

CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DEL CORREGIMIENTO DE  
CANALETAL, SUR DE BOLÍVAR PARA UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA

MIGUEL ANGEL ACEVEDO BELLO  
HAWARD DAVINSON HERRERA MENDEZ  
JESÚS DAVID FUENTES POLO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA  
Y DE TELECOMUNICACIONES  
INGENIERÍA ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA

2026

CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DEL CORREGIMIENTO DE  
CANALETAL, SUR DE BOLÍVAR PARA UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA

MIGUEL ANGEL ACEVEDO BELLO  
HAWARD DAVINSON HERRERA MENDEZ  
JESÚS DAVID FUENTES POLO

Trabajo de grado para optar al título de Ingenieros Electricistas

Director

Manuel José Ortiz Rangel

**Ingeniero Electricista Esp. ST&D, MIE**

Codirectores

Gabriel Ordóñez Plata

**Doctor Ingeniero Industrial, área Ingeniería Eléctrica**

Iván David Serna Suárez

**Doctor en Ingeniería, área Ingeniería Eléctrica**

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA  
Y TELECOMUNICACIONES  
INGENIERÍA ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA

2026

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo y todo el esfuerzo que representa a mis padres y a mi hermano, quienes, además de ser mi familia, son las personas más cercanas e importantes en mi vida. Ellos conocen de primera mano el compromiso, la dedicación y el tiempo invertido en este proceso, y han sido un apoyo constante en cada etapa; por ello, este logro también les pertenece y se merecen esto y mucho más.

Asimismo, me dedico este trabajo a mí mismo, como reconocimiento al esfuerzo realizado, a las noches de poco descanso, a los sacrificios personales y económicos, y a la perseverancia que me permitió llegar hasta aquí, reafirmando que cuando se trabaja con paciencia, disciplina y constancia, los frutos finalmente llegan.

**Jesús David Fuentes Polo**

Este trabajo va dedicado a mi madre, Emilce Bello Rangel, que por su gran esfuerzo y sacrificio ha podido sacar adelante a una persona que le ha dado problemas en su crecimiento y vida. A mi padre, Hector Manuel Acevedo Rodríguez, que formó un hombre y una persona con carácter y principios. Este logro y esfuerzo es gracias a las personas que me dieron la vida.

Nadie camina solo sin quedar impregnado del otro. Hoy miro mi reflejo y celebro encontrar los trazos de esas personas que, más que acompañarme, se volvieron parte vital de mi propia existencia.

**Miguel Angel Acevedo Bello**

## AGRADECIMIENTOS

De manera muy especial, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mi abuela **María del Carmen Méndez Rueda**, quien, con su apoyo incondicional, tanto económico como emocional, hizo posible que este sueño se hiciera realidad. Sin su respaldo constante, su confianza y su sacrificio, no habría sido posible iniciar y culminar mis estudios en Ingeniería Eléctrica. A mi tía **Mónica Esther Herrera Méndez**, le agradezco profundamente su apoyo económico, el cual fue fundamental para poder mantenerme en la universidad y continuar con mi proceso de formación profesional. Su ayuda fue un pilar esencial en este camino. A mi madre **Vilma Yolanda Herrera Méndez**, gracias por su acompañamiento constante, su apoyo incondicional y por creer en mí en cada etapa de mi carrera. Sin su respaldo y motivación, la realización de este trabajo de grado no habría sido posible. A mi prima **Cindy Milena Pabuena Herrera**, le agradezco por su apoyo económico y por sus palabras de aliento, que siempre me impulsaron a seguir adelante y a no desfallecer ante las dificultades. A **Carmen Patricia Alfonso**, a quien considero como una madrina, le agradezco profundamente por su apoyo económico y emocional a lo largo de toda mi etapa universitaria. Su confianza y su constante motivación fueron fundamentales para continuar este proceso.

A mi amiga **Sheryl Valentina Fajardo Alfonso**, gracias por su amistad sincera durante toda esta etapa universitaria, por su apoyo económico y por estar presente en los momentos en los que más lo necesitaba. A mis queridos amigos **Julián Andrés Pérez Tamara**, **Juan Sebastián Leal Alvarado**, **Miguel Ángel Acevedo Bello** y **Jesús David Fuentes Polo**, les agradezco por acompañarme durante toda la carrera, por su apoyo incondicional y por estar presentes en los momentos difíciles, haciendo de este proceso una experiencia más llevadera y enriquecedora. Finalmente, agradezco al resto de mi familia y a la familia Alfonso por su apoyo económico, su motivación constante y por alentarme siempre a salir adelante. Este logro también es de ustedes.

**Haward Davinson Herrera Mendez**

Quiero agradecer a mis compañeros de carrera, quienes con el tiempo se convirtieron en grandes amigos, por los momentos felices, las experiencias compartidas y por ser un apoyo constante que me permitió avanzar y mejorar como estudiante. Agradezco también a mis docentes, quienes fueron fundamentales en mi aprendizaje y en mi formación académica y personal. De manera muy especial, agradezco a mis padres y a mi hermano, por los sacrificios económicos realizados, por su apoyo incondicional, su motivación constante y por siempre desear lo mejor para mí, así como a todas aquellas personas que estuvieron presentes y aportaron su grano de arena para convertirme en la persona que soy hoy.

**Jesús David Fuentes Polo**

Nuevamente quiero agradecer a mi mamá por todo lo que ha hecho por mí, que de no ser por los sacrificios que ella hizo por su familia no estaría escribiendo esto. Agradecer a mis compañeros de carrera que más que amigos los considero como una familia que formé e hice parte en la universidad, gracias a los momentos y experiencias vividas, al apoyo inconmensurable que recibí de cada uno.

Agradezco a Oscar Martín Valdés Castro que me acogió como un hijo y me brindó todo el apoyo necesario para continuar la carrera y guiarme en la vida. Le agradezco a Socorro Acevedo, mi segunda madre, por su apoyo, su dedicación a mi persona y las ganas de seguir adelante. Agradecerle a mi hermano, Hector Manuel Acevedo Bello, y hermana, Valeria Alexandra Ramírez Bello, por el apoyo que recibí de ellos a lo largo de mi estadía en la universidad que hicieron el esfuerzo para que siguiera adelante.

Agradezco a mis compañeros de investigación, Haward Davinson Herrera Mendez y Jesús David Fuentes Polo, por su responsabilidad y dedicación en este trabajo, por su amistad y apoyo que me dieron en los momentos difíciles. A los docentes mencionados en esta investigación que nos guiaron y ayudaron. A los docentes de verdad que tuve la suerte de encontrarme a lo largo de mi formación.

Quiero agradecerme a mí mismo. Por no rendirme cuando todo parecía difícil, por mantenerme firme. Por la resiliencia y constancia que me trajeron hasta aquí. Este logro es el reflejo de mi esfuerzo y de mi fe en mí mismo, con determinación uno puede salir adelante siempre. Gracias a mí, por haber confiado, por haber luchado y por haber llegado. Y como dijo Max Verstappen: “No te rindas, sigue presionando, sigue intentando. Y constantemente decirte a ti mismo no te rindas, sigue adelante. Algo puede pasar, nunca lo sabes hasta la última curva”.

**Miguel Angel Acevedo Bello**

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	14
1. MARCO REFERENCIAL Y REGULATORIO.....	16
1.1 CONTEXTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y ZNI EN COLOMBIA .....	16
1.2 MARCO LEGAL Y NORMATIVO VIGENTE.....	18
1.2.1 Decreto 2236 de 2023.....	18
1.2.2 Resolución CREG 101-072 de 2025.....	18
1.3 MODELOS OPERATIVOS PARA COMUNIDADES ENERGÉTICAS .....	19
1.3.1 Autogeneración colectiva (AGC).....	19
1.3.2 Generación distribuida colectiva (GDC).....	19
1.4 CONCEPTOS DE CONFIABILIDAD .....	20
1.4.1 Indicador de calidad mínima para el esquema de compensación (DIUG).....	20
1.4.2 Indicador de calidad mínima para el esquema de compensación (FIUG).....	20
1.4.3 Duración de la Interrupción al Usuario (DIU).....	20
1.4.4 Frecuencia de la Interrupción al Usuario (FIU).....	20
1.5 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES DE SIMULACIÓN Y MODELADO .....	21
1.5.2 Simulación fotovoltaica especializada (PVsyst).....	21
2. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE CANALETAL .....	22
2.1 CONTEXTO SOCIOECONÓMICO Y GEOGRÁFICO .....	22
2.2 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EXISTENTE .....	24
2.2.1 Topología de la red local de distribución.....	24
2.2.2 Inventario de transformadores.....	24
2.3 INDICADORES DE LA CALIDAD DEL SERVICIO.....	25
2.3.1 Registro histórico y estimaciones de fallas.....	25
2.3.2 Cálculo de indicadores de confiabilidad línea base.....	25
2.3.2.1 Indicadores sistémicos de calidad media.....	25
2.4 ANÁLISIS DE LA DEMANDA .....	27

2.4.1 Identificación y censo de la carga. ....	28
3. ANÁLISIS DEL RECURSO ENERGÉTICO.....	29
3.1 EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR .....	29
3.2 EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO .....	29
3.3 EVALUACIÓN DEL RECURSO HÍDRICO .....	30
3.4 EVALUACIÓN DEL RECURSO DE BIOMASA .....	31
3.5 SELECCIÓN DEL RECURSO MÁS VIABLE PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA...31	
4. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE ALTERNATIVAS.....	33
4.1 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO Y UBICACIÓN DEL SISTEMA .....	33
4.1.1 Criterios de selección. ....	33
4.1.2 Evaluación de cubiertas o terrenos candidatos. ....	34
4.1.2.1 Análisis de área útil y sombras.....	36
4.1.2.2 Distancia al punto de conexión común.....	36
4.2 PRESENTACIÓN DE ALTERNATIVAS .....	37
4.2.1 Alternativa 1: sistema híbrido de cobertura total con repotenciación de red. ....	37
4.2.2 Alternativa 2: sistema híbrido limitado al 50% de la capacidad instalada actual de los transformadores.....	37
4.3 CÁLCULOS DE INGENIERÍA .....	38
4.3.1 Dimensionamiento del generador fotovoltaico.....	38
4.3.1.1 Selección del módulo y cálculo del número de paneles. ....	39
4.3.1.2 Configuración de arreglos. ....	39
4.3.2 Dimensionamiento del sistema de almacenamiento. ....	39
4.3.2.1 Definición del perfil de carga crítica.....	40
4.3.2.2 Cálculo de la capacidad del banco y autonomía. ....	40
4.3.3 Sistemas de conversión, medida y protecciones.....	41
4.3.3.1 Selección de inversores. ....	41
4.3.3.2 Coordinación de protecciones DC/AC.....	41
5. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD FINANCIERA Y TÉCNICA.....	43
5.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS .....	43
5.1.1 Costos de inversión inicial.....	43

5.1.2 Costos de operación y mantenimiento. ....	44
5.2 INDICADORES FINANCIEROS .....	44
5.2.1 Valor Presente Neto (VPN). ....	45
5.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). ....	45
5.2.3 Costo Nivelado de Energía (LCOE). ....	45
5.3 EVALUACIÓN DE BENEFICIOS TÉCNICOS Y SOCIALES.....	46
5.3.1 Valoración de la energía no suministrada evitada.....	46
5.3.2 Proyección de mejora en indicadores DIU y FIU.....	47
6. CONCLUSIONES.....	48
7. RECOMENDACIONES .....	51
BIBLIOGRAFIA .....	53

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Inventario técnico de transformadores en Canaletal .....	25
Tabla 2. Matriz DOFA recursos energéticos.....	32

## LISTA DE APÉNDICES

Los apéndices están adjuntos.

Apéndice A. Plano de localización corregimiento Canaletal sur de bolívar

Apéndice B. Inspección física de la red eléctrica en el corregimiento

Apéndice C. Topología y disponibilidad de la red

Apéndice D. Cálculo de indicadores de confiabilidad línea base

Apéndice E. Encuesta de consumo eléctrico a los hogares del corregimiento

Apéndice F. Perfil de carga

Apéndice G. Análisis del potencial solar fotovoltaico en Canaletal sur de bolívar

Apéndice H. Análisis del potencial eólico en Canaletal sur de bolívar

Apéndice I. Análisis del potencial hidráulico en Canaletal sur de bolívar

Apéndice J. Análisis del potencial de biomasa en Canaletal sur de bolívar

Apéndice K. Análisis de sombra y área útil

Apéndice L. Dimensionamiento del generador fotovoltaico

Apéndice M. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento

Apéndice N. Sistemas de conversión, medida y protecciones

Apéndice O. Costos

Apéndice P. Indicadores financieros

Apéndice Q. Evaluación de beneficios técnicos y sociales

## RESUMEN

**TÍTULO:** CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DEL CORREGIMIENTO DE CANALETAL, SUR DE BOLÍVAR PARA UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA.

**AUTORES:** MIGUEL ÁNGEL ACEVEDO BELLO, HAWARD DAVINSON HERRERA MÉNDEZ, JESÚS DAVID FUENTES POLO.

**PALABRAS CLAVE:** CARACTERIZACIÓN, PREFACTIBILIDAD, FNCER.

**DESCRIPCIÓN:** Este trabajo de grado presenta la caracterización y el análisis de prefactibilidad para la implementación de una comunidad energética en el corregimiento de Canaletal del municipio de San Pablo sur de Bolívar. El corregimiento presenta deficiencias en la calidad del servicio eléctrico y con altos índices de interrupción, lo que justifica la evaluación de soluciones de generación local. El trabajo se centra en el análisis y evaluación del potencial de diferentes Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), considerando los recursos: solar, eólico, hídrico y de biomasa, como posibles alternativas de mejora en la calidad de vida de los habitantes, observando la viabilidad de cada uno como implementación de una solución.

Se desarrollan metodologías como la caracterización socioeconómica, geográfica y energética del territorio, incluyendo el diagnóstico de las infraestructuras, evaluación de indicadores de confiabilidad y el análisis mediante censo de carga y estimaciones de consumo. Con base en estos resultados, se plantean y dimensionan alternativas técnicas de generación (en este caso el recurso solar), empleando herramientas especializadas de simulación que cumplan con los criterios técnicos y normativos especificados. También se realiza un análisis financiero mediante estimaciones de costo, evaluación de bienes técnicos y sociales e indicadores financieros. Los resultados permiten concluir que la implementación de una comunidad energética en Canaletal es técnica y económicamente viable.

---

\*Trabajo de grado

\*\* Facultad de Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Ingeniería Eléctrica. Director: Manuel José Ortiz Rangel. Ingeniero Electricista Esp. ST&D, MIE. Codirector: Gabriel Ordóñez Plata. Doctor Ingeniero Industrial, área Ingeniería Eléctrica. Codirector: Iván David Serna Suárez. Doctor en Ingeniería, área Ingeniería Eléctrica

## ABSTRACT

**TITLE:** CHARACTERIZATION AND PREFEASIBILITY ANALYSIS OF THE CANALETAL RURAL DISTRICT, SOUTHERN BOLÍVAR, FOR AN ENERGY COMMUNITY.

**AUTHORS:** MIGUEL ÁNGEL ACEVEDO BELLO, HAWARD DAVINSON HERRERA MÉNDEZ, JESÚS DAVID FUENTES POLO.

**KEY WORDS:** CHARACTERIZATION, PREFEASIBILITY, NCRES.

**DESCRIPTION:** This project presents the characterization and prefeasibility analysis for the implementation of an energy community in the rural district of Canaletal, in the municipality of San Pablo, southern Bolívar. The district exhibits deficiencies in the quality of electrical service and high rates of power interruptions, which justifies the evaluation of local generation solutions. The study focuses on the analysis and assessment of the potential of different Non-Conventional Renewable Energy Sources (NCRES), considering solar, wind, hydro, and biomass resources as possible alternatives to improve the quality of life of the inhabitants, while examining the feasibility of each as an implementable solution.

Methodologies such as the socioeconomic, geographic, and energy characterization of the territory are developed, including infrastructure diagnostics, reliability indicator assessment, and analysis through load census and consumption estimations. Based on these results, technical generation alternatives are proposed and sized specifically solar energy in this case using specialized simulation tools that comply with specified technical and regulatory criteria. In addition, a financial analysis is conducted through cost estimations, evaluation of technical and social assets, and financial indicators. The results allow concluding that the implementation of an energy community in Canaletal is technically and economically viable.

---

\*Degree work

\*\* Faculty of Physical-Mechanical Sciences. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Electrical Engineering. Director: Manuel José Ortiz Rangel. Electrical Engineer, Specialist in ST&D, MIE. Co-Director: Gabriel Ordóñez Plata. Ph.D. in Industrial Engineering, area of Electrical Engineering. Co-Director: Iván David Serna Suárez. Ph.D. in Engineering, area of Electrical Engineering.

## INTRODUCCIÓN

El acceso a un suministro de energía eléctrica confiable, asequible y sostenible se ha convertido en uno de los determinantes críticos para el desarrollo socioeconómico de las comunidades rurales en el siglo XXI. A nivel global, la transición energética ha dejado de ser una simple aspiración ambiental para convertirse en una necesidad estratégica que busca descentralizar la generación de energía eléctrica y empoderar a los usuarios finales. En Colombia, este cambio de paradigma ha cobrado especial relevancia con la expedición de nuevas políticas públicas orientadas a cerrar las brechas de desigualdad mediante la implementación de comunidades energéticas, una figura que permite a las poblaciones gestionar sus propios recursos y garantizar su seguridad energética.

El corregimiento de Canaletal, ubicado en el municipio de San Pablo, sur de Bolívar, es un ejemplo representativo de los desafíos que enfrenta la ruralidad colombiana. A pesar de contar con interconexión a la red nacional, la comunidad padece condiciones de servicio precarias, caracterizadas por frecuentes interrupciones y fluctuaciones de tensión que limitan la actividad productiva y el bienestar doméstico. Esta situación, sumada a la dependencia de combustibles costosos o perjudiciales para la cocción de alimentos, configura un escenario de pobreza energética que requiere soluciones de ingeniería adaptadas al contexto local.

Este trabajo de grado desarrolla un estudio de prefactibilidad técnica, económica y social para la conformación de una comunidad energética en dicho corregimiento. El documento no solo aborda la problemática desde una perspectiva de infraestructura, sino que evalúa la viabilidad de integrar fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) para robustecer el suministro eléctrico local.

Este documento busca servir como una hoja de ruta técnica que demuestre cómo, mediante la aplicación rigurosa de la Ingeniería Eléctrica, es posible transformar las condiciones de vida en territorios vulnerables. Lo anterior, alineándose con las metas de

la Transición Energética Justa, tales como la democratización de la energía mediante la figura de comunidades energéticas, la descarbonización de la matriz local y el cierre de brechas en la calidad del servicio en zonas rurales.

En el marco del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, la transición energética se define no solo como un cambio en la matriz de generación, sino como una herramienta de justicia social y democratización del servicio. Para el caso de Canaletal, esto se traduce en el cumplimiento de metas estratégicas como el fortalecimiento de la soberanía energética local y la reducción de la brecha de desigualdad en el acceso a servicios públicos de calidad. Al implementar una comunidad energética, el proyecto se vincula directamente con la hoja de ruta del Ministerio de Minas y Energía, la cual prioriza la descentralización de la red y el fomento de soluciones que mitiguen la pobreza energética en territorios históricamente relegados, garantizando que la soberanía energética territorial y el cierre de brechas en la calidad del suministro sean el motor de una transformación sostenible para sus habitantes.

## **1. MARCO REFERENCIAL Y REGULATORIO**

Este capítulo fundamenta la investigación desde las perspectivas regulatoria, técnica y metodológica. Se analiza el contexto de la transición energética en Colombia, se desglosa la normativa vigente para comunidades energéticas y se establecen las bases teóricas para la integración de recursos energéticos distribuidos, indicadores de confiabilidad y las herramientas computacionales de simulación que sustentan la ingeniería del proyecto.

### **1.1 CONTEXTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y ZNI EN COLOMBIA**

La transición energética es el camino que están siguiendo los países para cambiar la forma en que producen y usan la energía. Consiste en dejar poco a poco la dependencia del carbón, el petróleo y el gas, y avanzar hacia fuentes más limpias y renovables que cuiden el ambiente. Este cambio surge como respuesta a problemas urgentes como el cambio climático y la contaminación, y busca reducir el impacto negativo que la actividad humana ha generado sobre el planeta.

En América Latina y en Colombia, esta transición debe enfrentar una realidad particular: altos niveles de desigualdad, pobreza y dependencia de combustibles fósiles. En este contexto, una transición energética justa no solo busca descarbonizar la matriz energética, sino también superar las barreras históricas de acceso a la energía y promover un desarrollo económico inclusivo y sostenible<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Departamento Nacional de Planeación (DNP). Transición energética. [En línea]. Colombia: Departamento Nacional de Planeación, s. f.

En Colombia, las Zonas No Interconectadas (ZNI) hacen referencia a áreas del territorio que no cuentan con conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y que, debido a su lejanía, dificultades de acceso y baja densidad poblacional, han presentado históricamente deficiencias en la cobertura, la continuidad y la calidad del servicio de energía eléctrica. Estas zonas se concentran principalmente en regiones apartadas del país y en muchos casos, han sido abastecidas mediante esquemas de generación aislada, lo que conlleva elevados costos de operación y una alta dependencia de los subsidios otorgados por el estado.

Aunque el corregimiento de Canaletal no es parte de una ZNI oficialmente, sus condiciones territoriales y de acceso lo hacen comparable a estas zonas. Situado en el sur de Bolívar, Canaletal enfrenta dificultades de acceso y problemas de infraestructura, lo que afecta la calidad del servicio eléctrico. A pesar de estar conectado al Sistema Interconectado Nacional, el corregimiento experimenta interrupciones frecuentes y problemas de regulación de tensión, lo que limita el desarrollo local y provoca una dependencia de soluciones alternativas

Este contexto de vulnerabilidad energética hace que Canaletal, en la práctica, funcione de manera similar a una ZNI. El marco legal colombiano, a través de leyes como la ley 1715 de 2014<sup>2</sup> y la ley 2294 de 2023<sup>3</sup>, ha abierto la puerta a proyectos de energías renovables y comunidades energéticas, que pueden mejorar el acceso y la fiabilidad del servicio en territorios rurales como Canaletal.

---

<sup>2</sup> Colombia. Congreso de la República. Ley 1715 (29, septiembre, 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Bogotá D.C.: El Congreso, 2014.

<sup>3</sup> Colombia. Congreso de la República. Ley 2294 (19, mayo, 2023). Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 "Colombia Potencia Mundial de la Vida". Bogotá D.C.: El Congreso, 2023.

## 1.2 MARCO LEGAL Y NORMATIVO VIGENTE

El soporte jurídico de este proyecto se basa en la evolución legislativa que habilita la autogestión energética en el país.

**1.2.1 Decreto 2236 de 2023.** El presente decreto reglamenta lo establecido en la ley 2294 de 2023 y la ley 1715 de 2014 el cuál define la formación de las comunidades energéticas conformada por personas naturales y/o jurídicas de derecho público o privado que se asocian por medio de un convenio para producir, usar, gestionar, almacenar y, en algunos casos, comercializar energía a través del uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), ya que las comunidades energéticas podrán actuar como un agente denominado Autogenerador Colectivo (AGRC) o Generador Distribuido Colectivo (GDC)<sup>4</sup>.

**1.2.2 Resolución CREG 101-072 de 2025.** Esta resolución define y regula el componente técnico y operativo que permite que las comunidades energéticas ya reconocidas por el decreto, puedan conectarse al sistema eléctrico y operar legalmente mediante modelos operativos como la autogeneración colectiva y la generación distribuida colectiva, que reemplazan y amplían los esquemas individuales tradicionales<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> Ministerio de Minas y Energía. Decreto 2236 de 2023: Por el cual se reglamentan las comunidades energéticas en Colombia. Diario Oficial No. 52.374, 8 de diciembre de 2023.

<sup>5</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución CREG 101-072 de 2025: *Por la cual se regula la autogeneración colectiva y la generación distribuida colectiva.* Colombia: CREG, 2025.

### 1.3 MODELOS OPERATIVOS PARA COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Basado en la regulación CREG<sup>6</sup> vigente, se distinguen dos modelos operativos que serán evaluados en este estudio para determinar su viabilidad técnica.

**1.3.1 Autogeneración colectiva (AGC).** En este esquema, la comunidad energética tiene un activo de generación renovable conectado a la red local. La energía producida se consume en el mismo momento de la generación para cubrir la demanda agregada de los usuarios asociados. Si hay excedentes, estos se inyectan a la red y se reconocen mediante créditos de energía, pero el sistema depende de la señal de tensión de la red externa para operar; si esta falla, el sistema debe desconectarse por seguridad (protección anti-isla).

**1.3.2 Generación distribuida colectiva (GDC).** Este modelo implica una planta de generación ubicada cerca de los centros de consumo, con la capacidad técnica de operar tanto en sincronía con la red como de forma aislada (isla intencional), si se integran sistemas de almacenamiento de energía. Técnicamente es más robusto, pues requiere inversores o generadores con capacidad de formación de red (grid-forming) y sistemas de control avanzados, siendo la única modalidad que garantiza suministro continuo ante fallas del operador de red.

---

<sup>6</sup> Ibíd.

## 1.4 CONCEPTOS DE CONFIABILIDAD

Para cuantificar la problemática actual del servicio y medir el impacto potencial de la solución propuesta, se utilizarán los indicadores estandarizados por la norma IEEE 1366<sup>7</sup> y por la resolución CREG 015 de 2018<sup>8</sup>.

**1.4.1 Indicador de calidad mínima para el esquema de compensación (DIUG).** Para la implementación del esquema de compensaciones se definen indicadores de calidad mínima garantizada, los cuales establecen el límite anual permitido de horas de interrupción del servicio.

**1.4.2 Indicador de calidad mínima para el esquema de compensación (FIUG).** Para la aplicación del esquema de compensaciones se definen indicadores de calidad mínima garantizada que establecen el número máximo anual de veces en que pueden presentarse eventos de interrupción.

**1.4.3 Duración de la Interrupción al Usuario (DIU).** Corresponde a la sumatoria de la duración de todas las interrupciones percibidas por un usuario en un año.

**1.4.4 Frecuencia de la Interrupción al Usuario (FIU).** Corresponde al número total de veces que el servicio es interrumpido para un usuario específico durante el año.

---

<sup>7</sup> INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003). New York: IEEE, 2012. 43 p.

<sup>8</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 015 de 2018: Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Bogotá D.C.: CREG, 2018

## 1.5 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES DE SIMULACIÓN Y MODELADO

Dada la variabilidad estocástica de los recursos renovables y la necesidad de precisión en el dimensionamiento, el diseño se sustenta en un esquema de validación cruzada utilizando herramientas de simulación especializadas.

**1.5.2 Simulación fotovoltaica especializada (PVsyst).** Para el análisis específico del componente solar, se emplea PVsyst. Esta herramienta es fundamental si la solución final incluye paneles, permitiendo realizar un análisis de pérdidas (por temperatura, suciedad, mismatch y cableado) y modelar el efecto de las sombras cercanas y lejanas (horizonte) sobre la configuración de paneles.

---

<sup>9</sup> PVSYST SA. PVsyst: Software de simulación de sistemas fotovoltaicos [Software]. Versión 7.4. Ginebra, Suiza: PVSYST, 2024.

## 2. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE CANALETAL

Este capítulo presenta el diagnóstico técnico, geográfico y socioeconómico de la zona de estudio. Se describe el contexto territorial haciendo énfasis en la disponibilidad física de recursos naturales aprovechables, se evalúa el estado de la infraestructura eléctrica existente y se establece la línea base de la demanda energética mediante métodos de estimación indirecta.

### 2.1 CONTEXTO SOCIOECONÓMICO Y GEOGRÁFICO

El corregimiento de Canaletal se encuentra ubicado en la zona rural del municipio de San Pablo, al sur del departamento de Bolívar, aproximadamente en las coordenadas 7,55° de latitud y -77,88° de longitud. Su entorno geográfico se caracteriza por una alta cobertura boscosa y la cercanía a importantes cuerpos de agua, entre los que se destacan el río Magdalena, la ciénaga Canaletal y la ciénaga Cimilicito, los cuales influyen de manera significativa en las condiciones ambientales, productivas y sociales del territorio. Territorialmente, el corregimiento se integra en un municipio con una extensión de 1.977 km<sup>2</sup> y, según datos del Esquema de Ordenamiento Territorial (EOT) basados en el censo DANE 2018, cuenta con una población aproximada de 820 habitantes distribuidos en cerca de 140 núcleos familiares, de los cuales 110 han sido caracterizados como usuarios potenciales para este trabajo de grado. La planimetría detallada de la zona se presenta en el **Apéndice A**.

Desde el punto de vista socioeconómico, la economía de Canaletal es predominantemente rural y diversificada. Las actividades agrícolas constituyen el eje principal, destacándose el cultivo de palma de aceite y cacao como renglones productivos de comercialización externa, junto con cultivos como maíz, yuca y plátano, destinados

tanto al autoconsumo como a mercados locales. Estas labores agrícolas se complementan con la ganadería extensiva y la pesca artesanal en las ciénagas aledañas, actividades que demandan condiciones de refrigeración y procesamiento que actualmente se ven limitadas por la inestabilidad del servicio eléctrico. Asimismo, existen pequeños negocios y comercios locales que fortalecen las dinámicas económicas internas de la comunidad.

En cuanto a la infraestructura, el corregimiento dispone de suministro de energía eléctrica prestado por la Electrificadora de Santander (ESSA), servicio de gas natural a cargo de Gasorient (filial del Grupo Vanti) y un sistema de acueducto rural. No obstante, la comunidad enfrenta una marcada desconexión física y logística, pues depende de una precaria red de vías terciarias sin pavimentar que, durante las temporadas de lluvias, se transforman en barrizales intransitables, aislando efectivamente al corregimiento por tierra. Esta situación obliga a los habitantes a depender casi exclusivamente del transporte fluvial por el río Magdalena, un medio que implica elevados costos de flete y tiempos de desplazamiento prolongados para acceder a la cabecera municipal o a centros urbanos como Barrancabermeja. Esta vulnerabilidad geográfica no solo restringe el desarrollo comercial y turístico, sino que condiciona críticamente el acceso a servicios de salud de mayor nivel y la respuesta ante emergencias, a pesar de contar con un puesto de salud local y equipamientos básicos como la institución educativa y la placa polideportiva. En materia de salud, dispone de un puesto de salud que funciona como sede externa de la E.S.E. Hospital Local San Pablo, aunque carece de infraestructura hospitalaria de mayor nivel y estación de policía propia, servicios que dependen directamente de la cabecera municipal.

A la complejidad geográfica se suma una profunda vulnerabilidad social y de seguridad derivada de la presencia histórica de grupos armados al margen de la ley. El corregimiento, al estar inmerso en una zona estratégica del Magdalena Medio, se ve afectado por dinámicas de control territorial que imponen restricciones a la movilidad, generan zozobra en la población y limitan la inversión en infraestructura.

## 2.2 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EXISTENTE

El diagnóstico de la infraestructura eléctrica en el corregimiento de Canaletal se realizó mediante una inspección técnica documental y física de los activos del Operador de Red (ESSA). Este análisis permite identificar las capacidades y limitaciones del sistema actual frente a la integración de una comunidad energética. El registro fotográfico detallado de los componentes de la red se encuentra documentado en el **Apéndice B**.

**2.2.1 Topología de la red local de distribución.** La red eléctrica que abastece al corregimiento presenta una topología radial de tipo "cola de circuito", característica de las zonas rurales dispersas del sur de Bolívar. Esta configuración implica que el suministro depende de un único ramal de media tensión, sin trayectorias de suplencia o redundancia ante fallas. En el **Apéndice C** se incluye el mapa de disponibilidad basado en la consulta técnica realizada a través del portal de Autogeneración de la Electrificadora de Santander S.A. (ESSA)<sup>8</sup>, el cual permite visualizar la extensión del circuito y la ubicación geográfica de los puntos de conexión identificados en la zona.

**2.2.2 Inventario de transformadores.** Mediante la consulta directa al sistema de información del Operador de Red, se caracterizaron los dos nodos de transformación que energizan el corregimiento. Estos equipos representan los Puntos de Conexión Común (PCC) para la futura comunidad energética. La capacidad instalada total del corregimiento asciende a 120 [kVA], distribuida en dos transformadores con relación de transformación 13,2 kV/208 V. La Tabla 1 presenta el inventario de los dos transformadores.

---

<sup>10</sup> ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. Autogeneración. [en línea]. Bucaramanga: ESSA, 2025.

Tabla 1. Inventario técnico de transformadores en Canaletal

<b>Activo (Código)</b>	<b>Capacidad</b>
<b>Transformador 1 (0207589)</b>	45 kVA
<b>Transformador 2 (0207587)</b>	75 kVA

## **{2.3 INDICADORES DE LA CALIDAD DEL SERVICIO**

La continuidad del servicio eléctrico en Canaletal presenta indicadores críticos. La dependencia de una larga línea radial sin suplencia provoca que, ante eventos climáticos severos (tormentas o vendavales), el corregimiento quede desenergizado por periodos prolongados.

**2.3.1 Registro histórico y estimaciones de fallas.** Las interrupciones se correlacionan fuertemente con la temporada invernal y la actividad atmosférica. La percepción comunitaria indica que el restablecimiento del servicio puede tardar horas o días, dependiendo de la disponibilidad de cuadrillas del operador de red para acceder a la zona.

**2.3.2 Cálculo de indicadores de confiabilidad línea base.** Para cuantificar el desempeño actual del suministro eléctrico y justificar la inversión en un sistema de generación local (sea PCH, eólico o solar), se establecen los indicadores sistémicos y de calidad individual que se detallan en el **Apéndice D**.

**2.3.2.1 Indicadores sistémicos de calidad media.** Estos índices evalúan el comportamiento promedio del circuito de distribución por grupo de calidad, permitiendo diagnosticar la eficiencia operativa de la red frente a fallas.

- **Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema (DIUG).** Este indicador representa el tiempo total promedio que un cliente del circuito permanece sin servicio durante el periodo de evaluación (anual). Se calcula mediante la Ecuación (1):

$$DIUG = \frac{\sum_{i=1}^k r_i \cdot N_i}{N_T} [\text{horas/usuario} \cdot \text{año}] \quad (1)$$

Donde:

$r_i$ : Duración de la interrupción  $i$  en horas.

$N_i$ : Número de usuarios afectados por la interrupción  $i$ .

$N_T$ : Número total de usuarios conectados al circuito o sistema bajo estudio.

$k$ : Número total de interrupciones ocurridas en el año.

- **Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Sistema (FIUG).** Mide la frecuencia promedio con la que un usuario experimenta una interrupción sostenida (duración > 5 minutos) en el año. Su cálculo se rige por la Ecuación (2):

$$FIUG = \frac{\sum_{i=1}^k N_i}{N_T} [\text{interrupciones/usuario} \cdot \text{año}] \quad (2)$$

Donde las variables corresponden a las definidas previamente. Un valor elevado de FIUG en el ramal de Canaletal es indicativo de la ausencia de elementos de protección selectiva que despejen fallas transitorias sin afectar a todo el sector.

**2.3.2.2 Indicadores de calidad individual.** Dado que los promedios sistémicos pueden enmascarar la realidad de los usuarios ubicados en zonas terminales de la red, se determinan los indicadores vinculados al usuario final.

- **Duración de la Interrupción al Usuario (DIU).** Corresponde a la sumatoria de la duración de todas las interrupciones percibidas por un usuario  $n$  durante el periodo de referencia. Matemáticamente se expresa en la Ecuación (3):

$$DIU_n = \sum_{j=1}^m D_{j,n} [\text{horas}] \quad (3)$$

Donde:

$D_{j,n}$ : Tiempo de duración de la interrupción  $j$  que afectó al usuario  $n$ .

$m$ : Número total de interrupciones percibidas por el usuario  $n$  en el año.

- **Frecuencia de la Interrupción al Usuario (FIU)**. Indica el número de veces que el servicio fue interrumpido para el usuario  $n$  en el periodo de análisis. Se calcula según la Ecuación (4):

$$FIU_n = \sum_{j=1}^m 1 [\text{veces/año}] \quad (4)$$

De acuerdo al análisis detallado en el **Apéndice D**, los indicadores de calidad del servicio eléctrico evidencian una prestación deficiente en términos de continuidad y confiabilidad para la comunidad de Canaletal. A nivel individual, se registran 54 interrupciones anuales (FIU) y una duración acumulada de 124,7 horas sin servicio (DIU) y a nivel grupal, los valores promedio de FIUG = 74,4 interrupciones y DIUG = 160,6 horas reflejan la experiencia de los usuarios marcadas por cortes frecuentes y prolongados. Estos indicadores no superan los valores establecidos por la resolución 015 del 2018 de la CREG, lo que lo mantiene en el rango establecido.

## 2.4 ANÁLISIS DE LA DEMANDA

En esta etapa de análisis, se busca establecer una aproximación al comportamiento del consumo eléctrico de los usuarios identificados en Canaletal. Entender cómo y cuándo utilizan la energía es fundamental para justificar la necesidad de la comunidad energética.

**2.4.1 Identificación y censo de la carga.** Se llevó a cabo una caracterización energética en el corregimiento, en la cual se analizaron 57 viviendas mediante encuestas directas y revisión de recibos de energía correspondientes al mes de diciembre. Con base en esta información, se realizó una estimación del consumo eléctrico para un total de 110 viviendas, que corresponde al número aproximado de casas existentes en el corregimiento. Adicionalmente, se recopiló información detallada de los indicadores de calidad del servicio eléctrico a partir del recibo de uno de los usuarios, con el fin de evaluar aspectos relacionados con la continuidad y confiabilidad del suministro.

Durante el proceso de caracterización se consideraron variables relevantes como el número de personas por vivienda, los principales usos de la energía eléctrica, la percepción de los usuarios frente a las fallas e interrupciones del servicio y la utilización de fuentes de energía alternativas. Este análisis permitió obtener un panorama representativo del comportamiento del consumo eléctrico y de las condiciones actuales del servicio en la comunidad, sirviendo como base para el desarrollo del estudio. La información detallada sobre el inventario técnico, encuestas y la construcción de los perfiles de carga se encuentra respaldada en los **Apéndices E y F**.

### 3. ANÁLISIS DEL RECURSO ENERGÉTICO

Este capítulo presenta la evaluación de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) disponibles en el corregimiento de Canaletal. El objetivo es identificar el potencial energético del entorno para sustentar la creación de la comunidad energética

#### 3.1 EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR

El análisis se centra en la cuantificación de la radiación global horizontal y la determinación de las Horas Sol Pico (HSP) disponibles. Se considera la variabilidad estacional y el impacto de las altas temperaturas ambientales sobre la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, utilizando bases de datos internacionales como NASA POWER y Global Solar Atlas para asegurar la confiabilidad de las estimaciones. El análisis detallado de este recurso se desarrolla en el **Apéndice H**, cuyo resultado de esta evaluación es que el potencial de generación solar es viable para un proyecto de sistema fotovoltaico donde los valores promedios anuales de irradiancia son alrededor de los 5 kWh/m<sup>2</sup>/día.

#### 3.2 EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

La evaluación del recurso eólico analiza el régimen de vientos en el corregimiento a diferentes alturas sobre el nivel del suelo. Este estudio es fundamental para determinar si la velocidad media del viento alcanza el umbral de arranque (cut-in) de las tecnologías de generación eólica de pequeña escala. Utilizando la base de datos internacional de Global Wind Atlas para evaluar la densidad de potencia y la dirección predominante del

viento (Rosa de los Vientos) para dictaminar la viabilidad técnica de integrar aerogeneradores en la micro-red comunitaria. Se concluyó que el recurso eólico no tiene el potencial energético ya que se evidencian registros de velocidades del viento máximas alrededor de  $1,4 \text{ m/s}^2$ , lo cuáles son valores muy bajos para la viabilidad de un proyecto eólico, el análisis detallado de este recurso se desarrolla en el **Apéndice I**.

### 3.3 EVALUACIÓN DEL RECURSO HÍDRICO

Dada la ubicación estratégica de Canaletal en la ribera del Río Magdalena, se evalúa el potencial hídrico bajo dos vertientes tecnológicas principales. En primer lugar, se analiza la implementación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), considerando la normativa de la UPME para el aprovechamiento de caudales y saltos hidráulicos que permitan una generación constante y firme para la comunidad. En segundo lugar, se estudia el potencial hidrocínético mediante turbinas que aprovechan la velocidad de flujo del río sin requerir obras civiles de gran envergadura ni embalses. El análisis pondera las variables de caudal, velocidad de corriente y los desafíos de sedimentación y navegación fluvial específicos de esta arteria fluvial del país. El análisis detallado del recurso hídrico se desarrolla en el **Apéndice I**. La evaluación del recurso hídrico estableció que no hay un potencial hidráulico suficiente, ya que no hay una longitud requerida para alcanzar un desnivel significativo lo que imposibilita un proyecto energético empleando este recurso y se descartó la alternativa del aprovechamiento hidrocínético debido a que la velocidad del flujo es muy limitada y presenta variabilidad estacional.

### **3.4 EVALUACIÓN DEL RECURSO DE BIOMASA**

Considerando las actividades productivas y las dinámicas socioeconómicas del corregimiento de Canaletal, se evalúa el potencial energético de la biomasa como alternativa complementaria para la comunidad energética. El análisis se sitúa en la identificación de posibles fuentes de biomasa residual, incluyendo residuos de origen agrícola, pecuario y domiciliario para observar la disponibilidad, la continuidad y viabilidad de aprovechamiento energético. El análisis detallado se desarrolló en el **Apéndice J**, donde se concluye que el corregimiento de Canaletal no tiene un potencial significativo de biomasa porque se identifican bajos residuos orgánicos, lo que descarta esta alternativa como generación tanto eléctrica como para el biogás.

### **3.5 SELECCIÓN DEL RECURSO MÁS VIABLE PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

Tras el análisis de las fuentes no convencionales de energía renovable evaluadas y los resultados obtenidos del diagnóstico técnico, se concluye que la energía solar fotovoltaica constituye la alternativa más viable para la generación eléctrica en el corregimiento de Canaletal. Esta selección se fundamenta en la alta disponibilidad y previsibilidad del recurso solar en el Magdalena Medio, la cual supera las limitaciones de intermitencia del viento y la complejidad técnica de las obras civiles requeridas para el aprovechamiento hídrico de los cuerpos de agua aledaños a Canaletal tal y como se evidencia en la Tabla 2.

Tabla 2. Matriz DOFA recursos energéticos

<b>Fuente</b>	<b>Fortalezas</b>	<b>Oportunidades</b>	<b>Debilidades</b>	<b>Amenazas</b>
<b>Solar FV</b>	Recurso abundante, modular, bajo mantenimiento, alta confiabilidad	Microred, autoconsumo, reducción de costos, formación local	Dependencia del almacenamiento	Robo o vandalismo (mitigable)
<b>Eólica</b>	Tecnología probada	Complemento a FV	Vientos inestables, baja generación	Variabilidad climática
<b>Biomasa</b>	Aprovecha residuos locales	Economía circular	Logística compleja, operación continua	Falta de residuos constantes
<b>Hídrica</b>	Energía firme	Aprovechamiento hídrico	Obras civiles complejas, desnivel hidráulico, velocidad del flujo	Variabilidad hídrica, impacto ambiental

Asimismo, la naturaleza estática y modular de los sistemas fotovoltaicos garantiza una mayor resiliencia y una menor exigencia de mantenimiento especializado, factor determinante dada la vulnerabilidad por orden público que restringe el acceso a la zona. Finalmente, esta tecnología facilita la implementación de sistemas de control dinámicos de potencia, asegurando el cumplimiento estricto del límite de inyección del 50% exigido por la normativa de la ESSA y la CREG, lo cual define el punto de partida para el dimensionamiento técnico y el diseño de la micro-red que se abordará en detalle en el siguiente capítulo.

## 4. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE ALTERNATIVAS

En este capítulo se desarrolla la propuesta técnica para la implementación de la comunidad energética en el corregimiento de Canaletal. El diseño se fundamenta en la integración del recurso solar fotovoltaico para abastecer a los usuarios caracterizados, bajo un esquema que garantiza la estabilidad de la red local y el cumplimiento de la normativa colombiana de autogeneración. Para el modelado y la simulación del sistema se usó el software PVSyst ya que dicho aplicativo ayuda al modelamiento en 3D del sistema, a observar el comportamiento de las sombras con respecto a la estructura y su entorno y finalmente a determinar la capacidad de equipos con respecto al consumo de energía y los factores anteriores.

### 4.1 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO Y UBICACIÓN DEL SISTEMA

La ubicación física de los componentes de generación y almacenamiento es un factor crítico que determina las pérdidas por transporte, la seguridad de los activos y la facilidad de integración con la infraestructura de la ESSA.

**4.1.1 Criterios de selección.** Para determinar el emplazamiento óptimo en Canaletal, se establecieron los siguientes criterios de ingeniería y seguridad:

- **Criterios técnicos:** Las cubiertas de la iglesia y del centro de salud presentan condiciones técnicas favorables para la instalación del sistema fotovoltaico, ya que se ubican en zonas despejadas, con mínima presencia de sombras y una orientación e inclinación adecuadas para maximizar la captación solar. Además, su cercanía al transformador de 45 [kVA], facilita la conexión eléctrica, reduce pérdidas por conducción y disminuye la necesidad de infraestructura adicional. Aledaño al transformador de 75

[kVA], se localiza un predio actualmente abandonado que cumple con condiciones técnicas favorables para la instalación del sistema de generación, al encontrarse despejado y sin obstáculos significativos. No obstante, su aprovechamiento implica una mayor inversión económica, ya que sería necesaria la adquisición del terreno, la construcción de estructuras de soporte y la ejecución de obras complementarias para la adecuada integración del sistema a la red eléctrica.

- **Criterios estructurales:** Desde el punto de vista estructural, las cubiertas de las edificaciones públicas ofrecen superficies amplias y continuas, aptas para la instalación de módulos fotovoltaicos, aunque es necesario verificar la capacidad portante de las estructuras para soportar las cargas adicionales del sistema. En el caso del terreno abandonado, no existen restricciones por carga estructural, pero sí se requiere la construcción de soportes elevados y cimentaciones, lo que implica mayores costos y tiempos de ejecución. Asimismo, el uso de cubiertas existentes reduce la intervención física y aprovecha infraestructuras ya consolidadas dentro del corregimiento.

- **Criterios ambientales/sociales:** La instalación de paneles en las cubiertas de la iglesia y el centro de salud genera un impacto ambiental mínimo, al no requerir ocupación adicional de suelo ni modificar el paisaje natural, y produce un impacto social positivo al ubicar la generación de energía eléctrica en espacios de uso comunitario. Por su parte, la alternativa del terreno abandonado implica una intervención directa sobre el suelo, aunque de bajo impacto si se gestiona adecuadamente, y puede contribuir a la recuperación de un espacio improductivo. No obstante, esta opción demanda procesos adicionales de concertación con el propietario y la comunidad, lo que puede influir en la aceptación social y en los tiempos de implementación del proyecto.

**4.1.2 Evaluación de cubiertas o terrenos candidatos.** Con el fin de identificar las áreas más adecuadas para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos en la comunidad de Canaletal, se realizó una evaluación preliminar de tres ubicaciones potenciales: la cubierta de la iglesia católica principal, la cubierta del centro de salud y un terreno

actualmente en desuso. Esta evaluación consideró aspectos físicos, geométricos y constructivos que influyen directamente en la viabilidad técnica de la instalación, tales como el área disponible, la orientación, la inclinación y la presencia de elementos que puedan generar sombras.

La cubierta de la iglesia católica principal corresponde a una estructura de gran tamaño, con una superficie aproximada de  $23 \times 14$  [m], lo que la convierte en una de las áreas con mayor potencial para la instalación de módulos fotovoltaicos. En su entorno inmediato no se identificaron árboles u obstáculos externos que puedan afectar la captación solar. No obstante, en la parte superior de una de las aguas del techo se encuentra la estructura de soporte de la campana de la parroquia, la cual genera sombras parciales sobre la caída de agua derecha, reduciendo el área útil disponible en este sector. Debido a esta condición, la mayor concentración de paneles se plantea sobre la caída de agua izquierda, donde no se evidencian interferencias significativas. La inclinación natural del techo es de aproximadamente  $30^\circ$ , valor favorable para la captación solar en la zona de estudio.

Por su parte, el centro de salud de la comunidad cuenta con una cubierta de dos aguas, con dimensiones aproximadas de  $14 \times 8$  [m]. Esta edificación no presenta obstáculos cercanos que generen sombras, lo que permite un aprovechamiento más uniforme del área disponible. La inclinación del techo es de aproximadamente  $15^\circ$ , condición que, aunque menor que la de la iglesia, resulta técnicamente adecuada para la instalación de un sistema fotovoltaico, especialmente considerando la irradiación solar característica de la región.

El terreno abandonado presenta una superficie rectangular de aproximadamente  $10 \times 20$  [m]. A diferencia de las otras alternativas, este sitio no dispone de una estructura de cubierta existente, por lo que sería necesaria la construcción de una estructura de soporte específica para los módulos fotovoltaicos, incluyendo el diseño de la orientación e inclinación óptimas. Si bien esta alternativa ofrece flexibilidad en el diseño del sistema,

implica mayores costos asociados a obra civil, estructura metálica, adquisición del terreno, lo cual debe ser considerado en la evaluación técnico-económica.

**4.1.2.1 Análisis de área útil y sombras.** El análisis del área útil y las sombras es clave para el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos. En la iglesia, la estructura de la campana genera sombras que limitan una de las aguas del techo, por lo que la instalación se concentra en la sección con menor sombreado y una inclinación favorable de 30°. En el centro de salud no se identifican sombras relevantes, lo que permite aprovechar casi toda la cubierta con una inclinación de 15°. En el terreno abandonado no existen obstáculos, aunque se requiere un diseño adecuado de la estructura para evitar sombreado entre filas. La evaluación se realizó mediante el software PVsyst, que permitió simular sombras y definir las áreas óptimas de instalación.

En el **Apéndice K** se presentan los sitios que cumplen los criterios mencionados anteriormente con detalle.

**4.1.2.2 Distancia al punto de conexión común.** Considerando la evaluación de las ubicaciones, la distancia al punto de conexión es importante debido a su influencia directa en los costos de cableado, las pérdidas eléctricas y la facilidad de integración del sistema fotovoltaico a la red existente. En este sentido, la parroquia y el centro de salud presentan una condición favorable, ya que se encuentran ubicados de manera contigua y a una distancia aproximada de 6 metros del **transformador #1**, así como a 7 metros del punto de conexión común, lo que facilita la interconexión del sistema. En contraste, el terreno abandonado se localiza a 2 metros del **transformador #2** y a aproximadamente 5 metros del punto de conexión más cercano, lo que también representa una condición técnicamente adecuada, aunque asociada a un punto de conexión distinto dentro de la red de distribución.

## 4.2 PRESENTACIÓN DE ALTERNATIVAS

Se han definido dos configuraciones técnicas que responden a la necesidad de mejorar la calidad del servicio en Canaletal, cumpliendo con la Resolución CREG 174 de 2021 y la restricción de inyección.

**4.2.1 Alternativa 1: sistema híbrido de cobertura total con repotenciación de red.** De acuerdo con la normativa vigente para sistemas de autogeneración, la capacidad máxima de generación instalada no debe exceder el 50% de la potencia nominal del transformador al cual se conecta el sistema. Considerando que la potencia instalada del sistema fotovoltaico propuesto es de 61,9 [kWp], se requiere un transformador con una capacidad mínima aproximada de 150 [kVA] para cumplir con este criterio normativo. Se identifica que el transformador #1 actual no cuenta con la capacidad suficiente para soportar la potencia pico del sistema en caso de aprovecharse la totalidad del área disponible en las cubiertas de la parroquia y el centro de salud. Esta condición implica la necesidad de reemplazar o reforzar el transformador existente, lo que representa un costo adicional para el proyecto de generación fotovoltaica.

No obstante, a partir de la configuración y el diseño del sistema, realizados mediante el software PVsyst, se evidencia que es técnicamente viable utilizar las cubiertas de la parroquia y del centro de salud respetando las distancias de seguridad, los criterios de mantenimiento y las condiciones de operación del sistema, sin requerir el uso del terreno abandonado. Ambas cubiertas, debido a su cercanía y a su amplia área disponible, permiten implementar el sistema fotovoltaico propuesto de manera eficiente, consolidando la instalación en un único sector y simplificando la infraestructura asociada.

**4.2.2 Alternativa 2: sistema híbrido limitado al 50% de la capacidad instalada actual de los transformadores.** Se adoptó como criterio principal la conservación de los transformadores actualmente instalados, evitando la necesidad de su reemplazo o

repotenciación. Bajo este enfoque, se evaluó la capacidad disponible de ambos transformadores para la conexión de sistemas fotovoltaicos, garantizando el cumplimiento de los límites normativos de autogeneración. Mediante simulaciones realizadas en el software PVsyst, se determinó que es viable distribuir la generación entre los dos transformadores, permitiendo la instalación de aproximadamente 98 módulos fotovoltaicos de 610 [Wp]. Para el análisis de energía eléctrica se utilizó como base la simulación de generación previamente desarrollada y ajustando la potencia instalada.

Adicionalmente, se consideró la estimación del sistema de almacenamiento de energía bajo los criterios técnicos definidos en el análisis anterior. Sin embargo, al tratarse de un esquema de generación distribuida, se requiere la implementación de equipos adicionales de distintas capacidades, como inversores y sistemas auxiliares, lo que incrementa la complejidad técnica del proyecto. Asimismo, para la instalación del sistema asociado al transformador #2, se hace necesaria la adquisición o adecuación de un terreno, lo que implica costos adicionales relacionados con la compra del predio y la construcción de la infraestructura requerida para el sistema de generación fotovoltaica.

### **4.3 CÁLCULOS DE INGENIERÍA**

Una vez seleccionada la Alternativa 1 como la solución óptima y con base en los resultados de la simulación, se procede al dimensionamiento de los componentes para satisfacer la demanda de los usuarios bajo las restricciones técnicas y normativas de Canaletal.

**4.3.1 Dimensionamiento del generador fotovoltaico.** El objetivo es determinar la capacidad instalada para cubrir el consumo diario promedio o parcial, considerando las pérdidas de potencia por temperatura, suciedad, eficiencia del sistema y el recurso solar.

**4.3.1.1 Selección del módulo y cálculo del número de paneles.** Se llevó a cabo un análisis de las alternativas de módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado, teniendo en cuenta aspectos como la eficiencia energética, la confiabilidad operativa, el desempeño térmico y la relación costo-beneficio. A partir de esta evaluación técnico-económica, se determinó como opción más adecuada el módulo fotovoltaico LONGI, modelo LR8-66HGD de 610 Wp.

A partir del análisis del consumo energético del corregimiento y de las condiciones promedio de irradiación solar del sitio, se realizó una estimación de la potencia requerida del sistema fotovoltaico, teniendo en cuenta las pérdidas propias de la instalación. Con base en esta evaluación y en la potencia nominal de los módulos seleccionados, se determinó la cantidad de paneles necesarios para cubrir la demanda energética. Como resultado de este análisis, se concluyó que el sistema fotovoltaico debe estar conformado por 102 paneles solares fotovoltaicos.

**4.3.1.2 Configuración de los paneles solares fotovoltaicos.** Con base en el análisis de las cubiertas disponibles y su área útil, se definió una disposición del sistema fotovoltaico distribuida entre la iglesia principal y el centro de salud, aprovechando su cercanía al transformador y al punto de conexión, lo que representa ventajas técnicas en términos de cableado y eficiencia. La distribución de los módulos se realizó considerando las dimensiones de las cubiertas y las restricciones físicas existentes, permitiendo una instalación adecuada y equilibrada entre ambas edificaciones.

El análisis detallado del cálculo del número de paneles, la selección de los módulos, los ajustes y distribución de los módulos fotovoltaicos se encuentran en el **Apéndice L**.

**4.3.2 Dimensionamiento del sistema de almacenamiento.** El banco de baterías se dimensiona para garantizar la resiliencia del sistema ante las fallas de red identificadas en el diagnóstico de calidad.

**4.3.2.1 Definición del perfil de carga crítica.** El perfil de carga del corregimiento de Canaletal se construyó a partir de la información recopilada durante la caracterización energética y del análisis de los consumos mensuales registrados, lo que permitió identificar el comportamiento típico de la demanda eléctrica a lo largo del día.

Los resultados muestran un consumo moderado durante las horas de la madrugada y la mañana, con un incremento progresivo hacia las horas de la tarde y un pico máximo en la noche, asociado principalmente a las actividades domésticas y al uso de iluminación y electrodomésticos. Este perfil de consumo resulta fundamental para el adecuado dimensionamiento del sistema fotovoltaico y del almacenamiento, ya que permite evaluar la correspondencia entre la generación solar y las necesidades energéticas reales de la comunidad.

**4.3.2.2 Cálculo de la capacidad del banco y autonomía.** Con base en el análisis del consumo energético y en la necesidad de un sistema de respaldo, se realizó el dimensionamiento con el objetivo de cubrir los periodos de interrupción más frecuentes del servicio eléctrico. Para ello, se estimó la energía eléctrica que debía ser suministrada por el banco de baterías durante los cortes del suministro energético, priorizando una solución técnica y económicamente viable.

Gracias a este análisis, se realizó la selección del banco de baterías, el cual el sistema de respaldo necesitaría un total de 21 estantes de baterías BYD battery-box premium HVS 12.8 de 512 V y 25 Ah, para suplir la energía de 19,2 horas aproximadamente, suficiente para mitigar los cortes de energía más comunes en la comunidad.

El análisis detallado y la simulación hecha por PVsyst para el cálculo de la capacidad del banco de baterías, tiempo de autonomía y las especificaciones de los racks de almacenamiento se detallan en el **Apéndice M**.

**4.3.3 Sistemas de conversión, medida y protecciones.** Se seleccionan los equipos de conversión de energía eléctrica que permitan la gestión bidireccional de potencia, medida y la protección de los equipos.

**4.3.3.1 Selección de inversores.** Para la selección del inversor del sistema fotovoltaico se realizó una evaluación de las opciones disponibles, considerando criterios como la potencia requerida, la compatibilidad con el sistema de generación propuesto y la capacidad de operación en configuraciones trifásicas. A partir de este análisis, se seleccionó el inversor trifásico híbrido growatt WIT 50-100k-HU/AU, al cumplir con los requerimientos técnicos del proyecto y ofrecer un desempeño adecuado para la potencia instalada.

Entre sus principales características se destacan una potencia nominal de 63 Kw y la incorporación de 8 seguidores MPPT, lo que permite una gestión eficiente de la energía eléctrica generada y una mayor flexibilidad frente a variaciones de irradiancia y condiciones de operación del sistema.

**4.3.3.2 Coordinación de protecciones DC/AC.** La selección de protecciones del sistema fotovoltaico se realizó con el objetivo de garantizar la seguridad, confiabilidad y correcta operación tanto en el lado de corriente continua (DC) como en el de corriente alterna (AC). Para ello, se definieron dispositivos de protección acordes con las corrientes de diseño, los niveles de tensión del sistema y las secciones de los conductores, asegurando una adecuada capacidad de interrupción frente a posibles fallas.

En el lado DC se incorporaron interruptores individuales por conductor, ubicados estratégicamente desde los paneles conectados en serie hasta el banco de baterías, permitiendo la protección ante sobre corrientes y facilitando labores de mantenimiento.

En el lado AC, se seleccionaron protecciones principales que incluyen interruptores termomagnéticos con protección diferencial, seccionadores y dispositivos de protección

contra sobretensiones (DPS), instalados en el tablero de distribución. Esta configuración protege el sistema frente a cortocircuitos, fallas a tierra y sobretensiones transitorias, tanto de origen interno como externo. En conjunto, la selección de protecciones se ajusta a los requerimientos técnicos del proyecto y a la normativa vigente, contribuyendo a una operación segura y continua del sistema fotovoltaico.

Para el análisis del cálculo de la selección del inversor, la información específica de cada protección y como se encuentra relacionada con el sistema se encuentra en el **Apéndice N**.

## 5. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD FINANCIERA Y TÉCNICA

En este capítulo se evalúa la viabilidad económica del proyecto de la comunidad energética de Canaletal. El análisis integra los costos de capital, los gastos operativos y los beneficios derivados de la mejora en la calidad del servicio, permitiendo determinar la rentabilidad del sistema bajo el marco de la Ley 1715 de 2014 y sus decretos reglamentarios.

### 5.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS

La estimación financiera del proyecto se estructuró a partir de dos componentes principales: el CAPEX y el OPEX. El CAPEX corresponde a la inversión inicial requerida para la implementación del sistema fotovoltaico, e incluye los costos de equipos, materiales, estructuras, obras civiles y mano de obra. Por su parte, el OPEX contempla los costos recurrentes asociados a la operación y mantenimiento del sistema durante su vida útil. A partir de la suma de estos costos y del ahorro generado por la energía producida, se realizó el análisis del retorno de la inversión, lo que permitió evaluar la viabilidad económica y el tiempo estimado de recuperación del capital invertido.

**5.1.1 Costos de inversión inicial.** Los costos de inversión inicial del sistema de Autogeneración a Pequeña Escala (AGC) corresponden al componente CAPEX, el cual contempla todos los gastos asociados a la adquisición, suministro e instalación de los equipos y materiales necesarios para la puesta en operación del sistema fotovoltaico. De manera general, esta inversión incluye los equipos principales, como los módulos solares, el inversor híbrido trifásico, el transformador y el sistema de almacenamiento con baterías; los materiales eléctricos y de montaje, tales como estructuras de soporte, cableado en corriente continua y alterna, protecciones eléctricas, canalizaciones,

conectores y medidores; así como los costos relacionados con tableros, automatización y obras civiles menores requeridas para la adecuación del sitio. Con base en la estimación realizada, el subtotal de la inversión inicial se estima aproximadamente a **\$ 858.200.100 COP**, valor que representa el costo total necesario para la implementación del sistema de generación, sin considerar aún gastos operativos y de mantenimiento a lo largo de su vida útil.

**5.1.2 Costos de operación y mantenimiento.** Los costos asociados a la operación del sistema fotovoltaico contemplan actividades como el mantenimiento preventivo y correctivo, la limpieza periódica de los módulos, el seguimiento básico del desempeño del sistema y la gestión de informes técnicos, entre otras labores necesarias para asegurar su correcto funcionamiento a lo largo del tiempo. Estas actividades permiten mantener la eficiencia, la confiabilidad y el cumplimiento técnico del sistema durante su vida útil. De acuerdo con este análisis financiero, se concluye que el costo total de estos gastos durante un periodo de 25 años es aproximadamente de **\$34.250.000 COP**.

La información con el presupuesto detallado, cotizaciones, plan de operación y gastos operativos se encuentra en el **Apéndice O**.

## **5.2 INDICADORES FINANCIEROS**

Los indicadores financieros permiten evaluar si un proyecto es económicamente viable, comparando la inversión inicial con los beneficios económicos que se obtienen a lo largo del tiempo. En proyectos energéticos, estos indicadores ayudan a determinar si conviene invertir en generación local frente a continuar dependiendo de la red eléctrica convencional.

**5.2.1 Valor Presente Neto (VPN).** El VPN permite evaluar la rentabilidad del proyecto al traer a valor presente los flujos netos de efectivo futuros, descontados a una tasa de oportunidad que refleja el riesgo del sector energético en Colombia. Un VPN positivo indica que el proyecto es rentable y crea valor, un VPN negativo sugiere lo contrario, y un VPN igual a cero significa que no genera ni gana ni pierde dinero. A partir del análisis financiero realizado, se obtuvo un VPN de **\$323.207.044 COP**, lo cual confirma que el proyecto no solo permite recuperar la inversión inicial, sino que además genera un valor económico positivo en beneficio de la comunidad, reforzando la viabilidad financiera y el impacto favorable de la implementación del sistema fotovoltaico en Canaletal.

**5.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).** La TIR representa la rentabilidad promedio anual que genera el capital invertido en el sistema fotovoltaico de Canaletal. Este indicador se compara con la tasa de interés de financiamiento y la inflación proyectada en Colombia. Dado que el recurso solar es un activo de bajo riesgo operativo, una TIR superior a la tasa de descuento confirma que el proyecto es una inversión eficiente para la comunidad o los inversionistas públicos. A partir del análisis financiero realizado, se concluye que el retorno de la inversión se alcanza aproximadamente a partir del año **10** de operación del sistema, lo que evidencia la viabilidad económica del proyecto en el mediano y largo plazo.

**5.2.3 Costo Nivelado de Energía (LCOE).** El LCOE (*Levelized Cost of Energy*) es el indicador más crítico para comparar la competitividad del sistema. Representa el costo promedio de cada kWh generado durante toda la vida útil del proyecto, incluyendo inversión, operación, mantenimiento y reemplazo de baterías. A partir del análisis económico realizado, se determinó que el costo nivelado de la energía del sistema fotovoltaico es aproximadamente de **366 COP/kWh**. Este resultado evidencia que, desde el punto de vista económico, la generación local mediante energía solar fotovoltaica con almacenamiento es altamente competitiva, permitiendo reducir el costo unitario de la energía en más de un 50 % frente a la tarifa convencional, lo que respalda la viabilidad económica del proyecto para la comunidad de Canaletal.

Para que el proyecto sea viable, el LCOE calculado debe ser inferior al costo actual de la tarifa de energía de la ESSA. Este diferencial es el que garantiza la sostenibilidad financiera de la comunidad energética a largo plazo.

El modelo financiero completo se encuentra en el **Apéndice P**.

### **5.3 EVALUACIÓN DE BENEFICIOS TÉCNICOS Y SOCIALES**

Más allá de la rentabilidad financiera, la implementación de la comunidad energética genera beneficios tangibles en la calidad del servicio y la seguridad energética de los usuarios, mitigando los efectos negativos de la deficiente infraestructura de red en la zona.

**5.3.1 Valoración de la energía no suministrada evitada.** La valoración de la energía no suministrada evitada permite estimar el beneficio asociado a la reducción de pérdidas ocasionadas por las interrupciones del servicio eléctrico en el corregimiento de Canaletal. Considerando que actualmente los usuarios presentan indicadores elevados de continuidad, con un FIU de 74,4 interrupciones anuales y un DIU de aproximadamente 160,6 horas sin suministro, la implementación del sistema híbrido de generación fotovoltaica con almacenamiento permitirá mitigar de manera significativa los efectos de estos cortes.

Bajo un esquema de consumo moderado, el sistema está diseñado para suministrar energía durante aproximadamente 19,2 horas en eventos de interrupción, evitando así la pérdida de energía que, de otro modo, no sería suministrada por la red convencional. Este beneficio se traduce en una mayor confiabilidad del servicio y en una reducción de

impactos negativos sobre las actividades básicas, sociales y productivas de la comunidad.

**5.3.2 Proyección de mejora en indicadores DIU y FIU.** La incorporación del sistema híbrido de generación solar en Canaletal genera una proyección positiva en la mejora de los indicadores de calidad del servicio eléctrico, particularmente el DIU y el FIU. Si bien el sistema no elimina las interrupciones de la red convencional, sí reduce de forma efectiva la percepción y el impacto de dichas interrupciones sobre los usuarios, al garantizar continuidad del suministro durante una parte considerable de los eventos de corte.

En este sentido, se espera una disminución significativa del DIU efectivo, al cubrir hasta 19,2 horas de interrupción con energía proveniente del sistema de autogeneración, y una mejora funcional del FIU, al reducir las veces en que los usuarios experimentan una interrupción total del servicio. Esta mejora contribuye a aumentar la resiliencia energética del corregimiento y a fortalecer la calidad de vida de la población, especialmente en contextos donde la red eléctrica presenta limitaciones estructurales. **Apéndice Q.**

## 6. CONCLUSIONES

El presente trabajo de grado desarrolló la caracterización y el análisis de prefactibilidad técnica, económica y social para la implementación de una comunidad energética en el corregimiento de Canaletal, municipio de San Pablo, sur de Bolívar, evidenciando que la problemática energética de este territorio no está asociada a la ausencia de conexión al Sistema Interconectado Nacional, sino a la baja confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico prestado. Los elevados valores de los indicadores de calidad del servicio, tanto a nivel individual como grupal (FIU, DIU, FIUG y DIUG) y del costo del CU, reflejan una condición estructural de vulnerabilidad energética que limita el desarrollo social, productivo y económico de la comunidad.

A partir del diagnóstico socioeconómico y geográfico, se identificó que Canaletal presenta una economía rural basada principalmente en actividades agrícolas, pesqueras y de pequeña escala comercial, las cuales se ven afectadas de manera directa por los frecuentes cortes de energía eléctrica y las prolongadas duraciones de las interrupciones. Esta situación, sumada a las dificultades de acceso, la vulnerabilidad por orden público y la limitada presencia institucional, justifica la necesidad de soluciones energéticas descentralizadas que fortalezcan la resiliencia del territorio y reduzcan la dependencia exclusiva de la red convencional de energía eléctrica.

El análisis comparativo de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) permitió concluir que el recurso solar fotovoltaico constituye la alternativa más viable para la generación eléctrica en el corregimiento. Mientras que el recurso eólico presenta velocidades insuficientes, el recurso hídrico carece de condiciones hidráulicas adecuadas y la biomasa no dispone de una oferta constante de residuos. La energía solar destaca por su alta disponibilidad, previsibilidad y facilidad de implementación. Esta selección se ve reforzada por la naturaleza modular, estática y de bajo mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos, características especialmente relevantes en un contexto de acceso restringido y vulnerabilidad territorial.

El diseño técnico propuesto, basado en simulaciones realizadas con el software PVsyst, permitió dimensionar un sistema híbrido de generación solar fotovoltaica con almacenamiento energético que cumple con los criterios técnicos y normativos establecidos por la ESSA y la CREG, particularmente el límite de inyección del 50 % de la capacidad nominal de los transformadores existentes. La alternativa seleccionada optimiza el uso de cubiertas disponibles en edificaciones comunitarias estratégicas, como la iglesia y el centro de salud, minimizando impactos ambientales y evitando la ocupación innecesaria de suelo.

Desde el punto de vista de la confiabilidad, la incorporación del sistema de almacenamiento energético permite mitigar de forma significativa los efectos de las interrupciones del servicio eléctrico. Aunque el sistema no elimina físicamente los eventos de corte de la red, sí garantiza la continuidad del suministro durante aproximadamente 19,2 horas bajo un escenario de consumo moderado, lo que se traduce en una reducción sustancial del tiempo efectivo sin energía eléctrica percibido por los usuarios. En consecuencia, se proyecta una mejora notable del indicador DIU y una mejora funcional del indicador FIU, considerando la exclusión de eventos conforme a la Resolución CREG 015 de 2018 y la operación del sistema de transferencia automática.

El análisis financiero desarrollado demuestra que el proyecto es económicamente viable en el mediano y largo plazo. Con una inversión inicial estimada de \$858.200.100 COP y costos de operación y mantenimiento de \$34.250.000 COP a lo largo de 25 años. Los indicadores financieros obtenidos, un Valor Presente Neto (VPN) positivo, una recuperación de la inversión cercana a los 10 años y un Costo Nivelado de Energía (LCOE) aproximado de 366 COP/kWh, evidencian que la generación local mediante energía solar fotovoltaica resulta significativamente más competitiva que la tarifa convencional del operador de red. Este diferencial económico garantiza la sostenibilidad financiera de la comunidad energética y reduce la exposición de los usuarios a incrementos tarifarios futuros.

Este estudio concluye que la implementación de una comunidad energética en Canaletal no solo es técnica y económicamente viable, sino que constituye una herramienta estratégica para la mejora de la calidad de vida, el fortalecimiento de la soberanía energética local y la reducción de la pobreza energética en territorios rurales vulnerables. El proyecto se alinea con los objetivos de la Transición Energética Justa en Colombia, promoviendo la democratización del acceso a la energía, la resiliencia territorial y el desarrollo sostenible, y se posiciona como un referente replicable para otras comunidades rurales con condiciones similares en el país.

## 7. RECOMENDACIONES

Durante el desarrollo del presente trabajo de grado se identificaron diversos aspectos técnicos, sociales, económicos y regulatorios que, si bien fueron considerados dentro del alcance del estudio, requieren un análisis más profundo para fortalecer la implementación y sostenibilidad de la comunidad energética propuesta para el corregimiento de Canaletal. En este sentido, las siguientes recomendaciones se plantean como insumo para futuras investigaciones y para eventuales etapas de ejecución del proyecto.

En el ámbito técnico, se recomienda la implementación de un sistema de monitoreo continuo que permita evaluar el desempeño real del sistema híbrido de generación solar fotovoltaica con almacenamiento. El seguimiento de variables como la producción energética, el estado de carga de las baterías, la frecuencia de operación del sistema de transferencia automática y las pérdidas por conversión facilitaría la detección temprana de fallas, la optimización de la operación y la validación de las proyecciones realizadas en la etapa de diseño. Asimismo, se sugiere analizar la posibilidad de escalabilidad del sistema, considerando un crecimiento futuro de la demanda energética asociado a nuevos emprendimientos productivos o al retorno de población actualmente desplazada.

Desde la perspectiva operativa, resulta fundamental profundizar en los planes de mantenimiento preventivo y correctivo, especialmente para el sistema de almacenamiento energético, dado su rol crítico en la mejora de los indicadores de calidad del servicio. Se recomienda evaluar estrategias que permitan reducir el impacto de las paradas programadas por mantenimiento, como esquemas de respaldo parcial o la coordinación de estas actividades en periodos de menor probabilidad de fallas de la red convencional. Adicionalmente, futuros estudios podrían analizar la incorporación de nuevas tecnologías de almacenamiento con mayor vida útil y menores requerimientos de mantenimiento.

En el componente social y comunitario, se recomienda fortalecer los procesos de apropiación social del sistema energético mediante programas de capacitación dirigidos a habitantes del corregimiento, líderes comunitarios y personal local. La formación en operación básica, uso eficiente de la energía y reconocimiento de fallas contribuirá a la sostenibilidad del proyecto y a la reducción de la dependencia de asistencia técnica externa. De igual forma, se sugiere articular el proyecto energético con estrategias educativas que incentiven la permanencia de los jóvenes en el sistema escolar, integrando la energía renovable como eje transversal para procesos de formación técnica y ambiental.

Desde el punto de vista económico y financiero, se recomienda profundizar en el análisis de esquemas de financiación y modelos de gobernanza propios de comunidades energéticas, evaluando alternativas como subsidios estatales, cooperación internacional, asociaciones público-comunitarias o esquemas de tarifas solidarias. Asimismo, futuros trabajos podrían analizar con mayor detalle la valorización de la energía no suministrada evitada y su impacto económico en actividades productivas como la pesca, la agricultura y el comercio local, fortaleciendo el sustento financiero del proyecto.

Se recomienda realizar un seguimiento permanente a la evolución del marco normativo colombiano en materia de autogeneración, comunidades energéticas y calidad del servicio, particularmente frente a posibles ajustes en los indicadores FIU y DIU, esquemas de medición bidireccional y regulación de microrredes. La adaptación oportuna a estos cambios permitirá garantizar el cumplimiento regulatorio, la viabilidad jurídica y la replicabilidad del modelo propuesto en otros corregimientos rurales con condiciones similares a las de Canaletal.

## BIBLIOGRAFIA

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1715 (29, septiembre, 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Bogotá D.C.: El Congreso, 2014.

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 2294 (19, mayo, 2023). Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 "Colombia Potencia Mundial de la Vida". Bogotá D.C.: El Congreso, 2023.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 2236 (22, diciembre, 2023). Por el cual se reglamentan las comunidades energéticas en Colombia. [En línea]. Bogotá D.C.: El Ministerio, 2023. [Consultado el 16 de diciembre de 2025]. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=230210>

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG. Resolución 015 (2, febrero, 2018). Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Bogotá D.C.: La Comisión, 2018.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG. Resolución CREG 101-072 (2025). Por la cual se regula la autogeneración colectiva y la generación distribuida colectiva. [En línea]. Bogotá D.C.: La Comisión, 2025. [Consultado el 16 de diciembre de 2025]. Disponible en: [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_10172\\_2025.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_10172_2025.htm)

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN - DNP. Transición energética. [En línea]. Colombia: DNP, s.f. [Consultado el 16 de diciembre de 2025]. Disponible en: <https://www.dnp.gov.co/publicaciones/Planeacion/Paginas/transicion-energetica.aspx>

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. - ESSA. Autogeneración. [En línea]. Bucaramanga: ESSA, 2025. [Consultado el 22 de diciembre de 2025]. Disponible en: <https://www.essa.com.co/site/clientes/hogar/tramites-y-servicios-hogar/autogeneracion>

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003). Nueva York: IEEE, 2012. 43 p.

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES (IDEAM). [Nombre del conjunto de datos o sección consultada] [en línea]. Bogotá: IDEAM, [Año de publicación/actualización]. [Citado el 15 de enero de 2026]. Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/>

NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION (NASA). Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER) [en línea]. [Citado el 15 de enero de 2026]. Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/>

PVSYST SA. PVsyst: Software de simulación de sistemas fotovoltaicos [Software]. Versión 7.4. Ginebra, Suiza: PVSYST, 2024. Disponible en: <https://www.pvsyst.com/>

TECHNICAL UNIVERSITY OF DENMARK (DTU). Global Wind Atlas [en línea]. [Citado el 15 de enero de 2026]. Disponible en: <https://globalwindatlas.info/>

UNIVERSIDAD DE NARIÑO. Evaluación económica y financiera para la comercialización de la concha en la costa pacífica nariñense. Pasto: UDENAR, 2006. p. 60-62.

WORLD BANK GROUP. Global Solar Atlas [en línea]. [Citado el 15 de enero de 2026]. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/>