



Análisis técnico y financiero de sistemas de energía eólica a pequeña escala en comunidades rurales en Colombia

Presentado para obtener el título de

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Julián Felipe Hernández Martínez

María Daniela Gómez Salcedo

Dirección:

Andrea Matiz MSc

Universidad del Rosario

Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología

Maestría en Energías Renovables

RESUMEN

Este documento presenta la metodología desarrollada para evaluar la viabilidad técnica y económica de implementar sistemas de energía eólica a pequeña escala en comunidades rurales de Colombia. Estas comunidades, debido a su difícil acceso, dispersión poblacional y altos costos de conexión, no están integradas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y requieren soluciones alternativas para garantizar el acceso a la energía eléctrica.

La propuesta consiste en presentar la configuración de un sistema eólico capaz de suplir las necesidades energéticas básicas de una unidad familiar rural, para lo cual se identificó el potencial eólico del país en diferentes alturas, la complejidad geográfica del terreno por medio del mapa geomorfológico de Colombia y el Modelo digital del terreno (DEM).

Con esta información, se establecieron cuatro zonas de estudio, en las cuales se analizó la velocidad del viento a una altura de diez metros y su frecuencia de distribución, lo que nos permitió descartar la zona de alta complejidad del terreno y bajo potencial eólico por su baja densidad de probabilidad.

Posteriormente se identificaron las necesidades energéticas básicas para un hogar rural y con esta información se diseñaron soluciones energéticas individuales en los dos escenarios seleccionados (zonas de baja complejidad del terreno, alto y bajo potencial eólico).

Finalmente, se realizó el análisis financiero de estos dos sistemas eólicos con el fin de incorporarlos como una alternativa para el suministro de energía a las poblaciones rurales del país sin acceso al servicio de energía eléctrica.

ABSTRACT

This document presents the methodology developed to evaluate the technical and economic feasibility of implementing small-scale wind energy systems in rural communities in Colombia. These communities, due to their difficult access, dispersed population, and high connection costs, are not integrated into the National Interconnected System (SIN) and require alternative solutions to guarantee access to electricity.

The proposal consists of presenting the configuration of a wind system capable of meeting the basic energy needs of a rural household. To do this, the country's wind potential at different altitudes and the geographic complexity of the terrain were identified using the geomorphological map of Colombia and the Digital Terrain Model (DEM).

With this information, four study zones were established, in which wind speed at a height of ten meters and its distribution frequency were analyzed, which allowed us to rule out highly complex terrain areas due to their low probability density.

The basic energy needs of a rural household were subsequently identified, and with this information, individual energy solutions were designed for the two selected scenarios (areas with low terrain complexity and high and low wind potential).

Finally, a financial analysis of these two wind systems was conducted with the aim of incorporating them as an alternative for supplying energy to rural populations in the country without access to electricity.

TABLA DE CONTENIDO

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN	1
Capítulo 2. OBJETIVOS	2
1.1 Objetivo general.....	2
1.2 Objetivos específicos	2
Capítulo 3. JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	2
Capítulo 4. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	4
Capítulo 5. METODOLOGÍA	8
5.1 Etapa 1. Revisión bibliográfica.....	8
5.2 Etapa 2. Determinar el potencial eólico y la complejidad del terreno	8
5.3 Etapa 3. Determinar las necesidades energéticas de la población	18
5.4 Etapa 4. Diseño de la solución energética	19
5.5 Etapa 5. Análisis financiero	35
CAPITULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	57
REFERENCIAS.....	60
ANEXOS	62

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Calificación del potencial eólico.	10
Tabla 2: calificación de la orografía	11
Tabla 3: Calificación de la rugosidad	11
Tabla 4: Velocidad del viento y complejidad del terreno del departamento de La Guajira.	14
Tabla 5: Datos calculados por Python desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del 2021 en el municipio de Uribia.....	15
Tabla 6: Velocidad del viento y complejidad del terreno del departamento de Vichada.	17
Tabla 7: Datos calculados por Python desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del 2021 en el municipio de Puerto Carreño.....	17
Tabla 8: Cuadro de cargas vivienda tipo.....	19
Tabla 9: Criterios determinación voltaje nominal.	21
Tabla 10: Costo Unitario y tarifa aplicable para estrato 1 de la Energía Eléctrica en la costa caribe (Atlántico, Magdalena y La Guajira)	37
Tabla 11: Presupuesto para solución Eólica en Uribía en el Departamento de La Guajira.	40
Tabla 12: IPC anual de los últimos 8 años.....	41
Tabla 13: simulación financiera para caso Uribia, La Guajira.	44
Tabla 14: costos sistema eólico Uribia.	45
Tabla 15: Costo Unitario (CU) y Tarifa aplicable del 2024 en el municipio de Puerto Carreño.....	48
Tabla 16: Presupuesto para solución Eólica en Puerto Carreño en el Departamento de Vichada.	49
Tabla 17: simulación financiera para caso Puerto Carreño, Vichada.	50
Tabla 18: costos sistema eólico Puerto Carreño.	51
Tabla 19: Ventajas y desventajas de Sistemas eólicos individuales y sistemas solares individuales con almacenamiento	53
Tabla 20: Comparativo de CAPEX y LCOE según el tipo de sistema en las zonas de estudio.	56

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Distribución de Weibull curva de Velocidad del Viento calculados por Python desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del 2021, municipio de Uribia.	16
Gráfico 2: Distribución de Weibull curva de Velocidad del Viento calculados por Python desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del 2021, municipio de Puerto Carreño.	18
Gráfico 3: Curva de potencia del aerogenerador seleccionado.	23
Gráfico 4: Coeficiente de Potencia vs Velocidad del Viento.	24
Gráfico 5: Diagrama de la Rosa de los vientos para el Municipio de Uribia en La Guajira.	30
Gráfico 6: Diagrama de la Rosa de los vientos para el Municipio de Puerto Carreño en el Vichada.	35
Gráfico 7: Inversión por VSS (Vivienda Sin Servicio Eléctrico) en los sitios UPME para alternativa con soluciones aisladas fotovoltaicas, según los resultados obtenidos de aplicar la metodología PIEC.	55

LISTA DE IMÁGENES

Imagen 1: Turbina eólica de eje horizontal y de eje vertical.	6
Imagen 2: Mapa velocidad del viento a 10 metros de altura, anual (2000-2010).....	10
Imagen 3: Esquema eólico individual.....	20
Imagen 4: Coeficiente de potencia y velocidad específica para diferentes tipos de generadores eólicos	25
Imagen 5: Sistema eólico individual.	29

SIGLAS

CAPEX: costos de capital

OPEX: costos operativos

VPN: valor presente neto

TIR: tasa Interna de Retorno

TRM: tasa representativa del mercado

IPC: índice de precios al consumidor

IPP: índice de Precios al productor

FNCER: fuentes no convencionales de energía renovable

APU: Análisis de Precios Unitarios

LCOE: costo nivelado de energía

SIN: sistema interconectado nacional

SDL: Sistema de Distribución Local

ZNI: Zona No Interconectada

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

PIEC: plan Indicativo de expansión de cobertura de energía eléctrica

DNP: Departamento Nacional de Planeación

ICCE: Índice de cobertura de energía eléctrica

IRENA: siglas en ingles de la Agencia internacional de energías renovables

IEC: siglas en ingles de la Comisión eléctrica internacional

FENOGE: Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

Ideam: Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales

PND: Plan nacional de desarrollo

ICONTEC:

PIV: potencia instalada de vivienda

NTC: norma técnica colombiana

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El suministro energético en Colombia presenta desafíos significativos, especialmente en las regiones alejadas de los centros urbanos. Las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país carecen de un suministro de energía confiable para satisfacer las necesidades básicas de la población rural, creando una brecha de desarrollo que afecta directamente la calidad de vida de sus habitantes.

Esta investigación surge del reconocimiento de múltiples problemáticas asociadas con la expansión de la cobertura eléctrica en zonas rurales. Entre los factores limitantes se encuentran: la baja capacidad de generación de ingresos de la población, el acceso restringido o inexistente a otros servicios públicos esenciales, los bajos niveles educativos, y la ausencia de información detallada sobre el comportamiento del consumo energético. Adicionalmente, existe una significativa disparidad entre la limitada capacidad de pago de los usuarios y los elevados costos de expansión del servicio eléctrico.

El panorama se complica aún más por el desconocimiento y escaso aprovechamiento de los potenciales recursos energéticos disponibles en las áreas rurales, particularmente de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Esta situación se ve agravada por el desinterés de los operadores de redes en atender mercados dispersos, debido a la baja demanda y los altos costos asociados a la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura.

En este contexto, el presente estudio se enfoca en analizar el consumo de energía eléctrica en las zonas rurales del departamento de Arauca, con el objetivo de examinar la problemática de energización en el territorio y proponer soluciones integrales que involucren tanto a los agentes afectados como a los entes encargados de la región.

Capítulo 2. OBJETIVOS

1.1 Objetivo general

Establecer la configuración de sistemas de energía eólica a pequeña escala, que supla las necesidades energéticas básicas de comunidades rurales en Colombia.

1.2 Objetivos específicos

- Clasificar las zonas rurales en términos de potencial eólico, la complejidad del terreno y necesidades energéticas
- Diseñar la solución de generación de energía eólica para dos ubicaciones características
- Definir la viabilidad técnica y económica del proyecto eólico a pequeña escala en comunidades rurales en Colombia.

Capítulo 3. JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Colombia presenta dos escenarios energéticos distintos: por un lado, el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que cubre el 34% del territorio donde habita el 96% de la población; y por otro, las Zonas No Interconectadas (ZNI), caracterizadas por su baja densidad poblacional, difícil acceso y lejanía de centros urbanos. (Florez Espinosa, 2020) y (UPME, 2014),

En las zonas rurales donde la expansión del SIN resulta económicamente inviable debido a la dispersión poblacional, limitada capacidad de pago, escasez de vías de acceso y altos costos de infraestructura, surge la oportunidad de implementar sistemas de energía renovable que aprovechen el potencial eólico o solar para satisfacer las necesidades energéticas básicas de estas comunidades.

En Colombia, el desarrollo de proyectos eólicos ha sido limitado, destacándose principalmente el Parque Eólico Jepírachi en La Guajira, ubicado en Cabo de la Vela inaugurado en 2004 con una capacidad instalada de 19.5 MW, siendo el único parque eólico a escala comercial operativo durante casi dos décadas. Recientemente, se han sumado los proyectos Alpha y Beta en la misma región, que entraron en operación en 2023, aportando 41.4 MW adicionales al sistema (IRENA, 2023). Las limitaciones para un mayor desarrollo eólico en el país incluyen barreras regulatorias, desafíos en la obtención de licencias ambientales, restricciones en la capacidad de transmisión, especialmente en La Guajira donde se concentra el mayor potencial eólico, dificultades en la consulta previa con comunidades indígenas, y altos costos iniciales de inversión en comparación con fuentes convencionales (Gómez Navarro, Tomás; Ribó Pérez, 2018). Adicionalmente, la falta de recursos y la falta de infraestructura complementaria para el almacenamiento de energía representan obstáculos técnicos significativos para la expansión de esta tecnología en el sistema eléctrico colombiano.

La implementación de sistemas eólicos individuales promueve la independencia energética de las comunidades rurales, garantiza el acceso a la energía eléctrica, promueve el desarrollo de actividades productivas locales y mejorar servicios básicos como educación y salud mediante el acceso confiable a electricidad.

Desde el punto de vista ambiental contribuyen a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y alineándose con los compromisos nacionales de transición energética establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo (Ley 2294 de 2023) y las metas climáticas establecidas en acuerdos internacionales como la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y el Acuerdo de París.

Por lo tanto, establecer sistemas eólicos individuales en comunidades rurales no solo es una alternativa técnica y económicamente viable, sino también una estrategia clave para cerrar la brecha energética y mejorar las condiciones de vida en zonas apartadas del país.

Capítulo 4. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

Energía eólica

La energía eólica es una fuente de energía renovable que aprovecha la energía cinética del viento para generar electricidad. Esta transformación de energía se hace por medio de aerogeneradores, cuyas aspas giran con el viento y activan un generador eléctrico. La electricidad producida puede utilizarse de inmediato, almacenarse o distribuirse a diferentes regiones (LOPEZ, 2008) y (Ladino, 2011).

El recurso eólico se caracteriza principalmente por cinco aspectos fundamentales: la velocidad del viento (medida en m/s), que determina la energía cinética aprovechable y constituye el factor más crítico para la viabilidad de la generación; la variabilidad y distribución temporal del viento, que afecta la predictibilidad y eficiencia del sistema; la dirección predominante, que influye en la orientación óptima de los aerogeneradores; el perfil vertical, que describe cómo varían las características del viento según la altura y determina la elevación ideal para la instalación; y las condiciones topográficas y obstáculos del entorno, que pueden alterar el flujo y reducir el potencial energético disponible. La evaluación integral de estos factores mediante mediciones y análisis históricos permite determinar la idoneidad de un sitio para el desarrollo de proyectos eólicos (Vergara et al., 2010) y (Stiven et al., 2020).

Aerogeneradores de pequeña escala

Son sistemas de generación eólica diseñados para producir energía eléctrica en volúmenes reducidos, generalmente para uso residencial, comercial, agrícola o comunitario en zonas aisladas o con acceso limitado a la red eléctrica. Para el análisis de este proyecto se utilizó la clasificación de la Comisión Electrotécnica Internacional, que es el estándar general de

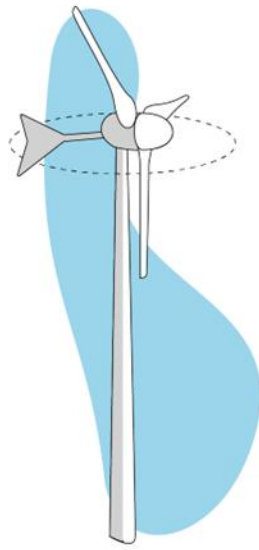
la industria electrotécnica internacional, la cual define las turbinas de pequeña escala como aquellas que cuentan con un área del rotor menor a 200 m², lo que equivale a una potencia nominal de 50 kW aproximadamente, generando una tensión menor a 1000 V AC o 1500 V DC de acuerdo con el estándar IEC 61400-2.

Estas turbinas se dividen en dos categorías de acuerdo con su eje de rotación en horizontal y vertical (ver Imagen 1).

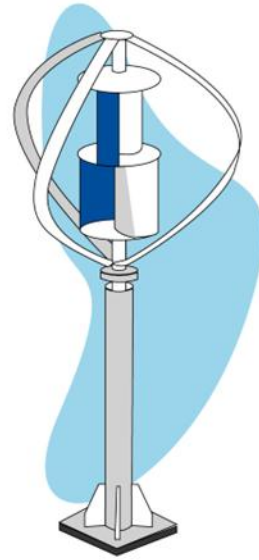
Aerogenerador de eje horizontal: son dispositivos de conversión energética caracterizados por tener su eje de rotación en posición paralela al suelo. Constituyen la configuración predominante en la generación eólica, su estructura básica comprende una torre de soporte sobre la cual se monta la góndola, compartimento que alberga los elementos fundamentales del sistema: el tren de potencia, dispositivos de control electrónico, multiplicador o caja reductora, generador eléctrico, sistemas de freno e instrumentación para monitoreo de variables eólicas. En el exterior de la góndola se encuentra el rotor con sus palas aerodinámicas, responsables de convertir la energía cinética del viento en movimiento mecánico rotatorio (ABB, 2010).

Aerogenerador de eje vertical: son sistemas de conversión energética caracterizados por tener su eje de rotación perpendicular al suelo. Su diseño distintivo presenta palas dispuestas alrededor de un eje central vertical, con configuraciones variadas como hélices, cucharas o perfiles aerodinámicos especializados. Esta disposición les confiere la capacidad de captar viento proveniente de cualquier dirección sin necesidad de sistemas de orientación. Estos dispositivos se distinguen por su compactidad y menor altura, lo que facilita la generación de energía con vientos de baja velocidad y condiciones turbulentas, aunque presentan menor eficiencia de conversión energética respecto a los aerogeneradores horizontales (ABB, 2010).

Imagen 1: Turbina eólica de eje horizontal y de eje vertical.



Aerogenerador de eje horizontal



Aerogenerador de eje vertical

Fuente: elaboración propia, 2024.

La evaluación del potencial eólico de un sitio y la estimación de la energía que producirá un aerogenerador instalado requieren de análisis estadísticos específicos. Este proceso sigue dos metodologías principales dependiendo de la disponibilidad de datos, cuando se dispone de mediciones directas de viento en la ubicación y altura deseadas, se procede a generar histogramas que relacionan intervalos de velocidad con su frecuencia de ocurrencia, desarrollar curvas de duración de velocidad y potencia y calcular promedios de velocidad considerando el periodo completo de recolección de datos. En ausencia de mediciones exactas o cuando solo se cuenta con datos resumidos, se recurre a modelos estadísticos de distribución de probabilidad de la velocidad del viento, siendo las distribuciones de Weibull y Rayleigh las más ampliamente utilizadas en la industria por su precisión en la caracterización del comportamiento eólico (Stiven et al., 2020).

En Colombia, la Política Energética Nacional establece el marco general para la promoción de las energías renovables, incluida la energía eólica. Esta política busca diversificar la matriz energética, aumentar la participación de las fuentes renovables y promover la eficiencia energética en el país.

A partir de la Ley 1715 de 2014 se establecieron las reglas básicas para el desarrollo de energías renovables en el país e introduciendo cuatro incentivos tributarios, reduciendo significativamente las barreras financieras iniciales para proyectos de pequeña escala. Esta base se fortaleció con la Ley 2099 de 2021, que amplió el concepto de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) para incluir tecnologías emergentes como el hidrógeno verde y azul, y estableció el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) como mecanismo de financiamiento.

El marco regulatorio técnico se desarrolló con la Resolución 40753 de 2018, que definió la metodología estandarizada para evaluar el recurso eólico nacional, mientras que los aspectos operativos y comerciales fueron abordados por las resoluciones CREG 030 de 2018 y CREG 174 de 2021, que facilitaron la integración de la autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional.

Para implementar efectivamente los incentivos tributarios, se emitió el Decreto 2143 de 2015, que detalló los procedimientos específicos para acceder a los beneficios establecidos en la Ley 1715. Complementariamente, la Resolución MME 40239 de 2022 estableció mecanismos para la distribución de subsidios en Zonas No Interconectadas, facilitando el acceso energético en regiones aisladas, precisamente donde estos sistemas pueden tener mayor impacto social y ambiental, alineándose con los objetivos nacionales de ampliación de cobertura energética y reducción de emisiones

En el ámbito de mercado, la introducción de Subastas de Energías Renovables ha sido fundamental para promover inversiones a largo plazo, estableciendo contratos que garantizan la comercialización de la energía generada por estas fuentes alternativas.

Capítulo 5. METODOLOGÍA

Para evaluar la viabilidad técnica y económica de establecer sistemas individuales de energía eólica a pequeña escala en comunidades rurales de Colombia, se desarrolló una metodología estructurada en cinco etapas, las cuales se describen a continuación:

5.1 Etapa 1. Revisión bibliográfica

La revisión bibliográfica se llevó a cabo con el propósito de evaluar el estado actual del desarrollo de la energía eólica a pequeña escala en Colombia. Este análisis abarcó la exploración del marco normativo vigente relacionado con las energías renovables no convencionales, permitiendo así una comprensión integral de las regulaciones aplicables en el contexto nacional. Del mismo modo, se identificó el potencial energético inherente al territorio colombiano, considerando tanto sus características geográficas como climáticas. Así mismo, se profundizó en los requerimientos energéticos específicos de las familias rurales, esta información establece una base para evaluar la viabilidad técnica y financiera de sistemas eólicos a pequeña escala en zonas rurales colombianas, facilitando su implementación exitosa, se consultaron fichas técnicas de los componentes de un sistema eólico individual y finalmente la información correspondiente al costo de los equipos y los precios de la energía en las zonas seleccionadas para el diseño del sistema.

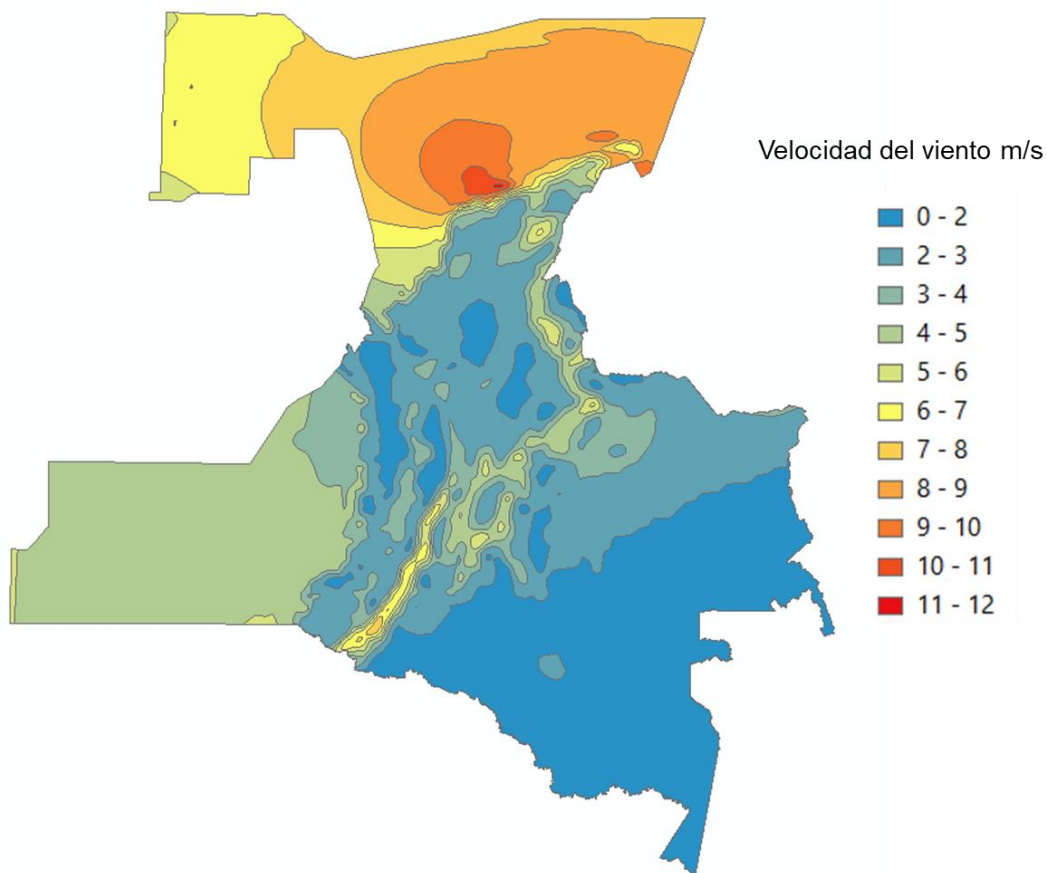
5.2 Etapa 2. Determinar el potencial eólico y la complejidad del terreno

De acuerdo con la información del atlas de viento y energía eólica de Colombia, vientos

con intensidades iguales o superiores a 5 m/s proporcionan una buena alternativa de uso de este recurso para la generación de energía (Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), 2006) y en concordancia con las disposiciones estipuladas en el artículo 233 del Plan Nacional de Desarrollo (PND), establecido por la Ley 2294 de 2023, al determinar los porcentajes de transferencia de las ventas brutas de energía por generación propia, para nuevas plantas que se encuentren localizadas en áreas de mayor velocidad promedio de viento (mayores a 4 m/s a 10m de altura), se procedió a delimitar los rangos de velocidad del viento en las categorías de alto potencial y bajo potencial eólico (ver Tabla 1), a partir de la información de velocidad del viento a 10 metros de altura, que generó el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales Ideam, (ver Imagen 2).

A partir de la información de velocidad del viento a 10 metros de altura, que genera el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales Ideam, (ver Imagen 2) y en concordancia con las disposiciones estipuladas en el artículo 233 del Plan Nacional de Desarrollo (PND), establecido por la Ley 2294 de 2023, al determinar los porcentajes de transferencia de las ventas brutas de energía por generación propia, para nuevas plantas que se encuentren localizadas en áreas de mayor velocidad promedio de viento (mayores a 4 m/s a 10m de altura), se procedió a delimitar los rangos de velocidad del viento en las categorías de alto potencial y bajo potencial eólico (ver Tabla 1).

Imagen 2: Mapa velocidad del viento a 10 metros de altura, anual (2000-2010).



Fuente: (Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), 2015).

Tabla 1: Calificación del potencial eólico.

Potencial eólico	
Rango velocidad del viento (m/s)	Potencial
0 - 4	Bajo
> 4	Alto

Fuente: elaboración propia, 2024.

Posteriormente utilizando el Modelo Digital del Terreno (DEM) y el mapa de coberturas de la tierra suministrada por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios

Ambientales- Ideam, se clasificaron siguiendo los criterios establecidos en los lineamientos de la (MEASNET, 2016), (A. Davenport, S. Grimmond, T. R. Oke, 2000) y (Pinilla et al., 2018). Ambas capas cartográficas fueron integradas mediante el software ArcGIS 10.5 y evaluadas en términos de rugosidad y orografía, como se detalla en la Tabla 2 y Tabla 3 respectivamente. Este proceso culminó con la generación del mapa de complejidad del terreno, el cual se presenta en la Imagen 3,

Tabla 2: calificación de la orografía

Orografía	
Pendiente	Complejidad
0-12	Baja
> 12	Alta

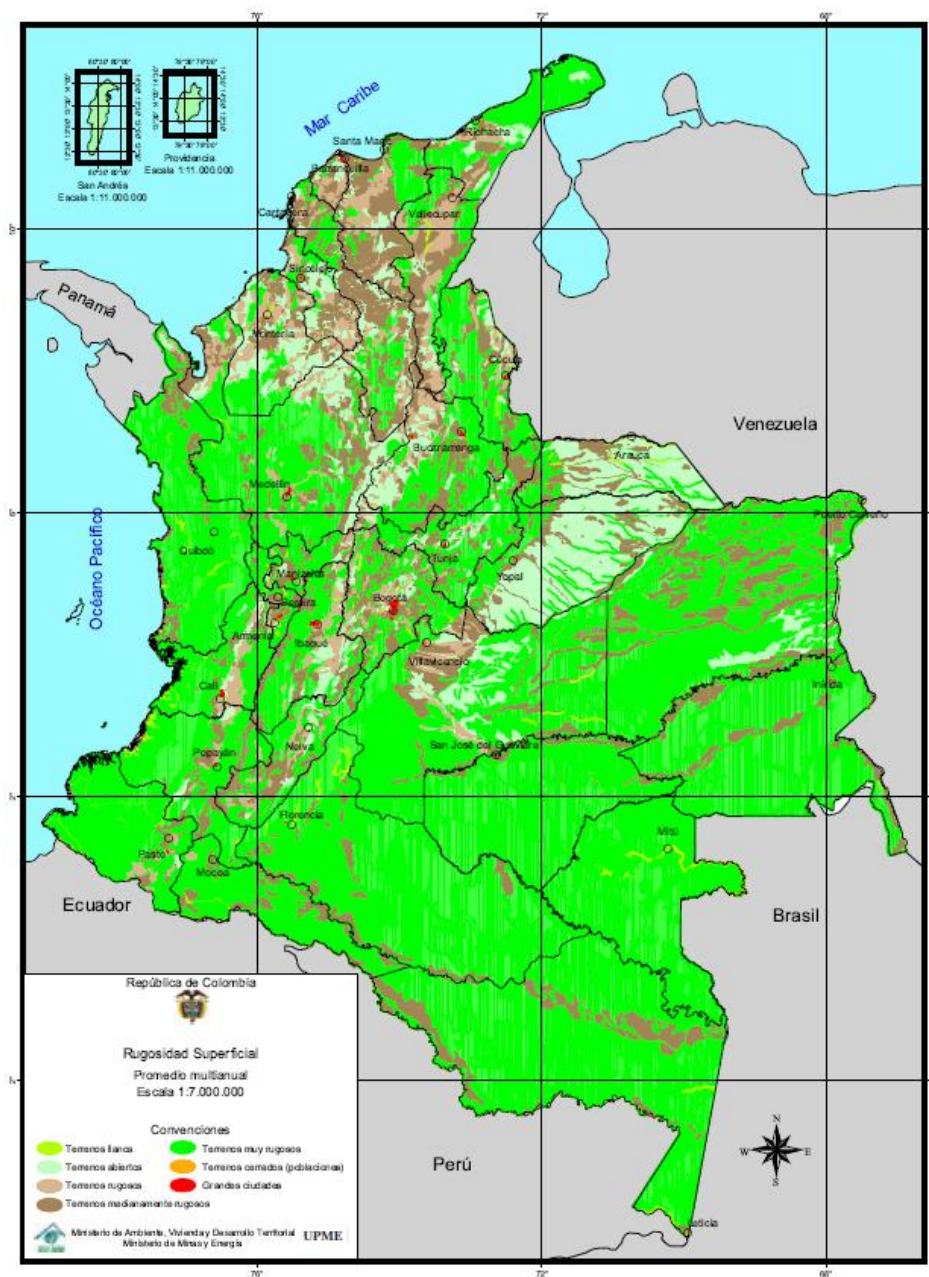
Fuente: elaboración propia, 2024.

Tabla 3: Calificación de la rugosidad

Rugosidad del terreno	
Cobertura	Complejidad
Red vial, ferroviaria y terrenos asociados, Zonas portuarias, Aeropuertos, Zonas verdes urbanas, Instalaciones , cultivos transitorios, Cultivos permanentes herbáceos, Cultivos permanentes arbustivos, Pastos limpios, Pastos enmalezados, Mosaico de cultivos, Herbazales, Arbustales, Afloramientos rocosos, Tierras desnudas y degradadas, Zonas quemadas, Zonas glaciares y nivales, Zonas pantanosas, Turberas, Lagunas, lagos y ciénagas naturales, Cuerpos de agua artificiales, Embalses, Lagunas costeras, Estanques para acuicultura.	Baja
Vegetación secundaria o en transición, Bosques, Palmares, Tejido urbano continuo, Zonas industriales o comerciales, Zonas de extracción minera, Palma de aceite, Cultivos permanentes arbóreos, Plantación forestal.	Alta

Fuente: elaboración propia, 2024.

Imagen 3: Rugosidad del terreno.



Con el mapa de velocidad del viento a 10 metros de altura y el mapa de rugosidad del terreno, se seleccionaron 4 zonas:

- Alto potencial eólico y baja complejidad del terreno.
- Alto potencial eólico y alta complejidad del terreno.
- Bajo potencial eólico y baja complejidad del terreno.
- Bajo potencial eólico y alta complejidad del terreno.

Sin embargo, luego de analizar los promedios acumulados de velocidad del viento durante un año en zonas de alto y bajo potencial eólico y alta complejidad del terreno, la densidad de potencia eólica no alcanzaba los umbrales mínimos requeridos para que un aerogenerador a pequeña escala generara la energía suficiente para satisfacer las necesidades energéticas básicas de una familia. La turbulencia y la reducción de la velocidad del viento causadas por la topografía, anularon cualquier beneficio derivado del potencial eólico de estas zonas; adicionalmente El visor NASA POWER, que expone el modelo para modelar el clima y el tiempo que utiliza la Nasa, representan el promedio de la celda (Pixel) a 10 m sobre la elevación media y se diagnostican mediante la parametrización de capa superficial del modelo, la cual incorpora la longitud de rugosidad (z_0) y la estabilidad para ajustar el perfil de viento cerca del suelo. En consecuencia, el factor de la rugosidad ya está implícito en la velocidad del viento en cada zona de estudio, lo cual, nos permitió centrar la clasificación únicamente en el potencial eólico de cada zona. En este sentido, el análisis técnico y financiero se realizó en dos regiones representativas: La Guajira, en la región Caribe, como zona de alto potencial eólico; y Vichada, en la región de la Orinoquía, como zona de bajo potencial, que en conjunto acotan el rango de viento considerado en el estudio.

Con el fin de determinar la distribución de la variabilidad de la velocidad del viento, se adquirió información de velocidad del viento diaria para el año 2021 a una altura de 10 metros, correspondiente con una campaña de medición (Pinilla et al., 2018), en la página

web Power Data Acces Viewer de la Nassa (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>).

Para la zona de alto potencial eólico en el departamento de la Guajira, se seleccionó el municipio de Uribia un punto en las coordenadas **Latitud 11.7289 Longitud -72.2655** y para el departamento de Vichada, el municipio de Puerto Carreño en las coordenadas **Latitud 6.1336, Longitud -67.5291**. Los datos de velocidad del viento se procesaron en Python para visualizar el comportamiento de la velocidad del viento, obteniendo los siguientes resultados:

- **Zona con baja complejidad y alto potencial eólico.**

El departamento con mayor potencial eólico, con rangos de velocidad entre 4 y 10 m/s) y menor complejidad del terreno, por su homogeneidad orográfica y su vegetación arbustiva característica de las zonas áridas (ver Tabla 4), corresponde a La Guajira, donde a pesar de tener los proyectos eólicos más grandes del país, gran parte de su territorio carece del servicio de energía eléctrica, por esto se seleccionó dentro de este grupo.

Tabla 4: Velocidad del viento y complejidad del terreno del departamento de La Guajira.

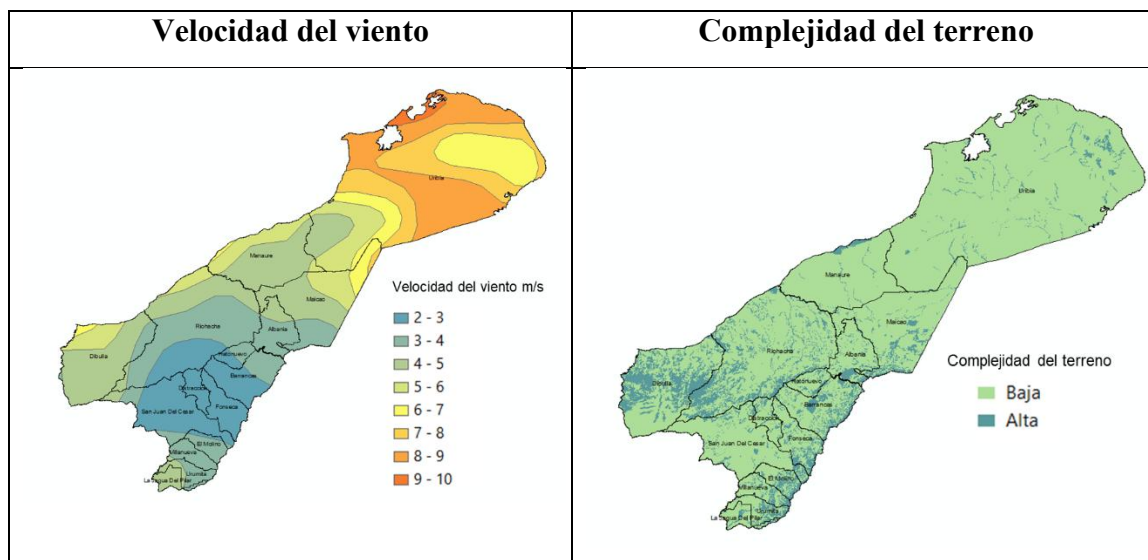
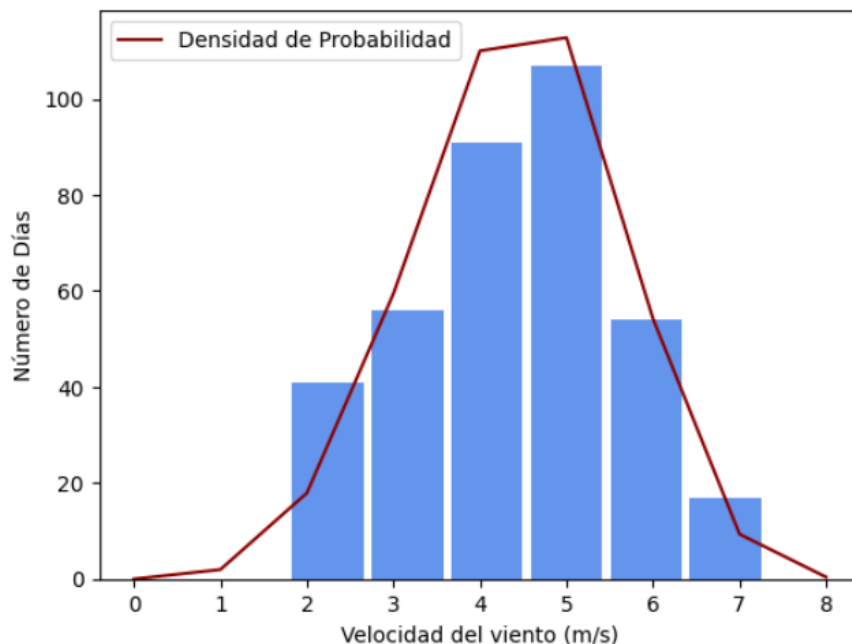


Tabla 5: Datos calculados por Python desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del 2021 en el municipio de Uribia.

	Month	Direction 10m	Speed 10m	Direction 50m	Speed 50m
Count	366	366	366	366	366
Mean	6,51	80,68	4,4	81,28	6,37
std	3,45	10,73	1,18	10,11	1,47
min	1	47,06	1,78	48,25	2,81
25%	4	76,32	3,56	77,15	5,48
50%	7	80,78	4,49	81,47	6,46
75%	9,75	84,44	5,26	85,17	7,37
max	12	192,81	7,3	199,88	10,22

Fuente: elaboración propia, 2024.

Gráfico 1: Distribución de Weibull curva de Velocidad del Viento calculados por Python desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del 2021, municipio de Uribia.



Fuente: elaboración propia, 2024.

En el Gráfico 1, podemos identificar como el comportamiento de la velocidad del viento en la ubicación seleccionada para el departamento de la Guajira, se acumula en el rango de velocidad del viento de 3,5 y 5 m/s, con una densidad de probabilidad de **4,5 m/s** en el año 2021.

- **Zona con baja complejidad y bajo potencial eólico.**

En esta zona se seleccionó el departamento de Vichada, municipio de Puerto Carreño, por ser un departamento en una zona no interconectada, en el que su principal actividad económica corresponde a la agricultura, si bien no cuenta con un alto potencial eólico cuenta con extensas sabanas donde se puede aprovechar el recurso aire (ver Tabla 6), para el desarrollo de sistemas a pequeña escala, como una opción para adquirir del servicio de energía eléctrica.

Tabla 6: Velocidad del viento y complejidad del terreno del departamento de Vichada.

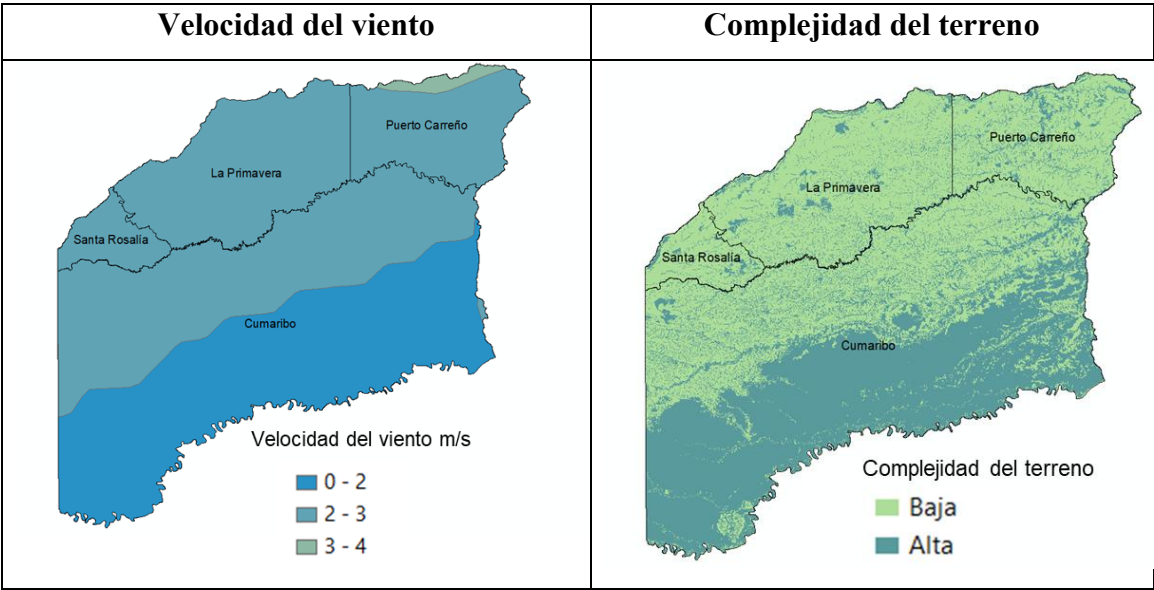
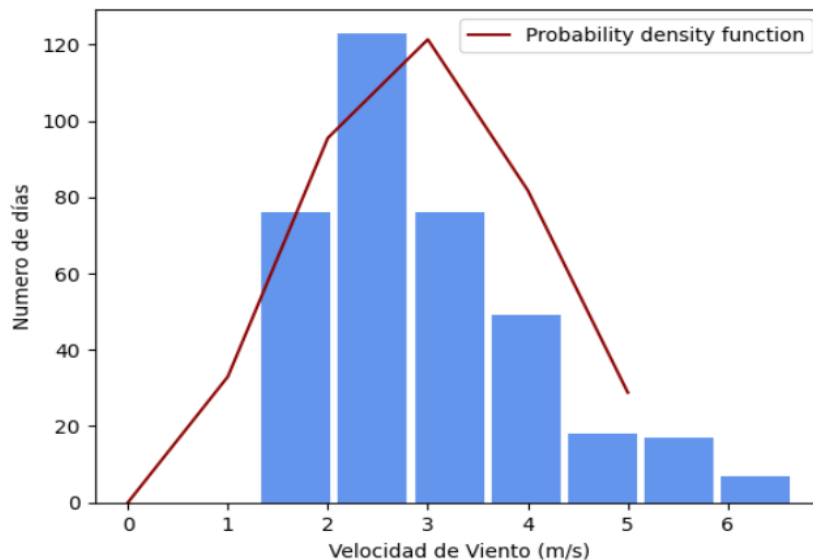


Tabla 7: Datos calculados por Python desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del 2021 en el municipio de Puerto Carreño.

	Month	Direction 10m	Speed 10m	Direction 50m	Speed 50m
Count	366	366	366	366	366
Mean	6,51	131,97	1,91	130,31	2,97
std	3,45	60,58	0,69	58,75	1,11
min	1	29,38	0,8	29,62	1,3
25%	4	77,39	1,4	80,24	2,16
50%	7	137,34	1,77	136,5	2,77
75%	9,75	184,14	2,27	178,23	3,55
max	12	269,88	4,47	272,94	6,66

Fuente: elaboración propia, 2024.

Gráfico 2: Distribución de Weibull curva de Velocidad del Viento calculados por Python desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del 2021, municipio de Puerto Carreño.



Fuente: elaboración propia, 2024.

En el Gráfico 2, podemos identificar como el comportamiento de la velocidad del viento en la ubicación seleccionada para el departamento de Vichada, se acumula en el rango de velocidad del viento de 1,5 y 4,5 m/s, con una densidad de probabilidad de **2,5 m/s** en el año 2021.

5.3 Etapa 3. Determinar las necesidades energéticas de la población

Con el fin de conocer las necesidades básicas de energía eléctrica de las comunidades rurales en ZNI de los municipios seleccionados para este estudio, se tomó como referente los lineamientos del Documento Metodológico “Instalación de sistemas solares fotovoltaicos individuales en zonas no interconectadas” (Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2017), el cual sugiere un consumo máximo de 40 KWh/mes con un día de autonomía, para una unidad familiar rural. El cuadro de cargas de consumo se presenta en la Tabla 8.

Tabla 8: Cuadro de cargas vivienda tipo.

Cuadro de cargas							
Equipo	Cantidad	Potencia (W)	Potencia instalada (W)	Potencial máxima (W)	Horas día	Demanda diaria (kWh/día)	Demanda mensual (kWh/mes)
Lámpara LED	4	10	40	40	5	0,2	6
Licuadora	1	450	450	675	0,1	0,045	1,35
Nevera	1	70	70	119	10,0	0,7	21
Toma multipropósito	2	30	60	60	2,0	0,12	3,6
Radio AM/FM	1	25	25	25	4,0	0,1	3
TV LED	1	70	70	70	4,0	0,28	8,4
Cargador de celular	1	5	5	5	4,0	0,02	0,6
TOTAL			720	994		1,465	43,95

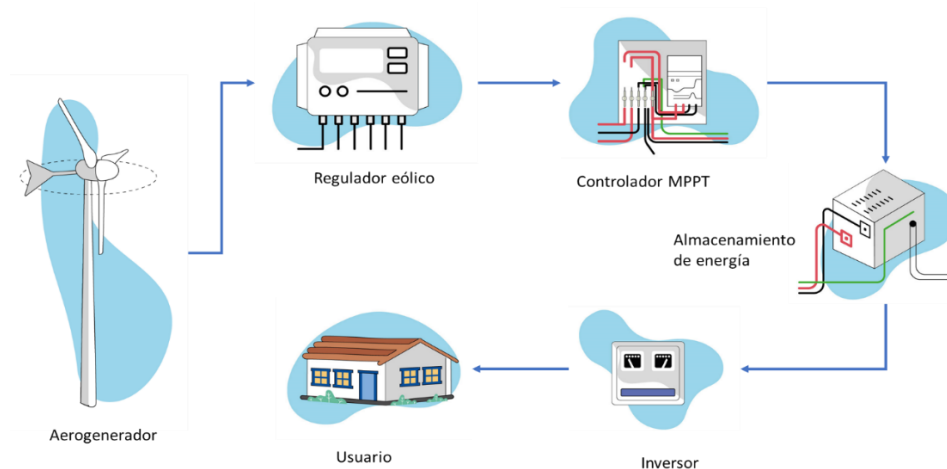
Fuente: (Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2017).

Este documento establece una demanda estandarizada para las zonas rurales dispersas; de este modo, se busca generalizar y equiparar las exigencias eléctricas en las ubicaciones seleccionadas.

5.4 Etapa 4. Diseño de la solución energética

Luego de reconocer el comportamiento de la velocidad del viento, la distribución de Weibull, la Rosa de vientos (para determinar la posición del aerogenerador) y conociendo la demanda energética, en las 2 zonas seleccionadas, se identificaron los elementos a utilizar en los sistemas eólicos individuales off grid (ver Imagen 4) y se procedió a diseñar el sistema adecuado para suplir las necesidades energéticas de la población como se determinó en la Tabla 8, es decir cubrir **43.95 kWh** mensual **1.46 kWh** diario teniendo en cuenta la velocidad del viento en el municipio de Uribia (zona de alto potencial eólico) que se encuentra entre los 4 m/s a 10 m/s y el municipio de Puerto Carreño (zona de bajo potencial eólico) con rangos entre 0 m/s a 4 m/s.

Imagen 4: Esquema eólico individual



Fuente: elaboración propia, 2024.

- **Criterios para determinar el tipo de aerogenerador para un sistema eólico para una zona de alto potencial eólico y baja complejidad (Uribia)**

Tras analizar fichas técnicas de diversos modelos de aerogeneradores, se determinó que la opción más adecuada para este proyecto son los aerogeneradores de eje horizontal de 3 palas, los cuales tienen una mejor estabilidad estructural y aerodinámica, menor emisión de ruido y mayor rendimiento energético frente a aerogeneradores de eje vertical (Cepeda, 2019), (Figueredo, 2010) y (Martín Mayordomo, 2015). Se selecciono el aerogenerador **ZONHAN 1KW**, con una velocidad de arranque de **2.5 m/s** ideal para generar electricidad en condiciones de baja velocidad de viento, así mismo, la velocidad nominal de viento de **10 m/s**, indica que el aerogenerador opera eficientemente en condiciones de viento moderadas a fuertes. La altura de instalación está prevista a **10 metros** sobre el suelo donde

los efectos de la fuerza de Coriolis son despreciables, ya que se genera en la atmosfera libre y tiende a ser nulo en el Ecuador. En el Anexo 1 Especificaciones técnicas de equipos, se especifican las características del Aerogenerador.

- Criterios para determinar el voltaje nominal DC del sistema

La tensión nominal se definió en función de la potencia simultánea esperada, con el fin de limitar la corriente, reducir pérdidas y facilitar el dimensionamiento de conductores y protecciones. A partir de la definición de potencia eléctrica:

$$P = V * I$$

P= potencia (W)

I= corriente (A)

V= tensión (V)

$$I = \frac{P}{V}$$

para una potencia dada, elevar la tensión, disminuye la corriente linealmente y, por tanto, reduce las pérdidas en cableado. Además, 12/24/48 V se encuentran dentro de SELV (Safety Extra-Low Voltage, ≤ 60 V DC), lo que favorece la seguridad y la disponibilidad de equipos (controladores, inversores y baterías). Para potencias mayores, es más eficiente migrar a bancos de alta tensión (HV DC), por lo tanto, para determinar el voltaje nominal DC del sistema, se consideraron los criterios establecidos en la siguiente tabla:

Tabla 9: Criterios determinación voltaje nominal.

Potencia simultánea de equipos	Tensión nominal del sistema
$P \leq 500W$	12V
$500W < P \leq 2500W$	24V
$2500W < P \leq 5000W$	48V
$P > 5000W$	120 o 300V

Fuente: elaboración propia, 2024.

Como se detalla en la Tabla 8, la potencia instalada en la vivienda es de **720 W** y la demanda diaria máxima por vivienda de **1465 Wh/día**, por lo cual se tomó un voltaje de funcionamiento de **24 V**.

Teniendo presente la demanda energética diaria máxima por vivienda y un factor de seguridad de **1.25** (ICONTEC, 2020), determinamos la nueva demanda energética a la cual denominamos **DEV** (Demanda energética Requerida por vivienda)

$$DEV = DemandaDiaria * FS$$

Donde:

Demanda Diaria = 1465 Wh.

Factor de Seguridad = 1.25

$$DEV = 1831.25 Wh/día$$

- Cálculo de la potencia teórica generada.

La potencia teórica se calculó con la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p$$

Donde:

P= Potencia Eólica Generada.

ρ = Densidad de Aire.

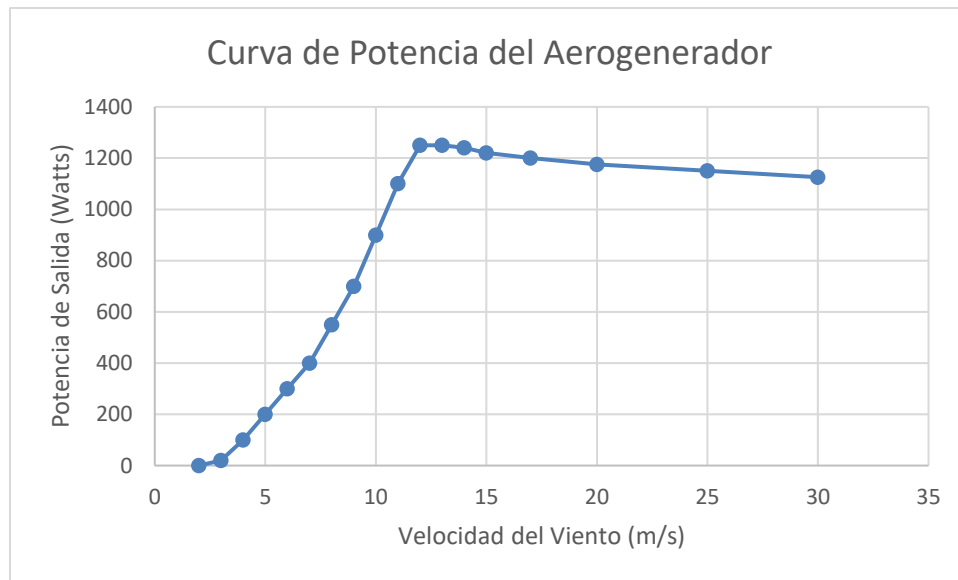
A= Área de barrido del aerogenerador.

V= Velocidad de Viento.

C_p = Coeficiente de Potencia (Eficiencia del aerogenerador).

A partir de la curva de potencias que proporciona la ficha técnica del aerogenerador se pudo determinar la eficiencia del aerogenerador por medio del cálculo de C_p , como se presenta a continuación:

Gráfico 3: Curva de potencia del aerogenerador seleccionado.



Fuente: elaboración propia, 2024 a partir de los datos tomados de <https://www.zonhan.com/es/product/1KW-Wind-Turbine.html>.

Partiendo de la ecuación de potencia eólica,

$$P = C_p * \frac{1}{2} * \rho * A * V^3$$

Donde:

P = potencia en vatios

C_p = coeficiente de potencia, un número adimensional que refleja la eficiencia de la turbina

ρ = densidad del aire en kilogramos por metro cúbico

A = área de barrido del aerogenerador en m^2

V = velocidad del viento

se despejó el coeficiente de potencia C_p

$$C_p = \frac{2 * P_{Aerog}}{\rho A V_{VelVientoAerog}^3}$$

Donde:

$\rho = 1.2 \text{ kg/m}^3$ según el IDEAM podemos tomar este valor en este punto.

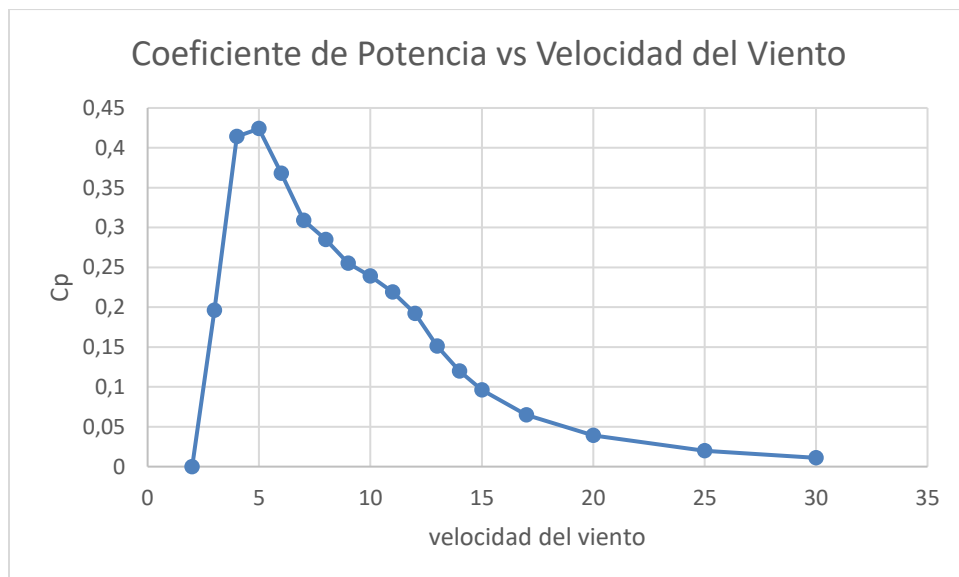
$A = \text{área de barrido de Aerogenerador} = 6,61 \text{ m}^2$, según ficha técnica de aerogenerador.

$V_{VelVientoAerog} = \text{Velocidad del Viento según la gráfica 3. Ficha técnica de aerogenerador.}$

$P_{Aerog} = \text{Potencia Eólica según grafica 3. Ficha técnica de aerogenerador.}$

Dando como resultado la siguiente gráfica:

Gráfico 4: Coeficiente de Potencia vs Velocidad del Viento.



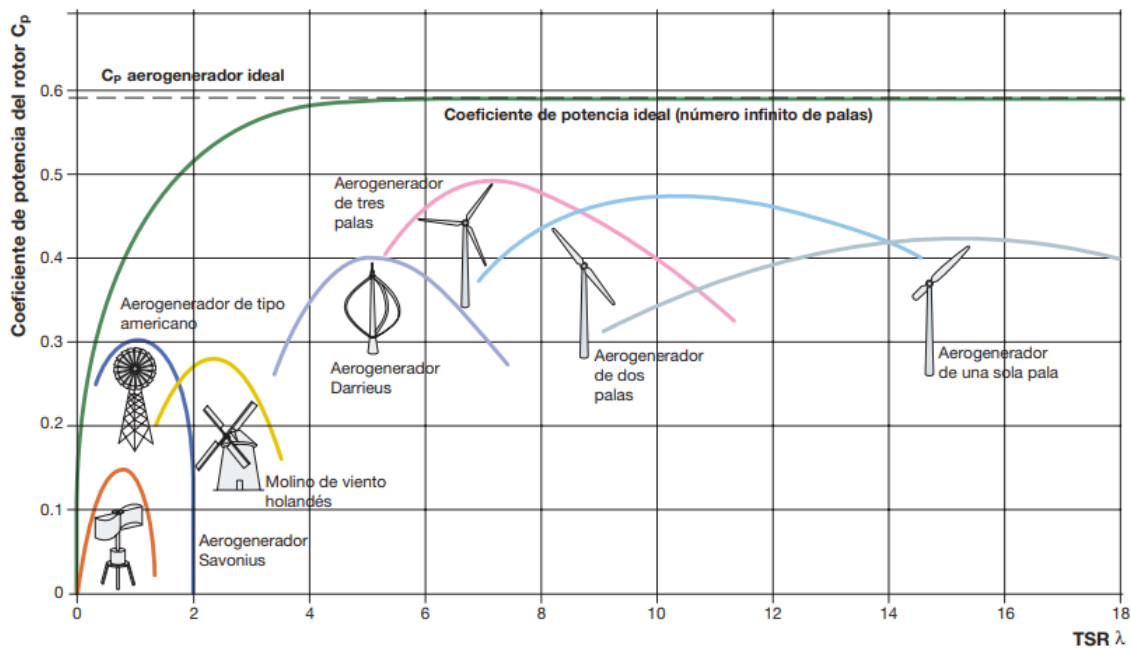
Fuente: elaboración propia, 2024.

El análisis del coeficiente de potencia C_p muestra que el aerogenerador alcanza su mayor eficiencia a una velocidad de 5 m/s. Según la distribución de Weibull se observa que la velocidad del viento predominante en esta zona de estudio (alto potencial) se encuentra

entre 4 m/s y 5 m/s, el cual coincide con el punto óptimo de operación del aerogenerador que permite alcanzar un C_p aproximado de **0.424**, lo cual representa un buen desempeño para un sistema de pequeña escala. Este valor indica que el generador es capaz de convertir el **42.4%** de la energía disponible en el viento en energía eléctrica en su punto óptimo de operación.

Como podemos ver en la siguiente imagen en un aerogenerador tripala el C_p está por alrededor de 0.5 cumpliendo con este factor según el límite de Betz (Gerhard Kramm, John Cooney, Ralph Dlugi, 2015), entonces para efectos de cálculo se toma el **C_p de 0.424** calculado anteriormente.

Imagen 5: Coeficiente de potencia y velocidad específica para diferentes tipos de generadores eólicos



Fuente: (ABB, 2010).

Posteriormente se calcula la potencia eólica que genera el sistema eólico (P_t) con los siguientes datos de entrada:

- Velocidad de viento calcula por la distribución de Weibull **4.5 m/s.** (Ver Gráfico 1)
- Área de barrido del aerogenerador **6.16 m².** (Ver Anexo 1)
- Densidad de aire en el sitio **1.2 kg/m³,** de acuerdo con el Ideam.
- Coeficiente de potencia del aerogenerador calculado según datos de la ficha técnica **0.424.**

$$P_T = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p = \mathbf{142,80\ W}$$

Posteriormente se calculó la energía producida por el sistema eólico teniendo en cuenta unas pérdidas aproximadas del **11%** por los siguientes factores:

- Pérdidas por suciedad en las palas del rotor del 4%.
- Tiempo de inactividad en caso de fallas técnicas y/o por mantenimientos preventivos y correctivos del 4%
- Repentinos cambios en dirección del viento del 3%.

$$E_{Total/dia} = P_T * t * (1 - \%Perdidas)$$

Donde:

$E_{Total/dia}$: Energía producida por el sistema eólico.

P_T : Potencia Eólica del sistema eólico.

t: Tiempo que en teoría está generando energía (24 horas).

%Perdidas: Perdidas asumidas del 11% aproximadamente.

$$E_{Total/dia} = \mathbf{3050\ Wh/día}$$

Al analizar la producción de energía del sistema eólico ($E_{total/día}=3050\ Wh$), la demanda energética por vivienda ($DEV/día=1831.2\ Wh$), se suple con próximamente 10 horas de funcionamiento del aerogenerador.

- **Cálculo del sistema de almacenamiento.**

Para el cálculo de sistema de almacenamiento de energía se determinó la capacidad necesaria en Amperios-hora (Ah) teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Demanda energética por vivienda por día (DEV/día): **1831.2 Wh**
- Días de autonomía del sistema (NA): 1 día de autonomía puesto que el sistema eólico genera en 10 horas la DEV/día.
- Voltaje nominal de la batería (Vnb): **24 V** calculado anteriormente.
- Profundidad de descarga diaria de la batería (DOD): **80%** para baterías de tecnología ION-Litio

$$CAPACIDAD\ BATERIAS = \frac{DEV * NA}{Vnb * DOD}$$

$$CAPACIDAD\ BATERIAS = 95,4\ Ah$$

Se seleccionó una batería de 24 V con una capacidad de 100 Ah para cumplir con el requerimiento de almacenamiento de energía con un día de autonomía y con la demanda energética por vivienda. La batería debe cumplir con la especificación dada en el Anexo 1 (Especificaciones técnicas de equipos, Controlador de Carga MPPT)

- **Cálculo del controlador de carga MPPT**

Se calculó el controlador de carga MPPT con los siguientes datos de entrada:

- Se utilizó un factor de seguridad (FS) de **1,25** en el dimensionamiento de los componentes eléctricos del sistema, con base en lo establecido en el Artículo 694 - Sistemas Eléctricos Eólicos del Código Eléctrico Nacional (ICONTEC, 2020). Según el numeral 12(A), “*los conductores del circuito y los dispositivos de protección contra la sobrecorriente deben dimensionarse de modo que conduzcan como mínimo el 125 % de la corriente máxima calculada*” (ICONTEC, 2020)

- Potencia instalada de la vivienda (PIV), de acuerdo con la información de la Tabla 8: **720 W**.
- Voltaje Nominal de la batería (Vnd): **24 V**.

$$\text{Corriente de Salida de Controlador} = \frac{1.25 * PIV}{Vnb}$$

$$\text{Corriente de Salida de Controlador} = 37.5 \text{ Amperios}$$

Se seleccionó un controlador de carga compatible con baterías ION-Litio, con un voltaje nominal de **110 V**, valor estándar para las redes eléctricas y equipos utilizados en Colombia. Además, se optó por una corriente nominal de **40 A** lo que asegura la capacidad adecuada para las necesidades energéticas del sistema propuesto.

- Cálculo de Inversor (DC/AC)

Para calcular el inversor, se consideraron los siguientes criterios:

- Factor de seguridad del **1.25**, según de acuerdo con lo establecido en la Código Eléctrico Nacional NTC 2050 (ICONTEC, 2020).
- Potencia instalada de la vivienda (PIV) según Tabla 8: **720 W**.

$$\text{Inversor} = 1.25 * PIV$$

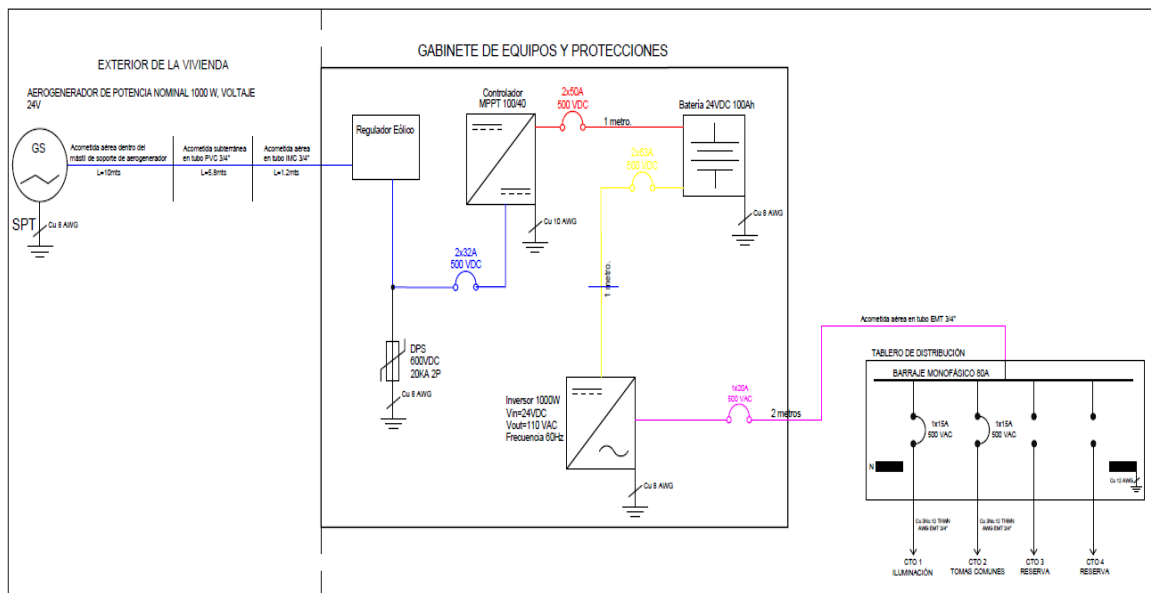
$$\text{Inversor} = 900 \text{ W}$$

Se seleccionó un inversor con una potencia continua de **1000 W**, con un voltaje de entrada de **24 Vdc** y un voltaje de salida **110 Vac**, ver **Anexo 1** (Especificaciones técnicas de equipos, Inversor).

Una vez realizado el análisis técnico del sistema eólico individual, en la siguiente imagen se presentan sus características principales. Para una descripción más detallada, en el *Anexo 2: Plano unifilar del sistema eólico a pequeña escala y Plano Esquema del sistema eólico*

a pequeña escala” se incluyen los planos del sistema, tanto el esquemático como el unifilar. Este sistema está compuesto por los siguientes elementos principales:

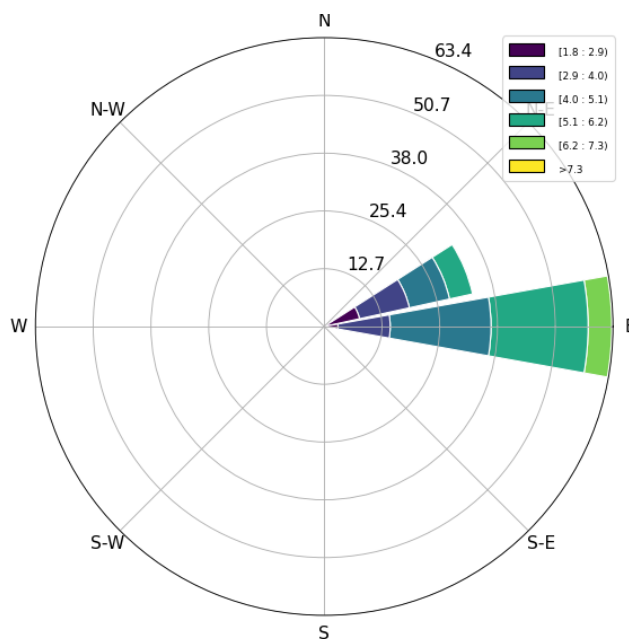
Imagen 6: Sistema eólico individual.



Fuente: Elaboración propia, 2025.

La orientación a la cual debe estar el aerogenerador se determinó según la rosa de los vientos (ver Gráfico 5), el cual se establecerá a una altura de 10 metros del suelo orientado hacia el **Este** con un azimut **de N 90° E** dado que es donde más se concentra potencia eólica durante todo el año.

Gráfico 5: Diagrama de la Rosa de los vientos para el Municipio de Uribia en La Guajira.



Fuente: elaboración propia, 2024.

- Criterios para determinar el tipo de aerogenerador para un sistema eólico para una zona de bajo potencial eólico y baja complejidad (Puerto Carreño)

Siguiendo el mismo enfoque metodológico aplicado en el departamento de La Guajira, se consideraron los mismos criterios de diseño para la selección del aerogenerador, considerando la demanda energética por vivienda. Por razones de practicidad y ventajas comerciales, se optó por implementar el mismo modelo de aerogenerador previamente validado, lo que permite optimizar tanto los procesos de adquisición como el mantenimiento futuro del sistema.

- **Criterios para determinar el voltaje nominal DC del sistema**

De acuerdo con la información de potencia instalada y demanda diaria por vivienda descrita en la Tabla 8, se determinó un voltaje de funcionamiento de **24 V** de acuerdo con la La tensión nominal se definió en función de la potencia simultánea esperada, con el fin de limitar la corriente, reducir pérdidas y facilitar el dimensionamiento de conductores y protecciones. A partir de la definición de potencia eléctrica:

$$P = V * I$$

P= potencia (W)

I= corriente (A)

V= tensión (V)

$$I = \frac{P}{V}$$

para una potencia dada, elevar la tensión, disminuye la corriente linealmente y, por tanto, reduce las pérdidas en cableado. Además, 12/24/48 V se encuentran dentro de SELV (Safety Extra-Low Voltage, ≤ 60 V DC), lo que favorece la seguridad y la disponibilidad de equipos (controladores, inversores y baterías). Para potencias mayores, es más eficiente migrar a bancos de alta tensión (HV DC), por lo tanto, para determinar el voltaje nominal DC del sistema, se consideraron los criterios establecidos en la siguiente tabla:

Teniendo presente la demanda energética diaria máxima por vivienda y un factor de seguridad de **1.25** (ICONTEC, 2020), determinamos la nueva demanda energética a la cual denominamos **DEV** (Demanda energética Requerida por vivienda)

$$\boxed{DEV = DemandaDiaria * FS}$$

Donde:

Demanda Diaria = 1465 Wh.

Factor de Seguridad = 1.25

$$\boxed{DEV = 1831.25 \text{ Wh/día}}$$

- **Cálculo de la potencia teórica generada.**

La potencia teórica se puede calcular con la siguiente expresión

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p$$

Donde:

P= Potencia Eólica Generada.

ρ = Densidad de Aire.

A= Área de barrido del aerogenerador.

V= Velocidad de Viento.

C_p = Coeficiente de Potencia (Eficiencia del aerogenerador).

$C_p = 0.424$ (Calculado anteriormente puesto que se va a utilizar el mismo Aerogenerador).

Ahora se calcula la Potencia Eólica que genera el sistema eólico (P_t) con los siguientes datos de entrada:

Velocidad de Viento Calcula por la distribución de Weibull **2.5 m/s.**

Área de Barrido del aerogenerador el cual es **6.16 m².**

Densidad de Aire en el sitio el cual según el IDEAM es de **1.2 kg/m³.**

Coeficiente de Potencia de aerogenerador calculado según datos de aerogenerador **0.424.**

$$P_T = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p = 24,5 \text{ W}$$

Se calculó la energía producida por el sistema eólico teniendo en cuenta unas pérdidas aproximadas del **18%** por los siguientes factores:

- Pérdidas por suciedad en las palas del rotor del 4%.
- Tiempo de inactividad en caso de fallas técnicas, velocidad del viento menor a la velocidad de arranque de 2,5 m/s y tomamos unas pérdidas del 7%
- Repentinos cambios en dirección del viento (Factor importante puesto que la rosa de los vientos no es estable como se puede ver en el Gráfico 6) del 7%

$$E_{Total/dia} = P_T * t * (1 - \%Perdidas)$$

Donde:

$E_{Total/dia}$: Energía producida por el sistema eólico.

P_T : Potencia Eólica del sistema eólico.

t: Tiempo que en teoría está generando energía (24 horas).

%Perdidas: Perdidas asumidas del 18% aproximadamente.

$$E_{Total/dia} = 482,16 \text{ Wh/día}$$

Tras analizar el rendimiento del sistema eólico implementado, se evidencia que su producción energética diaria ($E_{total/día}=482,16 \text{ Wh}$) es inferior a la demanda energética requerida por vivienda ($DEV/día=1831.2 \text{ Wh}$), por lo cual no está cumpliendo con las necesidades energéticas del usuario. Para garantizar un suministro eléctrico continuo, se requiere incorporar un sistema de almacenamiento con capacidad para proporcionar 3,8 días de autonomía, que por motivos prácticos se aproxima a 4 días. Este periodo de autonomía representa el ciclo completo en el que el sistema eólico logra acumular energía suficiente para cubrir íntegramente la demanda eléctrica de la vivienda.

- **Cálculo del sistema de almacenamiento.**

Para el cálculo de sistema de almacenamiento de energía se determinó la capacidad necesaria en Amperios-hora (Ah) de la batería, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Demanda energética diaria por vivienda (DEV/día): **1831.2 Wh**
- Días de Autonomía del sistema (DA): **4 días** de autonomía.
- Voltaje Nominal de la batería (Vnb): **24 V** calculado anteriormente.
- Profundidad de descarga diaria de la batería (DOD): **80%** para baterías de tecnología ION-Litio

$$CAPACIDAD\ BATERIAS = \frac{DEV * DA}{Vnb * DOD}$$

$$CAPACIDAD\ BATERIAS = 381,5\ Ah$$

Como la capacidad de baterías necesaria es de 381,5 Ah y se aproxima a 400 Ah para poner 4 unidades de baterías de 24 V con una capacidad de 100 Ah para cumplir con el requerimiento de almacenamiento de energía con 4 días de autonomía y con la demanda energética por vivienda. La batería debe cumplir con la especificación dada en el Anexo 1 (Especificaciones técnicas de equipos, Controlador de Carga MPPT)

- Cálculo del controlador de carga MPPT

Se calculó el controlador de carga MPPT considerando los siguientes datos de entrada:

- Factor de seguridad del **1.25**
- Potencia instalada de la vivienda (PIV) según la Tabla 8, **720 W**.
- Voltaje Nominal de la batería (Vnd): **24 V**.

$$Corriente\ de\ Salida\ de\ Controlador = \frac{1.25 * PIV}{Vnb}$$

$$Corriente\ de\ Salida\ de\ Controlador = 37.5\ Amperios$$

Se selecciono un controlador de carga compatible con baterías ION-Litio, con un voltaje nominal de **110 V** y una corriente nominal de **40 A**.

- **Cálculo de Inversor (DC/AC)**

Para calcular el inversor se consideraron los siguientes criterios:

- Factor de seguridad del **1.25**
- Potencia instalada de la vivienda (PIV) según la Tabla 8 **720 W**.

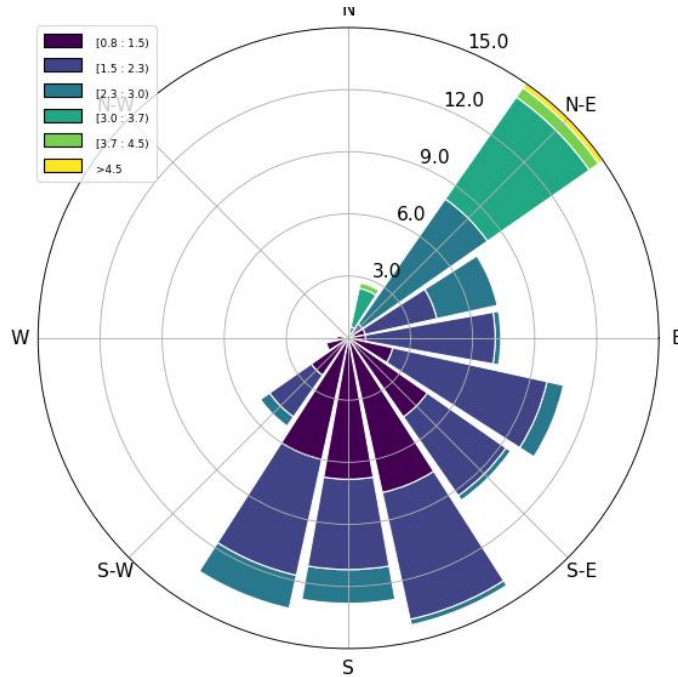
$$Inversor = 1.25 * PIV$$

$$Inversor = 900 W$$

Se selecciono un inversor con una potencia continua de **1000 W**, con un voltaje de entrada de **24 Vdc** y un voltaje de salida **110 Vac**, ver **Anexo 1**.

La orientación a la cual debe estar el aerogenerador se determinó según la rosa de los vientos (ver Gráfico 6), el cual se establecerá a una altura de 10 metros del suelo orientado hacia el Sur con un azimut de N 135° E ya que es donde se concentra el mayor tiempo de la dirección del viento, pero hay momentos donde hay cambios bruscos de dirección del viento hacía el noreste, esto se tiene en cuenta para calcular las perdidas por cambios de dirección.

Gráfico 6: Diagrama de la Rosa de los vientos para el Municipio de Puerto Carreño en el



Fuente: elaboración propia, 2024.

5.5 Etapa 5. Análisis financiero

Luego de definir la solución técnica más adecuada para cada zona de estudio, se procede a evaluar su viabilidad económica. El propósito de este análisis es determinar si la implementación del sistema eólico a pequeña escala es financieramente sostenible y viable en el tiempo. Para ello, se consideran tanto la inversión inicial requerida como los costos asociados a su operación y mantenimiento.

La metodología empleada se basa en la identificación y cuantificación de los costos de capital (CAPEX) y los costos operativos (OPEX) del sistema en cada escenario. En primer lugar, se establece el CAPEX, que incluye la adquisición de los principales componentes del sistema (aerogenerador, controlador de carga, baterías, inversor, instalaciones eléctricas

y puestas a tierra), así como los costos de instalación y mano de obra. Posteriormente, se proyecta el OPEX, considerando los gastos asociados a la administración, operación y mantenimiento del sistema a lo largo de su vida útil.

Este análisis permite estimar los costos totales del proyecto y compararlos con los beneficios esperados en términos de generación de energía y reducción de costos para la comunidad. Además, se aplican herramientas financieras como el cálculo del valor presente neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) para evaluar la rentabilidad del proyecto en distintos escenarios, además se tendrán en cuenta las siguientes variables financieras para realizar el modelo financiero a lo largo del tiempo:

- Tasa representativa del mercado (TRM) puesto que la mayoría de los equipos a usar en un sistema eólico autónomo (off grid) son importados tales como el aerogenerador, inversor, controlador de carga y batería.
- Índice de precios al consumidor (IPC) e Índice de Precios al productor (IPP) ya que para poder proyectar el costo de la energía en el tiempo estos dos indicadores económicos son muy efectivos.
- Costo de la energía eléctrica en \$COP/kWh para así saber cuánto se está ahorrando, generando la energía con los sistemas eólicos a pequeña escala y determinar el punto de equilibrio del proyecto.
- Años de vida útil del sistema eólico.
- Beneficios tributarios por ser una FNCER puesto que los sistemas eólicos entran en los beneficios tributarios otorgados por la ley 1715 del 2014.

Para los casos de estudio, que la vivienda no tiene acceso a la red eléctrica convencional y se asume que debe contar con una instalación eléctrica interna con una conexión monofásica y una potencia mínima de **994 W**, según el diseño establecido en el análisis técnico del sistema. Esto garantizará que todos los equipos mencionados en la Tabla 8:

Cuadro de cargas vivienda tipo., puedan operar adecuadamente. En caso de que la vivienda no cuente con esta instalación, se deberá considerar este requerimiento como un costo adicional del proyecto.

Como se mencionó anteriormente, el costo unitario (**CU**) de la energía eléctrica es un factor clave en el cálculo del flujo de caja y en el análisis económica y financiero de los proyectos en cada zona. Para cada caso de estudio, se investigaron las tarifas en fuentes oficiales como el sistema único de información (**SUI**), las páginas web de las empresas prestadoras del servicio y los boletines publicados por la superintendencia de servicios públicos domiciliarios (**SSPD**).

Uribe, en La Guajira, hace parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y su principal prestador del servicio es Air-E S.A.S. E.S.P. A partir de la información disponible en la página web de este prestador, se recopilaron las tarifas correspondientes para el municipio de Uribe durante el año 2024 y fueron:

Tabla 10: Costo Unitario y tarifa aplicable para estrato 1 de la Energía Eléctrica en la costa caribe (Atlántico, Magdalena y La Guajira)

Mes	CU (COP\$/kWh)	Tarifa Estrato 1 (COP\$/kWh)	Valor del Subsidio aplicado Estrato 1 (COP\$/kWh)
Enero	1.165,6	466,23	699,3
Febrero	1.164,9	465,97	699,0
Marzo	1.211,3	484,51	726,8
Abril	1.172,1	487,93	684,1
Mayo	1.185,6	490,83	694,8
Junio	1.136,2	492,91	643,2
Julio	1.122,7	494,48	628,2
Agosto	1.072,8	495,48	577,3
Septiembre	855,0	495,48	359,6
Octubre	854,8	496,69	358,2
Noviembre	907,2	496,03	411,2

Diciembre	907,2	497,38	409,8
Máximo	1.211,3	497,4	726,8
Mínimo	854,8	466,0	358,2
Promedio	1.062,9	488,7	574,3

Fuente: (AIR-E S.A.S. E.S.P., 2024).

El cálculo del presupuesto del proyecto eólico a pequeña escala (CAPEX) se determinó bajo la modalidad de **APU** (Análisis de Precios Unitarios), una metodología ampliamente utilizada en la estructuración de costos de proyectos de infraestructura y energía. El APU permite desglosar cada actividad en sus componentes esenciales, incluyendo materiales, mano de obra, equipos y costos indirectos, lo que proporciona una visión detallada y precisa del costo total del proyecto.

En este análisis, se identificaron las siguientes actividades principales:

1. Suministro e instalación de estructura de soporte para aerogenerador, que incluye: Poste galvanizado de 3" con una altura de 10 m. Con soporte, tornillería y cimentación en concreto reforzado con resistencia de 28 MPa.
2. Suministro e instalación de aerogenerador de 1000 W, con las siguientes características:
 - Tensión de trabajo: 24 V.
 - Aspas: 3.
 - Diámetro de rotor mínimo: 2,8 m.
3. Suministro e instalación de regulador de carga, con especificaciones de 100 V/40 A, eficiencia del 98%, apto para cargar baterías tipo LiFePO4.

4. Suministro e instalación de batería de Ion-litio tipo fosfato de hierro (LiFePO_4) de ciclo profundo, con capacidad de 100 Ah, 24 VDC, y 4000 ciclos hasta el 80% de profundidad de descarga (DOD).
5. Suministro, transporte e instalación de inversor tipo "off-grid" de onda senoidal pura, con las siguientes características:
 - Potencia de 1000-1500 W.
 - Entrada: 24 VDC.
 - Salida: 110 VAC, 60 Hz.
 - Protección y desconexión por bajo voltaje en la batería.
6. Suministro e instalación de gabinete en lámina galvanizada C16, con accesorios, conexionado, cableado, canalización, fijación y protecciones eléctricas, diseñado para el alojamiento de equipos y accesorios, tipo interior con grado de protección IP56.
7. Suministro, instalación y puesta en marcha de un sistema de puesta a tierra para el sistema eólico, utilizando varilla de cobre de 5/8" y 2,4 metros con preparación de suelo.
8. Suministro, instalación y puesta en marcha de un sistema de monitoreo, que incluye un medidor monofásico calibrado con plataforma de visualización de datos.

A continuación, calculamos el presupuesto (CAPEX) del proyecto con los Ítems principales identificados anteriormente:

Tabla 11: Presupuesto para solución Eólica en Uribí en el Departamento de La Guajira.

ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO DE SISTEMAS DE ENERGÍA EÓLICA A PEQUEÑA ESCALA EN COMUNIDADES RURALES EN COLOMBIA, MUNICIPIO DE URIBIA DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA					
PRESUPUESTO DE OBRA					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VR UNITARIO	VR TOTAL
1	Suministro e instalación de estructura de soporte para Aerogenerador. incluye poste galvanizado de 3", altura de 10m, incluye soporte, tornillería y cimentación en concreto reforzado con resistencia de 28 mpa.	UNIDAD	1	\$2.357.926,02	\$ 2.357.926,02
2	Suministro e instalación de Aerogenerador 1000 W con las siguientes características: tensión de trabajo 24 V, Aspas 3, Diametro de Rotor minimo de 2,8 m.	UNIDAD	1	\$6.725.995,00	\$ 6.725.995,00
3	Suministro e instalación de regulador de carga, 100v/40a, eficiencia del 98%, apto para cargar baterías tipo lifepo4.	UNIDAD	1	\$840.171,00	\$ 840.171,00
4	Suministro e instalación batería de ión-litio tipo fosfato de hierro (lifepo4) de ciclo profundo de 100 amph 24 vdc 4000 ciclos hasta el 80% DOD.	UNIDAD	1	\$3.844.355,00	\$ 3.844.355,00
5	Suministro, transporte e instalación de inversor tipo "off-grid" onda senoidal de onda pura, potencia de 1000-1500 kW, 24vdc input 110vac output, f=60 hz, protección y desconexión por bajo voltaje en la batería.	UNIDAD	1	\$982.889,00	\$ 982.889,00
6	Suministro e instalación de gabinete en lámina galvanizada C16, accesorios, conexionado, cableado, canalización, fijación y protecciones eléctricas, para el alojamiento de equipos y accesorios, tipo interior con grado de protección IP56.	UNIDAD	1	\$2.369.657,50	\$ 2.369.657,50
7	Suministro, instalación y puesta en marcha de sistema de puesta a tierra para sistema eólico con varilla de cobre de 5/8" y 2,4 metros con preparación de suelo.	UNIDAD	1	\$777.099,25	\$ 777.099,25
8	Suministro, instalación y puesta en marcha de un sistema de monitoreo con medidor monofásico calibrado con plataforma de visualización de datos.	UNIDAD	1	\$494.636,88	\$ 494.636,88
				IVA	\$ 3.148.237,23
				SUBTOTAL	\$ 15.244.492,41
				TOTAL COSTO DIRECTO:	\$ 18.392.729,64

Fuente: elaboración propia, 2024.

Obtenido el CAPEX de la solución eólica a pequeña escala procedemos a calcular el flujo de caja del proyecto para realizar el respectivo análisis financiero, teniendo presente las siguientes variables:

- Tomamos el valor promedio de la tarifa incluido el subsidio puesto que el objeto del estudio es la población rural la cual no tendría fácil acceso a la energía eléctrica, es decir el valor de **\$COP488/kWh** y el subsidio lo debe tener en cuenta para un beneficio puesto que se lo entrega el Estado colombiano, este subsidio es de **\$COP574,3/kWh**.
- El costo de la operación y mantenimiento (OPEX) del sistema para un óptimo funcionamiento el cual se estimó de un 2,5% del valor del CAPEX indexada al IPC estimado en la Tabla 12.
- Un IPC estimado del 5,74 % Anual puesto que el promedio este es el promedio de los últimos 8 años según el DANE como podemos ver en la siguiente tabla:

Tabla 12: IPC anual de los últimos 8 años.

IPC últimos 8 años	
2017	4,09
2018	3,18
2019	3,8
2020	1,61
2021	5,62
2022	13,12
2023	9,28
2024	5,2
Promedio	5,74

Fuente: elaboración propia a partir de (DANE, 2024).

Para efectos de cálculo, se considera un incremento anual del costo de la energía del 15%. Sin embargo, según los datos históricos de Colombia entre 2020 y 2024,

el incremento total fue del 70%, lo que equivale a un promedio anual del 17,5%. Esto indica que el incremento real ha sido mayor

- En el análisis técnico se calculó la energía generada diaria por el sistema eólico en la zona de Uribia en la Guajira con un alto potencial eólico siendo una Energía total diaria de 3,04 kWh es decir que anualmente vamos a tener una energía total de 1109,6 kWh/año.
- Los Beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014 son:
 1. Exclusión del 100% del IVA causado por el proyecto.
 2. Deducción en la renta del 50% del valor del proyecto.
 3. Deducción en la renta de la depreciación acelerada hasta el 33,33% EA del valor del proyecto por 3 años.
- Se tuvo en cuenta una repotenciación de las baterías en el año 10, considerando que su vida útil está en el orden de 4.000 ciclos, lo que equivale aproximadamente a 10,95 años. Para este cálculo, se estimó un costo del 50% del valor actual de las baterías, debido a la tendencia a la reducción de precios en este tipo de tecnología, según (NREL, 2007). Esta disminución en costos ha sido impulsada por factores como avances en la eficiencia de fabricación, economías de escala en la producción, aumento en la demanda global de almacenamiento energético y mejoras en la tecnología de materiales, lo que ha permitido una mayor competitividad en el mercado.
- Para la estimación del **OPEX**, se tomó como referencia el estudio realizado por (National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2024), el cual indica que, para el año 2025, el costo de operación y mantenimiento (**O&M**) en sistemas eólicos terrestres oscila entre 30 y 41 USD/kW por año. Considerando el valor más alto de esta referencia (41 USD/kW-año) y una TMR de 4.300 COP/USD, se obtiene un costo anual de aproximadamente 176.300 COP/kW. Esto representa aproximadamente el 1% del CAPEX estimado para el sistema. Sin embargo, dado que este no solo incluye el aerogenerador, sino también baterías, controladores e

inversores, cuyos costos de mantenimiento pueden ser más altos, se adopta un **OPEX** del **2,5%** del **CAPEX**, además, este valor se ajustará anualmente con base en el Índice de Precios al Consumidor (**IPC**) previamente calculado.

- El cálculo de la **LCOE** lo obtenemos de la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum OPEX + \sum BeneficiosTributarios}{Eproducida}$$

Considerando las variables previamente definidas, se procede a la simulación financiera del proyecto la cual permite evaluar el comportamiento económico del sistema eólico a lo largo del tiempo, integrando tanto los costos de inversión y operación como los ingresos o beneficios esperados. A continuación, se presenta la simulación financiera en la siguiente tabla:

Tabla 13: simulación financiera para caso Uribia, La Guajira.

Periodo (años)	KWh Producidos	Inversión (\$COP)	ingresos operacionales (\$COP)	Exención del IVA generado (\$COP)	Deducción Fiscal 50% (\$COP)	Depreciación acelerada (\$COP)	TOTAL INGRESOS (\$COP)	OPEX Estimado (\$COP)	(+)Total ingresos (-) OPEX (\$COP)	FLUJO DE CAJA LIBRE (\$COP)
0		\$ (18.392.730)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (18.392.730)
1	1109,6	\$ -	\$ 1.355.154	\$ 3.148.237	\$ 177.852	\$ 1.776.746	\$ 6.457.990	\$ (459.818)	\$ 5.998.171	\$ (12.394.558)
2	1104,1	\$ -	\$ 1.348.437	\$ -	\$ 177.852	\$ 1.776.746	\$ 3.303.035	\$ (486.200)	\$ 2.816.835	\$ (9.577.723)
3	1098,6	\$ -	\$ 1.341.720	\$ -	\$ 177.852	\$ 1.776.746	\$ 3.296.318	\$ (514.096)	\$ 2.782.222	\$ (6.795.501)
4	1093,1	\$ -	\$ 1.335.003	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.512.855	\$ (543.592)	\$ 969.263	\$ (5.826.238)
5	1087,6	\$ -	\$ 1.328.286	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.506.138	\$ (574.781)	\$ 931.357	\$ (4.894.881)
6	1082,2	\$ -	\$ 1.321.691	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.499.543	\$ (607.759)	\$ 891.784	\$ (4.003.096)
7	1076,8	\$ -	\$ 1.315.096	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.492.948	\$ (642.629)	\$ 850.319	\$ (3.152.777)
8	1071,4	\$ -	\$ 1.308.501	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.486.353	\$ (679.500)	\$ 806.853	\$ (2.345.924)
9	1066,0	\$ -	\$ 1.301.906	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.479.758	\$ (718.486)	\$ 761.272	\$ (1.584.652)
10	1060,7	\$ (1.922.178)	\$ 1.295.433	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.473.285	\$ (759.709)	\$ (1.208.602)	\$ (2.793.254)
11	1055,4	\$ -	\$ 1.288.960	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.466.812	\$ (803.298)	\$ 663.515	\$ (2.129.739)
12	1050,1	\$ -	\$ 1.282.487	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.460.340	\$ (849.387)	\$ 610.953	\$ (1.518.786)
13	1044,8	\$ -	\$ 1.276.014	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.453.867	\$ (898.121)	\$ 555.746	\$ (963.040)
14	1039,6	\$ -	\$ 1.269.663	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.447.516	\$ (949.650)	\$ 497.866	\$ (465.175)
15	1034,4	\$ -	\$ 1.263.313	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.441.165	\$ (1.004.136)	\$ 437.029	\$ (28.146)
16	1029,2	\$ -	\$ 1.256.962	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.434.814	\$ (1.061.749)	\$ 373.066	\$ 344.920
17	1024,1	\$ -	\$ 1.250.733	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.428.586	\$ (1.122.667)	\$ 305.919	\$ 650.839
18	1019	\$ -	\$ 1.244.505	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.422.357	\$ (1.187.080)	\$ 235.278	\$ 886.116
19	1013,9	\$ -	\$ 1.238.276	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.416.128	\$ (1.255.188)	\$ 160.940	\$ 1.047.056
20	1008,8	\$ -	\$ 1.232.047	\$ -	\$ 177.852	\$ -	\$ 1.409.900	\$ (1.327.205)	\$ 82.695	\$ 1.129.751

en la siguiente tabla, se presentan los resultados obtenidos de la simulación financiera, los cuales sirven como base para el análisis de viabilidad y sostenibilidad del proyecto:

Tabla 14: costos sistema eólico Uribia.

Datos económicos y financieros	Valor
INVERSION COP\$ del proyecto incluido IVA	\$ 18.392.730
INGRESOS OPERACIONALES POR GENERACION	\$ 25.854.188
Beneficio de Deducción del IVA del proyecto	\$ 3.148.237
Beneficio tributario deducción fiscal 50% del valor del proyecto	\$ 2.667.786
Beneficio tributario depreciación acelerada	\$ 5.330.237
Operación y Mantenimiento del sistema eólico individual	2,50%
IPC	5,74%
LCOE (Costo Nivelado de Energía) Cop\$/kWh	\$ 1.167,93
TIR	1,25%
Periodo de retorno en años (PAYBACK)	15,1

Fuente: elaboración propia, 2024.

En los datos económicos y financieros podemos destacar lo siguiente:

- Se ha considerado una solución adaptada al contexto rural, para áreas en las que no se cuenta con acceso a la red eléctrica del SIN ni se dispone de infraestructura cercana de un Sistema de Distribución Local (SDL). Esto es crucial en regiones con alto potencial eólico, como en La Guajira, donde la alternativa tradicional ha sido la generación con plantas diésel, mucho más costosas en términos operativos.
- La inversión inicial de COP \$18.392.730 (incluyendo IVA) es atractiva dado que se trata de sistemas de pequeña escala. Además, la aplicación de incentivos tributarios (deducción del IVA, deducción fiscal del 50% y depreciación acelerada) permite reducir el impacto de este desembolso, mejorando la factibilidad económica del proyecto.
- Los ingresos operacionales, estimados en COP \$25.854.188, se basan en tarifas de la comercializadora Air-e, cercana al sitio de estudio. Esto posiciona el proyecto en un marco comparativo realista, mostrando que la energía renovable generada por el

sistema eólico individual puede competir favorablemente en contextos donde la energía convencional tiene costos considerablemente más altos.

- El LCOE calculado de COP \$1.167,93/kWh refleja los costos asociados a la generación eólica combinada con almacenamiento en baterías. Si bien este costo es superior al de sistemas a gran escala conectados a la red, en zonas remotas la alternativa tradicional o una posible conexión a una SDL donde implica un costo mucho mayor debido a logística y combustible.
- Con una TIR del 1,25% y un periodo de retorno de 15,1 años, se observa un rendimiento financiero que, a simple vista, se ve poco atractivo. Sin embargo, es para destacar que estos indicadores son significativamente mejores al compararlos con la opción diésel o llevar una red de distribución, que en escenarios de dispersión geográfica y altos costos operativos nunca alcanzaría rentabilidad. El valor del proyecto no radica únicamente en la rentabilidad financiera, sino en llevar un servicio público esencial a estas zonas históricamente desatendidas.
- Al incluir un almacenamiento de energía es un componente esencial, puesto que garantiza la continuidad del servicio en condiciones de intermitencia eólica. Aunque incrementa el costo global y el LCOE, su inclusión es indispensable para brindar una solución de energía confiable en entornos aislados.
- En zonas rurales, los sistemas diésel, aunque han sido una solución tradicional, generan un impacto ambiental elevado debido a las emisiones de CO₂ y al constante requerimiento de transporte y reposición de combustible, lo que se hace que sean altos costos de mantenimiento y operación. Por otro lado, los sistemas eólicos individuales representan una alternativa más limpia y sostenible, ya que durante su operación no generan emisiones y requieren intervenciones menos frecuentes de

mantenimiento. Este enfoque no solo minimiza el daño ambiental, sino que también reduce significativamente los costos asociados a la operación y mantenimiento.

En Puerto Carreño es una Zona No Interconectada (ZNI), donde el servicio de energía eléctrica es prestado por Electrovichada S.A.S. E.S.P y el Costo Unitario (CU) está dado por la siguiente formula tarifaria:

$$CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm, n + Cm$$

Gm: Cargo de Generación

Dm, n: Componente de Distribución

Cm: Componente de Distribución

P: Perdidas, El cual mediante Resolución 091 de 2007 en su artículo 40, se establece que las pérdidas eficientes reconocidas corresponden al 10%.

Según lo establecido en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas para los usuarios residenciales de las Zonas No Interconectadas (ZNI) se determinan con base en las tarifas de referencia aplicadas a los usuarios residenciales del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Estas tarifas de referencia corresponden a las aplicadas a los usuarios de estrato equivalente, conectados al mismo nivel de tensión, y para el mismo mes de facturación, incluyendo subsidios o contribuciones, según las establezca el comercializador incumbente del SIN en el departamento donde se encuentren los usuarios de la ZNI.

En caso de que la ZNI esté ubicada en un departamento que no haga parte del SIN, la tarifa de referencia se tomará de la capital del departamento interconectado más cercano con punto de conexión a 115 kV, perteneciente al departamento de la ZNI.

Para el caso de Puerto Carreño, al no estar conectado al SIN, la tarifa de referencia utilizada proviene del mercado de Arauca. Esta tarifa debe cumplir con las mismas condiciones en cuanto a estrato, rango de consumo, nivel de tensión, propiedad de activos y franjas horarias, la siguiente tabla muestra el valor del CU y la tarifa aplicada para Estrato 1 en Puerto Carreño:

Tabla 15: Costo Unitario (CU) y Tarifa aplicable del 2024 en el municipio de Puerto Carreño

Mes	CU (COP\$/kWh)	Tarifa Aplicada (COP\$/kWh)	Valor del Subsidio aplicado Estrato 1 (COP\$/kWh)
Enero	1.476,9	376,95	1.099,9
Febrero	1.458,8	376,95	1.081,8
Marzo	1.465,3	376,95	1.088,4
Abril	1.465,3	380,73	1.084,6
Mayo	1.465,3	380,73	1.084,6
Junio	1.498,5	380,73	1.117,8
Julio	1.492,1	376,95	1.115,2
Agosto	1.468,9	376,95	1.091,9
Septiembre	1.449,9	376,95	1.072,9
Máximo	1.498,5	380,7	1.117,8
mínimo	1.449,9	377,0	1.072,9
Promedio	1.471,2	378,2	1.093,0

Fuente: elaboración propia a partir de (Superintendencia de servicios públicos domiciliarios, 2024).

Teniendo en cuenta las mismas variables y la misma metodología que en La Guajira se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 16: Presupuesto para solución Eólica en Puerto Carreño en el Departamento de Vichada.

ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO DE SISTEMAS DE ENERGÍA EÓLICA A PEQUEÑA ESCALA EN COMUNIDADES RURALES EN COLOMBIA, MUNICIPIO DE PUERTO CARREÑO DEPARTAMENTO DE VICHADA.					
PRESUPUESTO DE OBRA					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VR UNITARIO	VR TOTAL
1	Suministro e instalación de estructura de soporte para Aerogenerador. incluye poste galvanizado de 3", altura de 10m, incluye soporte, tornillería y cimentación en concreto reforzado con resistencia de 28 mpa.	UNIDAD	1	\$2.357.926,02	\$ 2.357.926,02
2	Suministro e instalación de Aerogenerador 1000 W con las siguientes características: tensión de trabajo 24 V, Aspas 3, Diametro de Rotor minimo de 2,8 m.	UNIDAD	1	\$6.725.995,00	\$ 6.725.995,00
3	Suministro e instalación de regulador de carga, 100v/40a, eficiencia del 98%, apto para cargar baterías tipo lifepo4.	UNIDAD	1	\$840.171,00	\$ 840.171,00
4	Suministro e instalación batería de ión-litio tipo fosfato de hierro (lifepo4) de ciclo profundo de 100 amph 24 vdc 4000 ciclos hasta el 80% DOD.	UNIDAD	4	\$3.844.355,00	\$ 15.377.420,00
5	Suministro, transporte e instalación de inversor tipo "off-grid" onda senoidal de onda pura, potencia de 1000-1500 kW, 24vdc input 110vac output, f=60 hz, protección y desconexión por bajo voltaje en la batería.	UNIDAD	1	\$982.889,00	\$ 982.889,00
6	Suministro e instalación de gabinete en lámina galvanizada C16, accesorios, conexonado, cableado, canalización, fijación y protecciones eléctricas, para el alojamiento de equipos y accesorios, tipo interior con grado de protección IP56.	UNIDAD	1	\$2.369.657,50	\$ 2.369.657,50
7	Suministro, instalación y puesta en marcha de sistema de puesta a tierra para sistema eólico con varilla de cobre de 5/8" y 2,4 metros con preparación de suelo.	UNIDAD	1	\$777.099,25	\$ 777.099,25
8	Suministro, instalación y puesta en marcha de un sistema de monitoreo con medidor monofásico calibrado con plataforma de visualización de datos.	UNIDAD	1	\$494.636,88	\$ 494.636,88
			IVA		
			\$ 5.339.519,58		
			SUBTOTAL		
			\$ 24.586.275,06		
			TOTAL COSTO DIRECTO:		
			\$ 29.925.794,64		

Fuente: elaboración propia, 2024.

Tabla 17: simulación financiera para caso Puerto Carreño, Vichada.

Periodo (años)	KWh Producidos	Inversión (\$COP)	ingresos operacionales (\$COP)	Exención del IVA generado (\$COP)	Deducción Fiscal 50% (\$COP)	Depreciación acelerada (\$COP)	TOTAL INGRESOS (\$COP)	OPEX Estimado (\$COP)	(+)Total ingresos (-) OPEX (\$COP)	FLUJO DE CAJA LIBRE (\$COP)
0		\$ (29.925.795)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (29.925.795)
1	659,2	\$ -	\$ 805.032	\$ 5.339.520	\$ 286.840	\$ 2.865.530	\$ 9.296.922	\$ (748.145)	\$ 8.548.777	\$ (21.377.018)
2	655,9	\$ -	\$ 801.051	\$ -	\$ 286.840	\$ 2.865.530	\$ 3.953.421	\$ (791.070)	\$ 3.162.351	\$ (18.214.666)
3	652,6	\$ -	\$ 797.020	\$ -	\$ 286.840	\$ 2.865.530	\$ 3.949.391	\$ (836.457)	\$ 3.112.933	\$ (15.101.733)
4	649,3	\$ -	\$ 792.990	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.079.830	\$ (884.449)	\$ 195.381	\$ (14.906.352)
5	646,1	\$ -	\$ 789.082	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.075.922	\$ (935.194)	\$ 140.728	\$ (14.765.625)
6	642,9	\$ -	\$ 785.174	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.072.014	\$ (988.851)	\$ 83.163	\$ (14.682.462)
7	639,7	\$ -	\$ 781.266	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.068.105	\$ (1.045.586)	\$ 22.519	\$ (14.659.943)
8	636,5	\$ -	\$ 777.357	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.064.197	\$ (1.105.577)	\$ (41.380)	\$ (14.701.323)
9	633,3	\$ -	\$ 773.449	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.060.289	\$ (1.169.009)	\$ (108.720)	\$ (14.810.043)
10	630,1	\$ (7.688.710)	\$ 769.541	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.056.381	\$ (1.236.081)	\$ (7.868.410)	\$ (22.678.453)
11	626,9	\$ -	\$ 765.633	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.052.473	\$ (1.307.001)	\$ (254.529)	\$ (22.932.982)
12	623,8	\$ -	\$ 761.847	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.048.687	\$ (1.381.991)	\$ (333.304)	\$ (23.266.286)
13	620,7	\$ -	\$ 758.061	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.044.901	\$ (1.461.282)	\$ (416.382)	\$ (23.682.667)
14	617,6	\$ -	\$ 754.275	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.041.115	\$ (1.545.123)	\$ (504.009)	\$ (24.186.676)
15	614,5	\$ -	\$ 750.489	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.037.329	\$ (1.633.775)	\$ (596.446)	\$ (24.783.122)
16	611,4	\$ -	\$ 746.703	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.033.543	\$ (1.727.513)	\$ (693.970)	\$ (25.477.092)
17	608,3	\$ -	\$ 742.917	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.029.757	\$ (1.826.629)	\$ (796.872)	\$ (26.273.964)
18	605,3	\$ -	\$ 739.253	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.026.093	\$ (1.931.432)	\$ (905.339)	\$ (27.179.303)
19	602,3	\$ -	\$ 735.589	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.022.429	\$ (2.042.248)	\$ (1.019.819)	\$ (28.199.122)
20	599,3	\$ -	\$ 731.925	\$ -	\$ 286.840	\$ -	\$ 1.018.765	\$ (2.159.422)	\$ (1.140.657)	\$ (29.339.779)

Fuente: elaboración propia, 2024.

Tabla 18: costos sistema eólico Puerto Carreño.

Datos económicos y financieros	Valor
INVERSION COP\$ del proyecto incluido IVA	\$ 29.925.795
INGRESOS OPERACIONALES POR GENERACION	\$ 15.358.654
Beneficio de Deducción del IVA del proyecto	\$ 5.339.520
Beneficio tributario deducción fiscal 50% del valor del proyecto	\$ 4.302.598
Beneficio tributario depreciación acelerada	\$ 8.596.591
Operación y Mantenimiento del sistema eólico individual	2,50%
IPC	5,74%
LCOE (Costo Nivelado de Energía) Cop\$/kWh	\$ 3.554,26
TIR	INDETERMINADO
Periodo de retorno en años (PAYBACK)	INDETERMINADO

Fuente: elaboración propia, 2024.

En los datos económicos y financieros podemos destacar lo siguiente:

Los resultados en una zona de potencial eólico bajo evidencia que como lo es Puerto Carreño, la inversión inicial del sistema es mayor (COP \$29.925.795) y para compensar la baja generación eólica mediante un aumento en la capacidad de almacenamiento, la simulación financiera resultante presenta indicadores menos favorables. Específicamente, se observa que los ingresos operacionales son significativamente son muy bajos (COP \$15.358.654) y el LCOE alcanza un valor elevado (COP \$3.554,26/kWh), lo que dificulta la obtención de una TIR y un periodo de retorno definidos. Estos resultados reflejan que, desde un punto de vista netamente financiero, la viabilidad del proyecto es limitada en esta ubicación.

Mas sin embargo que a pesar de las limitaciones económicas, el sistema cumple una función social y pública esencial al proporcionar energía eléctrica en zonas rurales dispersas donde la extensión de redes de distribución es complicada. En este sentido, el proyecto se plantea no solo como una inversión económica, sino como una herramienta para mejorar la calidad de vida y el acceso a servicios básicos en áreas históricamente marginadas, lo que lo convierte en una alternativa frente a la generación diésel, que además

implica mayores costos operativos y un impacto ambiental considerable comparado con la generación de energía eólica por ser una fuente de energía renovable.

Comparación con otras alternativas de generación en el sistema

Como pudimos ver anteriormente se verificó la viabilidad técnica y financiera (sobre todo en zonas con alto potencial eólico) de los sistemas eólicos individuales siendo una alternativa innovadora para comunidades dispersas que carecen de acceso a la energía eléctrica y que se encuentran lejos de la red de distribución para una posible futura conexión al SIN. Estos sistemas, de baja potencia y con almacenamiento integrado, permiten aprovechar el recurso eólico en zonas remotas, contribuyendo a mejorar la calidad de vida y fomentar el desarrollo sostenible mediante una ambientalmente responsable.

Sin embargo, al contrastar esta opción con otras alternativas disponibles, se destaca la propuesta de la UPME en el “Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica” (UPME, 2023), que recomienda la solución solar individual para comunidades sin acceso a redes de distribución. Dadas las limitaciones geográficas y la dispersión de la población, la integración de paneles solares con sistemas de almacenamiento se posiciona como la opción más adecuada, al ofrecer un suministro eléctrico confiable y una implementación escalable que responde a las necesidades específicas de estas áreas.

A continuación, se mencionarán algunas ventajas y desventajas para cada uno de los sistemas de generación con fuentes renovables (solar y eólica):

Tabla 19: Ventajas y desventajas de Sistemas eólicos individuales y sistemas solares individuales con almacenamiento

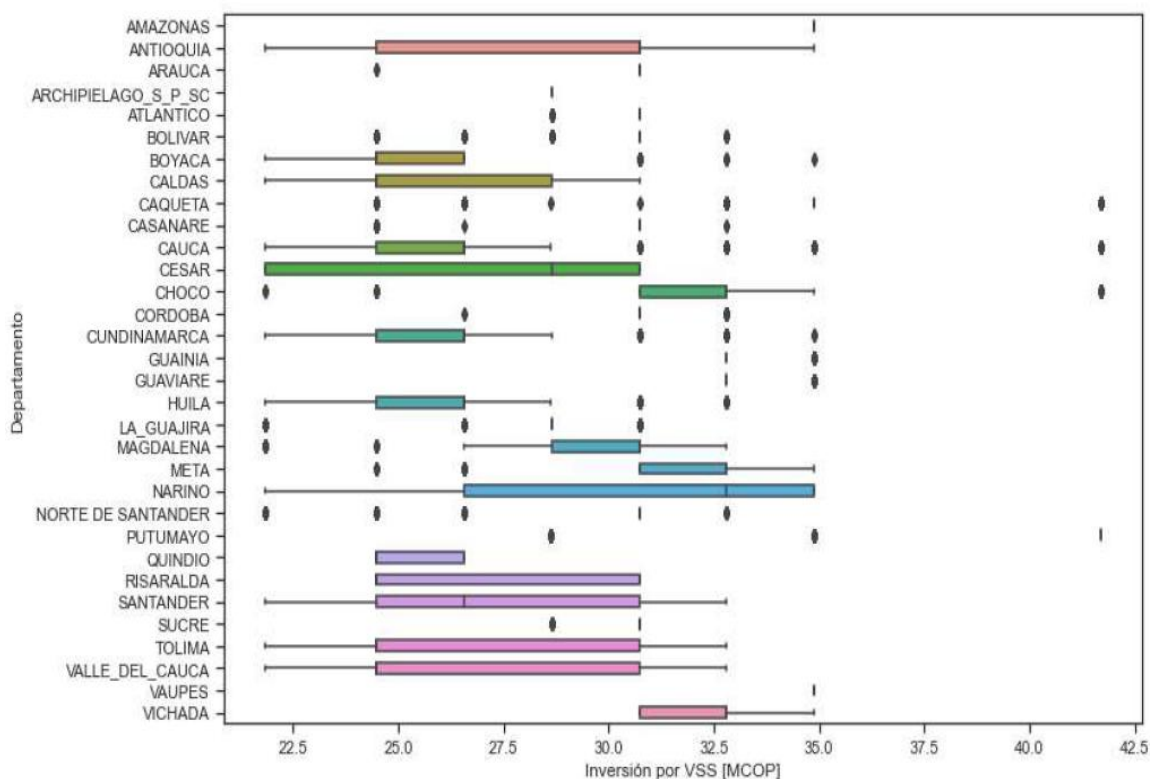
Aspecto	sistemas eólicos individuales con almacenamiento	sistemas solares con almacenamiento
inversión inicial	Ventajas: En zonas con potencial eólico alto al tener viento más constante la batería puede ser de baja capacidad reduciendo el costo. Desventajas: En zonas con potencial eólico bajo, se deben incorporar mayores capacidades de almacenamiento, lo que incrementa los costos	Ventajas: La reducción progresiva en el costo de los paneles ha hecho más competitiva la inversión inicial a mediano plazo. Desventajas: La adquisición de paneles y baterías de alta calidad requiere una inversión considerable desde el inicio.
Mantenimiento y Operación	Ventajas: La tecnología está consolidada, permitiendo una operación robusta cuando se implementa en zonas con buen recurso. Desventajas: Requiere mantenimiento especializado en componentes mecánicos y eléctricos, lo que puede ser complicado en áreas de difícil acceso	Ventajas: Poseen una estructura simple y sin partes móviles, lo que reduce la frecuencia y complejidad del mantenimiento. Desventajas: Requieren limpiezas periódicas y monitoreo para evitar la degradación de los paneles, especialmente en ambientes con alta polución.
Confiabilidad y disponibilidad del recurso	Ventaja: recurso constante pudiendo ser las 24 horas del día y mayor tiempo de generación en zonas de potencial eólico alto. Desventajas: La variabilidad natural del viento puede afectar la estabilidad de la generación, haciendo indispensable un robusto sistema de almacenamiento.	Ventajas: La radiación solar es abundante en la mayoría de las regiones de Colombia, permitiendo una generación predecible en la mayor parte del año. Desventajas: La generación puede verse afectada en periodos de baja insolación, como días nublados o temporadas lluviosas y además tiene menor horas recurso total es decir en Colombia la máxima llega a 7 horas de sol pico día.
Impacto Ambiental	Ventaja: impacto ambiental bajo	Ventaja: impacto ambiental bajo

Fuente: elaboración propia, 2024.

Para realizar la comparativa de costos se consideró una solución solar fotovoltaica que cubra la demanda estimada en la “Tabla 10: Cuadro de cargas vivienda tipo”, equivalente a aproximadamente 45 kWh/mes. Se emplearon como referencia los valores presentados en el “Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica” (UPME, 2023), que evalúa los costos de una solución individual para zonas sin acceso a redes de distribución, tomando en cuenta las limitaciones geográficas y la dispersión de la población. Según este estudio, los costos asociados a dichas soluciones oscilan entre \$22.000.000 y \$42.500.000.

En el presente estudio se opta por el valor de **\$22.000.000** para La Guajira (que tiene alto potencial eólico), aprovechando la alta irradiación solar que permite optimizar la inversión, mientras que, para Vichada (con potencial eólico bajo) se utiliza el valor de **\$32.000.000**, que refleja las condiciones en las cuales se concentran mayores costos de implementación según se puede observar en la siguiente grafica donde concentra la mayor cantidad de datos. Esta diferenciación posibilita adaptar la solución solar a las características específicas de cada región.

Gráfico 7: Inversión por VSS (Vivienda Sin Servicio Eléctrico) en los sitios UPME para alternativa con soluciones aisladas fotovoltaicas, según los resultados obtenidos de aplicar la metodología PIEC.



Fuente: (UPME, 2023).,

A continuación, se presenta una tabla que resume los resultados por zona, detallando el CAPEX y el LCOE para cada tipo de sistema evaluado. Esto permite comparar de forma directa la inversión requerida y el costo nivelado de la energía generada en cada región;

Tabla 20: Comparativo de CAPEX y LCOE según el tipo de sistema en las zonas de estudio.

ZONA	TIPO DE SISTEMA	CAPEX (\$COP)	LCOE (\$COP/kWh)
La Guajira	Eólico	\$ 18.392.730	1.167,93
	Solar	\$ 22.000.000	1.422,00
Vichada	Eólico	\$ 29.925.795	3.554,26
	Solar	\$ 32.000.000	2.767,35

Fuente: elaboración propia, 2024.

Los resultados obtenidos muestran diferencias notables entre las dos zonas analizadas y permiten identificar la tecnología más adecuada según las condiciones locales.

En La Guajira, donde el recurso eólico es abundante, el sistema eólico destaca por presentar un CAPEX de COP \$18.392.730 y un LCOE de COP \$1.167,93/kWh, lo que evidencia una relación favorable entre la inversión inicial y el costo de generación. En comparación, la solución solar, a pesar de beneficiarse de la alta irradiación, implica un CAPEX mayor (COP \$22.000.000) y un LCOE de COP \$1.422,00/kWh, lo que la posiciona como una opción un poco menos competitiva en términos económicos en esta región.

Por otro lado, en Vichada se observa un escenario diferente. La solución eólica presenta un CAPEX de COP \$29.925.795 y un LCOE de COP \$3.554,26/kWh, reflejando la dificultad de aprovechar un recurso eólico limitado y la necesidad de contar con un sistema de almacenamiento robusto para garantizar el suministro. En contraste, la alternativa solar muestra un CAPEX de COP \$32.000.000 y un LCOE de COP \$2.767,35/kWh, lo que indica una opción más viable para suplir la demanda en una zona con menor potencial eólico.

Aunque las dos son buenas alternativas puesto que son energías con fuentes renovables y no son contaminantes la selección de la tecnología debe ajustarse a las características específicas del recurso disponible en cada región: en áreas con buen potencial eólico como La Guajira, la opción eólica resulta más rentable, mientras que en zonas con limitaciones para la generación eólica, como Vichada, la solución solar se presenta como la alternativa preferida para optimizar la inversión y reducir el costo de energía.

CAPITULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se determinó la configuración de un sistema eólico a pequeña escala según el potencial eólico de las zonas de estudio las cuales suplen las necesidades básicas de energía eléctrica según el DNP y la UPME para una familia individual rural, dando como resultado que en que en las zonas con un alto potencial eólico los costos asociados a su implementación son menores que en una zona de bajo potencial ya que requiere un mayor número de baterías para el almacenamiento de la energía generada
- Se seleccionaron dos regiones representativas de los rangos de velocidad del viento que podemos encontrar en el país: La Guajira, en la región Caribe, como zona de alto potencial eólico; y Vichada, en la región de la Orinoquía, como zona de bajo potencial. Ambas presentan además una marcada deficiencia en la cobertura del servicio de energía eléctrica, lo que refuerza su pertinencia para el análisis.
- Los sistemas eólicos a pequeña escala analizados en el presente estudio representan una solución viable y sostenible que podría ser implementada por el gobierno nacional, los departamentos y las administraciones municipales como parte de las estrategias para incrementar el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE), el cual se encuentra actualmente en 94,93%, según datos de (UPME, 2023). Esta tecnología, especialmente en regiones con difícil acceso a redes eléctricas tradicionales y con recursos eólicos aprovechables, ofrece una alternativa técnica y

financieramente viable para cerrar brechas de acceso a la energía, mejorar la calidad de vida de las comunidades rurales, y avanzar en los objetivos de transición energética del país.

- Los sistemas eólicos individuales son una alternativa viable para proporcionar energía en zonas no interconectadas sin incurrir en los altos costos de infraestructura de transmisión.
- Los sistemas eólicos individuales requieren menos superficie de suelo en comparación con los sistemas solares, lo que permite el desarrollo simultáneo de actividades agrícolas y pecuarias, favoreciendo una coexistencia eficiente con los usos del suelo en el territorio. El acceso a la electricidad estable permite mejorar la prestación de servicios esenciales como salud, educación, seguridad alimentaria y comunicaciones.
- En zonas de bajo potencial eólico donde los periodos de mayor velocidad de viento coinciden con menor radiación solar, los sistemas eólicos individuales se pueden complementar con sistemas solares, proporcionando mayor confiabilidad e independencia energética.
- Los resultados demuestran que no existe una solución única para todas las zonas rurales. La elección de la tecnología (eólica o solar) debe adaptarse a las condiciones específicas de cada región, considerando factores ambientales, técnicos y económicos y que los sistemas eólicos individuales con almacenamiento puede ser una excelente alternativa.
- Se recomienda investigar la integración de tecnologías renovables, combinando energía eólica y solar con almacenamiento, para compensar la variabilidad de cada recurso y realizar simulaciones y ensayos piloto que permitan evaluar la sinergia entre ambas tecnologías y su impacto en la estabilidad y confiabilidad del suministro.
- Profundizar en el análisis del sistema de almacenamiento para determinar el dimensionamiento óptimo en función de la demanda real y la variabilidad del recurso eólico. Esto incluye la evaluación de diferentes tecnologías de baterías y su

impacto en el CAPEX y LCOE, considerando tanto su vida útil como el costo de reposición.

- Desarrollar estudios que contemplen escenarios de evolución tecnológica y cambios en el mercado, para proyectar la reducción de costos y evaluar el impacto de incentivos fiscales o políticas de financiamiento a mediano y largo plazo. Esto permitirá tener una visión más dinámica de la viabilidad económica de los sistemas en diferentes contextos.
- Ampliar la investigación hacia el impacto social y ambiental de la implementación de estos sistemas en comunidades rurales. Esto podría incluir análisis de mejora en la calidad de vida, generación de empleo local, reducción de emisiones de gases contaminantes y otros beneficios indirectos derivados de llevar energía al sector rural.
- Realizar estudios detallados del recurso eólico a nivel local con alta resolución temporal y espacial, utilizando modelos meteorológicos avanzados. Esto permitirá una estimación más precisa del potencial eólico y la identificación de las mejores ubicaciones para la instalación de sistemas a pequeña escala.
- Profundizar en la clasificación de zonas rurales en función de variables específicas (potencial eólico, complejidad del terreno, demanda energética, accesibilidad y otros factores socioeconómicos), con el fin de desarrollar un marco de referencia que facilite la selección de la tecnología óptima para cada contexto

REFERENCIAS

- A. Davenport, S. Grimmond, T. R. Oke, and J. W. (2000). Estimating the roughness of cities and sheltered country. *AMS 12th Conference on Applied Climatology*.
- ABB. (2010). *Cuaderno de aplicaciones técnicas. Plantas eólicas*. 1–109.
- AIR-E S.A.S. E.S.P. (2024). *Costo Unitario 2024, departamentos de : ATLÁNTICO, MAGDALENA Y LA GUAJIRA* (p. 2024).
- Cepeda, A. F. R. (2019). *DISEÑO Y CARACTERIZACIÓN EXPERIMENTAL DE UNA TURBINA EÓLICA CON BAJA VELOCIDAD ESPECÍFICA*.
- DANE. (2024). *Índice de Precios al Consumidor - IPC*.
<https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc>
- Departamento Nacional de Planeación (DNP). (2017). *Proyectos tipo: Instalación de sistemas solares fotovoltaicos individuales en zonas no interconectadas* (Vol. 4).
- Figueredo, C. M. (2010). *Componentes de una turbina eólica*.
- Gerhard Kramm, John Cooney, Ralph Dlugi, N. M. (2015). On the Maximum of Wind Power Efficiency. *Journal of Power and Energy Engineering*, 4.
- Gómez Navarro, Tomás; Ribó Pérez, D. (2018). Assessing the obstacles to the participation of renewable energy sources in the electricity market of Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90.
- ICONTEC. (2020). Código Eléctrico Colombiano - NTC 2050 (Segunda actualización). In *Icontec*. <https://tienda.icontec.org/gpd-pb-9-codigo-electrico-colombiano-ntc-2050-segunda-actualizacion.html>
- Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). (2006). *Capítulo 1. Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia* (pp. 20–35).
<https://doi.org/10.29327/523696.1-1>
- Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). (2015). *MAPA VELOCIDAD PROMEDIO DEL VIENTO A 10 METROS DE ALTURA (m/s)*.
- IRENA. (2023). *Estadísticas de energías renovables*. <https://www.irena.org/>

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jul/IRENA_Renewable_energy_statistics_2023.pdf

- Ladino, R. (2011). *La energía solar fotovoltaica como factor de desarrollo en zonas rurales de Colombia* [Pontificia Universidad Javeriana].
<http://repository.javeriana.edu.co/bitstream/10554/1085/1/LadinoPeraltaRafaelEduardo2010.pdf>
- LOPEZ, J. E. (2008). *Manual de energía eólica*. Mundiprensa.
- Martín Mayordomo, C. (2015). *Análisis de la fiabilidad y disponibilidad de los aerogeneradores*.
- MEASNET. (2016). *Procedure: Evaluation of Site-Specific Wind Conditions - Version 2*.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2024). *2024 Electricity ATB Technologies and Data Overview*. Annual Technology Baseline.
- NREL. (2007). *Sistemas Eólicos Pequeños para Generación de Electricidad Una guía para Nuevo México*. 27.
- Pinilla, A., González, A., Pedraza, A., Ramírez, C., & Castaño, J. (2018). Protocolos correspondientes a la resolución 167 de 2017. *Consejo Nacional de Operación*, 150.
<https://www.cno.org.co/content/enficc-eolicas>
- Stiven, S., Forero, S., & Del, D. E. L. A. V. (2020). *CARACTERIZACIÓN DE LA VARIABILIDAD DEL RECURSO EÓLICO*. Universidad de la Salle.
- Superintendencia de servicios públicos domiciliarios. (2024). *Boletín tarifario zonas no interconectadas*.
- UPME. (2023). *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica*.
- Vergara, W., Deeb, A., Toba, N., Cramton, P., & Leino, I. (2010). *Wind energy in Colombia : a framework for market entry*. 1–122.
http://documents.worldbank.org/curated/en/2010/07/12577561/wind-energy-colombia-framework-market-entry%0Ahttp://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSPContentServer/WDSP/IB/2010/07/23/000334955_20100723054756/Rendered/PDF/558420PUB0wind1IC0dislosed0712

ANEXOS

ANEXO 1

Especificaciones técnicas de equipos

ANEXO 2

Plano unifilar del sistema eólico a pequeña escala y Plano Esquema del sistema eólico a pequeña escala