades:

1. Revisión de incentivos fiscales y económicos para FNCER en Colombia. Se consideraron los siguientes incentivos para el desarrollo de la metodología: 1) los incentivos fiscales de la Ley de Energías Renovables 1715 de 2014, tales como deducción del 50% mediante el impuesto de renta (*ITC, Investment Tax Credit*), excepción de IVA para la adquisición de bienes y servicios, excepción de impuesto arancelario para la adquisición de bienes y depreciación acelerada de activos; 2) el beneficio de la Ley 1955 de 2019, que permite aprovechar el ITC durante los primeros 15 años del proyecto; 3) programas verdes, que permiten préstamos bancarios con tasas de interés preferenciales; 4) bonos verdes, que permiten financiar proyectos mediante la emisión de títulos de deuda; 5) el *Project Finance*, que permite una mayor viabilidad de financiación de proyectos; 6) el cargo por confiabilidad como momento generador de ingresos adicionales para el proyecto.
2. Revisión de trabajos, estudios y artículos científicos sobre metodologías usadas para la evaluación, optimización y estructuración de inversiones en proyectos de generación de energía.

3. Selección de las técnicas y metodologías más apropiadas para la evaluación, optimización y estructuración de inversiones en proyectos de generación de energía. Se escogieron tres técnicas metaheurísticas *GA*, *PSO* y *DE*; dos metodologías financieras *LCOE* y OR con Black y Scholes, y se realizó la combinación de la metodología del flujo de caja de descontado con la metodología del *VaR* y la simulación de Monte Carlo para formar la metodología de flujo de caja descontado con simulación de Monte Carlo y *VaR*.
4. Cálculo del potencial energético de FNCER, biomasa forestal, residuos sólidos urbanos, eólica y solar fotovoltaica en Colombia, a partir de información secundaria, que incluye: inventarios de especies forestales (biomasa forestal), información municipal sobre rellenos sanitarios (residuos sólidos urbanos) y datos de velocidad del viento e irradiación solar tomadas desde la base de datos de la NASA (eólica y solar fotovoltaica).
5. Revisión de literatura técnica sobre tecnologías de generación con FNCER. Se seleccionaron las tecnologías de generación acorde al potencial energético calculado para la biomasa forestal, residuos sólidos urbanos, eólica y solar fotovoltaica.
6. Cálculo de costos de generación de las FNCER, biomasa forestal, residuos sólidos urbanos, eólica y solar fotovoltaica. Para ello, se usó la metodología del *LCOE* combinada, de forma independiente, con tres técnicas metaheurísticas *GA*, *PSO* y *DE*, a fin de minimizar los costos de generación, considerando los incentivos fiscales y económicos en Colombia.
7. Cálculo del VPN, *VaR* y  $VPN_{OR}$  a partir de los costos de generación obtenidos para las FNCER, biomasa forestal, residuos sólidos urbanos, eólica y solar fotovoltaica.
8. Elaboración de la metodología para determinar la estructura óptima de inversiones en proyectos de FNCER.
9. Propuesta y recomendaciones de incentivos para hacer viables los proyectos de generación con FNCER.

En la

Figura 1 se presenta el resumen de la metodología usada para el desarrollo del trabajo de investigación.



**Figura 1:** Resumen de la metodología usada para el desarrollo del trabajo de investigación

*En resumen, el Capítulo 4 “Metodología” presentó las herramientas financieras, estadísticas y de optimización que se implementaron en el desarrollo de la metodología para la estructuración óptima de inversiones en FNCER. Estas corresponden a: 1) Metodología del LCOE; 2) Metodología del FCD integrado con los métodos de simulación de Monte Carlo y VaR;*

*3) Metodología de Opciones Reales con Black and Scholes; 4) Técnicas de optimización, GA, PSO y DE. Finalmente, se describió la metodología usada para el cumplimiento del objetivo general y los objetivos específicos del trabajo de investigación.*

*En el próximo capítulo del documento, que corresponde a “Resultados”, se abordan las siguientes temáticas: 1) cálculo de los costos de generación (CG), valor presente neto (VPN), valor en riesgo (VaR) y valor presente neto con opción real (VPN<sub>OR</sub>) para las FNCER (FB-USW-PS-WP), 2) detalle de la metodología desarrollada para la estructuración óptima de inversiones con FNCER.*

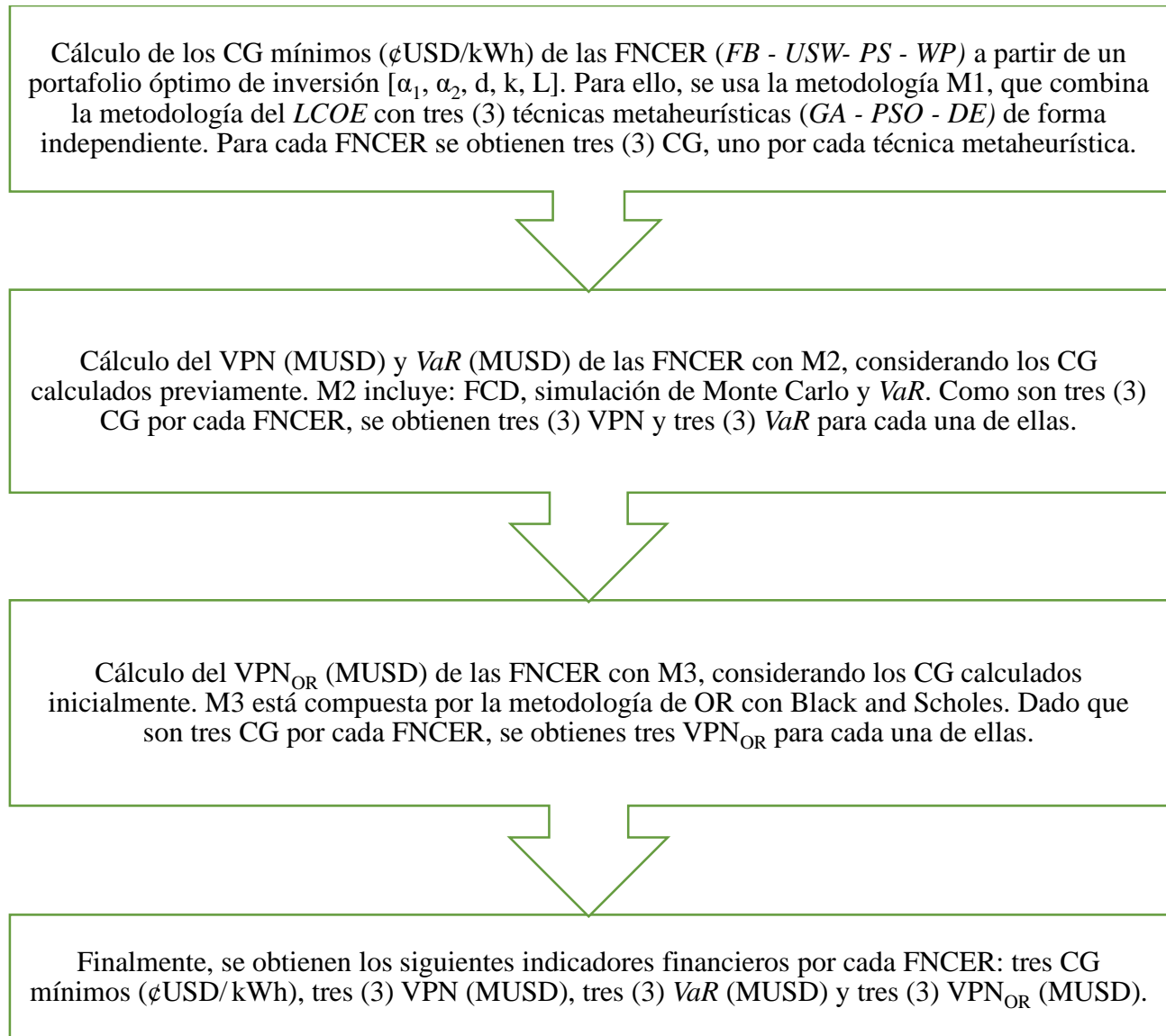
## CAPÍTULO 5

### RESULTADOS

En este capítulo se presentan las metodologías financieras, métodos estadísticos y técnicas de optimización aplicadas a las FNCER de estudio (*FB-USW-PS-WP*), así como la metodología elaborada en este trabajo para estructurar de forma óptima las inversiones en FNCER. Inicialmente, se calcularon los CG (¢USD/kWh) para las FNCER mediante la metodología del *LCOE* con *GA*, *PSO* y *DE*, de forma independiente (Metodología M1). De esta manera, se obtuvieron tres CG por cada FNCER, ya que por cada técnica metaheurística se alcanza un portafolio de inversión diferente con un CG mínimo asociado.

Luego, los CG se usaron como variables de entrada para la metodología del FCD integrada con los métodos de simulación de Monte Carlo y *VaR* (Metodología M2), consiguiendo tres VPN y *VaR* por cada FNCER. Posteriormente, los CG se evaluaron en la metodología de OR con Black y Scholes (M3), obteniendo tres VPN<sub>OR</sub> por cada FNCER. Finalmente, con los cuatro indicadores financieros -CG, VPN, *VaR* y VPN<sub>OR</sub> - se elaboró la metodología de estructuración óptima de inversiones en proyectos de generación de electricidad con FNCER. En la Figura 2 se presenta el resumen del procedimiento usado para obtener los resultados del trabajo de investigación.

Con este capítulo se cumplen el objetivo específico 3: “*Estimar costos de generación de electricidad de fuentes no convencionales de energía renovable, biomasa, eólica y solar fotovoltaica, combinando la metodología del LCOE con otras metodologías de evaluación financiera, como las Opciones Reales, y técnicas de optimización*”, y el objetivo específico 4 “*Desarrollar una metodología de estructuración de inversiones, a partir de la estimación de costos de generación de electricidad, con el fin de establecer el portafolio óptimo de inversión para cada proyecto de energía renovable, considerando los beneficios y las restricciones de los incentivos fiscales y económicos vigentes en Colombia*”.



**Figura 2:** Resumen del procedimiento usado para desarrollar el trabajo de investigación.

## 5. Resultados

### 5.1. Costos de generación (CG), valor presente neto (VPN), valor en riesgo (*VaR*) y valor presente neto con opción real (VPN<sub>OR</sub>)

Para desarrollar y validar la metodología propuesta en este trabajo, que consiste en la estructuración óptima de inversiones en proyectos de generación de electricidad, se consideraron cuatro FNCER: *FB*, *USW*, *PS* y *WP*. Así, para aplicar la metodología propuesta, la cual integra tres metodologías (M1, M2 y M3), se debe calcular inicialmente CG de cada FNCER mediante la metodología *LCOE* (M1), la cual contiene tres técnicas metaheurísticas: *GA*, *PSO* y *DE*. El *LCOE* usa cada técnica metaheurística de forma independiente para obtener la combinación de valores de las variables de decisión del problema ( $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ ,  $d$ ,  $k$ ,  $L$ ), que hacen mínimo CG. como las técnicas metaheurísticas convergen hacia distintos resultados, se tendrán tres combinaciones diferentes de valores para las variables de decisión y, por tanto, los tres CG para cada combinación también lo serán. Posteriormente, se evalúa cada CG o el que el inversionista escoja, de acuerdo a su estructura de capital, en la metodología del flujo de caja descontado con simulación de Monte Carlo y *VaR* (M2), y en la metodología de opciones reales con Black y Scholes (M3); con ambas metodologías, el inversionista obtiene información adicional de la inversión a través de tres indicadores financieros VPN, *VaR* y VPN<sub>OR</sub>, en los cuales se considera incertidumbre por medio de variables técnicas y financieras del proyecto, tales como el factor de capacidad, la tasa representativa del mercado, entre otras.

Si los resultados cumplen con las expectativas del inversionista, se termina el proceso, en caso contrario, el inversionista debe retomar al paso inicial para calcular de nuevo los CG de cada FNCER mediante el *LCOE* y las tres técnicas metaheurísticas. En una simulación, se pueden obtener nuevas combinaciones de valores para las variables de decisión, ya que las técnicas metaheurísticas no garantizan los mismos valores de convergencia en cada simulación. En la Tabla 10 se presentan los datos técnicos y financieros de las FNCER, usados para metodología propuesta en este trabajo. Se consideró una vida operativa y una aplicación del *Project Finance* de 20 años para las cuatro FNCER (*FB*, *USW*, *PS* y *WP*).

**Tabla 10**

*Datos técnicos y financieros de las FNCER*

FNCER	Capacidad (MW)	Electricidad anual (GWh)	Costo AOM (¢USD/kWh)	Costo Combustible (¢USD/kWh)	Ingreso por Externalidad (¢USD/kWh)	Inversión Inicial (MUSD)
<i>FB</i>	21.9	174.6	0.95	4.9	0	46.67
<i>USW</i>	56	441.5	5.4	0	0.68	312.5
<i>PS</i>	10	21.17	0.91	0	0	9.1
<i>WP</i>	12.6	55.6	1.5	0	0	17.7

*Nota:* Tomado de (Saldarriaga-Loaiza et al., 2022; Saldarriaga-Loaiza, et al., 2020)

Cabe aclarar que los costos de inversión y los de AOM, fijos y variables, fueron actualizados mediante las ecuaciones 29 y 30, respectivamente, tomando un IPP, índice de precios del productor, de 147.64 (adimensional) y un IPC, índice de precios al consumidor, de 111.41 (adimensional), ambos para Colombia con corte al 31 de diciembre de 2021 (Banco de la República, 2022a; DANE, 2022). Adicionalmente, la FNCER *USW* presenta una externalidad positiva, ingreso, por concepto de disposición final de residuos sólidos urbanos (Montiel-Bohórquez et al., 2022a).

$$I_{o,b} = I_{o,a} (IPC_b / IPC_a) \tag{29}$$

$$I_{o,b} = I_{o,a} (IPP_b / IPP_a) \tag{30}$$

Dónde **a** representa el año en el cual se reportaron los costos y **b** representa el año al cual será actualizados los costos (2021).

Por otro lado, para evaluar el efecto de los incentivos fiscales y económicos (Ley 1715 de 2014, Ley 1955 de 2019, Ley 2099 de 2021, deuda con periodos de gracia, el *Project Finance* y externalidad positiva para *USW* por disposición de residuos), y la deuda sobre la viabilidad de las FNCER, se realizaron dos casos base: 1) cálculo CG mediante la metodología *LCOE* sin considerar incentivos fiscales y económicos, y 2) cálculo CG mediante la metodología *LCOE*, solo con incentivos fiscales,  $\alpha_1 = 100\%$  y  $d=5$  (años).

En la Tabla 11 se presentan los CG de las FNCER *FB*, *USW*, *PS* y *WP*, calculados para los dos casos base mediante M1; estos resultados sirvieron como referencia para determinar el efecto



de la metodología (propuesta en este trabajo) sobre los CG con incentivos fiscales y económicos. Así, se obtuvieron CG de 9.3 ¢USD/kWh, 13.9 ¢USD/kWh, 6.3 ¢USD/kWh y 5.7 ¢USD/kWh para *FB*, *USW*, *PS* y *WP*, respectivamente, sin incentivos. No obstante, al considerar solo incentivos fiscales, los CG se reducen a 9 ¢USD/kWh, 13 ¢USD/kWh, 5.8 ¢USD/kWh y 5.3 ¢USD/kWh, con una disminución del 3.7%, 6.6%, 8.6% y 7.4%, respectivamente. Por tanto, la mayor reducción corresponde a la FNCER *PS*, ya que presenta un mayor porcentaje de utilidad antes de impuestos (Renta Gravable), permitiéndole aprovechar en mayor proporción el ITC. Cabe resaltar que según los resultados obtenidos con M1, las reducciones pueden ser más altas cuando se considera deuda e incentivos económicos. Esto debido a que el pago de intereses, con periodo de gracia y depreciación de activos, pueden reducir el impacto de la tasa impositiva durante la vida operativa del proyecto.

**Tabla 11**  
*CG con y sin incentivos fiscales para las FNCER*

<b>FNCER</b>	<b>CG sin incentivos (¢USD/kWh)</b>	<b>CG con incentivos (¢USD/kWh)</b>	<b>Reducción (%)</b>
<i>FB</i>	9.3	9	3.7
<i>USW</i>	13.9	13	6.6
<i>PS</i>	6.3	5.8	8.6
<i>WP</i>	5.7	5.3	7.4

Según los resultados de la Tabla 11, los porcentajes de reducción de los CG no superan el 10%; por tanto, los incentivos fiscales no están siendo aprovechados plenamente, principalmente el ITC. De esta forma, un escenario de deuda con incentivos fiscales y económicos favorece la reducción de los CG, ya que se puede aprovechar en mayor proporción los incentivos y se puede disminuir la tasa impositiva efectiva durante la vida operativa de los proyectos.

Con este trabajo, el inversionista puede obtener una combinación óptima de los valores de las variables de decisión, una por cada técnica metaheurística, que le permitirá tener distintos portafolios para la estructura de capital del proyecto a partir del aprovechamiento de incentivos fiscales y económicos. En la Tabla 12 se presenta la combinación de valores para las variables de decisión y los respectivos CG, usando M1 y las técnicas metaheurísticas, *GA*, *PSO* y *DE*.

M1 se implementó en cada técnica de forma independiente, por tal razón, es posible tener tres combinaciones de variables de decisión diferentes, ya que las técnicas no presentan la misma convergencia; para cada combinación, se obtiene un CG mínimo considerando incentivos fiscales y económicos. Asimismo, se resalta que la técnica *PSO* presentó una convergencia más rápida y que requiere de una menor cantidad de iteraciones y tamaño de la población, no obstante, se usaron los mismos parámetros de simulación en las tres técnicas metaheurísticas a fin de tener la misma métrica de comparación.

**Tabla 12**

*Costos de generación (CG) obtenidos mediante M1 con GA, PSO y DE*

FNCER	M1 con GA			M1 con PSO			M1 con DE		
	Combinación ( $\alpha_1, \alpha_2, d, k, L$ )	CG (¢USD/kWh)	Red. (%)	Combinación ( $\alpha_1, \alpha_2, d, k, L$ )	CG (¢USD/kWh)	Red. (%)	Combinación ( $\alpha_1, \alpha_2, d, k, L$ )	CG (¢USD/kWh)	Red. (%)
<i>FB</i>	(2,8,10,10,10)	7.3	21.5	(1,9,8,10,9)	7.1	23.7	(1,9,9,10,8)	7.2	22.6
<i>USW</i>	(1,9,7,9,7)	8.5	38.8	(1,9,6,7,9)	8.8	36.7	(2,8,7,9,8)	8.9	36
<i>PS</i>	(2,8,3,10,5)	3.6	42.9	(2,8,9,10,8)	3.2	49.2	(1,9,8,10,2)	3.3	47.6
<i>WP</i>	(1,9,10,10,10)	3.0	47.4	(2,8,9,10,9)	3.2	43.9	(1,9,10,10,6)	3.1	47.3

Respecto a los resultados presentados en la Tabla 12, se evidencia que las técnicas metaheurísticas *GA*, *PSO* y *DE* no convergen al mismo resultado, generando diferentes CG para las FNCER *FB*, *USW*, *PS* y *WP*, con porcentajes de reducción desde un 21.5% hasta un 49.2%, comparados con los CG base, que no incluye incentivos fiscales y económicos, según Tabla 11. Lo anterior, se convierte en una ventaja para los inversionistas, quienes pueden seleccionar la combinación de variables de decisión que más se adecue a su estructura de capital o que más le convenga para obtener CG competitivos frente a FCE.

Adicionalmente, comparando los resultados de la Tabla 11 y Tabla 12, la reducción de los CG requiere de que los proyectos presenten deuda, con tasas de interés adecuadas (créditos verdes) y con periodos de gracia, así como una tasa de depreciación inferior a la máxima permitida en la aplicación de incentivos fiscales (33.33% anual). Así, con estos escenarios de inversión, los flujos de caja presentan un mejor rendimiento en la disminución de la tasa impositiva efectiva del proyecto y el aumento del aprovechamiento de los incentivos fiscales. Así, la mejor combinación para reducir CG (7.1 ¢USD/kWh) de *FB* es la 1-9-8-10-9, que representa un porcentaje de capital

propio del 10%, un porcentaje de deuda del 90%, una depreciación de activos a 8 años, un periodo de gracia de 10 años y un plazo de la deuda de 9 años; el porcentaje de reducción es del 23.7%. Seguidamente, la mejor combinación para reducir CG (8.5 ¢USD/kWh) de *USW* es la 1-9-7-9-7, que representa un porcentaje de capital propio del 10%, un porcentaje de deuda del 90%, una depreciación de activos a 7 años, un periodo de gracia de 9 años y un plazo de la deuda de 7 años; el porcentaje de reducción es del 38.8%. Posteriormente, la mejor combinación para reducir CG (3.2 ¢USD/kWh) de *PS* es la 2-8-9-10-8, que representa un porcentaje de capital propio del 20%, un porcentaje de deuda del 80%, una depreciación de activos a 9 años, un periodo de gracia de 10 años y un plazo de la deuda de 8 años; el porcentaje de reducción es del 49.2%.

Finalmente, la mejor combinación para reducir CG (3.0 ¢USD/kWh) de *WP* es la 1-9-10-10-10, que representa un porcentaje de capital propio del 10%, un porcentaje de deuda del 90%, una depreciación de activos a 10 años, un periodo de gracia de 10 años y un plazo de la deuda de 10 años; el porcentaje de reducción es del 47.4%. En síntesis, se corrobora de que el mayor porcentaje de reducción en CG se presenta para las FNCER con mayor porcentaje de utilidad antes de impuesto, la *PS* y *WP*.

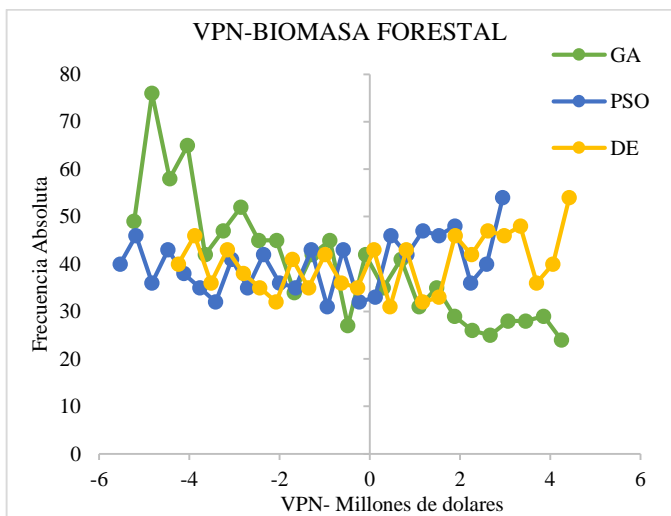
En las Figura 3, Figura 4, Figura 5 y Figura 6 se presentan las distribuciones de probabilidad del VPN para cada FNCER usando M2; cabe aclarar que los CG obtenidos por cada técnica metaheurística, según Tabla 12, fue evaluado con M2, por tanto, cada FNCER presenta 3 distribuciones de probabilidad para el VPN, correspondientes al *GA*, *PSO* y *DE*. Por otro lado, se contemplaron 1000 simulaciones para cada caso de M2, variando los datos históricos de la TRM para Colombia, desde el 01 de enero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2021 (Investing, 2022) el nivel de confianza de las simulaciones fue del 95%.

De acuerdo con los resultados que se indican en las Figura 3, Figura 4, Figura 5 y Figura 6, las FNCER *FB*, *USW*, *PS* y *WP* presentan un riesgo de pérdidas económicas para los CG calculados mediante M1; por tanto, a pesar de alcanzar un VPN igual a cero de forma determinística con M1, existe la posibilidad de obtener un VPN menor que cero con M2 dada la incertidumbre que se introdujo con la variación de la TRM, según los datos históricos tomados como referencia. De esta forma, la variación de la TRM representa un incremento o disminución de la inversión inicial para las FNCER, causando que el proyecto requiera de una variación de sus ingresos para poder compensar dicha situación y así garantizar el costo de oportunidad de los inversionistas; la variación de los ingresos se puede lograr mediante un aumento o reducción de los CG obtenidos

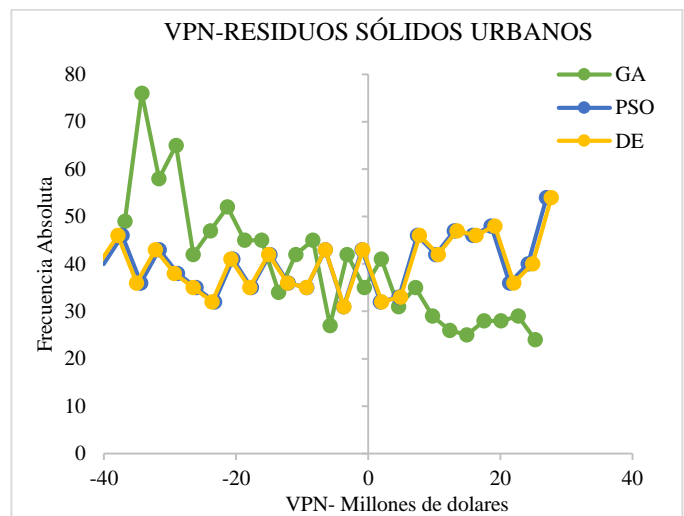
mediante M1. No obstante, se puede visualizar el caso contrario donde el VPN toma valores positivos, ocasionado que el VPN esperado sea mayor que cero, en algunas FNCER, y que se presente un VPN máximo, que oscila entre 0.82 MUSD y 27.7 MUSD, según la Tabla 13. Lo anterior causa que el inversionista pueda tener un mayor costo de oportunidad, una mayor rentabilidad para el proyecto y una mayor flexibilidad y competitividad en el mercado eléctrico. En la Tabla 13 se presentan los resultados obtenidos mediante M2, donde P(%) indica la probabilidad de ocurrencia.

Si un inversionista tuviese que elegir la combinación de variables de decisión, que le garantice con mayor grado de certeza la viabilidad técnica y financiera de una FNCER, podría escoger, para el caso de *FB*, la combinación del *DE* 1-9-9-10-8, obteniendo un CG de 7.2 ¢USD/kWh, un VPN esperado de 0.7 MUSD y un VPN máximo de 4.4 MUSD. Para la *USW*, el VPN esperado, obtenido por cada técnica metaheurística, es menor que cero; por tal razón, ninguna de las tres alternativas sería atractiva para el inversionista, a menos de que considere los resultados obtenidos con M3 a fin de determinar el efecto de la opción real implícita, en este caso la volatilidad de la TRM, sobre el VPN tradicional (el obtenido con M2). Para la *PS*, el inversionista podría escoger la combinación del *PSO* 2-8-9-10-8, obteniendo un CG de 3.2 ¢USD/kWh, un VPN esperado de 0.5 MUSD y un VPN máximo de 1.2 MUSD.

**Tabla 13**



**Figura 3:** Distribuciones de probabilidad, VPN- FB



**Figura 4:** Distribuciones de probabilidad, VPN- USW

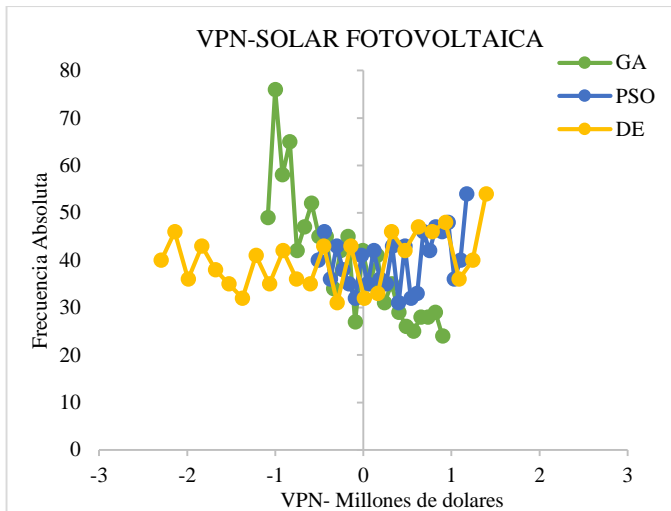


Figura 5: Distribuciones de probabilidad, VPN- PS

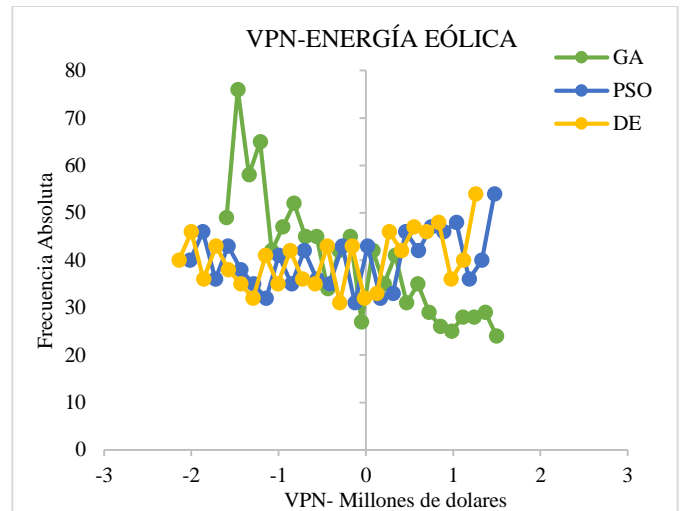


Figura 6: Distribuciones de probabilidad, VPN- WP

Si un inversionista tuviese que elegir la combinación de variables de decisión, que le garantice con mayor grado de certeza la viabilidad técnica y financiera de una FNCER, podría escoger, para el caso de *FB*, la combinación del *DE* 1-9-9-10-8, obteniendo un CG de 7.2 ¢USD/kWh, un VPN esperado de 0.7 MUSD y un VPN máximo de 4.4 MUSD. Para la *USW*, el VPN esperado, obtenido por cada técnica metaheurística, es menor que cero; por tal razón, ninguna de las tres alternativas sería atractiva para el inversionista, a menos de que consideré los resultados obtenidos con M3 a fin de determinar el efecto de la opción real implícita, en este caso la volatilidad de la TRM, sobre el VPN tradicional (el obtenido con M2). Para la *PS*, el inversionista podría escoger la combinación del *PSO* 2-8-9-10-8, obteniendo un CG de 3.2 ¢USD/kWh, un VPN esperado de 0.5 MUSD y un VPN máximo de 1.2 MUSD.

Tabla 13

Resultados flujo de caja descontado, simulación de Monte Carlo y VaR

FNCER	VPN Estimado (MUSD)			VPN Máximo (MUSD)						VaR (MUSD)		
	GA	PSO	DE	GA	PSO	DE	P (%) GA	P(%) PSO	P (%) DE	GA	PSO	DE
FB	0.5	-0.4	0.7	4.2	3	4.4	0.9	0.3	0.4	3.8	4	3
USW	-0.5	-0.2	-0.9	25.3	27	27.7	0.8	0.2	0.5	29.4	30.6	30.8
PS	0.1	0.5	0.016	0.9	1.2	0.82	0.4	0.3	0.7	0.8	0.26	0.85
WP	0.2	0.12	-0.17	1.5	1.47	1.26	0.3	0.7	0.5	1.18	1.5	1.7

Finalmente, para la WP, se podría escoger la combinación del GA 1-9-10-10-10, obteniendo un CG de 3.0 ¢USD/kWh, un VPN esperado de 0.2 MUSD y un VPN máximo de 1.5 MUSD. Es de resaltar que con M1 se obtiene un CG que garantiza de forma determinística un VPN igual a cero y una tasa mínima aceptable de rentabilidad (TMAR) para el inversionista. Sin embargo, cuando se introduce incertidumbre al proyecto de generación mediante M2, es posible obtener un VPN esperado mayor que cero, dando posibilidad al inversionista de que la inversión genere una rentabilidad mayor a la TMAR o que pueda reducir los CG hasta un precio que lo haga competitivo, si es necesario.

Complementando el análisis previo, es importante que el inversionista conozca el *VaR* de las FNCER *FB*, *USW*, *PS* y *WP* a fin de reducir el riesgo de pérdidas en un proyecto de generación. De esta forma, la combinación obtenida con el *DE*, para la *FB*, presenta un *VaR* de 3 MUSD, siendo este el menor valor de *VaR* obtenido con las técnicas metaheurísticas (*GA*: 3.8 MUSD y *PSO*: 4 MUSD). Por tanto, se podría corroborar de que la mejor estructura de inversión para *FB* es la combinación del *DE* (1-9-9-10-8), ya que se obtiene un CG de 7.2 ¢USD/kWh, un VPN esperado de 0.7 MUSD y un VPN máximo de 4.4 MUSD. Para el *USW*, los resultados obtenidos con M2 no serían atractivos para un inversionista y, más aún, cuando el *VaR* puede oscilar entre 29.4 MUSD y 30.8 MUSD, según los resultados obtenidos con el *GA*, *PSO* y *DE*; por tanto, los resultados obtenidos con M3 puede orientar a inversionista a escoger la opción con mayor rentabilidad y menor riesgo. Cabe aclarar que, si el inversionista desea mejorar los resultados con M2, puede aumentar el valor CG, obtenido mediante M1, hasta el punto en que mejore la viabilidad de la FNCER, garantizando su competitiva frente a otras tecnologías de generación (FNCER y FCE).

Para la *PS*, la combinación dada por el *PSO* (2-8-9-10-8) presenta el menor *VaR*, 0.26 MUSD; de esta forma, se corrobora de que esta combinación representa la mejor alternativa, ya que se obtiene un CG de 5.8 ¢USD/kWh, un VPN esperado de 0.5 MUSD y un VPN máximo de 1.6 MUSD. Finalmente, para la WP, la combinación dada por *GA* (1-9-10-10-10) presenta el menor *VaR*, 1.18 MUSD; así, se corrobora de que esta combinación representa la mejor alternativa, ya que se obtiene un CG de 3.0 ¢USD/kWh, un VPN esperado de 0.2 MUSD y un VPN máximo de 1.5 MUSD. Cabe señalar que los valores de *VaR*, reportados previamente, representan las pérdidas económicas que pueden tener las FNCER con una probabilidad de ocurrencia del 5%.

A través de M1, las FNCER *FB*, *USW*, *PS* y *WP* presentan un VPN determinístico igual a cero a partir de una TRM estática (valor fijo de referencia que no varía); sin embargo, al introducir

incertidumbre en M2 con la variación de la TRM, la cual está modelada por la distribución de datos históricos de la TRM para Colombia, desde el 01 de enero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2021, esta puede tomar valores superiores e inferiores a la TRM estática de M1, causando que el costo de inversión de las FNCER presenten un aumento o una disminución. Por tanto, cuando se realizan las 1000 simulaciones mediante Monte Carlo, las FNCER con mayor costo de inversión pueden presentar una mayor sensibilidad a la TRM, tal y como ocurrió para la *USW*, en la cual el VPN esperado, asociado a cada técnica metaheurística, es inferior a cero.

Por otro lado, en la Tabla 14 se presenta el  $VPN_{OR}$  obtenido con M3 para las FNCER *FB*, *USW*, *PS* y *WP*; la volatilidad implícita, *VI* (%), usada para la evaluación de Black y Scholes, se calculó a partir de la variación anual de la utilidad neta de cada FNCER, durante su vida operativa; para lo anterior, se tomó como referencia los flujos de caja obtenidos mediante M1, donde cada FNCER tiene un flujo de caja asociado a los resultados de cada técnica metaheurística.

Según los resultados de la Tabla 14, las FNCER presentan un  $VPN_{OR}$  mayor que cero para todas las combinaciones de variables de decisión, obtenidas a partir del *GA*, *PSO* y *DE*. El hecho más relevante es que la FNCER *USW* presente un  $VPN_{OR}$  entre 1.1 y 1.7 MUSD, debido al valor adquirido por opción real implícita con la volatilidad de los flujos de caja. Ello origina que el inversionista pueda aceptar la factibilidad del proyecto, inclinándose por la combinación del *DE* 2-8-7-9-8, que presenta un  $VPN_{OR}$  de 1.7 MUSD, o la combinación del *GA* 1-9-7-9-7, que presenta un  $VPN_{OR}$  1.7 MUSD. No obstante, y según los resultados obtenidos con M2, la combinación del *PSO* 1-9-6-7-9 puede resultar más interesante para el inversionista, ya que el VPN esperado obtenido con M2, -0.2 MUSD, es inferior al obtenido con el *GA* y el *DE*, -0.5 MUSD y -0.9 MUSD, respectivamente.

**Tabla 14**  
*Resultados OR*

FNCER	<i>GA</i>		<i>PSO</i>		<i>DE</i>	
	$VPN_{OR}$ (MUSD)	<i>VI</i> (%)	$VPN_{OR}$ (MUSD)	<i>VI</i> (%)	$VPN_{OR}$ (MUSD)	<i>VI</i> (%)
<i>FB</i>	0.43	9.1	0.39	18.8	0.35	16.5
<i>USW</i>	1.7	10.9	1.15	6.6	1.7	3.9
<i>PS</i>	0.04	2.6	0.07	6.9	0.02	3.6
<i>WP</i>	0.16	20.4	0.13	6.43	0.1	11.9

Por otro lado, M3 tiene la ventaja de brindar una mayor valoración a una FNCER cuando se consideran OR implícitas, que son típicas por la heterogeneidad que presentan los flujos de caja de un proyecto; así, de la ecuación 15 y considerando que con M1 se obtiene un VPN igual a cero, se deduce que los  $VPN_{OR}$  reportados en la Tabla 14, corresponden a los valores de la opción real implícita; ello implica que la volatilidad presentada en los flujos de caja le está dando un valor agregado a la factibilidad financiera del proyecto, como ocurre en el caso de la FNCER *USW*. Finalmente, la metodología M3 impacta en mayor proporción para las FNCER que presentan una mayor inversión inicial.

En la Tabla 15 se presenta el consolidado de los resultados obtenidos con M1, M2 y M3, considerando incentivos fiscales y económicos. La incertidumbre en la TRM, usada en M2, y la volatilidad en los flujos de caja, usada en M3, puede causar una variación en el VPN esperado por el inversionista y una diferencia con el resultado obtenido con M1 (VPN determinístico igual a cero, calculado con una TRM fija). Lo anterior puede resultar en un ejercicio incompleto para el inversionista dado que la TRM puede sufrir constantes variaciones, desde la etapa de estudios de prefactibilidad hasta la etapa de adquisición de equipos. Por tanto, usar solamente M1 no es suficiente para evaluar el riesgo de la incertidumbre de alguna variable técnica y financiera, así como para determinar el VPN real del proyecto.

Por tanto, M2 y M3 son complementarias para ayudar en la toma de decisiones de inversión, generando una mayor confianza en el inversionista, quien puede hacer una gestión del riesgo con el *VaR*. Las diferencias que se pueden presentar entre M2 y M3 radican en que la primera tiene una estructura más robusta, ya que ejecuta 1000 veces un flujo de caja descontado a partir de valores aleatorios de TRM, que se pueden presentar en el proyecto según su distribución de probabilidad; además indica que tan viable es la implementación de una FNCER cuando existe una TRM variable a partir de un CG constante, obtenido con M1. Mientras que M3 con Black y Scholes considera una volatilidad implícita constante (calculada por medio de los flujos de caja de M1) evaluada en un único flujo de caja con valor presente (S) e inversión inicial (K).



**Tabla 15**

*Consolidado de resultados M1-M2-M3*

FNCER	M1-GG (¢USD/kWh)			M2-VPN (MUSD)			M3-VPN <sub>OR</sub> (MUSD)		
	GA	PSO	DE	GA	PSO	DE	GA	PSO	DE
<i>FB</i>	7.3	7.1	7.2	0.5	-0.4	0.7	0.43	0.39	0.35
<i>USW</i>	8.5	8.8	8.9	-0.5	-0.2	-0.9	1.7	1.15	1.7
<i>PS</i>	3.6	3.2	3.3	0.1	0.5	0.016	0.04	0.07	0.02
<i>WP</i>	3.0	3.2	3.1	0.2	0.12	-0.17	0.16	0.13	0.1

Por otra parte, comparando los CG de las FNCER - *FB* 7.1 a 7.3 ¢USD/kWh, *USW* 8.5 a 8.9 ¢USD/kWh, *PS* 3.2 a 3.6 ¢USD/kWh, y *WP* 3.0 a 3.2 ¢USD/kWh- con los reportados por otros autores - *FB* 7.6 ¢USD/kWh (Saldarriaga-Loaiza et al., 2019), *USW* 13 ¢USD/kWh (Hadidi & Omer, 2017), *PS* 5.7 ¢USD/kWh (IRENA, 2022) y *WP* 5 a 12 ¢USD/kWh (Bruck et al., 2018)-, se evidencia que en Colombia se pueden obtener CG competitivos, partiendo de una combinación de variables de decisión ( $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ , d, k, L) que minimiza CG.

En resumen, la metodología propuesta se puede extrapolar a cualquier proyecto de generación de energía con FNCER, FNCE, FCE o combinación de diferentes tecnologías (híbridos), en el que se requiera evaluar su factibilidad mediante el aprovechamiento de incentivos fiscales y económicos vigentes. Además, se convierte en una herramienta de gran utilidad para determinar la estructura de inversión óptima que minimice los CG de las tecnologías de generación bajo escenarios de incertidumbre en temas políticos, ambientales, sociales, energéticos y otros.

La metodología planteada apoyará la toma de decisiones de inversiones en el SIN, ZNI y ZR, a partir del cálculo de tres indicadores financieros adicionales, que corresponden al VPN, *VaR* y VPN<sub>OR</sub>. Asimismo, guiará a los interesados a seleccionar las tecnologías más adecuadas de generación para ciertas regiones o poblaciones, en las que se presentan necesidades particulares y diferentes. Finalmente, la metodología se puede combinar o adaptar a otras metodologías, métodos o técnicas financieras, estadísticas, matemáticas y de optimización, a fin de obtener nuevas alternativas o enfoques híbridos para evaluar proyectos de inversión en generación de electricidad.

Es importante resaltar que, en algunos de los trabajos publicados durante el desarrollo de esta tesis doctoral (ver Capítulo 8 – discusión académica), se encuentra información

complementaria acerca del efecto de los incentivos económicos (bonos verdes y cargo por confiabilidad) sobre los CG de FNCER.

Con el desarrollo de esta subsección se cumple con el objetivo 3.

## **5.2. Metodología para la estructuración óptima de inversiones con FNCER**

En este trabajo se desarrolló una metodología para la estructuración óptima de inversiones, considerando los beneficios y restricciones de los incentivos fiscales y económicos vigentes en Colombia. La metodología indicada en la Figura 7 se detalla a continuación:

1. Seleccionar la FNCER (biomasa forestal, residuos sólidos urbanos, solar, eólica, etc.) y calcular el potencial energético, así como su factor de capacidad.
2. Determinar los costos de inversión, AOM variables y fijos, combustibles, externalidades negativas y los demás costos necesarios para la instalación, puesta en servicio, operación y desmantelamiento del proyecto.
3. Determinar ingresos que pueda tener el proyecto, diferentes a los obtenidos por producción de electricidad, como, por ejemplo, cargo por confiabilidad, disposición de residuos, externalidades positivas.
4. Determinar los datos financieros del proyecto: tasa de descuento-  $i$ , tasa impositiva-  $\beta$ , tasa de inflación-  $E$ , tasa de interés para la deuda-  $i_D$ , vida operativa del proyecto-  $n$ , entre otros, así como los valores posibles, de las variables de decisión, a las que se puede tener alcance según las fuentes de financiación y recursos propios disponibles para la ejecución del proyecto. Las variables de decisión corresponden a: 1) porcentaje de capital propio-  $\alpha_1$ , 2) porcentaje de deuda -  $\alpha_2$  3) años de depreciación-  $d$ , 4) periodo de gracia-  $k$  y 5) plazo de la deuda –  $L$ .
5. Ingresar los datos técnicos y financieros del proyecto, calculados y determinados previamente, en cada técnica metaheurística, *GA*, *PSO* y *DE*, las cuales hacen parte de M1.

6. Revisar si los CG y las combinaciones de variables de decisión del proyecto, obtenidas con M1, son alcanzables para el inversionista; en caso contrario, se debe regresar al ítem 5 para ejecutar nuevamente cada técnica metaheurística y revisar las nuevas combinaciones obtenidas.
7. Evaluar las combinaciones de variables de decisión y los CG de las FNCER en M2; para ello, se debe determinar las distribuciones de probabilidad de las variables que tendrán incertidumbre (factor de capacidad, TRM, entre otras) a fin de ejecutar la simulación de Monte Carlo.
8. Evaluar las combinaciones de variables de decisión y los CG de las FNCER en M3; para ello, se debe determinar una volatilidad implícita, que puede calcularse a partir de las distribuciones de probabilidad o desde los mismos flujos de caja cuando se considera la incertidumbre de las variables de referencia (factor de capacidad, TRM, entre otras).
9. Revisar el VPN esperado y  $VPN_{OR}$ , obtenidos con M2 y M3, respectivamente, así como el VaR obtenido con M2. Si los resultados no son los deseados, se debe regresar al ítem 5 para ejecutar nuevamente cada técnica metaheurística y revisar las nuevas combinaciones; en caso contrario, seleccionar la combinación de variables de decisión más adecuada para el proyecto y que sea alcanzable (fin de la metodología).
10. Replantear las variables técnicas y financieras indicadas en los ítems 1-4 o incrementar los CG de la FNCER hasta un valor que permita obtener mejores resultados con M2 y M3; esto si después de n simulaciones con M1 no se obtienen combinaciones de variables de decisión aceptables.

Con el desarrollo de esta metodología se cumple el objetivo específico 4.

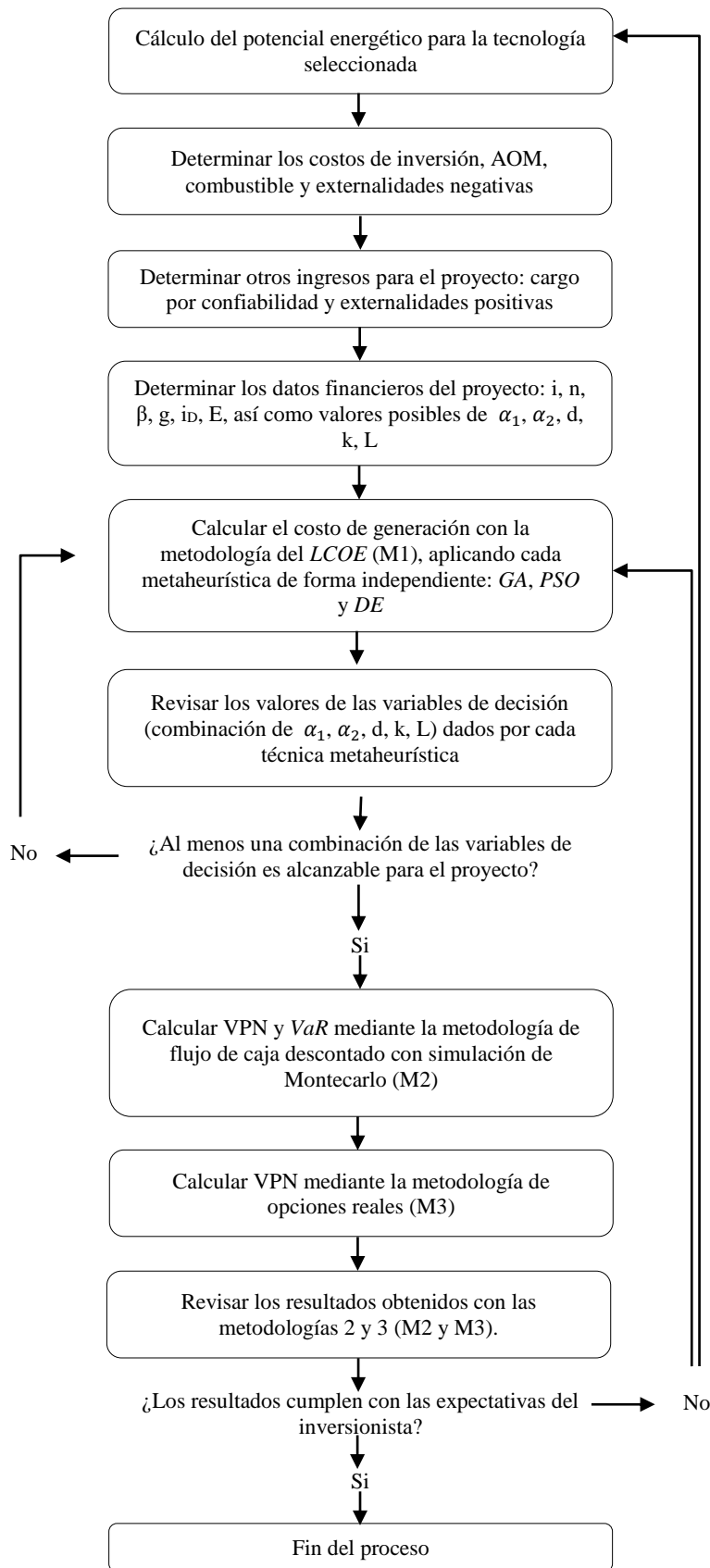


Figura 7: Metodología para la estructuración óptima de inversiones en FNCER

*En resumen, el Capítulo 5 “Resultados” presentó la metodología propuesta en el trabajo de investigación, que consiste en la elaboración de una metodología para la estructuración óptima de inversiones en FNCER. Asimismo, se presentaron los resultados obtenidos a partir de la validación de la metodología, cuyos indicadores financieros son el CG (¢USD/kWh), VPN (MUSD), VaR (MUSD) y VPNOR (MUSD).*

*En el próximo capítulo del documento, que corresponde a “Propuesta de incentivos para la viabilidad financiera de FNCER”, se abordan los incentivos fiscales y económicos que se consideran importantes para viabilizar o mejorar la competitividad de las FNCER en Colombia, según resultados obtenidos en el trabajo de investigación.*

## CAPITULO 6

### PROPUESTA DE INCENTIVOS PARA LA VIABILIDAD FINANCIERA DE FNCER

En este capítulo se presenta la propuesta de incentivos fiscales y económicos para las FNCER en Colombia, derivada de los resultados obtenidos en el capítulo 5 y en los trabajos publicados durante el desarrollo de esta tesis doctoral, los cuales se relacionan en el capítulo 8 – discusión académica.

Inicialmente, se analiza los incentivos fiscales existentes y se plantean modificaciones para un mayor aprovechamiento por parte de los inversores, especialmente para aquellos que no cuentan con ingresos adicionales provenientes de otras actividades económicas. Posteriormente, se exponen los incentivos económicos que requieren de mayor atención por parte de las entidades financieras, públicas y privadas, así como del mercado eléctrico para lograr una mayor penetración de las FNCER en la matriz energética colombiana.

Finalmente, con este capítulo se cumple el objetivo específico 5: *“Proponer incentivos fiscales y económicos adicionales que favorezcan la viabilidad de los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable”*.

## **6. Propuesta de incentivos para la viabilidad de FNCE**

Para que la metodología propuesta en este trabajo tenga un mayor impacto en la viabilidad y desarrollo de proyectos con FNCE en el mercado eléctrico, se proponen las siguientes modificaciones e implementación de incentivos fiscales y económicos.

### **6.1.1. Incentivos fiscales**

#### **Recuperación del 50% de la inversión mediante el impuesto de renta (ITC)**

Las empresas pequeñas y medianas, inclusive nuevas, no logran aprovechar a plenitud los incentivos fiscales, específicamente el beneficio de recuperación del 50% de la inversión mediante el impuesto de renta (ITC), durante los primeros 15 años de operación del proyecto. Por tal razón, se hace necesario extender este beneficio para toda la vida operativa del proyecto a fin de recuperar el 50% de la inversión. Para mayor información ver los artículos 1-6 que se relacionan en el Capítulo 8.

#### **Reducción de la tasa impositiva**

Los inversionistas buscan reducir la tasa impositiva efectiva mediante la aplicación de diferentes medidas financieras, entre la que se destaca la deuda; no obstante, en algunas ocasiones son insuficientes y los proyectos no presentan CG competitivos frente a otras tecnologías de generación. Por tanto, es necesario determinar una tasa impositiva preferencial que permita recuperar el 50% de la inversión, mediante el impuesto de renta, y reducir el pago de impuestos durante la vida operativa del proyecto. Para mayor información ver el artículo 4 que se relaciona en el capítulo 8.

### **6.1.2. Incentivos económicos**

#### **Créditos verdes:**

Desde el sector bancario o entidades financieras, se debe promover la aplicación de una baja tasa de interés para proyectos que tengan como finalidad el aprovechamiento de fuentes no convencionales para el proceso de generación de energía. Según lo reportado en el artículo 2, que se relaciona en el capítulo 8, se corrobora que los CG de FNCER se puede reducir hasta un 44%, cuando se tiene un escenario de deuda del 100%, con un periodo de gracia de 5 años, un plazo de 10 años y una tasa de interés del 6% E.A, así como una depreciación de activos a 10 años.

#### **Periodo de gracia en créditos:**

Desde el sector bancario o entidades financieras, se debe promover los periodos de gracia para los créditos, ya que ello conlleva a reducir la tasa impositiva efectiva de un proyecto. Cabe aclarar que el periodo de gracia en un crédito permite aplazar el pago de las cuotas hasta cierto periodo de tiempo que, sumado con la depreciación de activos, disminuyen el pago de impuestos durante la vida operativa de un proyecto. Para mayor información ver los artículos 1-6 que se relacionan en el capítulo 8.

#### **Project Finance:**

Es importante que la financiación se aplique al proyecto y no al inversionista; esto con el fin de garantizar una deuda de mayor plazo y con una menor tasa de interés. Por tanto, en este trabajo se corrobora que, combinando el periodo de gracia y el plazo de la deuda, el proyecto puede pagar la última cuota del crédito en su último año de operación, permitiéndole aprovechar el ITC en mayor proporción durante los primeros 15 años de operación y reducir el impacto de la tasa impositiva para cada año fiscal. Para mayor información ver el artículo 1 que se relaciona en el capítulo 8.



**Bonos verdes:**

Es necesario que los sectores públicos y privados apoyen la financiación de un proyecto a través de bonos verdes; esto implicaría una responsabilidad ambiental para asumir rendimientos con bajas tasas de interés con el fin de promover el uso de fuentes de energía no convencionales de energía, favorecer la adaptación al cambio climático y el desarrollo sostenible del medio ambiente. En los artículos 3-4, que se relacionan en el capítulo 8, se evidencia la aplicación de distintas fuentes de capital, entre ellas los bonos verdes, obteniendo reducciones en CG de un 24%.

**Externalidad positiva:**

Que el mercado eléctrico o entidades gubernamentales subsidien los proyectos con FNCE para garantizar la viabilidad financiera durante sus vidas operativas. Para el caso de la biomasa, proveniente de residuos sólidos urbanos (*USW*), los municipios pueden pagar un valor más alto por disposición, debido al impacto ambiental positivo causado. Para mayor información ver los artículos 1,4,5 y 6, que se relacionan en el capítulo 8.

**Asignación de energía firme:**

Generar o mantener mecanismos de asignación de energía firme para el cargo por confiabilidad a fin de apalancar los proyectos con FNCE. Lo anterior se corrobora con lo reportado en el anexo 4, donde la aplicación del cargo por confiabilidad, para un proyecto de generación de energía mediante *USW*, permite la reducción de CG en un 59.5%.

Con la anterior propuesta de incentivos fiscales y económicos para viabilizar y potenciar las FNCER en Colombia, se cumple con el objetivo específico 5 de esta tesis doctoral.

*En resumen, el Capítulo 6 “Propuesta de incentivos para la viabilidad de FNCER” presentó alternativas de incentivos fiscales y económicos para potenciar las inversiones de FNCER en Colombia. Como incentivos fiscales se tienen: 1) recuperación del 50% de la inversión mediante el impuesto de renta (ITC), y 2) reducción de la tasa impositiva. En cuanto a los*

*incentivos económicos se destacan: 1) créditos verdes; 2) periodo de gracia en créditos; 3) Project Finance; 4) bonos verdes; 5) externalidad positiva, y 6) asignación de energía firme.*

*En el próximo capítulo del documento, que corresponde a “Conclusiones y trabajos futuros”, se aborda el resumen de los resultados obtenidos con la elaboración de la metodología para la estructuración óptima de inversiones en FNCER. Finalmente, se plantean los trabajos que se pueden derivar de dicho trabajo.*

## **CAPÍTULO 7**

### **CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS**

En este capítulo se presentan las conclusiones de la tesis doctoral, en la que se describen y se analizan los resultados obtenidos en el desarrollo y cumplimiento de los objetivos específicos. Finalmente, se muestran los trabajos futuros que podrían derivarse de este trabajo de investigación, los cuales serían de gran importancia para fomentar y potenciar las FNCER en Colombia y en otros países.

## 7. Conclusiones y trabajos futuros

### 7.1. Conclusiones

En este trabajo, se realizó una búsqueda de literatura para seleccionar las técnicas de optimización, métodos estadísticos y metodologías de evaluación financiera aplicables a la tesis doctoral. Por tanto, se escogieron tres técnicas de optimización (*GA*, *PSO* y *DE*), cuatro metodologías financieras (*LCOE*, *FCD*, *VaR* y *OR* con Black and Scholes) y un método estadístico (simulación de Monte Carlo).

Seguidamente, se establecieron tres metodologías financieras (**M1**, **M2** y **M3**) para construir la metodología de este trabajo: 1) metodología del *LCOE* combinada de forma independiente con tres técnicas de optimización (metaheurísticas) *GA-PSO* y *DE*, denominada **M1**, cuyo indicador financiero es *CG* (¢USD/kWh); 2) flujo de caja descontado con simulación de Monte Carlo y *VaR*, denominada **M2**, con la cual se obtuvo dos indicadores financieros, *VPN* (MUSD) y *VaR* (MUSD); 3) metodología de *OR* con Black y Scholes, denominada **M3**, cuyo indicador financiero es el *VPN<sub>OR</sub>* (MUSD).

Después, se calculó con **M1** la combinación de valores de las variables de decisión ( $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ , *d*, *k*, *L*), una por cada técnica metaheurística, que representa el portafolio o la estructura de capital óptima que minimiza *CG*. Luego, los *CG* calculados se evaluaron en **M2** y **M3** para obtener tres indicadores adicionales *VPN-VaR* y *VPN<sub>OR</sub>*, respectivamente. Esto con el fin de no tener un solo indicador financiero, *CG*, ya que se consideró importante definir otras métricas para evaluar el efecto de la heterogeneidad de los flujos de caja sobre la viabilidad financiera de las FNCER, producto de la aleatoriedad que pueden presentar las variables técnicas y financieras de un proyecto. De esta forma, se cumplió con el objetivo específico 1 “*Seleccionar las técnicas de optimización y metodologías de evaluación financiera más apropiadas para la estructuración de inversiones en proyectos de generación de energía, considerando los incentivos fiscales y económicos vigentes en Colombia*”.

Adicionalmente, se definieron cuatro FNCER para aplicar y validar la metodología desarrollada en este trabajo: *FB*, *USW*, *PS* y *WP*; la energía primaria de cada una de ellas se obtuvo a partir de información secundaria. La información para *FB* y *USW* se obtuvo a partir de los inventarios de biomasa reportados en el departamento del Vichada y la ciudad de Medellín, respectivamente; mientras que para *PS* y *WP* se usó la base de datos de la NASA, tomando como

referencia el departamento de La Guajira. Posteriormente, se estimó la electricidad anual producida por cada FNCER, mediante el uso de ecuaciones definidas en la literatura técnica, obteniendo los siguientes resultados de producción anual de electricidad: *FB*: 174.6 GWh/añual, *USW* 441.5 GWh/añual, *PS* 21.17 GWh/añual y *WP* 54.6 GWh/añual. Así, se cumplió con el objetivo específico 2 “*Determinar el potencial energético de distintas fuentes de energía renovable en Colombia, eólica, biomasa y solar fotovoltaica a partir de información secundaria*”.

Posteriormente, se obtuvieron los resultados de la Tabla 16 al evaluar y validar la metodología propuesta en este trabajo, considerando incentivos fiscales (Ley 1715 de 2014, Ley 1955 de 2019 y Ley 2099 de 2021) e incentivos económicos (periodos de gracia, *Project Finance*, externalidad positiva para *USW* por disposición de residuos). La mayor reducción de CG se presentó en las FNCER con mayor porcentaje de utilidad antes de impuestos, *PS* y *WP*; por tanto, aprovecharon en mayor proporción los incentivos y fiscales, y redujeron el impacto de la tasa impositiva durante sus vidas operativas. Se aclara que la Tabla 16 solo relaciona una de las tres combinaciones de variables de decisión obtenidas por cada FNCER; esto debido a que se escogió la de mayor rendimiento sobre los cuatro indicadores financiero del trabajo de investigación, CG ( $\text{¢USD/kWh}$ ), VPN, *VaR* y  $\text{VPN}_{\text{OR}}$ . De esta forma se cumplió con el objetivo específico 3 “*Estimar costos de generación de electricidad de fuentes no convencionales de energía renovable, biomasa, eólica y solar fotovoltaica, combinando la metodología del LCOE con otras metodologías de evaluación financiera, como las Opciones Reales, y técnicas de optimización*”.

**Tabla 16**

*Consolidado de indicadores financieros obtenidos en el trabajo de investigación*

FNCER	CG (¢USD/kWh)	CG % Reducción	VPN (MUSD)	<i>VaR</i> (MUSD)	$\text{VPN}_{\text{OR}}$ (MUSD)	Metaheurística	Combinación ( $\alpha_1, \alpha_2, d, k, L$ )
<i>FB</i>	7.2	22.6	0.7	3	0.35	<i>DE</i>	(1,9,9,10,8)
<i>USW</i>	8.8	36.7	-0.2	30.6	1.15	<i>PSO</i>	(1,9,6,7,9)
<i>PS</i>	3.2	49.2	0.5	0.26	0.035	<i>PSO</i>	(2,8,9,10,8)
<i>WP</i>	3.0	47.4	0.2	1.18	0.16	<i>GA</i>	(1,9,10,10,10)

Después, se elaboró la metodología para la estructuración óptima de inversiones en proyectos de generación de electricidad con FNCER. Esta herramienta permitirá definir la estrategia óptima de inversión o las más adecuada para un inversionista, según su alcance técnico

y financiero, con el propósito de minimizar costos de generación y lograr la viabilidad de nuevas alternativas de energía a partir del aprovechamiento de incentivos fiscales y reducción de la tasa impositiva efectiva. Se resalta que en la literatura técnica no se halló una metodología para estructurar óptimamente inversiones mediante la combinación de cinco variables de decisión financieras, las cuales determinan el portafolio óptimo de inversión ( $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ ,  $d$ ,  $k$ ,  $L$ ) y el cálculo de tres indicadores financieros adicionales (VPN, VaR y VPN<sub>OR</sub>). Lo anterior representa la contribución científica de este trabajo y con lo cual se cumple el objetivo específico 4 *“Desarrollar una metodología de estructuración de inversiones, a partir de la estimación de costos de generación de electricidad, con el fin de establecer el portafolio óptimo de inversión para cada proyecto de energía renovable, considerando los beneficios y las restricciones de los incentivos fiscales y económicos vigentes en Colombia”*.

Por otro lado, las técnicas metaheurísticas presentaron la misma rapidez de convergencia; no obstante, el *PSO* mostró mejores resultados con las combinaciones de las variables de decisión, generando mayor tranquilidad en los inversionistas al momento de revisar en conjunto los cuatro indicadores financieros, dados por la metodología propuesta en este trabajo: CG (USD/kWh), VPN (MUSD), VaR (MUSD) y VPN<sub>OR</sub> (MUSD). Se resalta que esta metodología se puede usar en cualquier país, donde existan incentivos fiscales y económicos para el desarrollo de FNCER.

Finalmente, se propusieron incentivos fiscales y económicos para viabilizar y potenciar las FNCER en Colombia. Dentro de los incentivos fiscales se resaltan: modificar el tiempo de aplicación del ITC, pasar de 15 a 20 años, ya que las empresas pequeñas, medianas y nuevas no alcanzan a aprovechar este beneficio; y reducir la tasa impositiva, pero no eliminarla para aprovechar el beneficio del ITC. En cuanto a los incentivos económicos se destacan los créditos verdes, los periodos de gracia en los créditos, el Project Finance, los bonos verdes, las externalidades positivas y la asignación de energía firme para acceder al cargo por confiabilidad. Proponer incentivos fiscales y económicos adicionales que favorezcan la viabilidad de los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable. Con ello, se cumple el objetivo específico 5 *“Proponer incentivos fiscales y económicos adicionales que favorezcan la viabilidad de los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable”*.

## 7.2. Trabajos futuros

Para la temática abordada en este trabajo, cuyo alcance fue la de buscar la viabilidad de las FNCER, como energías alternativas y sostenibles, mediante el aprovechamiento de incentivos fiscales y económicos, se pueden presentar diferentes trabajos que complementen o potencien los resultados obtenidos.

Uno de ellos es combinar la metodología acá desarrollada con los trabajos reportados por Hamdani et al. (2021), Petrović y Đurišić (2021), Singh et al. (2020) y Veríssimo et al. (2020); ello el fin de obtener un modelo de optimización, que minimice CG a partir de variables técnicas y financieras (no solo financieras, como se consideró en este trabajo), lo que causaría un estudio de mayor espectro para evaluar la viabilidad de proyectos de generación de electricidad con FNCER. Entre las variables técnicas de decisión a considerar se destacan: tamaño, materiales, eficiencia y vida útil de las tecnologías, entre otros.

Otro posible trabajo, es el de aplicar modelos de árboles binomiales (hacen parte de las opciones reales) a la metodología desarrollada para determinar el momento adecuado para invertir en proyectos con FNCER. Finalmente, este trabajo se podría integrar a modelos de pronóstico para predecir la viabilidad de las inversiones en el mediano y largo plazo, cuando se tenga incertidumbre en diferentes variables técnicas y financieras de un proyecto, como el WACC, la TRM, los costos de las tecnologías, variación del recurso energético, entre otros.

*En resumen, el Capítulo 7 “Conclusiones y trabajos futuros” presentó las conclusiones del trabajo de investigación, en el que se indican las metodologías financieras, métodos estadísticos y técnicas de optimización usadas, así como la metodología desarrollada y su respectiva validación a través del cálculo de cuatro indicadores financieros: CG ( $\text{¢USD/kWh}$ ), VPN (MUSD), VaR (MUSD) y  $VPN_{OR}$ .*

*En el próximo capítulo del documento, que corresponde a “Discusión Académica”, se presenta la producción académica, artículos y congresos, realizados durante el desarrollo del trabajo de investigación.*

## **CAPÍTULO 8**

### **DISCUSIÓN ACADÉMICA**

En este capítulo se presenta la producción académica derivada del desarrollo de la tesis doctoral. Allí, se relacionan seis artículos, cinco publicados y uno sometido, y cuatro congresos, los cuales complementan los resultados mostrados en este documento.



## 8. Discusión académica

### 8.1. Artículos

1. Saldarriaga-Loaiza, J.D.; Saldarriaga-Zuluaga, S.D.; López-Lezama, J.M.; Villada-Duque, F.; Muñoz-Galeano, N. Optimal Structuring of Investments in Electricity Generation Projects in Colombia with Non-Conventional Energy Sources. *Sustainability* 2022, 14, 15123. <https://doi.org/10.3390/su142215123>

**Abstract:** Taking full advantage of fiscal and economic incentives has become a complex process for investors, who must find the right portfolio or capital structure to obtain viable and competitive generation projects. In this context, this paper proposes a methodology for the optimal structuring of investments in non-conventional energy sources (NCRES) considering fiscal and economic incentives. Three methods were evaluated: (1) levelized cost of electricity (LCOE) combined with three metaheuristic techniques; (2) discounted cash flow (DCF) with Monte Carlo simulation and value at risk (VaR); and (3) real options with Black and Scholes. The proposed approach presents as the main financial indicator the generation cost (GC), as well as three other financial indicators, namely: net present value (NPV), value at risk (VaR) and net present value for real options (NPV<sub>RO</sub>). The propose approach allows for defining different investment portfolios from where an investor can choose; each of which minimizes the GC. Furthermore, the methodology can be adapted to countries with different policies and fiscal incentives for the development of NCRES projects. The results show that for each metaheuristic, an optimal capital structure that minimizes GC is obtained; in this way, a GC of 0.032 (USD/kWh) is achieved for solar photovoltaic technology, with a reduction of 49.2%, when tax incentives are considered

2. Saldarriaga-Loaiza, J. D., López-Lezama, J. M., & Villada-Duque, F. (2022). Metodologías para la estructuración de inversiones en proyectos de energía renovable. *Información Tecnológica*, 33(3), 189–202. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642022000300189>

**Abstract:** This study examines three investment methodologies for renewable energy projects: 1) leveled electricity cost, 2) discounted cash flow with Monte Carlo and value at risk (VaR) simulations, and 3) real-world scenarios. Two investment strategies are evaluated: 1) investment without tax incentives, without financing, and with an assets depreciation of over 10 years, and 2) the same conditions as 1), but with tax incentives. A sensitivity analysis is performed to assess the impact of depreciation rate variation and debt percentage on the initial outcomes. The results show that leveled photovoltaic solar electricity and wind costs are 5.1 ¢USD/kWh and 4.8 ¢USD/kWh respectively. There is a reduction of 44% and 39%, respectively, when tax incentives consider assets depreciation to 10 years, 100% debt percentage, and 6% interest rate E.A (discount rate). It is concluded that the LCOE (Levelized Cost of Energy) methodology can be combined with other investment assessment methodologies such as discounted cash flow with Monte Carlo and VaR simulations.

3. Saldarriaga-Loaiza, J. D., López-Lezama, J. M., & Villada-Duque, F. (2020). Levelized Cost of Electricity in Colombia under New Fiscal Incentives. *International Journal of Engineering Research and Technology*, 13(11), 3234–3239. [https://www.ripublication.com/irph/ijert20/ijertv13n11\\_16.pdf](https://www.ripublication.com/irph/ijert20/ijertv13n11_16.pdf)

**Abstract:** The full use of economic incentives becomes a complex process for investors, which reduce interest in the construction of electricity generation projects using Non-Conventional Renewable Energy Sources (NCRES). Thereby, it is necessary to establish investment methodologies that allow defining the most appropriate generation technologies with competitive costs. Therefore, an adjusted methodology of Levelized Cost of Electricity (LCOE) is proposed in this article to evaluate the potential effects of the current economic incentives on the generation costs of NCRES. It will serve as a tool to assess technical and financial viability of projects from different renewable energy sources (solar, biomass and wind), as well as define different investment strategies in order to take full advantage of current economic incentives. Finally, three solar photovoltaic plants were analyzed under seven investment scenarios, achieving a LCOE between 8.4 ¢USD/kWh and 32.3 ¢USD/kWh.

4. Montiel-Bohórquez, N. D., Saldarriaga-Loaiza, J. D., & Pérez, J. F. (2022). Analysis of investment incentives for power generation based on an integrated plasma gasification combined cycle power plant using municipal solid waste. *Case Studies in Thermal Engineering*, 30, 101748. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2021.101748>

**Abstract:** Municipal solid waste (MSW) high generation rate and final disposal are major issues for societies worldwide. In Colombia, projections warn about potential sanitary emergencies by 2030 due to ~30% of current landfill short life span (0–3 years). Thus, this work aimed to assess the techno-economic performance of an Integrated Plasma Gasification Combined Cycle power plant (IPGCC) fueled with MSW. The effects of the plasma and reactor temperatures on the IPGCC efficiency were studied. The plant reached the best thermodynamic performance (32.49% efficiency) at a low reactor temperature (2000 °C) and at high plasma temperature (5000 °C) since torch power consumption decreased. At these conditions, the IPGCC power plant, processing 900 t/day, was able to generate ~56 MWe. In the economic assessment, several financing scenarios were considered for the calculations of the levelized cost of energy (LCOE), which is used as an economic indicator. When the investment structure included 30% green bonds and 70% bank loans, the best LCOE (9.13 ¢US\$/kWh) was obtained. Furthermore, if the generation project received a reliability charge of 1.70 ¢US\$/kWh, the LCOE would decrease to 7.56 ¢US\$/kWh, which could be competitive in the Colombian electricity market, whose 2020 average electricity price was 7.11 ¢US\$/kWh.

5. Montiel-Bohórquez, N. D., Saldarriaga-Loaiza, J. D., & Pérez, J. F. (2021). A Techno-Economic Assessment of Syngas Production by Plasma Gasification of Municipal Solid Waste as a Substitute Gaseous Fuel. *Journal of Energy Resources Technology*, 143(9). <https://doi.org/10.1115/1.4049285>

**Abstract:** The updraft plasma gasification process of different municipal solid wastes (MSWs) to produce syngas as a substitute gaseous fuel was assessed from a techno-economic viewpoint. The plasma gasification process was modeled under a thermo-chemical approach using ASPEN PLUS. The model validation has been carried out with experimental data from the literature, reaching an average relative error of 6.23% for temperature, heating values, and fuel species concentration of the syngas. The plasma torch power consumption was one of the main process

parameters that affects the energy and exergy efficiencies. In spite of increasing moisture content of MSW, from 26.61% to 57.9%, the energy and exergy efficiencies expanded by 1.5% and 5.4% on average, respectively, which ascribed to the reduction of torch power consumption; this behavior resulted as the torches thermally degraded a lower fraction of dry MSW. Whereas, if plasma temperature increased (2500 °C to 4000 °C), the gasification efficiencies diminished because of the torch power consumption boosted by 28.3%. Furthermore, the parameter combinations process (air flow and plasma temperature) was found to reach the highest process efficiency, the efficiency ranged from 79.22% to 83.46%, highlighting the plasma gasification flexibility. The levelized cost of syngas production varied from 15.83 to 26.21 ¢US\$/kW h. Therefore, to make these projects feasible (waste to energy), a waste disposal charge ranging between 14.67 and 26.82 ¢US\$/kW h was proposed.

6. Montiel-Bohórquez, N. D., Saldarriaga-Loaiza, J. D., & Pérez, J. F. (2022). Effect of the Colombian Renewable Energy Law on the Levelized Cost of a Substitute Gaseous Fuel Produced from MSW Gasification. *Ingeniería e Investigación*, 42(2). <https://doi.org/10.15446/ing.investig.v42n2.92410>

**Abstract:** Colombian municipal solid waste (MSW) production trends indicate that sanitary emergencies could occur in the largest cities of the country by 2030 because of the end of their landfills' useful life. In this work, the energy recovery from different MSW through the updraft plasma gasification process to produce syngas as a substitute gaseous fuel was assessed from an economic viewpoint. The study was carried out using the results of an implemented model under a thermochemical approach using Aspen Plus. The economic assessment was conducted using the levelized cost of syngas production (LCOS), which was regarded as an economic indicator that considers tax incentives in the context of the Colombian renewable energy regulations (Law 715 of 2014). The combination between operational conditions (air flow and plasma temperature) allowed finding the maximum efficiency by means of a sensitivity analysis. The maximum efficiency ranged from 79,22 to 83,46%, highlighting the flexibility of the plasma gasification process to treat MSW. The lowest levelized syngas production cost reached with tax incentives varied from 13,19 to 22,95 ¢US\$/kWh. Therefore, a waste disposal

charge was proposed to make these projects feasible, which must range between 11,25 and 23,56 ¢US\$/kWh (123-259 US\$/t).

## 8.2. Conferencias

1. Villada-Duque, F.V., Saldarriaga-Loaiza, J.D., López-Lezama, J.M. (2021). Incentives for Renewable Energies in Colombia. *19th International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'20)*, 24-27(19). Almeria (Spain). <https://doi.org/10.24084/repqj19.203>

**Abstract:** This work analyses the potential effects of the incentives for renewable energies approved in Colombia by two main acts. A methodology involving adjustments for tax reductions and accelerated depreciation is used to evaluate the Levelized Cost of Electricity (LCOE) for the four main clean energy resources available in Colombia. The results show important reductions in the LCOE specially, under the act approved in the development plan of the new government, where the LCOE of three technologies is below the grid parity.

2. Montiel-Bohórquez, N. D., Saldarriaga-Loaiza, J. D., & Pérez, J. F. (2021). Power generation by plasma gasification of MSW coupled to combined cycle: A pre-feasibility analysis. *X Congreso Internacional de Ingeniería Mecánica, Mecatrónica y Automatización CIMM 2021*, 128. Colombia.

**Abstract:** In this work, the assessment from technical and economical viewpoint of power production through an Integrated Plasma Gasification Combined Cycle power plant (IPGCC) fed with MSW generated in a Colombian city is carried out. The economic feasibility of this power plant is analyzed under the investment incentives provided by Law 1715 of 2014 and their effect on the levelized cost of energy (LCOE), seeking to contribute to the national energy mix diversification, as well as to sustainable management of MSW for energy recovery.

3. Montiel-Bohórquez, N. D., Saldarriaga-Loaiza, J. D., & Pérez, J. F. (2020). Thermodynamic and Economic Analysis of MSW Plasma Gasification using Aspen Plus. *Thermal & Catalytic Sciences Virtual Symposium*. United States.

**Abstract:** In this work, the plasma gasification was investigated as an alternative for municipal solid waste (MSW) treatment and syngas production as a substitute gaseous fuel. The considered feedstock was the MSW produced in Medellin-Colombia, which can be sorted into four categories, as follows: Residential, Commercial, Industrial, and Institutional. In the first stage, the thermodynamic behavior of the plasma gasifier processing each waste type, as well as their mixture, was assessed. Then, an economic analysis of the syngas production was carried out using the Levelized Cost of Syngas (LCOS) as an economic indicator.

4. Botero-Orrego, N. B., Saldarriaga-Loaiza, J. D., & Jaramillo-Duque, A. (2020). Potencial Energético de la Biomasa Residual del Cultivo de Café y Alternativas para su Valorización Energética en el Suroeste Antioqueño. *III Conferencia Panamericana Waste to Energy 2020*. Colombia.

**Abstract:** En Colombia, el café es uno de los cultivos más contaminantes debido a la alta producción de residuos e impacto en el ambiente. Las soluciones implementadas para tratar la biomasa residual del beneficio del café, como el compostaje y los sistemas de tratamiento de aguas residuales, no resuelven la problemática y en muchos casos no se cumple con la normativa ambiental. Así mismo, durante el proceso de producción del café, se desaprovecha el potencial energético de residuos que pueden ser usados como biocombustibles para producir energía térmica y eléctrica a través de tecnologías Waste to Energy. Las plantas de valorización energética pueden integrar tecnologías como la torrefacción, peletización y gasificación para la producción de biogás, syngas y pellets. Estos biocombustibles permiten reducir el impacto ambiental del cultivo de café, a la vez que se aprovecha una nueva fuente energética, adoptando modelos para la transformación eficiente de la biomasa residual. Debido a que la región del suroeste antioqueño se destaca por su producción cafetera, la hemos seleccionado como una zona de estudio para el desarrollo de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables, a través de la evaluación técnica, financiera y ambiental de una propuesta para la valorización

energética de residuos de café. En este trabajo se presentará el potencial energético y un esquema tecnológico para desarrollar una planta de valorización energética de residuos del cultivo de café considerando los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 y el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. Adicionalmente, se expondrán alternativas para generar ingresos a través de modelos de negocios verdes para mitigar el cambio climático e impulsar un modelo de desarrollo sostenible bajo en carbón para el país. Finalmente, se propondrán medidas financieras y tributarias para viabilizar proyectos energéticos a partir del aprovechamiento de la biomasa residual del café.

## Referencias

- Ahammad, S., Khan, A. H., Nur, T. E., & Ghose, S. (2015). A hybrid of 30 KW Solar PV and 30 KW Biomass System for rural electrification in Bangladesh. *2015 3rd International Conference on Green Energy and Technology (ICGET)*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/ICGET.2015.7315078>
- Arango, M. A. A. (2016). Modelo de proyectos de evaluación de riesgo en generación de energía térmica. *Revista ESPACIOS*, 37(09). <https://www.revistaespacios.com/a16v37n09/16370926.html>
- Arias-Cazco, D., Gavela, P., Panchi, L. C., & Izquierdo, P. (2022). Sensitivity Analysis for Levelized Cost of Electricity—LCOE with Multi-objective Optimization. *IEEE Latin America Transactions*, 20(8), 2071–2078. <https://latam.ieeer9.org/index.php/transactions/article/view/6390>.
- Arrif, T., Hassani, S., Guermoui, M., Sánchez-González, A., A. Taylor, R., & Belaid, A. (2022). GA-GOA hybrid algorithm and comparative study of different metaheuristic population-based algorithms for solar tower heliostat field design. *Renewable Energy*, 192, 745–758. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.162>
- Asociación de Energías Renovables Colombia. (2017). *Justificación no DAA Proyectos Energías Renovables*. <https://www.ser-colombia.org/images/Anexo-4.pdf>
- Balibrea-Iniesta, J., Rodríguez-Monroy, C., & Núñez-Guerrero, Y. M. (2021). Economic analysis of the German regulation for electrical generation projects from biogas applying the theory of real options. *Energy*, 231, 120976. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120976>
- Baloyi, T., Kibaara, S. K., & Chowdhury, S. (2016). Economic feasibility analysis of wind and biomass-based electricity generation for rural South Africa. *2016 IEEE PES PowerAfrica*, 306–310. <https://doi.org/10.1109/PowerAfrica.2016.7556622>
- Banco de la República. (2022a, June). *Inflación total y meta*. <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/inflacion-total-y-meta>
- Banco de la República. (2022b, June). *Tasas de interés y sector financiero*. [https://totoro.banrep.gov.co/analytics/saw.dll?Portal&PortalPath=%2Fshared%2FDashboards\\_T%2FD\\_Estad%2FAd%2FAdstic%2FAdstic%2FAdstic&NQUser=publico&NQPassword=publico123&lang=es&page=Tasas%20de%20inter%20C3%A9s%20y%20sector%20financiero&pagina=Otras%20tasas%20de%20inter%20C3%A9s](https://totoro.banrep.gov.co/analytics/saw.dll?Portal&PortalPath=%2Fshared%2FDashboards_T%2FD_Estad%2FAd%2FAdstic%2FAdstic%2FAdstic%2FAdstic&NQUser=publico&NQPassword=publico123&lang=es&page=Tasas%20de%20inter%20C3%A9s%20y%20sector%20financiero&pagina=Otras%20tasas%20de%20inter%20C3%A9s)
- Bayer, J. F. P. (2014). *Biomasa forestal como alternativa energética: Análisis silvicultural, técnico y financiero de proyectos*. Editorial Universidad de Antioquia.
- Bruck, M., Sandborn, P., & Goudarzi, N. (2018). A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs). *Renewable Energy*, 122, 131–139. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.100>
- Bueno López, M., Rodríguez Sarmiento, L. C., & Rodríguez Sánchez, P. J. (2016). Análisis de costos de la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables en el sistema eléctrico colombiano. *Ingeniería y Desarrollo*, 34(2), 397–419. <https://doi.org/10.14482/inde.33.2.6368>
- Caceres, E., & Alca, J. J. (2016). Rural Electrification Using Gasification Technology: Experiences and Perspectives. *IEEE Latin America Transactions*, 14(7), 3322–3328. <https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7587637>
- Castillo-Ramírez, A., Mejía-Giraldo, D., & Giraldo-Ocampo, J. D. (2015). Geospatial levelized cost of energy in Colombia: GeoLCOE. *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015 IEEE PES*, 298–303. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2015.7381171>
- Castillo-Ramírez, A., Mejía-Giraldo, D., & Muñoz-Galeano, N. (2017). LARGE-SCALE SOLAR PV LCOE COMPREHENSIVE BREAKDOWN METHODOLOGY. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 7(1), 117–



126. [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_abstract&pid=S0122-53832017000200117&lng=en&nrm=iso&tlng=en](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S0122-53832017000200117&lng=en&nrm=iso&tlng=en)
- CELSIA. (2019). *Todo lo que debes saber sobre energía solar en Colombia*. <https://eficienciaenergetica.celsia.com/todo-lo-que-debes-saber-sobre-energia-solar-en-colombia/>
- Chandel, R., Chandel, S. S., & Malik, P. (2022). Perspective of new distributed grid connected roof top solar photovoltaic power generation policy interventions in India. *Energy Policy*, 168, 113122. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113122>
- Cheung, K. C., & Yuen, F. L. (2020). On the uncertainty of VaR of individual risk. *Journal of Computational and Applied Mathematics*, 367, 112468. <https://doi.org/10.1016/j.cam.2019.112468>
- Chowdhury, R., Mahdy, M. R. C., Alam, anisha N., Al Quaderi, G. D., & Rahman, M. A. (2020). Predicting the stock price of frontier markets using machine learning and modified Black–Scholes Option pricing model. *Physica A: Statistical Mechanics and Its Applications*, 555, 124444. <https://doi.org/10.1016/j.physa.2020.124444>
- Chowdhury, S., & Kibaara, S. K. (2016). Review of economic modelling for quantifying the environmental impacts of renewable energy sources. *2016 IEEE PES PowerAfrica*, 280–284. <https://doi.org/10.1109/PowerAfrica.2016.7556617>
- Consortio Energético Corpoema. (2010). *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE) VI*. [http://www.upme.gov.co/sigic/documentosf/vol\\_1\\_plan\\_desarrollo.pdf](http://www.upme.gov.co/sigic/documentosf/vol_1_plan_desarrollo.pdf)
- Cui, L., Li, G., Zhu, Z., Lin, Q., Wong, K.-C., Chen, J., Lu, N., & Lu, J. (2018). Adaptive multiple-elites-guided composite differential evolution algorithm with a shift mechanism. *Information Sciences*, 422, 122–143. <https://doi.org/10.1016/j.ins.2017.09.002>
- DANE. (2022). *IPC información técnica*. DANE, Información Para Todos. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc-informacion-tecnica>
- Decreto 691, (2017). <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%20691%20DEL%2027%20DE%20ABRIL%20DE%202017.pdf>
- Dinero. (2019, November 14). *Renovables, el revolcón energético*. <https://www.dinero.com/pais/articulo/cual-es-el-impacto-de-las-energias-renovables/279010>
- Dokeroglu, T., Deniz, A., & Kiziloz, H. E. (2022). A comprehensive survey on recent metaheuristics for feature selection. *Neurocomputing*, 494, 269–296. <https://doi.org/10.1016/j.neucom.2022.04.083>
- El Hamdani, F., Vaudreuil, S., Abderafi, S., & Bounahmidi, T. (2021). Determination of design parameters to minimize LCOE, for a 1 MWe CSP plant in different sites. *Renewable Energy*, 169, 1013–1025. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.060>
- Evans, A., Strezov, V., & Evans, T. J. (2010). Sustainability considerations for electricity generation from biomass. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(5), 1419–1427. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.01.010>
- Franco-Sepulveda, G., Campuzano, C., & Pineda, C. (2017). NPV risk simulation of an open pit gold mine project under the O'Hara cost model by using GAs. *International Journal of Mining Science and Technology*, 27(3), 557–565. <https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2017.03.004>
- Gobernación de Antioquia. (2016). *Plan de Desarrollo de Antioquia 2016-2019*. <http://www.asambleadeantioquia.gov.co/2016/images/articles/planDesarrollo.pdf>
- Gómez, L. M. J., Prins, N. M. A., & López, M. D. R. (2016). Valoración de opción real en proyectos de generación de energía eólica en Colombia. *ESPACIOS*, 37(26), 26.

- <https://www.revistaespacios.com/a16v37n26/16372626.html#:~:text=En%20Colombia%2C%20la%20generaci%C3%B3n%20de,de%20las%20fuentes%20de%20energ%C3%ADa.>
- Grupo de Manejo Eficiente de la Energía, & Grupo de Microeconomía aplicada. (2015). *Costos Nivelados de Generación de Electricidad en Colombia-Fotovoltaica*. Universidad de Antioquia. <http://www.geolcoe.siel.gov.co/>
- Hadidi, L. A., & Omer, M. M. (2017). A financial feasibility model of gasification and anaerobic digestion waste-to-energy (WTE) plants in Saudi Arabia. *Waste Management*, 59, 90–101. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2016.09.030>
- Hasan, M., Zhang, M., Wu, W., & Langrish, T. A. G. (2016). Discounted cash flow analysis of greenhouse-type solar kilns. *Renewable Energy*, 95, 404–412. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.04.050>
- He, L., Liu, R., Zhong, Z., Wang, D., & Xia, Y. (2019). Can green financial development promote renewable energy investment efficiency? A consideration of bank credit. *Renewable Energy*, 143, 974–984. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.059>
- Investing. (2021, August 16). *Rentabilidad del bono Estados Unidos 10 años*. <https://es.investing.com/rates-bonds/u.s.-10-year-bond-yield-historical-data>
- Investing. (2022, June). *Datos históricos USD/COP*. <https://es.investing.com/currencies/usd-cop-historical-data>
- IPSE. (2017). *Informe de Gestión 2017*. <http://www.ipse.gov.co/ipse/informes-de-gestion>
- IRENA. (2020, June). How Falling Costs Make Renewables a Cost-Effective Investment. <https://www.irena.org/newsroom/articles/2020/Jun/How-Falling-Costs-Make-Renewables-a-Cost-effective-Investment>
- IRENA. (2022, July 28). *Global Trends*. /Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-Trends. <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-Trends>
- Joaquín, M. S. J., & Carlos, R. P. (2012). Model of application of distributed generation in Colombia rural zones. *PES T D 2012*, 1–9. <https://doi.org/10.1109/TDC.2012.6281445>
- Kumari, N., Kumar Singh, S., & Kumar, S. (2022). A comparative study of different materials used for solar photovoltaics technology. *Materials Today: Proceedings*, 66, 3522–3528. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.06.403>
- Ley 1715, (2014). [http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY\\_1715\\_2014.pdf](http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf)
- Liu, L., Zhang, M., & Zhao, Z. (2019). The Application of Real Option to Renewable Energy Investment: A Review. *Energy Procedia*, 158, 3494–3499. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.921>
- Lombardi, L., Carnevale, E., & Corti, A. (2015). A review of technologies and performances of thermal treatment systems for energy recovery from waste. *Waste Management (New York, N.Y.)*, 37, 26–44. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2014.11.010>
- López, A. R., Krumm, A., Schattenhofer, L., Burandt, T., Montoya, F. C., Oberländer, N., & Oei, P.-Y. (2019). Solar PV generation in Colombia—A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market. *Renewable Energy*, 148(1266–1279). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.066>
- Malinauskaitė, J., Jouhara, H., Czajczyńska, D., Stanchev, P., Katsou, E., Rostkowski, P., Thorne, R. J., Colón, J., Ponsá, S., Al-Mansour, F., Anguilano, L., Krzyżyńska, R., López, I. C., A. Vlasopoulos, & Spencer, N. (2017). Municipal solid waste management and waste-to-energy in the context of a circular economy and energy recycling in Europe. *Energy*, 141, 2013–2044. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.128>

- Martín Barroso, A. M., & Leyva Ferreiro, G. (2017). Análisis crítico de la inversión en energías renovables. Enfoque socioeconómico. *Cofin Habana*, 11(2), 69–90. [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2073-60612017000200006](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2073-60612017000200006)
- Ministerio de Agricultura. (2021). *Boletín estadístico forestal*. <https://www.forestalmaderero.com/wp-content/uploads/2021/04/3-BOLETIN-ESTADISTICO-FORESTAL-MARZO2021-comprimido.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía. (2016). *Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017-2022*. [http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI\\_PROURE\\_2017-2022.pdf](http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf)
- Montiel-Bohórquez, N. D., Saldarriaga-Loaiza, J. D., & Pérez, J. F. (2021). A Techno-Economic Assessment of Syngas Production by Plasma Gasification of Municipal Solid Waste as a Substitute Gaseous Fuel. *Journal of Energy Resources Technology*, 143(9). <https://doi.org/10.1115/1.4049285>
- Montiel-Bohórquez, N. D., Saldarriaga-Loaiza, J. D., & Pérez, J. F. (2022a). Analysis of investment incentives for power generation based on an integrated plasma gasification combined cycle power plant using municipal solid waste. *Case Studies in Thermal Engineering*, 30, 101748. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2021.101748>
- Montiel-Bohórquez, N. D., Saldarriaga-Loaiza, J. D., & Pérez, J. F. (2022b). Effect of the Colombian Renewable Energy Law on the Levelized Cost of a Substitute Gaseous Fuel Produced from MSW Gasification. *Ingeniería e Investigación*, 42(2). <https://doi.org/10.15446/ing.investig.v42n2.92410>
- NASA. (2021). *NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources*. <https://power.larc.nasa.gov/>
- Osorio, L. F., & Pérez, J. F. (2014). *Biomasa forestal como alternativa energética: Análisis silvicultural, técnico y financiero de proyectos*. (Vol. 1). Universidad de Antioquia.
- Padma, S., Vijayalakshmi, K., & Sangameshwaran, G. (2016). Power generation using hybrid renewable energy resources for domestic applications. *2016 International Conference on Wireless Communications, Signal Processing and Networking (WiSPNET)*, 1993–1998. <https://doi.org/10.1109/WiSPNET.2016.7566491>
- Petrović, A., & Đurišić, Ž. (2021). Genetic algorithm based optimized model for the selection of wind turbine for any site-specific wind conditions. *Energy*, 236, 121476. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121476>
- Qadir, S. A., Al-Motairi, H., Tahir, F., & Al-Fagih, L. (2021). Incentives and strategies for financing the renewable energy transition: A review. *Energy Reports*, 7, 3590–3606. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.06.041>
- Radpour, S., Gemechu, E., Ahiduzzaman, M., & Kumar, A. (2021). Developing a framework to assess the long-term adoption of renewable energy technologies in the electric power sector: The effects of carbon price and economic incentives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 152, 111663. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111663>
- Rahman, Md. M., Paatero, J. V., & Lahdelma, R. (2013). Evaluation of choices for sustainable rural electrification in developing countries: A multicriteria approach. *Energy Policy*, 59, 589–599. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.04.017>
- Ramos-Figueroa, O., Quiroz-Castellanos, M., Mezura-Montes, E., & Schütze, O. (2020). Metaheuristics to solve grouping problems: A review and a case study. *Swarm and Evolutionary Computation*, 53, 100643. <https://doi.org/10.1016/j.swevo.2019.100643>
- Restrepo-Garcés, A. R., Manotas-Duque, D. F., & Lozano, C. A. (2017). Multicriteria Hybrid Method - ROA, for the choice of generation of renewable sources: Case study in shopping centers. *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*, 25(3), 399–414. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052017000300399>
- Robles-Algarín, C. A., Taborda-Giraldo, J. A., & Ospino-Castro, A. J. (2018). Procedimiento para la Selección de Criterios en la Planificación Energética de Zonas Rurales Colombianas. *Información Tecnológica*, 29(3), 71–80. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642018000300071>

- Rodas, Y., & Arango, M. A. (2017). Optimización de la estructura de costos para la generación de energía hidroeléctrica: Una aplicación del Modelo Black Litterman. *Revista ESPACIOS*, 38(26). <http://www.revistaespacios.com/a17v38n26/17382618.html>
- Saldarriaga-Loaiza, J. D., López-Lezama, J. M., & Villada-Duque, F. (2020). Levelized Cost of Electricity in Colombia under New Fiscal Incentives. *International Journal of Engineering Research and Technology*, 13(11), 3234–3239. [https://www.ripublication.com/irph/ijert20/ijertv13n11\\_16.pdf](https://www.ripublication.com/irph/ijert20/ijertv13n11_16.pdf)
- Saldarriaga-Loaiza, J. D., López-Lezama, J. M., & Villada-Duque, F. (2022). Metodologías para la estructuración de inversiones en proyectos de energía renovable. *Información Tecnológica*, 33(3), 189–202. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642022000300189>
- Saldarriaga-Loaiza, J. D., Villada, F., & Pérez, J. F. (2019). Análisis de Costos Nivelados de Electricidad de Plantas de Cogeneración usando Biomasa Forestal en el Departamento de Antioquia, Colombia. *Información Tecnológica*, 30(1), 63–74. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642019000100063>
- Saldarriaga-Zuluaga, S. D., López-Lezama, J. M., & Muñoz-Galeano, N. (2021). *Optimal coordination of over-current relays in microgrids considering multiple characteristic curves | Elsevier Enhanced Reader*. 60, 2093–2113. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2020.12.012>
- Sánchez, M., Moncada, C. A. L., & Duque, D. F. M. (2014). Modelo de valoración de riesgo financiero en la gestión de contratos de suministro de energía eléctrica. *Tecnura: Tecnología y Cultura Afirmando el Conocimiento*, 18(39), 110–127. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=4778483>
- Schweickardt, G., Alvarez, J. M. G., & Casanova, C. (2016). Metaheuristics approaches to solve combinatorial optimization problems in distribution power systems. An application to Phase Balancing in low voltage three-phase networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 76, 1–10. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.09.023>
- Seulki, H., & Kim, J. (2019). A multi-period MILP model for the investment and design planning of a national-level complex renewable energy supply system. *Renewable Energy*, 141, 736–750. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.04.017>
- Shriki, N., Rabinovici, R., Yahav, K., & Rubin, O. D. (2022). Methodology for estimating the potential of ground-mounted solar photovoltaic as part of the national electricity grid: The case of Israel. *Energy for Sustainable Development*, 68, 332–349. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2022.04.015>
- Singh, P., Pandit, M., & Srivastava, L. (2020). Optimization of Levelized Cost of Hybrid Wind-Solar-Diesel-Battery System Using Political Optimizer. *2020 IEEE First International Conference on Smart Technologies for Power, Energy and Control (STPEC)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/STPEC49749.2020.9297767>
- Terrero Matos, E., Legrá Lobaina, A. A., & Lamorú Reyes, A. (2014). Método de inverso de la potencia de la distancia para estimar la velocidad del viento. *Ingeniería Energética*, 35(3), 263–273.
- UPME. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. [http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)
- UPME. (2018). *Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2017-2031*. [https://www1.upme.gov.co/Energia\\_electrica/Plan\\_GT\\_2017\\_2031\\_PREL.pdf](https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Plan_GT_2017_2031_PREL.pdf)
- UPME. (2022a, August). *Plan Energético Nacional 2020-2050*. UPME Unidad de Planeación Minero Energética. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN.aspx>
- UPME. (2022b, August). *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2019-2023*. UPME Unidad de Planeación Minero Energética. [http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/Informacion\\_Base\\_PIEC\\_Dic302019.pdf](http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/Informacion_Base_PIEC_Dic302019.pdf)

- Veríssimo, P. H. A., Campos, R. A., Guarnieri, M. V., Veríssimo, J. P. A., do Nascimento, L. R., & Rüther, R. (2020). Area and LCOE considerations in utility-scale, single-axis tracking PV power plant topology optimization. *Solar Energy*, *211*, 433–445. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.09.070>
- Villada Duque, F., López Lezama, J. M., & Muñoz Galeano, N. (2017). Effects of Incentives for Renewable Energy in Colombia. *Ingeniería y Universidad*, *21*(2), 257–272. <https://doi.org/10.11144/javeriana.iyu21-2.eire>
- Wu, Y., Wang, J., Ji, S., & Song, Z. (2020). Renewable energy investment risk assessment for nations along China's Belt & Road Initiative: An ANP-cloud model method. *Energy*, *190*, 116381. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116381>
- XM. (2019). *Parámetros Técnicos del SIN*. PARATEC. <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>.
- Yang, X., He, L., Zhong, Z., & Wang, D. (2020). How does China's green institutional environment affect renewable energy investments? The nonlinear perspective. *Science of The Total Environment*, *727*, 138689. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.138689>
- Zaman, A. U. (2010). Comparative study of municipal solid waste treatment technologies using life cycle assessment method. *International Journal of Environmental Science & Technology*, *7*(2), 225–234. <https://doi.org/10.1007/BF03326132>
- Zeng, Z., Zhang, M., Zhang, H., & Hong, Z. (2022). Improved differential evolution algorithm based on the sawtooth-linear population size adaptive method. *Information Sciences*, *608*, 1045–1071. <https://doi.org/10.1016/j.ins.2022.07.003>
- Ziyaei, P., Khorasanchi, M., Sayyaadi, H., & Sadollah, A. (2022). Minimizing the levelized cost of energy in an offshore wind farm with non-homogeneous turbines through layout optimization. *Ocean Engineering*, *249*, 110859. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2022.110859>