UNIVERSIDAD NACIONAL JORGE BASADRE GROHMANN

Facultad de Ingeniería Civil, Arquitectura y Geotecnia

Escuela Profesional de Ingeniería Civil

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL DISTRITO DE PALCA, TACNA - 2023

TESIS

PRESENTADA POR:

Bach. Juan Diego Calizaya Callacondo
Bach. Guiller Esteban Quispe Ccama

Para optar el Título Profesional de:

INGENIERO CIVIL

TACNA – PERÚ

2025

UNIVERSIDAD NACIONAL JORGE BASADRE GROHMANN

Facultad de Ingeniería Civil, Arquitectura y Geotecnia

Escuela Profesional de Ingeniería Civil

"EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL DISTRITO DE PALCA, TACNA - 2023"

Tesis sustentada y aprobada el día 24 de diciembre del 2025 estando integrado el Jurado Calificador por:

PRESIDENTE : .....
Mtro. Ing. César José Avendaño Jihuallanga

SECRETARIO : .....
Mag. Ing. Mirtha Zulema Toledo Rosales

VOCAL : .....
Mtro. Ing. Nahuel Humberto Molero Yáñez

ASESOR DE TESIS : .....
Mtro. Ing. Nahuel Humberto Molero Yáñez

CERTIFICADO DE SIMILITUD

Yo, Mtro. Ing. Nahuel Humberto Molero Yáñez, en mi condición de ASESOR del Proyecto de Tesis titulado: "EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL DISTRITO DE PALCA, TACNA - 2023". Presentado por Juan Diego Calizaya Callacondo, y Guiller Esteban Quispe Ccama, para optar el título profesional de Ingeniero Civil.

Habiendo cumplido con lo establecido en el reglamento de originalidad y similitud de trabajos de investigación y producción intelectual de la UNJBG, considerando que según la revisión, evaluación y análisis realizado a través del software de similitud textual TURNITIN, cuenta con el nivel de similitud permitido cuyo porcentaje es 05%. Por lo que **CERTIFICO LA SIMILARIDAD** de la tesis enunciada líneas arriba, el cual está expedito para continuar con los trámites correspondientes.

Tacna, 26 de diciembre de 2025

FIRMA ASESOR
Nombres y apellidos: Mtro. Ing. Nahuel Humberto Molero Yáñez
DNI: 40563042

FIRMA AUTOR
Nombres y apellidos: Juan Diego Calizaya Callacondo
DNI: 71282668

FIRMA AUTOR
Nombres y apellidos: Guiller Esteban Quispe Ccama
DNI: 47363064

DEDICATORIA DE JUAN DIEGO CALIZAYA CALLACONDO

A quienes creyeron en mí y me animaron a seguir adelante. Esta tesis es el reflejo de su confianza y aliento.

DEDICATORIA DE GUILLER ESTEBAN QUISPE CCAMA

A mis padres, por su amor incondicional y apoyo constante. A mis amigos, por su paciencia y ánimo inquebrantable. Y a mí mismo, por no rendirme nunca.

AGRADECIMIENTO DE JUAN DIEGO CALIZAYA CALLACONDO

A mis amigos y colegas, por sus consejos y el ánimo constante. Gracias por estar siempre disponibles para escuchar y compartir sus perspectivas.

AGRADECIMIENTO DE GUILLER ESTEBAN QUISPE CCAMA

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la realización de la presente investigación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA iv

AGRADECIMIENTO vi

ÍNDICE DE CONTENIDO..... viii

ÍNDICE DE TABLAS xiii

ÍNDICE DE FIGURAS..... xv

RESUMEN..... xvii

ABSTRACT..... xix

INTRODUCCIÓN 1

CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... 3

1.1 Descripción y Fundamentación del Problema..... 3

1.1.1 Antecedentes del Problema 3

1.1.2 Problema de la Investigación..... 11

1.2 Formulación del Problema 12

1.2.1 Problema General 12

1.2.2 Problemas Específicos..... 13

1.3 Objetivos 13

1.3.1 Objetivo General 13

1.3.2 Objetivos Específicos 13

1.4 Justificación e Importancia 14
1.5 Limitaciones y Alcances 18
1.5.1 Limitaciones 18
1.5.2 Alcances 19
1.6 Hipótesis 20
1.6.1 Hipótesis General 20
1.6.2 Hipótesis Específicas 21
1.7 Sistema de Variables, Dimensiones e Indicadores 21
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO 22
2.1 Antecedentes De La Investigación 22
2.1.1 Antecedentes Internacionales 22
2.1.2 Antecedentes Nacionales 25
2.2 Bases Teóricas 28
2.2.1 Energía Eólica y Fuentes Renovables. 28
2.2.2 Energía Eólica en el Perú 31
2.2.3 Teoría de la Dinámica de Fluidos 37
2.2.4 Ley de Potencia del Viento 38
2.2.5 Método de los Vecinos más Cercanos (K-NN) 40
2.2.6 Potencial Eólico 41
2.2.7 Aerogeneradores 43

2.2.8 Energía Eléctrica 50
2.2.9 Densidad del Aire 51
2.2.10 El Viento 53
2.2.11 Velocidad y Dirección del Viento 54
2.2.12 Metodologías de Evaluación del Potencial Eólico 60
2.2.13 Simulación de la Generación de Energía 68
2.3 Definición de Términos 71
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN 73
3.1 Características Ámbito de Estudio 73
3.1.1 Ubicación Geográfica 73
3.1.2 Coordenadas geográficas 73
3.1.3 Características socioeconómicas y demográficas de la población 74
3.1.4 Características geográficas - climáticas 76
3.2 Tipo y Diseño de la Investigación 78
3.2.1 Tipo y Nivel de Investigación 78
3.2.2 Diseño de Investigación 78
3.3 Población Y Muestra 79
3.3.1 Población 79
3.3.2 Muestra 79
3.4 Técnicas e instrumentos para recolección de datos 79

3.4.1 Métodos y técnicas para logro de objetivos 79

3.4.2 Instrumentos de Recolección de Datos 80

3.5 Procesamiento y análisis estadísticos 80

3.5.1 Procesamiento de Datos 81

3.5.2 Análisis Estadístico 82

3.6 Desarrollo de la Metodología 83

CAPÍTULO IV: RESULTADOS 86

4.1. Caracterización física del recurso eólico 86

4.1.1. Estimación de la densidad del aire a nivel local 86

4.1.2. Procesamiento y análisis mensual de datos eólicos 87

4.1.3. Estimación de velocidad eólica en alturas operativas 94

4.2. Dirección de Viento 102

4.3 Evaluación de los Parámetros de la distribución de Weibull 105

4.4 Simulación del aprovechamiento energético del recurso eólico 117

4.4.1. Cálculo de producción energética según curvas de potencia 120

CAPÍTULO V: DISCUSIÓN DE RESULTADOS 127

CONCLUSIONES 134

RECOMENDACIONES O SUGERENCIAS 136

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 138

ANEXOS 147

Anexo 1. Matriz de consistencia 148

Anexo 2. Datos de la estación Meteorológica Paucarani 149

Anexo 3. Boleta de venta emitida por SENAMHI..... 150

Anexo 4. Densidad y presión atmosférica en función de la altitud..... 151

Anexo 5. Código Python del algoritmo KNN vecinos..... 152

Anexo 6. Código Python de la proyección de la velocidad eólica en alturas operativas 154

Anexo 7. Código Python para distribución de frecuencias y transformación de datos para ajuste lineal de la distribución de weibull 155

Anexo 8. Código Python para estimar parámetros, estadística de la distribución de Weibull y gráficos. 158

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 *Consumo de energía en MWh por zonas* 9

Tabla 2 *Fuentes de producción de energía electica en la región de Tacna (año 2022)* 9

Tabla 3 *Matriz de operacionalización de variables*..... 21

Tabla 4 *Clasificación de la rugosidad superficial del terreno para análisis eólico.* 59

Tabla 5 *Densidad del aire en función de la altitud*..... 86

Tabla 6 *Comportamiento mensual del viento en Paucarani (Palca – Tacna): análisis de velocidad media 2019–2023* 88

Tabla 7 *Velocidades del viento anual en Paucarani, distrito de Palca, Tacna: valores máximos, mínimos y promedio (m/s)*..... 92

Tabla 8 *Proyección de las velocidades del viento a alturas operativas* 94

Tabla 9 *Caracterización estadística de la velocidad del viento en Paucarani (Palca – Tacna): valores extremos y promedio 2019–2023*..... 101

Tabla 10 *Distribución de frecuencias de la velocidad del viento en Paucarani (2019–2023)* 106

Tabla 11 *Transformación de datos para el ajuste lineal de la distribución de Weibull* 107

Tabla 12 *Distribución de Weibull de la velocidad del viento del 2019-2023* 111

Tabla 13 *Especificaciones técnicas de los aerogeneradores elegidos*..... 120

Tabla 14 *Estimación de la generación eléctrica anual de aerogeneradores a 90 m en Paucarani, basada en registros de velocidad del viento (2019–2023)*..... 122

Tabla 15 *Evaluación del rendimiento anual de aerogeneradores en Paucarani (90 m): potencial eléctrico en MW/año*..... 125

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 *Cartografía de velocidades eólicas anuales a 100 m: base para modelado de generación renovable* 36

Figura 2 *Arquitectura funcional de un aerogenerador: del flujo cinético a la conversión eléctrica* 45

Figura 3 *Caracterización funcional de la curva de potencia y rangos operativos del aerogenerador* 50

Figura 4 *Distribución angular de frecuencias eólicas: representación mediante rosas de viento* 56

Figura 5 *Variación de la distribución de Weibull para la velocidad del viento: análisis de densidad según el parámetro de forma k* 67

Figura 6 *Croquis de la ubicación de los beneficiarios* 74

Figura 7 *Flujograma estructurado de la metodología para evaluación del potencial eólico* 85

Figura 8 *Perfil mensual del régimen eólico en Paucarani a 10 m (2019)*..... 90

Figura 9 *Perfil mensual del régimen eólico en Paucarani a 10 m (2020)*..... 90

Figura 10 *Perfil mensual del régimen eólico en Paucarani a 10 m (2021)*..... 91

Figura 11 *Perfil mensual del régimen eólico en Paucarani a 10 m (2022)*..... 91

Figura 12 *Perfil mensual del régimen eólico en Paucarani a 10 m (2023)*..... 92

Figura 13 *Proyección de velocidad eólica mensual a distintas alturas en Paucarani: análisis basado en datos de 2019* 97

Figura 14 *Proyección de velocidad eólica mensual a distintas alturas en Paucarani: análisis basado en datos de 2020* 97

Figura 15 *Proyección de velocidad eólica mensual a distintas alturas en Paucarani: análisis basado en datos de 2021* 98

Figura 16 *Proyección de velocidad eólica mensual a distintas alturas en Paucarani: análisis basado en datos de 2022* 98

Figura 17 *Proyección de velocidad eólica mensual a distintas alturas en Paucarani: análisis basado en datos de 2023* 99

Figura 18 *Rosa de Viento en Paucarani del distrito de palca, Tacna.* 104

Figura 19 *Mínimos cuadrados para la estimación del parámetro Weibull para velocidad del viento*..... 110

Figura 20 *Frecuecia Relativa vs. Weibull PDF* 112

Figura 21 *Frecuencia acumulada v. Weibull CDF* 114

Figura 22 *Desempeño energético proyectado de aerogeneradores seleccionados en función del recurso eólico disponible* 119

Figura 23 *Relación entre velocidad del viento y generación eléctrica en Paucarani (Palca – Tacna): análisis de curva de potencia*..... 123

Figura 24 *Producción anual de energía teórica y real de aerogeneradores en Paucarani (MWh/año)* 126

RESUMEN

La presente investigación, titulada "Evaluación del Potencial Eólico para la Generación de Energía Eléctrica en el Distrito de Palca, Tacna - 2023", tuvo como objetivo principal evaluar el potencial eólico en Paucarani, distrito de Palca, mediante el análisis de la velocidad y dirección del viento, y la simulación de la producción de energía eléctrica.

Para el desarrollo de la investigación se recurrió a la utilización de datos meteorológicos correspondientes al periodo 2019-2023, los cuales proporcionan una base sólida y confiable para el análisis de las condiciones del recurso eólico en la zona de estudio. Asimismo, se emplearon herramientas de procesamiento y simulación especializadas, entre ellas el software WRPLOT Versión 8.0.2, que permitió representar de manera detallada la dirección y frecuencia de los vientos mediante la elaboración de la rosa de vientos. Complementariamente, se aplicó la distribución de Weibull, reconocida en el ámbito científico como una de las metodologías más eficaces para caracterizar la variabilidad del viento y estimar con mayor precisión su potencial energético. Esta combinación de datos históricos y técnicas estadísticas constituye un procedimiento metodológico adecuado para evaluar de manera integral la viabilidad del aprovechamiento energético en la zona de estudio

Los resultados evidenciaron una marcada variabilidad estacional, con velocidades de viento más altas durante los meses de mayo, junio, julio y agosto,

alcanzando picos de hasta 14.47 m/s a 90 metros de altura. La orientación oeste predominante del viento, con frecuencias en el rango de 5.70 a 8.80 m/s, permitió establecer estrategias óptimas para la orientación de los aerogeneradores. Por otro lado, los meses de menor intensidad (marzo y noviembre) destacaron la necesidad de planificaciones específicas para garantizar el aprovechamiento energético durante todo el año.

Las simulaciones realizadas con diversos modelos de aerogeneradores (50-3000 kW) indicaron que equipos de mayor capacidad, como el Vestas V-112 (3000 kW) y el Repower MM82 (2000 kW), presentaron mejores resultados en términos de producción teórica. Sin embargo, factores locales como la densidad del aire y la altitud afectaron significativamente la generación de energía, subrayando la importancia de ajustes locales para estimaciones realistas.

En conclusión, el distrito de Palca, especialmente la localidad de Paucarani, presenta un potencial eólico relevante que respalda la viabilidad de proyectos de generación eléctrica mediante aerogeneradores. Aunque variables locales como la altitud y la densidad del aire inciden en el cálculo de la generación energética, las condiciones de viento en la zona resultan favorables para su aprovechamiento. En este sentido, la localidad de Paucarani se configura como un espacio con condiciones adecuadas para impulsar iniciativas de inversión en energía eólica, con beneficios tanto ambientales como socioeconómicos.

ABSTRACT

The present research, entitled "Assessment of Wind Potential for Electric Power Generation in the District of Palca, Tacna – 2023", aimed to evaluate the wind potential in Paucarani, located in the district of Palca, through the analysis of wind speed and direction, as well as the simulation of electric energy production.

To carry out the study, meteorological data from the period 2019–2023 were utilized, providing a solid and reliable foundation for analyzing wind resource conditions in the study area. Specialized processing and simulation tools were employed, including WRPLOT Version 8.0.2 software, which enabled a detailed representation of wind direction and frequency through the construction of wind roses. Additionally, the Weibull distribution—widely recognized in scientific literature as one of the most effective methodologies for characterizing wind variability and estimating energy potential—was applied. This combination of historical data and statistical techniques constitutes a robust methodological approach for comprehensively evaluating the feasibility of energy exploitation in the region.

The results revealed significant seasonal variability, with higher wind speeds observed during May, June, and August, reaching peaks of up to 14.47 m/s at a height of 90 meters. The predominant westward wind orientation, with frequencies ranging from 5.70 to 8.80 m/s, allowed for the development of optimal strategies for turbine alignment. Conversely, months with lower wind intensity

(March and November) highlighted the need for specific planning to ensure year-round energy utilization.

Simulations conducted with various wind turbine models (50–3000 kW) indicated that higher-capacity units, such as the Vestas V-112 (3000 kW) and Repower MM82 (2000 kW), yielded better theoretical production outcomes. However, local factors such as air density and altitude significantly influenced energy generation, underscoring the importance of localized adjustments for realistic estimations.

In conclusion, the district of Palca—particularly the locality of Paucarani—demonstrates considerable wind potential that supports the feasibility of electric power generation projects using wind turbines. Although local variables like altitude and air density affect energy output calculations, the wind conditions in the area are favorable for exploitation. Thus, Paucarani emerges as a promising site for investment in wind energy initiatives, offering both environmental and socioeconomic benefits.

INTRODUCCIÓN

La creciente presión internacional por reducir las emisiones contaminantes y enfrentar los efectos negativos del cambio climático ha consolidado a las energías renovables como eje estratégico en la transición energética. Según Rojas (2020), la energía ha sido el pilar fundamental que ha impulsado el progreso técnico y económico a nivel global, tanto en economías emergentes como desarrolladas. La evolución y avance de las fuentes de energía renovable han abierto una nueva senda hacia un futuro sostenible en términos energéticos. Dentro de las diversas alternativas de energía renovable, la energía generada a través del viento ha surgido como una opción factible, económicamente eficiente y comercialmente viable para la producción de electricidad.

En el estudio llevado a cabo por Columbus et al. (2018), se determinó que el Perú tiene un gran potencial eólico; sin embargo, también se señala que la demanda de energía eléctrica continúa en aumento y que existe un déficit de suministro en determinadas zonas, especialmente en las áreas rurales. Este hallazgo no solo evidencia la disponibilidad del recurso natural, sino que además pone de manifiesto un problema estructural en el sistema eléctrico nacional: la distribución desigual de la energía. Mientras que las grandes ciudades suelen concentrar la mayor parte de la infraestructura, los sectores rurales y alejados permanecen relegados, lo que limita sus posibilidades de desarrollo social y económico.

En este contexto, el distrito de Palca, ubicado en la región de Tacna, presenta un escenario propicio para la evaluación de su potencial eólico. Su geografía y condiciones climáticas lo perfilan como una zona con características adecuadas para aprovechar el viento como fuente de generación de energía.

Por ello, el objetivo principal de este estudio es evaluar el potencial eólico en el distrito de Palca mediante un análisis detallado de la velocidad y la dirección del viento. Este propósito no solo busca identificar si las condiciones climáticas de la zona son adecuadas para la instalación de aerogeneradores, sino también aportar información técnica que permita comprender la dinámica del recurso eólico en distintos periodos del año. De esta manera, se pretende contar con una base científica sólida que respalde la viabilidad de proyectos de generación eléctrica sostenible en la región, contribuyendo al desarrollo energético.

CAPÍTULO I:

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción y Fundamentación del Problema

1.1.1 Antecedentes del Problema

Contexto internacional

El desarrollo tecnológico ha llevado a un incremento en el uso de dispositivos eléctricos tanto en el hogar como en el entorno laboral, lo que ha derivado en una mayor demanda de energía. La creciente presencia de electrodomésticos inteligentes, automóviles eléctricos y dispositivos portátiles ha aumentado significativamente la dependencia de la electricidad. Según el World Energy Council (2019), se prevé que la adopción de estos aparatos impulsará un incremento del 30% en el consumo de electricidad para el año 2040. Este aumento no solo está relacionado con la cantidad de dispositivos en uso, sino también con su capacidad para mantenerse conectados de manera continua a las redes eléctricas e Internet, lo que contribuye a un uso constante de energía.

A pesar del aumento en la demanda de energía, la principal fuente de electricidad sigue siendo el carbón, representando un 39.3%, lo cual contribuye significativamente a la contaminación del aire debido a las elevadas emisiones de CO_2 que se generan en su proceso. En cambio, las energías renovables, como la eólica, geotérmica y solar, solo cubren el 7% de la demanda energética global (Ayala et al., 2021). Según Beraún-Espíritu et al. (2023), el sector de generación

eléctrica representa una de las principales fuentes de emisión anual de contaminantes, con un impacto significativo en la alteración del equilibrio climático. A pesar del crecimiento continuo en la demanda mundial de energía, desafortunadamente, las fuentes fósiles siguen dominando el mix energético global, manteniéndose como el pilar principal del suministro de energía a escala industrial y doméstica.

La generación eólica destaca como una de las opciones más relevantes y con mayor proyección dentro de las fuentes de energía limpia, dado que ofrece amplia disponibilidad, genera un impacto ambiental reducido y resulta altamente rentable (Beraún-Espíritu et al., 2023). En este sentido, el reconocimiento de estas ventajas refleja por qué la energía eólica viene posicionándose como una de las tecnologías renovables más competitivas en el mercado energético actual, ya que no solo contribuye a diversificar la matriz energética, sino que también se convierte en una opción viable frente al agotamiento de los combustibles fósiles.

En América Latina, la explotación del recurso eólico permanece en una fase preliminar de desarrollo, con niveles de implementación aún limitados frente a su potencial técnico disponible, a pesar de su gran potencial como recurso renovable. Para impulsar su desarrollo, es necesario que las políticas energéticas rompan con el enfoque predominante en la región, que ha estado centrado casi exclusivamente en la generación hidroeléctrica a lo largo de su historia (Rey et al., 2019). Esto pone en evidencia que, a nivel mundial, la expansión de la energía eólica no depende

únicamente del recurso disponible, sino también de las políticas energéticas aplicadas en cada región.

Contexto nacional

De acuerdo con Marcelo & Dioses (2014), en el contexto peruano, a pesar de contar con zonas de alto rendimiento eólico, tales como la franja costera del sur, el altiplano puneño y ciertos valles interandinos, la penetración de esta fuente renovable ha sido limitada, tanto en términos de capacidad instalada como de sostenibilidad en los proyectos ejecutados. Esta baja adopción tecnológica evidencia un desfase estructural frente a países de la región que han logrado consolidar matrices energéticas más diversificadas y resilientes. La limitada integración de tecnologías eólicas no solo restringe el acceso a energía limpia, competitiva y ambientalmente sostenible, sino que también incide negativamente en la calidad de vida de la población, especialmente en zonas rurales y de difícil acceso. Además, esta situación compromete la robustez del sistema eléctrico nacional, posterga oportunidades de desarrollo territorial y limita el avance hacia objetivos estratégicos como la reducción de emisiones, la descentralización energética y la mejora de indicadores socioeconómicos vinculados al acceso universal a servicios básicos. La falta de acceso a fuentes de energía limpias y sostenibles contribuye a intensificar los índices de pobreza, especialmente en las zonas rurales, donde el suministro eléctrico suele ser deficiente o inexistente. La limitada explotación del recurso eólico representa una barrera estructural para el

desarrollo económico y social, afectando negativamente la productividad. Una inversión estratégica en energía eólica podría revertir esta situación y generar impactos positivos sostenibles en dichos ámbitos.

Ante este panorama, caracterizado por una creciente demanda energética, compromisos internacionales en materia de descarbonización y vulnerabilidad frente a eventos climáticos extremos, el aprovechamiento del recurso eólico adquiere un rol fundamental, lo cual demanda no solo la elaboración de un marco regulatorio sólido que incentive su utilización, sino también la generación de un inventario detallado y confiable del potencial eólico disponible. Dichas acciones permitirían establecer bases más firmes para el impulso de proyectos de generación renovable, promoviendo la evolución hacia un modelo energético con mayor diversidad y menos condicionado por fuentes convencionales de carácter no renovables. Además, resulta esencial disponer del personal, el capital y la tecnología requeridos para aprovechar eficazmente el recurso eólico.

Según los datos publicados por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), la producción eléctrica nacional alcanzó los 59 713 GWh en el año 2022, reflejando la magnitud del sistema energético peruano y su dependencia de fuentes convencionales. El 97% de esta energía generada proviene de las empresas generadoras del mercado eléctrico, por el contrario, las compañías del sector industrial que producen electricidad destinada a su propio abastecimiento generan el 3%. Asimismo, en relación con la disponibilidad total de energía eléctrica,

abarcando tanto la generación nacional como la importación, el 1,4% fue destinado a los servicios complementarios de las centrales eléctricas, el 11,1% se perdió durante el proceso de transmisión y distribución, y, por último, el 87,4% de la energía total disponible llegó al consumidor final.

El panorama descrito por el MINEM evidencia que, aunque la mayor parte de la generación eléctrica en el Perú proviene del mercado eléctrico formal, existe aún un margen de pérdidas significativo en la etapa de transmisión y distribución. Esto resalta la importancia de fortalecer la eficiencia del sistema eléctrico nacional, así como de diversificar la matriz energética con fuentes renovables como la eólica, que podrían contribuir a un suministro más sostenible y confiable.

Contexto local

Electrosur S.A. es la empresa responsable de suministrar el servicio eléctrico a las regiones de Tacna y Moquegua. De acuerdo con la Memoria Anual 2023 publicada por la compañía, el consumo de energía en Tacna alcanzó los 288,181 MWh durante dicho año, lo que representa un incremento del 6.49 % en comparación con el 2022. Este crecimiento sostenido en la demanda energética, en conjunto con el aumento poblacional proyectado y los datos expuestos en la Tabla 1, evidencia una tendencia clara de mayor requerimiento eléctrico en los próximos años.

Ante este panorama, se vuelve indispensable no solo garantizar la continuidad del suministro, sino también diversificar la matriz energética mediante la incorporación de fuentes renovables, como la energía eólica, que permitan cubrir de manera sostenible las necesidades de la región y, al mismo tiempo, contribuir a la disminución del uso de energías convencionales.

En lo que respecta a la producción de energía en la región de Tacna, esta se sustenta principalmente en fuentes hidráulicas y solares, mientras que la generación a partir de energía eólica es prácticamente inexistente, tal como se observa en la Tabla 2. Este escenario pone de manifiesto una marcada dependencia de un número limitado de recursos, lo cual podría representar un riesgo frente a variaciones climáticas o a un aumento acelerado de la demanda. En ese sentido, se hace evidente la necesidad de diversificar la matriz energética regional, incorporando alternativas renovables como la energía eólica, que no solo contribuirían a garantizar un suministro más estable y sostenible en el tiempo, sino que además abrirían nuevas oportunidades de desarrollo tecnológico y económico para la zona.

Tabla 1

Consumo de energía en MWh por zonas

Zona	2021	2022	2023
Tacna	264 960	270 606	288 171
Moquegua	56 932	58 990	60 649
Ilo	68 769	70 190	70 503
Total MWh	**390 661**	**399 786**	**419 323**

Nota. Obtenido de Electrosur S. A. (2024).

Tabla 2

Fuentes de producción de energía electica en la región de Tacna (año 2022)

Total de producción de energía eléctrica (GW.h)				
Hidráulica	**Térmica**	**Solar**	**Eólica**	**Total**
90.88	0.04	56.04	0	**146.96**

Nota. Adaptado de Ministerio de Energía y Minas (2023).

El distrito de Palca está ubicado al noreste de la ciudad de Tacna, los centros poblados que lo conforman son principalmente rurales y se encuentran esparcidos en un territorio accidentado. Según Salvador & Horn (2021), la ausencia de suministro energético en las zonas rurales tiene un impacto adverso en las condiciones de vida de los habitantes, obstaculizando tanto las tareas domésticas como la productividad en el sector agrícola y ganadero. En este tipo de lugares, donde no suele existir acceso a la red eléctrica convencional, se debe procurar abordar el suministro de energía de una manera rentable y económica. Esto implica

la exploración de alternativas basadas en energías renovables para disminuir el impacto ambiental (Diaz-Contreras et al., 2023).

En la Región de Tacna se cuenta con cartografía que muestra de manera general el comportamiento del viento; sin embargo, dichos mapas constituyen únicamente una referencia preliminar y no un análisis profundo del recurso. Hasta el momento, no se ha desarrollado una evaluación exhaustiva del potencial eólico específicamente orientada a la producción de energía eléctrica, lo que evidencia una importante brecha en el conocimiento científico y técnico disponible para la zona.

Como consecuencia, los estudios vinculados con el aprovechamiento del viento como fuente energética son aún muy limitados en esta región, lo que restringe la posibilidad de planificar proyectos de generación eléctrica renovable que podrían tener un impacto positivo en el desarrollo sostenible en el ámbito local.

A partir del análisis previamente desarrollado, se ha determinado la pertinencia de iniciar la presente investigación en la localidad de Palca, un territorio cuyas características geográficas y climáticas evidencian condiciones potencialmente favorables para el aprovechamiento del recurso eólico.

Las características topográficas del área, junto con la dinámica de sus corrientes eólicas, configuran un entorno propicio para el desarrollo de iniciativas orientadas al aprovechamiento energético sustentado en fuentes limpias y renovables. La elección de Palca como área de estudio responde no solo a criterios

físicos y meteorológicos, sino también a la necesidad de identificar zonas estratégicas que puedan contribuir a la diversificación de la matriz eléctrica nacional.

1.1.2 Problema de la Investigación

En la actualidad, la exploración de alternativas energéticas sostenibles y limpias es crucial para mitigar el impacto ambiental y disminuir la dependencia respecto a los combustibles fósiles. La conversión del recurso eólico en electricidad representa una alternativa prometedora gracias a su reducido impacto ambiental y su potencial para ampliar la diversidad de la matriz energética.

Sin embargo, la factibilidad de aprovechar la energía eólica depende en gran medida de las condiciones locales del viento, particularmente de su velocidad y dirección, las cuales presentan variaciones considerables entre diferentes zonas geográficas.

Aunque el interés por la energía eólica ha ido en aumento en el contexto peruano, su análisis a escala local continúa enfrentando limitaciones, principalmente por la escasez de registros específicos sobre el comportamiento del viento en zonas determinadas. Esta carencia de información restringe la capacidad de definir soluciones estratégicas fundamentadas en proyectos de generación eólica, lo que pone en riesgo la viabilidad y el rendimiento de las inversiones en infraestructura energética.

En el distrito de Palca, Tacna, aunque se ha sugerido un potencial eólico, faltan datos específicos que permitan una evaluación precisa de este recurso. Resulta prioritario realizar una caracterización detallada de la velocidad y orientación del flujo eólico como base para estimar su aprovechamiento potencial. Esta investigación busca cerrar esa brecha informativa, generando insumos clave para la formulación de proyectos energéticos renovables.

Con ello, se espera fortalecer la transición hacia una matriz energética más diversificada y ambientalmente sostenible, además de establecer bases sólidas para futuros proyectos que impulsen el desarrollo sostenible y la seguridad energética en la región.

1.2 Formulación del Problema

1.2.1 Problema General

¿Cuál es el potencial eólico del distrito de Palca, Tacna, para la generación de energía eléctrica, en función de la velocidad y dirección del viento?

1.2.2 Problemas Específicos

a) ¿Cuál es la velocidad del viento en el distrito de Palca, Tacna, y cómo varía a lo largo del tiempo?

b) ¿Cuál es la dirección predominante del viento en el distrito de Palca y cómo influye en la posibilidad de generación de energía eólica?

c) ¿Cuál sería la capacidad de producción de energía eléctrica basada en los datos de velocidad del viento en Palca, Tacna?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Evaluar el potencial eólico para la generación de energía eléctrica en el distrito de Palca, Tacna, mediante el análisis de la velocidad y dirección del viento.

1.3.2 Objetivos Específicos

a) Evaluar la velocidad del viento en el distrito de Palca, Tacna.

b) Determinar la dirección predominante del viento mediante la generación de la rosa de vientos para optimizar la orientación de los aerogeneradores.

c) Simular la producción de energía eléctrica en Palca, Tacna, basada en los datos de velocidad del viento.

1.4 Justificación e Importancia

La transición hacia energías renovables constituye una prioridad global para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar el impacto ambiental. En el Perú, aunque existe un creciente interés por la energía eólica, aún son limitados los estudios que evalúan de manera concreta su potencial en zonas específicas.

En el distrito de Palca, Tacna, se dispone de registros de velocidad y dirección del viento proporcionados por SENAMHI; sin embargo, no se cuenta con una evaluación técnica que determine la viabilidad de aprovechar este recurso para la generación de energía eléctrica. Esta investigación se justifica en la necesidad de analizar dicho potencial eólico, aportando información clave para la formulación de proyectos energéticos renovables que fortalezcan la diversificación de la matriz energética y el desarrollo sostenible regional.

Justificación Social

La versatilidad de la energía eólica permite su integración en contextos geográficos diversos, especialmente en zonas con acceso limitado a redes eléctricas convencionales. Su implementación no solo facilita el suministro energético en áreas rurales, sino que también impulsa mejoras tangibles en la calidad de vida, al promover fuentes limpias, estables y sostenibles. Este tipo de iniciativa contribuye

a cerrar brechas estructurales en el acceso a la energía, favoreciendo un desarrollo territorial más inclusivo.

Justificación Práctica

La investigación ofrecerá información crítica sobre la viabilidad de la energía eólica en Palca, lo que permitirá a quienes tienen a su cargo la toma de decisiones, como autoridades locales y desarrolladores de proyectos, planificar y ejecutar proyectos de generación eólica con mayor certeza. Esto es particularmente relevante para el desarrollo de infraestructura energética en regiones rurales y alejadas, donde las fuentes tradicionales de energía pueden ser limitadas o costosas, generando con frecuencia barreras para el progreso económico y social. En este sentido, los resultados del estudio no solo contribuirán a orientar futuras inversiones en energías renovables, sino que también servirán como base para promover políticas públicas sostenibles que impulsen la disminución de uso de combustibles fósiles y fomenten un desarrollo más equitativo y ambientalmente responsable en el ámbito local y regional.

Justificación Teórica

El estudio del potencial eólico en el distrito de Palca contribuirá al cuerpo de conocimientos sobre energía eólica en regiones específicas del Perú. Dado que la energía eólica se basa en condiciones locales del viento, la investigación proporcionará datos empíricos que enriquecerán la teoría existente sobre la

variabilidad del viento, así como su impacto en la producción de energía. Además, ayudará a validar o cuestionar modelos teóricos utilizados para estimar el potencial eólico en áreas con características geográficas similares.

Justificación Metodológica

La metodología empleada con el fin de registrar la velocidad y la dirección del viento, así como para estimar el potencial de generación de energía eléctrica, está basada en técnicas reconocidas y validadas en estudios previos. Asimismo, se recurrirá a modelos de evaluación que han sido cuidadosamente adaptados a las condiciones locales, lo cual garantiza un nivel adecuado de confiabilidad y validez en los resultados obtenidos. Cabe destacar que este enfoque metodológico no solo respalda la rigurosidad científica de la investigación, sino que también permite establecer comparaciones con experiencias desarrolladas en otras regiones, aportando una visión más integral del recurso eólico. De esta manera, se busca asegurar que los hallazgos no solo sean técnicamente sólidos, sino también útiles como insumo para la formulación de proyectos energéticos sostenibles en el contexto regional.

Justificación Ambiental

Esta investigación tiene una justificación ambiental debido a que la producción de electricidad mediante energía eólica genera emisiones extremadamente reducidas de gases causantes del efecto invernadero y otras sustancias contaminantes, lo cual contribuye en la batalla contra el cambio

climático y en la mejora de la pureza del aire. Además, el aprovechamiento de este recurso renovable representa una alternativa sostenible frente al uso de combustibles fósiles, cuya explotación intensiva ha provocado serios impactos ecológicos a nivel global. En ese sentido, los beneficios ambientales asociados a la energía eólica no solo favorecen la reducción progresiva de las consecuencias derivadas del cambio climático, sino que también promueven un entorno más saludable para las comunidades, reforzando la importancia de impulsar tecnologías limpias en la matriz energética nacional.

Justificación Económica

La utilización de la energía producida por el viento para generar electricidad ofrece ventajas económicas de gran relevancia, entre las que destacan sus bajos costos de operación y mantenimiento, la posibilidad de contar con ingresos estables y predecibles, así como la larga vida útil de los activos instalados. A ello se suma que, al provenir de un recurso natural inagotable, se posiciona como una alternativa estratégica frente a las fluctuaciones del mercado internacional de hidrocarburos. Esta condición les otorga ventajas comparativas frente a otras tecnologías de generación, al permitir mayor estabilidad en los costos y contribuir a la sostenibilidad del sistema eléctrico. Estos aspectos convierten a la generación eólica en una alternativa no solo económicamente viable, sino también sostenible a largo plazo, capaz de aportar seguridad energética y fomentar el desarrollo de nuevas oportunidades de inversión en el sector.

Importancia de la Investigación

Esta investigación tiene mucha importancia dado que, el uso del potencial eólico para generar electricidad es esencial para avanzar hacia un modelo energético de mayor sostenibilidad, limpio y resiliente, con beneficios significativos para el entorno natural, la economía y la sociedad en su conjunto. Además, este estudio resulta relevante porque aporta información científica y técnica que puede servir de base para la gestión estratégica en la implementación de proyectos de energías renovables, fortaleciendo así las políticas energéticas y fomentando la transición hacia un sistema eléctrico más diversificado y sostenible en el Perú.

1.5 Limitaciones y Alcances

1.5.1 Limitaciones

Uno de los principales desafíos de la investigación es la posible limitación en el acceso y precisión de los datos meteorológicos locales. La calidad y resolución de los datos obtenidos pueden influir en la exactitud de las estimaciones sobre el potencial eólico. Además, el periodo de estudio elegido puede no capturar completamente todas las variaciones estacionales y diarias del viento, lo que podría limitar la representatividad de los datos. Las condiciones climáticas extremas o inusuales durante el periodo de medición también podrían afectar los resultados.

Por último, es importante reconocer que la presencia de factores ambientales externos, así como las variaciones en las condiciones locales ocurridas durante el

periodo de análisis, pueden ejercer una influencia significativa en la medición y posterior evaluación del recurso eólico. Estos elementos, que abarcan desde fluctuaciones climáticas hasta alteraciones propias del entorno, podrían generar cierto grado de incertidumbre en los resultados, afectando tanto la exactitud de los valores obtenidos como la aplicabilidad de las conclusiones derivadas del estudio en contextos reales de implementación.

1.5.2 Alcances

La presente investigación se enfoca exclusivamente en el distrito de Palca, Tacna, proporcionando un análisis detallado y contextualizado del potencial eólico en esta región específica, con el propósito de generar información precisa que refleje la realidad local y evite generalizaciones que podrían distorsionar los resultados. Los hallazgos obtenidos estarán dirigidos particularmente a este ámbito geográfico y no se extenderán a otros contextos; sin embargo, la metodología empleada, al estar fundamentada en criterios técnicos reconocidos, puede ser aplicada en regiones con características similares, lo que abre la posibilidad de ampliar el conocimiento científico y técnico sobre el recurso eólico en distintas zonas del sur del Perú y en otros territorios con condiciones análogas.

El estudio se basará en datos recopilados durante un periodo definido, como puede ser un año completo o una temporada específica, lo que permitirá realizar un análisis exhaustivo y sistemático de la variabilidad temporal del viento, así como de la influencia directa que este fenómeno ejerce sobre la generación de energía

eólica en el área de estudio. En este marco, se evaluarán principalmente las variables de velocidad y dirección del viento, consideradas indicadores fundamentales para estimar de manera confiable la capacidad de producción de energía eléctrica y establecer un diagnóstico más preciso acerca del aprovechamiento real del recurso en la zona.

La investigación utilizará herramientas y métodos previamente validados y reconocidos en el ámbito científico, los cuales se encuentran alineados con las mejores prácticas aplicadas en el área de estudio relacionada con el desarrollo de sistemas basados en energía del viento, lo que permitirá garantizar la fiabilidad y consistencia de los datos obtenidos, así como de las conclusiones derivadas del análisis. En esa misma línea, los resultados esperados ofrecerán una visión clara, fundamentada y técnicamente sólida del potencial eólico en Palca, constituyéndose no solo en una referencia para futuras investigaciones académicas, sino también en un insumo estratégico para la planificación y desarrollo de posibles proyectos eólicos en la región, contribuyendo de esta manera al fortalecimiento de la matriz energética local y a la promoción de alternativas sostenibles de generación eléctrica.

1.6 Hipótesis

1.6.1 Hipótesis General

El potencial eólico en el distrito de Palca, Tacna, es suficiente para la generación de energía eléctrica, basado en las características de velocidad y dirección del viento registradas.

1.6.2 Hipótesis Específicas

a) La velocidad del viento en el distrito de Palca es suficiente para generar energía eléctrica de manera eficiente durante la mayor parte del año.

b) La dirección predominante del viento en Palca sigue patrones constantes que facilitan la implementación de sistemas de generación eólica.

c) La simulación de los datos de velocidad del viento recogidos demuestra que la producción de energía eléctrica en Palca, Tacna, es viable.

1.7 Sistema de Variables, Dimensiones e Indicadores

La Tabla 3 presenta la operacionalización de las variables, incluyendo aspectos como su definición, dimensiones e indicadores correspondientes.

Tabla 3

Matriz de operacionalización de variables

VARIABLE	DEFINICIÓN	DIMENSIONES	INDICADORES
Variable independiente: POTENCIAL EÓLICO	El potencial eólico se refiere a la aptitud del viento como recurso energético para ser transformado en electricidad mediante sistemas de conversión específicos (Cantero, 2023).	✓ Velocidad del Viento.	✓ Velocidad promedio (m/s) ✓ Parámetros Weibull (c y k) ✓ Variabilidad mensual/anual ✓ Densidad del aire (kg/m³)
		✓ Dirección del viento	✓ Dirección predominante del viento (rosa de los vientos)
Variable dependiente: ENERGIA ELÉCTRICA	La energía eléctrica surge del movimiento de cargas dentro de un campo electromagnético, manifestándose en diversas formas como calor, luz, fuerza mecánica o reacciones químicas (Escobar & Esplana, 2019).	✓ Producción de energía eléctrica	✓ Producción teórica (MWh/año) ✓ Producción real ajustada (MWh/año)

Nota. Elaboración propia

CAPÍTULO II:

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes De La Investigación

2.1.1 Antecedentes Internacionales

La investigación realizada por Cadena (2023), titulada *"Evaluación del potencial eólico en la parroquia El Sagrario para su aprovechamiento energético en el sector residencial",* tiene como objetivos principales analizar el potencial de generación de energía eólica en la parroquia El Sagrario con fines de abastecimiento eléctrico residencial, así como proponer el diseño de un sistema de generación eléctrica a nivel de vivienda a partir de dicho recurso renovable. El autor concluyó que, a una altura sobre la superficie de 57 m y 100 m, la micro red eólica es aceptable, llegando a generar potencia necesaria para el consumo de energía de una casa. También concluyó que el viento, a una altura de 57 m y 100 m por encima de la superficie es de 3.32 m/s y 4.25 m/s respectivamente.

Por su parte, el trabajo de Diaz-Contreras et al. (2023) denominado *"Análisis de factibilidad de un aerogenerador para satisfacer la demanda de energía eléctrica en la parroquia Galera del Cantón Muisne, Esmeraldas-Ecuador",* se centró en la evaluación de la viabilidad técnico-económica del aprovechamiento eólico para la generación de electricidad. El proceso investigativo implicó la caracterización exhaustiva del recurso anemométrico (viento) y el análisis comparativo de las especificaciones y el rendimiento de diversas topologías

de aerogeneradores. Los autores concluyeron que la necesidad de electricidad en Galera es considerable, lo que respalda el uso de un aerogenerador para atender una parte de esta demanda. Además, demostraron que el viento en el área de análisis es apropiado para generar electricidad, lo que fortalece la factibilidad técnica del proyecto.

En cuanto al estudio de Luna & Nieves (2019), titulado *"Evaluación del recurso eólico para la generación de energía eléctrica en la vía al Mar Cali – Buenaventura",* se centró en analizar la velocidad del viento en la vía Cali - Buenaventura y estimar la energía eléctrica que se podría llegar a producir por el uso de distintos tipos de aerogeneradores, basándose en la información recabada sobre la velocidad del viento. Los autores concluyeron que la velocidad media anual en la zona de estudio oscila entre 0.5 m/s y 1.5 m/s, siendo abril, mayo y junio los meses con menores velocidades, lo que demuestra ser suficiente para poder implementar el uso de un aerogenerador ZONHAN V-1kW, que puede cubrir la demanda de consumo de energía promedio en la región de Cali.

De manera similar, Castillo et al. (2020) en su investigación titulada *"Comportamiento del viento y estimación del potencial eólico en la región sur de Guatemala"* se enfocaron en la caracterización anemométrica de dicha zona geográfica. Para ello, los investigadores procesaron datos provenientes de 28 estaciones meteorológicas y emplearon la distribución de Weibull de dos parámetros como herramienta de modelización estadística fundamental para la

cuantificación del recurso eólico disponible. Los resultados de la extrapolación vertical considerando las alturas de 10 m, 30 m y 50 m, revelaron que el potencial eólico en la región es insuficiente para alcanzar los umbrales requeridos para la generación eléctrica a gran escala. la dirección predominante del viento proviene del sur y suroeste, influenciada por la topografía de la región y los patrones climáticos locales. Por lo tanto, el uso de la energía eólica se restringe a aplicaciones descentralizadas y de bajo consumo, tales como el bombeo mecánico de agua, la carga autónoma de baterías y otros fines similares.

Finalmente, el estudio de Mendoza (2018) titulado *"Valoración del viento como fuente de energía eólica en el estado de Guerrero",* analizó la distribución de la velocidad del viento promedio y calculó el potencial eólico extraíble en el estado de Guerrero para los años 2016 y 2017, haciendo uso del modelo regional WRF (Weather Research and Forecast System), que es un modelo numérico que se basa en la solución de ecuaciones matemáticas que caracterizan los procesos físicos del movimiento y conservación de la energía. También señala que la dirección predominante del viento en Guerrero proviene principalmente del noreste y del este, con variaciones estacionales que influyen en el potencial eólico de la región. El autor concluyó que existe una alta posibilidad de aprovechamiento del viento para generar electricidad en el estado de Guerrero, destacando la localidad de Olivares que posee una capacidad de generación de 70.65 kWh al día, idóneo para abastecer a 16 viviendas por aerogenerador.

2.1.2 Antecedentes Nacionales

La investigación realizada por Escobar & Esplana (2019), titulada *"Estudio del potencial eólico para la generación de energía eléctrica en la región de Huancavelica"*, evaluó la capacidad productiva del recurso eólico en la región de Huancavelica a partir de registros meteorológicos obtenidos entre 2015 y 2017. El estudio permitió identificar patrones de velocidad del viento con rangos comprendidos entre 3 y 10 m/s, valores que fueron considerados técnicamente viables para la operación de un aerogenerador con una producción estimada de 70 kWh/día, lo que confirma la factibilidad de aprovechar este recurso en condiciones reales. Asimismo, los autores concluyeron que el valor promedio del potencial eólico en Huancavelica alcanzó los 913.04 kW/mes en el año 2017, lo que no solo demuestra la existencia de un recurso aprovechable, sino que también abre la posibilidad de planificar proyectos energéticos sostenibles en la región.

Por otro lado, el trabajo de Rojas (2020) titulado *"Evaluación de los recursos eólicos para la generación de energía eléctrica a pequeña escala en el distrito de Huachac"*, constituye un aporte relevante en la investigación del aprovechamiento del viento en contextos locales. El estudio se enfocó en el análisis detallado del recurso eólico disponible en la localidad de Huachac, con el propósito de estimar su potencial para la generación de electricidad a una escala reducida, tomando en cuenta tanto las características del viento como la aplicación de modelos de aerogeneradores adecuados a la zona. Para ello, se consideraron

distintos escenarios de producción de energía en función del tipo de aerogenerador empleado, lo que permitió realizar una comparación objetiva del rendimiento esperado. Como resultado, el autor determinó que la producción anual alcanzaba los 999 kWh con el modelo E30Pro, 1520 kWh con el E70Pro y hasta 10,100 kWh con el aerogenerador E200, demostrando que, incluso a pequeña escala, la energía eólica puede representar una alternativa viable para cubrir la demanda eléctrica local.

De manera similar, Aldaz & Lopez (2022) en su investigación titulada *"Aprovechamiento del potencial eólico para generar energía eléctrica en pampas de Reque, Chiclayo – 2022",* se plantearon como objetivo principal evaluar la eficiencia de la generación eléctrica en dicha región. A través de un proceso metodológico que incluyó mediciones sistemáticas en cuatro ubicaciones estratégicas, los autores lograron determinar que las condiciones del viento en la zona son altamente favorables para el desarrollo de proyectos de distinta magnitud. Como resultado, concluyeron que es posible aprovechar el recurso eólico tanto en iniciativas de pequeña escala, orientadas a cubrir demandas locales, como en proyectos de gran envergadura destinados a integrarse al sistema eléctrico nacional. Estos hallazgos no solo evidencian la viabilidad técnica y económica del aprovechamiento eólico en Pampas de Reque, sino que además refuerzan la importancia de explorar este tipo de alternativas energéticas como parte de una estrategia sostenible de ampliación de la estructura energética del país.

En el caso del estudio de Cantero (2023) titulado *"Evaluación del Potencial Eólico del Distrito de Calca, Provincia de Calca, Cusco 2017-2022",* se centró en analizar el potencial eólico en la localidad de Calca entre los años 2017 y 2022, utilizando datos de velocidad y dirección del viento proporcionados por la estación del SENAMHI ubicada en Calca. Tras desarrollar el estudio, el autor concluyó que el distrito de Calca no cuenta con un recurso eólico lo suficientemente significativo como para sustentar un proyecto de generación de energía a gran escala. No obstante, se reconoce que existe la posibilidad de aprovechar dicho recurso mediante la implementación de turbinas eólicas de pequeña escala, las cuales podrían cubrir ciertas necesidades energéticas locales y servir como alternativa complementaria a las fuentes convencionales.

Por último, Carrasco (2023) en su investigación titulada *"Potencial Eólico en la provincia de Santa Cruz de Succhabamba - departamento Cajamarca 2023",* llevó a cabo la cuantificación del recurso eólico en el distrito homónimo. Mediante el tratamiento estadístico de los datos de velocidad, empleando la función de densidad de probabilidad de Weibull, identificó velocidades superiores a 6,0 m/s, logró determinar un potencial eólico bruto de 94.48 W/m^2. De esta densidad de potencia, proyectó que aproximadamente 37.8 W/m^2 eran susceptibles de conversión en energía útil bajo parámetros operacionales estándar. Dicho rendimiento no solo demuestra la viabilidad técnica de implementar un aerogenerador de eje horizontal, sino que también indica que el emplazamiento es

estratégicamente idóneo para atender de manera eficiente la carga energética media de la localidad. Adicionalmente, enfatizó la necesidad de optimizar el diseño del sistema ajustando la altura del buje y el diámetro del rotor, considerando la variabilidad estacional del recurso y la eficiencia aerodinámica inherente, con el objetivo de maximizar la tasa de captación energética durante los periodos de mayor disponibilidad.

2.2 Bases Teóricas

2.2.1 Energía Eólica y Fuentes Renovables.

Según Gordillo et al. (2022), la energía eólica se origina a partir del movimiento del viento, el cual es generado por contrastes térmicos entre distintas zonas geográficas. Esta forma de energía cinética, originada por acción del viento, se convierte en energía eléctrica o mecánica. A partir de esta definición, se puede señalar que el aprovechamiento de la energía eólica no depende únicamente de la existencia del viento, sino también de comprender los factores atmosféricos que lo generan y condicionan su comportamiento.

Su captación se realiza mediante dispositivos denominados aerogeneradores, compuestos por aspas unidas a un eje rotativo, que son activadas por el flujo de aire y que finalmente transforman la energía del viento. En este sentido, los aerogeneradores constituyen el elemento central de cualquier sistema eólico, pues su diseño y funcionamiento determinan en gran medida la eficiencia con la que se aprovecha el recurso disponible.

La energía eólica constituye una fuente renovable de alta relevancia en el contexto de la transición energética, al ofrecer una alternativa sostenible frente a la dependencia histórica de los combustibles fósiles. Su aprovechamiento, basado en la conversión cinética del viento mediante aerogeneradores, no implica procesos de combustión ni emisiones directas de gases contaminantes, lo que contribuye significativamente a mitigar fenómenos como el calentamiento global, la lluvia ácida y la degradación de la calidad del aire. Además de sus beneficios ambientales, la energía eólica ha demostrado ser económicamente competitiva: en muchos mercados, el costo nivelado de generación (LCOE, por sus siglas en inglés) por kilovatio-hora resulta inferior al de otras tecnologías renovables, gracias a la madurez tecnológica, la escalabilidad de los parques eólicos y la reducción sostenida de los costos de operación y mantenimiento. Esta combinación de sostenibilidad ambiental y viabilidad económica posiciona a la energía eólica como un pilar estratégico en los planes de diversificación y descarbonización de las matrices energéticas nacionales (Rey et al., 2019).

El análisis del papel de la energía eólica en el contexto actual revela que esta tecnología no solo ofrece una respuesta sostenible ante la creciente presión sobre los combustibles fósiles, sino que también se consolida como una solución económicamente eficiente. Su capacidad para generar electricidad con bajos costos operativos, sumado a la ausencia de emisiones contaminantes durante el proceso de conversión energética, la convierte en una herramienta clave para avanzar hacia

matrices energéticas más limpias y resilientes. Esta doble ventaja ambiental y económica ha permitido que la energía eólica se integre de manera estratégica en los planes de transición energética, destacando por su escalabilidad, rápida implementación y compatibilidad con políticas de descarbonización a nivel global.

En el escenario energético contemporáneo, la energía eólica ha experimentado una expansión acelerada, posicionándose como una de las tecnologías renovables con mayor dinamismo a nivel global. Este crecimiento sostenido se explica por sus múltiples ventajas ambientales: al no requerir procesos de combustión, la generación eólica evita la liberación de compuestos atmosféricos responsables del calentamiento global. y no compromete recursos hídricos, lo que se traduce en una huella ecológica significativamente reducida. Como consecuencia, la demanda de soluciones eólicas continúa en ascenso, en respuesta a la necesidad de diversificar las matrices energéticas nacionales con fuentes más limpias y resilientes (Ayala et al., 2021). Este fenómeno no solo refleja una preocupación creciente por los impactos del cambio climático, sino que también evidencia una estrategia estructural orientada a disminuir el uso intensivo de recursos no renovables, fortalecer la estabilidad del suministro energético y promover modelos de desarrollo bajo en carbono.

La caracterización del recurso eólico se realiza mediante el empleo de herramientas estadísticas que permiten modelar su comportamiento de forma cuantitativa y reproducible. En particular, la variabilidad de la velocidad del viento

se representa mediante funciones de distribución de probabilidad, siendo la distribución de Weibull una de las más utilizadas por su capacidad para ajustarse a datos empíricos en diversas regiones geográficas. Esta función describe la frecuencia relativa con la que ocurren distintos rangos de velocidad, lo que resulta fundamental para estimar con precisión el potencial energético disponible. Para ello, es imprescindible determinar los parámetros que definen dicha distribución principalmente la escala y la forma, ya que de ellos depende la estimación del recurso aprovechable y la selección óptima de tecnología eólica adaptada a las condiciones locales (De Ávila et al., 2022).

Lo señalado en el párrafo anterior resalta la importancia de un enfoque estadístico en la evaluación del recurso eólico. La utilización de funciones de distribución de probabilidad, como la de Weibull, permite modelar adecuadamente la variabilidad del viento y, en consecuencia, obtener estimaciones más precisas de la energía disponible. Este aspecto metodológico es fundamental, ya que la correcta determinación de los parámetros de la distribución asegura resultados confiables para la simulación de la producción eléctrica y la planificación de proyectos eólicos.

2.2.2 Energía Eólica en el Perú

El Perú posee un enorme potencial para el desarrollo de la energía eólica, no solo debido a su gran extensión, sino también porque cuenta con una geografía y distintos climas que hace que las áreas donde se puedan construir parques eólicos sean numerosas, especialmente en las zonas costeras (Gordillo et al., 2022). Esto

evidencia que el potencial eólico en el Perú está estrechamente ligado a sus características geográficas y climáticas, lo cual genera condiciones favorables en amplias zonas del territorio, especialmente en la franja costera. Este aspecto resulta clave, ya que resalta la oportunidad de diversificar la matriz energética mediante la instalación de parques eólicos en regiones estratégicas, fortaleciendo así la seguridad energética del país y promoviendo el aprovechamiento de recursos renovables.

Sin embargo, el empleo de este tipo de energía como una fuente de producción de electricidad es mínimo; con el propósito de aumentar la presencia de la energía eólica en la matriz energética del Perú, se requiere un marco regulatorio consistente y un registro preciso del potencial eólico disponible, así como disponer de los recursos humanos, económicos y tecnológicos adecuados que faciliten la explotación eficiente de esta fuente de energía renovable (Marcelo & Dioses, 2014).

El planteamiento de Marcelo & Dioses (2014) evidencia que, a pesar del potencial eólico que posee el Perú, su aprovechamiento enfrenta limitaciones estructurales y de gestión. La falta de un marco regulatorio más sólido y de información confiable sobre el recurso dificulta la consolidación de proyectos, mientras que la carencia de recursos humanos, económicos y tecnológicos constituye un obstáculo adicional. En conjunto, estos factores explican por qué la energía eólica aún no logra ocupar un papel relevante dentro de la matriz energética nacional.

En contraste con ciertos contextos locales, a nivel internacional la energía eólica ha alcanzado un reconocimiento consolidado como componente estratégico de las políticas energéticas sostenibles. Diversos gobiernos han adoptado marcos regulatorios, incentivos fiscales y mecanismos de subasta que han facilitado la expansión de parques eólicos a gran escala. El costo de generar energía eólica se ha vuelto comparable al de la generación con combustibles fósiles (Beraún-Espíritu et al., 2023). Esto evidencia que la energía eólica no solo se ha consolidado como una alternativa técnica viable, sino también como una opción competitiva en el ámbito económico. La reducción progresiva de costos de instalación y operación ha permitido que la energía del viento deje de ser percibida como una fuente secundaria y adquiera un rol estratégico en la matriz energética global.

En ese contexto, resulta pertinente destacar que, a pesar de las limitaciones señaladas, en el Perú sí existen esfuerzos normativos orientados a impulsar el uso de energías renovables. En la investigación de Gordillo et al. (2022) se menciona que el Perú posee un marco normativo RER (Recursos Energéticos Renovables), que comprende 3 decretos y una resolución magisterial, lo cual evidencia un interés por promover el empleo de energías renovables para la producción de energía en el país. Estas normas son: D.L. 1002 (2010), D. S. 012-2011-EM (2011), D. S. 020-2013-EM (2013) y R. M. 203-2013-MEM/DM (2013). La promulgación de decretos y resoluciones no solo establece un respaldo legal para la implementación de proyectos de energía eólica, sino que también genera un entorno regulatorio que

brinda seguridad a inversionistas y operadores. Además, estas disposiciones reflejan la intención del Estado de incentivar la transición hacia fuentes limpias, con el propósito de minimizar la dependencia energética de recursos fósiles, promover un modelo de desarrollo sostenible y atender la creciente demanda energética en distintas regiones del país.

La energía eólica representa solo el 2.2% de la matriz energética del país. A pesar de esto, el potencial eólico del Perú es considerablemente más alto. En el contexto nacional, la infraestructura eólica ha comenzado a consolidarse en diversas regiones del país. Actualmente, se encuentran en operación instalaciones como el parque Marcona en Ica, con una capacidad de 32 MW, y Cupisnique en La Libertad, que alcanza los 80 MW. En el norte, Talara (Piura) aporta 30 MW al sistema, mientras que el parque Tres Hermanas, también ubicado en Ica, representa una de las mayores potencias instaladas con 97 MW. Estos proyectos reflejan el avance progresivo de la generación eléctrica a partir del viento en el Perú (Ministerio de Energía y Minas, 2016).

Este panorama, aunque evidencia una participación aún reducida, también demuestra que el país ha dado pasos iniciales hacia la incorporación de esta fuente renovable en su matriz energética. En ese sentido, la existencia de parques en operación constituye un punto de partida sobre el cual se pueden consolidar nuevas inversiones, favorecidas por el marco normativo vigente y por las condiciones geográficas del territorio peruano. Así, el crecimiento de la energía eólica en el país

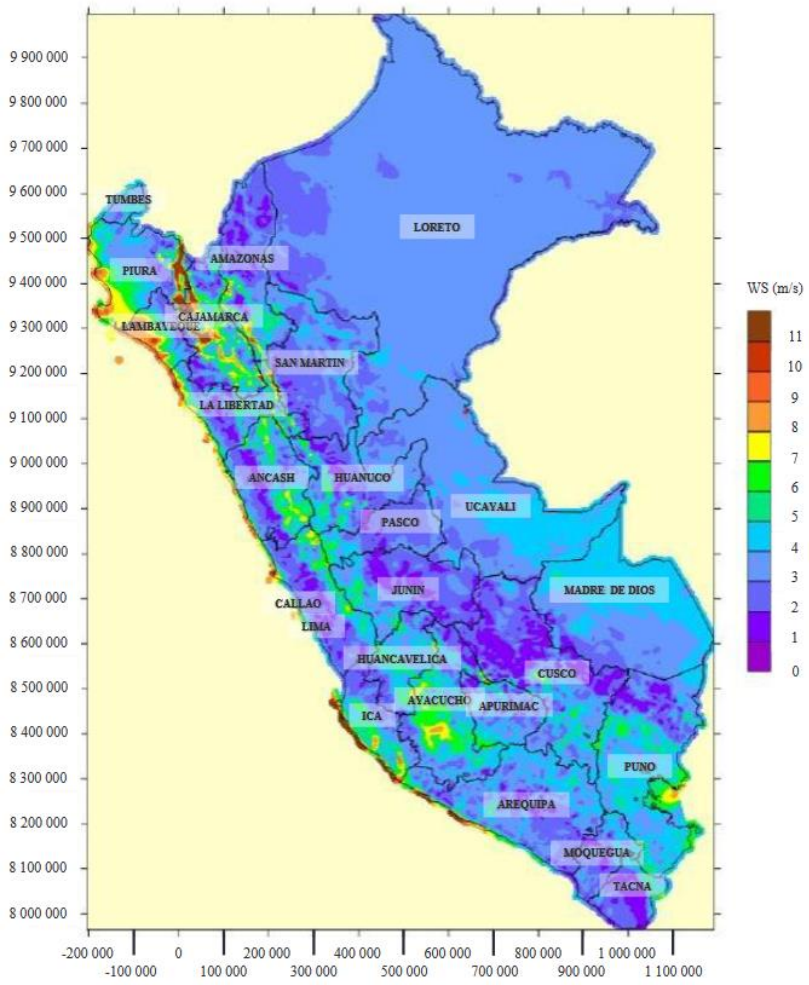
no debe interpretarse únicamente desde sus limitaciones actuales, sino también desde las oportunidades que abre para avanzar hacia un modelo energético más sostenible y diversificado.

Los lugares en los que se puede aprovechar más la energía del viento son aquellas que presentan una alta velocidad media anual del viento (figura 1). En el sur del Perú, las áreas con gran potencial de viento se concentran en ciertas zonas cercanas a la cordillera de los Andes. El departamento de Puno destaca por tener una extensa superficie con vientos anuales superiores a 4 m/s, alcanzando velocidades incluso superiores a los 5 m/s en diversas cadenas montañosas y en la zona norte del lago Titicaca (Guerreros-Valdivia et al., 2020).

Lo anterior expuesto resulta relevante, ya que refuerza la idea de que regiones como Tacna, con características topográficas y climáticas similares, también pueden presentar un potencial eólico significativo. Este hecho no solo sustenta el interés por realizar estudios específicos en la zona, sino que además evidencia la oportunidad de integrar a la región dentro de la planificación nacional para el desarrollo de energías renovables. De esta manera, la identificación y análisis detallado del recurso eólico en Tacna se convierte en un paso fundamental para aprovechar de manera eficiente las condiciones naturales disponibles y, al mismo tiempo, contribuir al fortalecimiento de la matriz energética del país bajo un enfoque sostenible y descentralizado.

Figura 1

Cartografía de velocidades eólicas anuales a 100 m: base para modelado de generación renovable



Nota: El mapa muestra que la costa tiene la mayor velocidad promedio anual del viento a 100 m, según la zonificación del potencial eólico regional, siendo Lambayeque, Piura, Áncash, La Libertad, Ica, Lima y Arequipa los departamentos que más predominan. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas (2016).

2.2.3 Teoría de la Dinámica de Fluidos

Según Anderson (2009), la dinámica de fluidos permite modelar y predecir el comportamiento viento y cómo este afecta a los objetos que encuentra en su camino, incluyendo las aspas de un aerogenerador. El aporte de esta teoría resulta fundamental en el campo de la energía eólica, ya que facilita la comprensión de cómo las corrientes de aire interactúan con las estructuras de las turbinas y condicionan su rendimiento. A través de modelos matemáticos y simulaciones computacionales, la dinámica de fluidos permite anticipar fenómenos como turbulencias, variaciones de presión o pérdidas de eficiencia, elementos que resultan decisivos para el diseño y la optimización de aerogeneradores.

El enfoque teórico de la dinámica de fluidos facilita la simulación del comportamiento del viento alrededor de las turbinas, lo que permite optimizar la captura de energía tomando en cuenta tanto la velocidad como la dirección del flujo del viento (Burton et al., 2011). Este planteamiento resalta la importancia de considerar al viento no como un fenómeno uniforme, sino como un flujo altamente variable que depende de factores atmosféricos y topográficos. La dinámica de fluidos, aplicada a la energía eólica, permite reproducir escenarios complejos en los que se estudia cómo las partículas de aire interactúan con las palas de las turbinas, generando zonas de turbulencia, estelas y diferencias de presión.

La dinámica de fluidos es fundamental para analizar la interacción del viento, considerado un fluido en movimiento, con las turbinas eólicas. Esta teoría

describe el proceso mediante el cual la energía del viento se transfiere a las aspas y cómo los principios aerodinámicos influyen en la eficacia de las turbinas. Las ecuaciones de Navier-Stokes suelen emplearse para modelar el flujo del viento y mejorar el diseño de los aerogeneradores (Anderson, 2009).

Esta teoría también explica cómo la aerodinámica de las aspas influye directamente en la eficiencia de la conversión de energía. Utilizando herramientas de simulación computacional basadas en la dinámica de fluidos, como la dinámica de fluidos computacional (CFD), se pueden estudiar y perfeccionar los diseños de las turbinas para optimizar la recolección de energía en función de la velocidad y dirección del viento. Estas simulaciones resultan cruciales para incrementar el rendimiento de los sistemas eólicos bajo diferentes condiciones climáticas y geográficas (Burton et al., 2011).

2.2.4 Ley de Potencia del Viento

En el análisis del recurso eólico, resulta indispensable caracterizar cómo varía la velocidad del viento con la altura. Para ello, se emplea la denominada ley de potencia del viento. Este principio plantea que la velocidad del viento varía con la altura siguiendo una relación de tipo potencia, lo cual posibilita extrapolar los valores medidos en niveles bajos hacia alturas superiores. De esta manera, se obtiene una estimación más precisa del comportamiento del viento en las capas donde operan las turbinas, aportando una base técnica confiable para su dimensionamiento y optimización.

Kalmikov (2017) explica que la precisión en el uso de la ley de potencia está condicionada, en gran medida, por cómo se clasifiquen las condiciones atmosféricas. En el caso de terrenos complejos, es preferible usar métodos que consideren la estabilidad atmosférica. Lo anterior evidencia que la simple aplicación de la ley de potencia no siempre garantiza resultados confiables, especialmente en zonas con geografía accidentada, como ocurre en muchas localidades de la región andina. En dichos contextos, la variación en la rugosidad del terreno, la presencia de pendientes y los cambios bruscos en la temperatura del aire generan alteraciones significativas en el perfil vertical del viento.

La precisión en la aplicación de esta fórmula (y sus diversas adaptaciones) es fundamental para lograr una óptima planificación de los parques eólicos. Si el coeficiente de variación del perfil de viento se estima incorrectamente, se introducen desviaciones significativas en la determinación de la producción energética potencial a distintas elevaciones. Por consiguiente, la elección precisa de este exponente no se limita a validar modelos teóricos, sino que influye directamente en las estrategias operativas y de inversión vinculadas al emplazamiento e instalación de los aerogeneradores.

Una estimación inadecuada puede generar pérdidas económicas al sobredimensionar o subutilizar los equipos, además de reducir la eficiencia global del sistema de generación. Por el contrario, un uso riguroso de la fórmula permite proyectar con mayor exactitud la producción energética a distintas alturas de buje,

lo cual es fundamental en zonas con variabilidad topográfica y condiciones atmosféricas cambiantes, como ocurre en gran parte del territorio peruano.

2.2.5 Método de los Vecinos más Cercanos (K-NN)

Consiste en un método que se basa principalmente en medir la distancia entre las muestras. En esencia, este enfoque compara una nueva muestra que necesita ser clasificada con las k muestras más próximas ya conocidas. Según el grado de similitud entre los atributos de estas muestras, la nueva muestra será asignada a la clase que más se aproxime a sus características (Rodriguez et al., 2007).

El planteamiento anterior resulta relevante porque no solo define el funcionamiento del método k-NN, sino que también pone en evidencia la relevancia de contar con datos validados para que la clasificación sea efectiva. La presencia de datos faltantes puede introducir sesgos en el análisis estadístico y reducir la potencia de las pruebas (Little & Rubin, 2019). En ese sentido, lo que se destaca es que la calidad de las muestras históricas determina directamente la precisión de las predicciones, lo cual tiene implicancias en estudios como el presente, donde la caracterización del recurso eólico requiere de registros consistentes y bien organizados.

La distancia se utiliza como el principal criterio de comparación en los métodos basados en vecindad. A continuación, se muestra la ecuación (1), que es

el modelo matemático conocido como distancia euclidiana, que se utiliza como métrica principal para el cálculo de la proximidad entre puntos (Rodriguez et al., 2007).

$$d(x_i, x_j) = \sqrt{\sum_{m \in M_{ij}} (x_{im} - x_{jm})^2} \quad (1)$$

Donde:

$d(x_i, x_j)$ = distancia entre las observaciones *i* y *j*

M_{ij} d= conjunto de variables con valores disponibles en ambas observaciones

x_{im}= valor de la variable *m* en la observación *i*

El valor faltante se estima mediante un promedio ponderado de los valores de los *k* vecinos más cercanos.

$$\hat{x}_{im} = \frac{\sum_{j=1}^{k} w_j . x_{jm}}{\sum_{j=1}^{k} w_j} \quad (2)$$

Donde:

$\hat{x}_{im}$= valor imputado para la variable *m* en la observación *i*

$w_j = \frac{1}{d(x_i, x_j)}$ = peso inversamente proporcional a la distancia

x_{jm}= valor de la variable *m* en el vecino *j*

2.2.6 Potencial Eólico

Cantero (2023) define al potencial eólico como la capacidad que poseen los recursos eólicos para producir energía eléctrica. Es el factor clave que determina el

montaje de un sistema de aerogeneración, con el fin de producir energía tanto a gran como a pequeña escala, o para cargar baterías ubicadas en zonas rurales. La definición planteada por Cantero (2023) evidencia que el potencial eólico no solo debe entenderse como un valor técnico de recurso disponible, sino también como un criterio fundamental para la toma de decisiones en proyectos energéticos. Esto resalta la importancia de evaluar las condiciones locales antes de implementar un sistema de aerogeneración, ya que la viabilidad económica y operativa depende directamente de la magnitud y constancia del recurso.

La viabilidad de instalar una turbina eólica en una ubicación específica se determina esencialmente mediante el análisis de la velocidad media del viento (Yglesias, 2015). La energía eólica que se puede producir mensualmente presenta una correlación directa con el cubo de la velocidad del viento. Esta relación exponencial destaca que la rapidez del viento es, sin duda, el indicador más determinante al evaluar la factibilidad técnica y económica de un proyecto. La sensibilidad es tal que incrementos menores en la velocidad media del recurso eólico se traducen en variaciones considerables en el potencial energético explotable.

La adecuada estimación del recurso eólico disponible en una zona necesita un análisis estadístico riguroso de los registros de velocidad de viento obtenidos. Por lo general, las variaciones en estas velocidades están influenciadas por una gama de factores, incluyendo aspectos geográficos, condiciones climáticas,

topografía y características del terreno (De Ávila et al., 2022). Lo anterior resalta que el potencial eólico no puede ser evaluado únicamente a partir de mediciones puntuales de viento, sino que requiere un estudio estadístico profundo que permita identificar patrones y tendencias en los datos recolectados. Esto es relevante porque la velocidad del viento no es un fenómeno aislado, sino el resultado de la interacción entre múltiples factores ambientales, como la topografía local, la disposición geográfica del área y las variaciones climáticas estacionales.

En este sentido, un análisis detallado garantiza no solo una estimación más precisa de la energía disponible, sino también una mejor planificación en la implementación de proyectos de generación eléctrica basados en este recurso.

2.2.7 Aerogeneradores

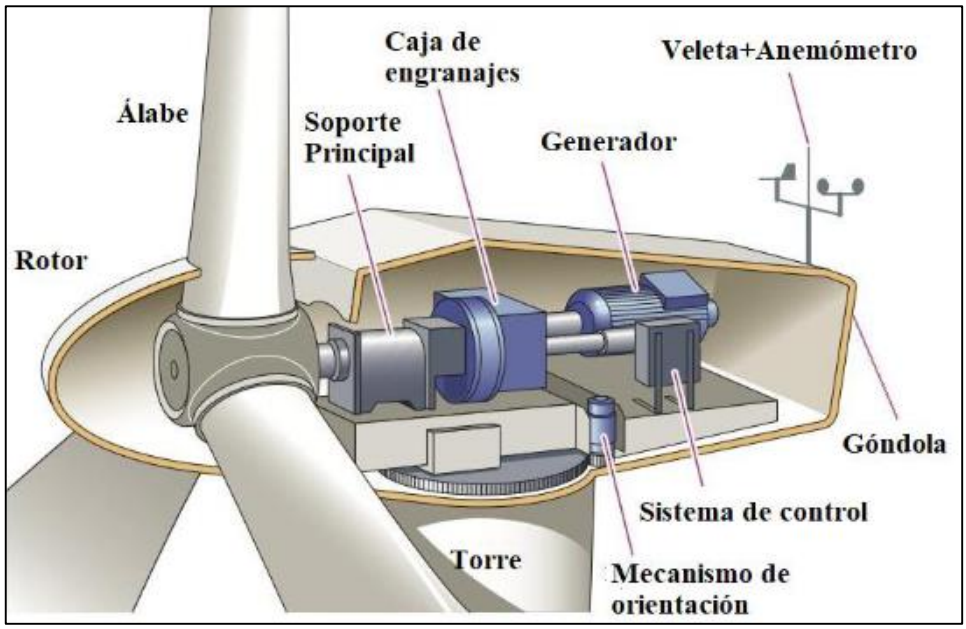
El aerogenerador es un sistema electromecánico esencial cuyo diseño principal radica en la conversión eficiente de la energía cinética del viento en energía eléctrica inyectable a la red de distribución. Esta transformación se logra mediante una secuencia de etapas mecánicas y eléctricas. Tal como se detalla en sus partes principales (figura 2), la estructura se compone de elementos críticos: el rotor (formado por las palas y el buje) capta la energía; la transmite a través de los ejes de velocidad (lento y rápido) hacia el sistema multiplicador, que acondiciona la rotación; y finalmente, el generador convierte esta energía mecánica en electricidad. Todos estos elementos son coordinados por un controlador electrónico y se sostienen sobre una torre de soporte (Hermann-Josef, 2020). La definición

presentada pone en evidencia la complejidad tecnológica que caracteriza a los aerogeneradores modernos. No se trata únicamente de un sistema de palas que capturan el viento, sino de un conjunto integrado de componentes mecánicos y electrónicos que trabajan de manera coordinada para optimizar la conversión energética. Cada componente del aerogenerador desempeña un rol definido dentro del proceso de conversión energética. El conjunto formado por las palas y el buje cumple la función de captar la energía cinética del viento, convirtiéndola en movimiento rotacional. Esta energía mecánica es transferida al generador, donde se transforma en electricidad. Para asegurar un funcionamiento estable y eficiente bajo condiciones de viento fluctuantes, se incorporan sistemas de control electrónico que supervisan y ajustan la operación del aerogenerador en tiempo real.

La turbina eólica se compone de dos o tres palas, generalmente hechas de fibra de vidrio, que están dispuestas en un eje horizontal y se conocen como "corriente viento arriba". El diámetro del rotor es el factor principal que define el potencial de generación eléctrica de un aerogenerador. Esta dependencia se debe a que el diámetro establece el área de barrido efectiva de la turbina, es decir, la superficie máxima a través de la cual el rotor puede interceptar y capturar la energía cinética contenida en el flujo de viento. Finalmente, la cola, el generador y el rotor están conectados en la carcasa de la turbina, y la cola tiene la función de mantener la turbina siempre orientada hacia la dirección del viento (Ayala et al., 2021).

Figura 2

Arquitectura funcional de un aerogenerador: del flujo cinético a la conversión eléctrica



Nota: Obtenido de Rey et al. (2019).

Las turbinas eólicas se construyen con el propósito de optimizar la captura de energía en diversas situaciones de viento, considerando el principio del límite de Betz, que determina que una turbina ideal solo puede aprovechar hasta el 59.3% de la energía presente en el viento. Este concepto es crucial en el diseño de sistemas eólicos eficientes y en la estimación de su rendimiento bajo diferentes condiciones meteorológicas y geográficas (Manwell et al., 2009).

La selección de un aerogenerador apropiado requiere la evaluación de múltiples criterios. Entre los factores primarios considerados para la elección se encuentran la densidad de potencia eólica disponible, la velocidad media del viento medida a la altura del buje (rotor), la clasificación del emplazamiento según el potencial eólico y la eficiencia operativa propia del modelo de turbina. En cuanto a su tipología, la clasificación estándar de los aerogeneradores se define en función de dos parámetros ambientales clave del sitio: la velocidad eólica media anual registrada y el nivel de turbulencia característico del lugar de instalación (Marcelo & Dioses, 2014).

El planteamiento de Marcelo & Dioses (2014) evidencia que la elección de un aerogenerador no puede realizarse de manera arbitraria, sino que requiere un proceso de evaluación integral donde intervienen tanto las características del recurso eólico como las condiciones particulares del entorno. La clasificación por clases de aerogeneradores resulta fundamental, ya que permite asociar cada equipo con escenarios de viento específicos, minimizando así riesgos estructurales y optimizando la vida útil de la máquina. Además, considerar variables como la turbulencia y las ráfagas extremas cobra especial relevancia en regiones con topografías complejas, donde la estabilidad del flujo de viento no siempre es uniforme. De este modo, la correcta selección del aerogenerador asegura no solo un mejor aprovechamiento energético, sino también una mayor sostenibilidad técnica y económica del proyecto.

Un aspecto clave para evaluar el rendimiento de un aerogenerador es su curva de potencia, que describe la relación entre la velocidad que posee el viento y la energía ésta genera. En esta curva, se identifican velocidades críticas como la velocidad de corte inferior (cut-in), en la que comienza la generación de energía, y la velocidad nominal, donde el aerogenerador alcanza su máxima capacidad.

Factores como las pérdidas aerodinámicas, que están relacionadas con el diseño de las palas, y las pérdidas mecánicas en componentes como el generador y la transmisión, influyen directamente en la eficiencia de conversión. Estas pérdidas deben minimizarse para garantizar que la operación del aerogenerador se acerque al rendimiento ideal definido por la curva de potencia (Bilendo et al., 2022). Lo descrito apunta a un aspecto clave del rendimiento eólico: la diferencia entre el potencial teórico y el rendimiento real. La eficiencia en la conversión energética de un aerogenerador se ve intrínsecamente limitada por diversos factores de pérdida. Entre ellos se destacan las pérdidas de origen aerodinámico, que están directamente vinculadas a la geometría y al diseño de las palas, así como las pérdidas mecánicas que se originan tanto en el sistema de transmisión como en el propio generador eléctrico. Esto implica que, más allá de contar con un buen recurso eólico, la optimización del aerogenerador depende de la reducción de estas pérdidas. En ese sentido, el análisis resalta que la cercanía al rendimiento ideal, representado en la curva de potencia, solo se alcanza si se perfeccionan los aspectos de diseño, materiales y tecnología empleados en cada componente del sistema.

El diseño del dispositivo, las condiciones del viento y la capacidad de los sistemas de control también son determinantes para maximizar el rendimiento del aerogenerador. Por ejemplo, la variabilidad del viento, incluidas las turbulencias, puede causar desviaciones respecto a la curva de potencia prevista. Además, las características aerodinámicas de las palas y la optimización del ángulo de ataque juegan un papel crucial para mantener una producción estable y eficiente. Estas consideraciones son esenciales en la modelación y mejora del rendimiento de los aerogeneradores, especialmente en aplicaciones que buscan un uso eficiente de los recursos eólicos (Matrenin et al., 2024).

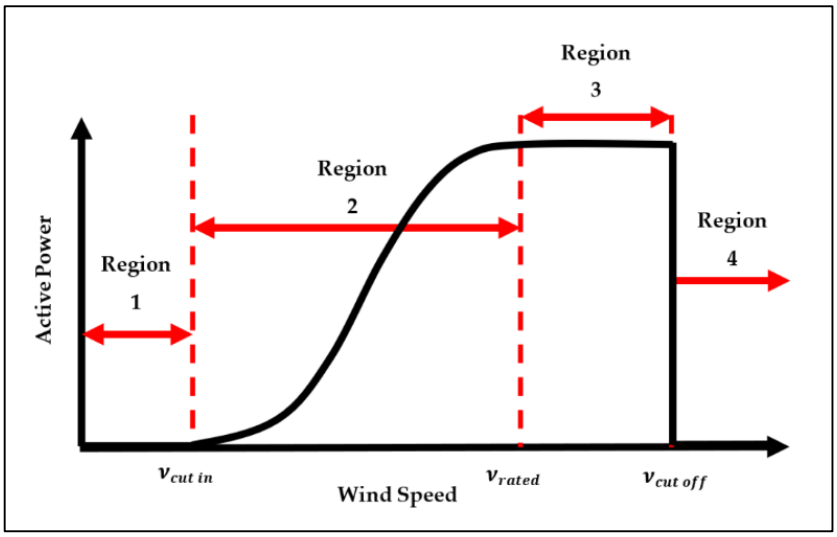
La figura 3 presenta la curva de potencia teórica que caracteriza el rendimiento de un aerogenerador específico, un gráfico cuya relevancia ha sido examinada a profundidad por Moreno (2024). Este perfil no solo indica la producción eléctrica esperada de la turbina en función de la rapidez del viento, sino que también delimita los distintos regímenes de operación. A continuación, se describen los límites y las características distintivas de cada uno de estos intervalos de velocidad:

1. Cuando la velocidad del viento es demasiado reducida, el aerogenerador no logra producir electricidad. El punto de la curva en el que la turbina inicia la generación corresponde a la llamada “velocidad de arranque”, la cual generalmente se ubica en un rango de entre 3 y 4 m/s.

2. A partir de la velocidad de "v_{cut-in} ", el aerogenerador inicia la generación de energía de forma progresiva hasta llegar a la denominada velocidad "nominal" o "v_{rated}", en la cual alcanza su "potencia nominal".
3. Una vez superada la "velocidad nominal", el aerogenerador producirá energía de manera constante, alcanzando su potencia máxima, conocida como P_{rated} o "potencia nominal".
4. Cuando el aerogenerador alcanza la "velocidad de corte" ($v_{cut-off}$), se desconecta automáticamente como medida de seguridad, ya que velocidades más altas podrían comprometer su estructura. Por lo general, estos dispositivos están equipados con sistemas de autorregulación que detienen su funcionamiento al aproximarse a velocidades de viento cercanas a los 25 m/s.

Figura 3

Caracterización funcional de la curva de potencia y rangos operativos del aerogenerador



Nota. Obtenido de Moreno (2024).

2.2.8 Energía Eléctrica

La electricidad se origina a partir del desplazamiento de las cargas eléctricas, compuestas por electrones con carga negativa y positiva, dentro de materiales conductores. Para establecer y mantener este flujo direccional de electrones, lo cual es esencial para energizar dispositivos como una bombilla, se requiere una fuente de diferencia de potencial (tensión), como un generador o una batería, que impulse el desplazamiento de estas cargas (Escobar & Esplana, 2019).

La electricidad es la fuente de energía que abastece a todos los dispositivos eléctricos y electrónicos utilizados en la vida cotidiana. Aunque ha habido avances positivos en este ámbito, el sistema eléctrico global es actualmente ineficiente y genera mucha contaminación (Cadena, 2023). Este planteamiento pone de relieve la dualidad de la electricidad en la sociedad moderna: por un lado, es un recurso indispensable que sustenta prácticamente todas las actividades humanas; pero, por otro, el modelo actual de producción y consumo eléctrico arrastra limitaciones significativas. La insuficiencia operativa de los modelos de generación energética convencionales, aunada a las consecuencias ecológicas provocadas por la combustión de hidrocarburos, crea una demanda imperativa de desarrollar y adoptar fuentes de energía que sean intrínsecamente más respetuosas con el medio ambiente y perdurables.

2.2.9 Densidad del Aire

La densidad atmosférica es una variable crítica en el diagnóstico del potencial eólico de una localización. La potencia eólica disponible es inversamente proporcional a la temperatura, lo que implica que un flujo de aire más frío exhibe una mayor densidad de potencia que uno más cálido. De manera similar, la altitud influye directamente: una ubicación al nivel del mar, donde la densidad es máxima, tendrá un potencial de potencia superior al de un sitio con mayor elevación, ya que la densidad del aire disminuye consistentemente con el incremento de la altura (Burgos et al., 2015). Varía dependiendo de la presión atmosférica y la temperatura

local. Además, disminuye cuando la humedad aumenta. Por lo tanto, en altitudes elevadas, la presión atmosférica es menor, lo que resulta en un aire menos denso (Rey et al., 2019).

El análisis de Burgos et al. (2015) y Rey et al. (2019) evidencian que la densidad atmosférica ejerce un papel fundamental en la estimación del recurso eólico, dado que su valor modula intrínsecamente la cantidad de potencia que puede ser efectivamente generada por la turbina. La variación de este parámetro según la altitud, la presión atmosférica, la temperatura y la humedad refleja que no basta con conocer únicamente la velocidad del viento, sino que es necesario considerar las condiciones locales del entorno. En consecuencia, regiones con menor densidad de aire, como las situadas a gran altitud, presentan un desafío adicional en la optimización de proyectos eólicos, lo que hace imprescindible realizar ajustes específicos en los modelos de estimación energética.

La estimación de la densidad del aire (ρ) puede abordarse mediante métodos indirectos que incorporan variables como la altitud y la temperatura ambiente (Yancachajlla & Vilca, 2022). No obstante, para los fines de esta investigación, se optará por estimar esta densidad basándose en los datos tabulados.

En el Anexo 4 se presenta una tabla proporcionada por el MINEM que describe el comportamiento conjunto de la presión atmosférica y la densidad del aire en función de la altitud bajo condiciones estándar. Esta información permite

ajustar con mayor precisión los cálculos de potencia disponible, considerando la elevación específica del emplazamiento. Se observa que, conforme se incrementa la altitud, ambos parámetros atmosféricos disminuyen de manera progresiva Este comportamiento tiene implicancias directas en la estimación del potencial eólico, dado que una menor densidad reduce la cantidad de energía que las turbinas pueden generar. En consecuencia, el uso de estas referencias estandarizadas permite realizar aproximaciones iniciales fiables, aunque siempre es recomendable contrastarlas con mediciones locales para obtener un diagnóstico más preciso de las condiciones específicas del área de estudio.

2.2.10 El Viento

Diaz-Contreras et al. (2023) definen al viento como una fenómeno natural originado por el movimiento del aire a través de la diferencia de potencial barométrico, fluyendo desde las regiones donde la presión es elevada hacia aquellas de menor presión. Este movimiento del aire impulsa las turbinas eólicas y genera energía eléctrica. Esta definición permite comprender que el viento, más allá de ser un simple recurso ambiental, constituye la base física que hace posible la generación de energía eólica. Al provenir de diferencias de presión atmosférica, este fenómeno es continuo y dinámico, lo que asegura la disponibilidad recurrente de la fuente energética.

Este recurso se origina a partir de la circulación del aire, siendo el sol la fuente principal de su generación debido al desigual calentamiento de la superficie terrestre. Las condiciones atmosféricas son las responsables de crear regiones con temperaturas diferentes en el aire, lo que provoca que el aire frío se desplace hacia abajo mientras que el aire caliente ocupa el espacio dejado por las masas de aire frío, dando lugar al inicio de la formación del viento (Cadena, 2023).

Alberga energía que se puede cambiar según las necesidades, pudiendo convertirse en energía eléctrica o mecánica. Estas transformaciones de energía se derivan principalmente de la energía cinética y se logran mediante diversos dispositivos. Además, la utilización de este recurso comienza a velocidades bajas y, en caso de incremento abrupto en las velocidades, es necesario detener los dispositivos para prevenir daños futuros (Cadena, 2023).

2.2.11 Velocidad y Dirección del Viento

Según el SENAMHI el viento se caracteriza por dos aspectos clave: su velocidad y su dirección. La dirección del viento y su evaluación en el transcurso del tiempo resultan en la creación de la conocida "rosa de los vientos" (figura 4). Esta referencia subraya que tanto la velocidad como la dirección del viento constituyen variables fundamentales para la caracterización del recurso eólico.

La rosa de los vientos constituye un gráfico esencial que representa simultáneamente la dirección y la intensidad del viento en una región determinada

durante un intervalo temporal específico (Yancachajlla & Vilca, 2022), La velocidad se cuantifica en metros por segundo (m/s), y el dispositivo utilizado para esta medición es el anemómetro. Este tipo de representación es crucial porque permite no solo visualizar los patrones direccionales predominantes del flujo de aire, sino también determinar la frecuencia de ocurrencia de cada uno de estos vectores.

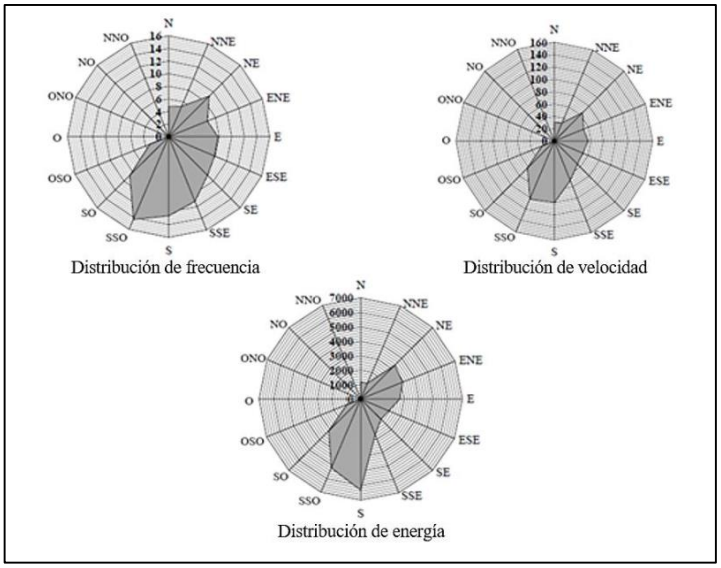
El diagrama de la rosa de los vientos identifica la orientación predominante del viento en un sitio. Sin embargo, se observa con frecuencia que la dirección más recurrente no suele ser la misma que presenta la mayor intensidad eólica; este es un factor importante a tener en cuenta para colocar los aerogeneradores de manera adecuada (Burgos et al., 2015). La evidencia mencionada confirma que este instrumento es fundamental para los estudios de potencial eólico, puesto que su uso permite determinar la orientación más adecuada de las turbinas, lo cual resulta en una captación óptima de la energía disponible en el viento. En el caso de Palca, contar con esta información posibilita un diseño más eficiente del sistema de generación.

Cuando se busca determinar el potencial eólico en un lugar con relieve accidentado o donde el viento no presenta una dirección dominante clara, resulta útil emplear una función de densidad conjunta. Esto conlleva utilizar una representación continua de la rosa de los vientos, que facilita el análisis de la velocidad y dirección. Conocer estas características permite situar los

aerogeneradores de forma que se optimice la captura de energía (De Ávila et al., 2022).

Figura 4

Distribución angular de frecuencias eólicas: representación mediante rosas de viento



Nota: Extraído de Rojas (2020).

La producción energética eólica se rige por una dependencia fundamental y no lineal respecto a la velocidad del viento. La potencia mecánica capturada por el aerogenerador es proporcional al cubo de la velocidad. Este principio físico subraya que la variable de mayor ponderación en el rendimiento del sistema es la cinta métrica del viento, ya que incluso un incremento marginal en su magnitud resulta en un aumento significativo de la potencia generada. En consecuencia, el

emplazamiento estratégico de los parques eólicos privilegia áreas con regímenes eólicos intensos y de alta persistencia (Diaz-Contreras et al., 2023), optimizando así el factor de capacidad de la instalación.

La estimación de la velocidad del viento para las alturas nominales del buje (30 m, 50 m, 70 m y 90 m) se realiza mediante la extrapolación vertical de los datos registrados por la estación meteorológica más próxima al sitio de estudio. Este procedimiento emplea rigurosamente el modelo de perfil logarítmico del viento (ley logarítmica), tal como se define en la ecuación (3), el cual permite modelar la cizalladura atmosférica en función de la rugosidad del terreno.:

$$V_z = \frac{V_{ref} ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{ln\left(\frac{Z_{ref}}{Z_0}\right)} \quad (3)$$

Donde:

Z: Altura de extrapolación (o altura objetivo). Es la elevación, típicamente la altura del buje del aerogenerador, a la cual se requiere estimar la velocidad del viento.

V_z: Velocidad del viento extrapolada a la altura Z. Es el valor de velocidad calculado para la altura objetivo.

Z_{ref}: Altura de referencia. Es la elevación anemométrica a la cual se dispone de la medición de velocidad. Generalmente, es la altura del mástil meteorológico.

V_{ref}: Velocidad del viento medida en la altura de referencia. Es el valor de velocidad registrado en la altura de referencia Z_{ref}

Z_0: Longitud de rugosidad(m). Es un parámetro crucial que describe el efecto de la rugosidad aerodinámica del terreno sobre la capa límite superficial, expresado en metros. Su valor es dependiente del tipo de superficie y es fundamental en la modelización de la cizalladura atmosférica.

El gradiente vertical de la velocidad del viento está directamente correlacionado con la longitud de rugosidad (Z_0) de la superficie terrestre. En entornos caracterizados por una rugosidad aerodinámica mínima (tales como láminas de agua, extensiones llanas sin obstáculos o terrenos cubiertos por mantos nivales), el incremento en la velocidad del viento con la elevación sobre el nivel del suelo se manifiesta de forma progresiva, suave y predecible (Rey et al., 2019).

El planteamiento anterior resalta la importancia de la rugosidad del terreno en la variación de la velocidad del viento, evidenciando que superficies más homogéneas favorecen un perfil de viento más estable, mientras que superficies irregulares generan mayores perturbaciones en el flujo. Este aspecto resulta clave para la evaluación del recurso eólico, ya que la rugosidad influye directamente en la estimación de velocidades a diferentes alturas y, por ende, en el cálculo del potencial energético. En ese sentido, a continuación, se presenta la Tabla 4, donde se expone la escala de rugosidad del terreno que servirá como referencia en el presente estudio.

Tabla 4

Clasificación de la rugosidad superficial del terreno para análisis eólico.

Longitud de rugosidad (m)	Tipo de paisaje
0.0002	Superficie del agua.
0.0024	Terreno totalmente despejado con superficie plana..
0.03	Región agrícola abierta, sin cercas ni barreras naturales, con casas muy dispersas, definida principalmente por colinas de suave pendiente.
0.055	Zona rural con viviendas dispersas y barreras vegetales de 8 metros de altura, espaciadas a unos 1,250 metros entre sí.
0.1	Zona rural con viviendas dispersas y barreras vegetales de 8 metros de altura, espaciadas a unos 500 metros entre sí.
0.2	Zona rural con viviendas dispersas y barreras vegetales de 8 metros de altura, espaciadas a unos 250 metros entre sí.
0.4	Pueblos, pequeñas ciudades, áreas agrícolas con densas barreras vegetales, bosques y terrenos con pronunciadas irregularidades
0.8	Grandes ciudades con edificaciones elevadas.
1.6	Ciudades extensas con construcciones elevadas y rascacielos.

Nota: Obtenido de Castro & Cruz (2015).

2.2.12 Metodologías de Evaluación del Potencial Eólico

Para garantizar un estudio adecuado del recurso eólico disponible en una región, el análisis de datos meteorológicos es crucial para realizar un estudio detallado de los datos (Constante et al., 2021). Camargo & Hubbard (1999) destacan que los registros de velocidad del viento son confiables dentro de un radio máximo de 10 km desde las estaciones meteorológicas. Este límite es fundamental para evaluar la relación entre la proximidad de las estaciones y la utilidad de los datos recopilados, proporcionando una base clave para garantizar la precisión en el análisis del viento.

De lo anterior expuesto podemos resaltar que la necesidad de contar con información climática precisa, ya que la calidad de los datos iniciales condiciona la validez de todo el proceso de evaluación eólica. Sin registros confiables, cualquier modelación o proyección carecería de rigor científico. Por otro lado, debemos tener en cuenta que la ubicación de las estaciones no es un aspecto secundario, sino determinante para la representatividad de los datos. En consecuencia, la selección de puntos de medición adecuados se convierte en una fase crítica dentro de los estudios de potencial eólico.

El análisis de la velocidad del viento puede abordarse mediante diferentes modelos probabilísticos, como las distribuciones Weibull, Gamma, Rayleigh y Lognormal. Sin embargo, la distribución de Weibull con dos parámetros, correspondientes a la escala y la forma, resulta la más destacada en este tipo de

investigaciones (Castillo et al., 2020). La mención de diversos modelos probabilísticos demuestra la variedad de enfoques posibles, aunque la distribución de Weibull sobresale por su versatilidad y capacidad de ajuste a los datos reales, lo que la convierte en la metodología más adoptada a nivel internacional en la investigación eólica.

La Función de distribución de Weibull es una metodología que permite el procesamiento, control, tratamiento y análisis estadístico de la dirección y velocidad del viento en diferentes alturas. Se emplea para examinar y describir cómo se comporta el recurso eólico mediante el análisis del historial registrado en el área de interés (Constante et al., 2021). De esta forma, la distribución de Weibull no solo facilita un análisis estadístico del recurso, sino que también permite modelar su comportamiento a diferentes alturas, lo cual es esencial para proyectar la producción de energía en aerogeneradores de distinta escala.

La función de distribución de Weibull se expresa como:

$$f(v) = \frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \mathrm{e}^{-(\frac{v}{c})^{k}} \quad (4)$$

La variable *v* denota la velocidad del viento (m/s), siendo *c* el parámetro de escala (m/s) y *k* el parámetro de forma. Este último describe la dispersión o fluctuación de las velocidades del viento en un período dado, en tanto que el parámetro *c*, medido en m/s, guarda relación con la velocidad promedio del recurso eólico (Mendoza, 2018). La formulación matemática permite trasladar los datos

empíricos a un modelo teórico que describe el comportamiento del recurso. En este contexto, los parámetros k y c son los elementos que determinan la confiabilidad del modelo, ya que explican tanto la estabilidad del viento como su intensidad promedio.

La función de distribución acumulada (CDF) representa el valor obtenido al integrar la función de densidad de probabilidad, lo cual equivale al área bajo su curva. En el caso específico de la distribución de Weibull, dicha función acumulada, denotada como *F(v),* se deriva a partir de la integral de *f(v)* (Yancachajlla & Vilca, 2022):

$$F(v) = 1 - \mathrm{e}^{-(\frac{v}{c})^k} \tag{5}$$

$f(v)$ y $F(v)$ presentan las siguientes características:

- $f(v)$ es una función continua que varía con rapidez, alcanza un valor máximo y posteriormente retorna a cero.
- $F(v)$ aumenta de manera continua hasta aproximarse de forma asintótica a uno.

La incorporación de la función acumulada (CDF) resulta clave porque permite determinar la probabilidad de que la velocidad del viento sea igual o inferior a un valor dado. Esto ofrece una visión más completa que la función $f(v)$, ya que no solo identifica la probabilidad puntual de una velocidad específica, sino

que también describe la frecuencia acumulada de ocurrencia en todo un rango. En el contexto de la energía eólica, esta herramienta es muy útil para estimar la fracción de tiempo en que el viento se mantiene dentro de intervalos de velocidad adecuados para la operación de los aerogeneradores.

El valor de la variable donde la función de distribución de Weibull alcanza su punto máximo se determina al derivar $f(v)$ e igualando a cero. El máximo obtenido es:

$$v_{max} = c\left(\frac{k-1}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \tag{6}$$

La evaluación del potencial eólico se sustenta en la determinación de indicadores estadísticos esenciales, entre ellos la media, la varianza, la desviación estándar y el coeficiente de variación propios de la distribución de Weibull. Para el cálculo de estos parámetros se emplea la ecuación (7), formulada a partir de la función matemática gamma, lo que permite obtener los siguientes resultados:

$$\bar{v} = \int_0^\infty v\frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{\left(\frac{v}{c}\right)^k} dv = c\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right) \tag{7}$$

$$\sigma^2 = c^2\left[\Gamma\left(1+\frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1+\frac{1}{k}\right)\right], \quad \sigma = \sqrt{\sigma^2} \quad y \quad CV = \frac{\sigma}{\bar{v}} \tag{8}$$

Según Martínez (2011), el coeficiente de variación, también denominado coeficiente de Pearson, constituye una medida estadística que refleja la dispersión

relativa de los datos. Este coeficiente permite evaluar qué tan representativo es el promedio dentro de una distribución, en este caso, la distribución de Weibull. Se expresa como:

- $CV \leq 30\%$, los datos de la muestra presentan homogeneidad, lo que implica que la media es representativa.
- $30\% < CV \leq 70\%$, los datos de la muestra presentan una homogeneidad relativa, lo que hace que la media resulte casi representativa.
- $CV > 70\%$, los datos de la muestra presentan una alta variabilidad o heterogeneidad, lo que significa que la media no es representativa.

La probabilidad de que la variable v sea igual o superior a v_0

$$P(v \geq v_0) = \int_{v_0}^{\infty} f(v)dv = e^{-\left(\frac{v_0}{c}\right)^k} \quad (9)$$

Probabilidad de que existan variables entre 2 límites de interés está dado por:

$$P\left(v_{y_1} < v < v_{y_2}\right) = e^{-\left(\frac{v_{y1}}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_{y2}}{c}\right)^k} \quad (10)$$

La determinación de los parámetros k (forma) y c (escala) en la distribución de Weibull puede abordarse a través de distintos métodos estadísticos. Mendoza (2018) menciona, entre ellos, el método de los momentos, que se apoya en el cálculo de la velocidad media del viento y su desviación estándar como medidas representativas del comportamiento del recurso. Otra estrategia común es el método

de mínimos cuadrados, mediante el cual se ajusta la curva de Weibull a los datos observados para obtener los parámetros de forma y escala. Finalmente, el parámetro de localización puede derivarse empleando herramientas computacionales como el complemento Solver de Excel, lo que evidencia la importancia del uso de software especializado en el análisis eólico.

Este trabajo adopta el método de regresión lineal como procedimiento de estimación. A partir de la función de confiabilidad, también conocida como función de distribución acumulada, y aplicando el logaritmo en dos ocasiones, es posible obtener la siguiente expresión matemática, que facilita el cálculo de los parámetros de la distribución:

$$ln\{ln[R(v)]\} = ln\{ln[1 - F(v)]\} = k\ln(v) - k\ln(c) \quad (11)$$

La ecuación (11) representa una ecuación lineal con la siguiente forma:

$$y = kv + b; donde \quad v = \ln(v) \quad y \quad b = -kln(c) \quad (12)$$

En el procedimiento descrito, la notación *ln(v)* se interpreta como el logaritmo natural de la variable *v*. Con base en la ecuación (12), se deduce que el parámetro de forma *k* se asocia directamente con la pendiente de la recta de regresión obtenida en el ajuste lineal. Posteriormente, el parámetro de escala c se calcula a partir de la relación matemática *b = –k ln(c)*, la cual permite complementar la estimación de los parámetros de la distribución de Weibull. Estos pasos

metodológicos aseguran una determinación más precisa de los valores estadísticos requeridos, tal como se detalla a continuación:

$$b = -k\ln(c) \;\Rightarrow\; \ln(c) = -\frac{b}{k} \;\Rightarrow\; c = e^{-\frac{b}{k}} \tag{13}$$

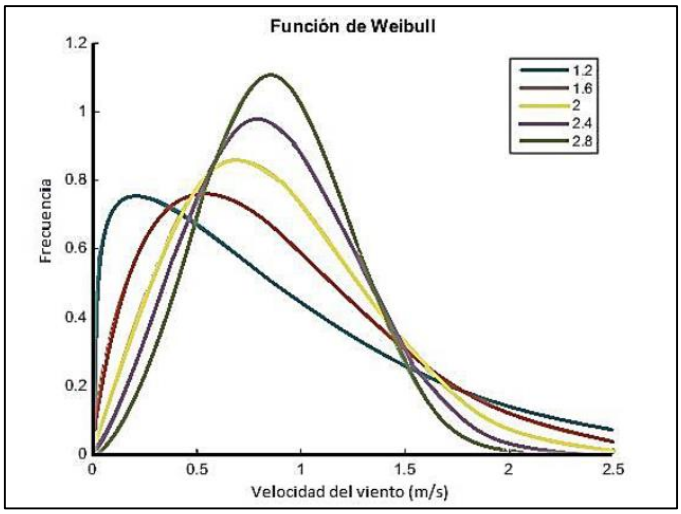
Luego de determinar la ecuación de la recta de regresión, expresada en la ecuación (13), es necesario proceder al cálculo de parámetros estadísticos que evalúan su validez. Según Palacio (2019), entre estos destacan el coeficiente de correlación (r) y el coeficiente de determinación (r^2), considerados como pruebas de bondad de ajuste. Dichos coeficientes no solo miden la relación entre las variables, sino que también permiten estimar el grado de precisión con que la recta de regresión explica la variabilidad de los datos, constituyendo una herramienta crucial para sostener la credibilidad y exactitud de los resultados obtenidos.

Una prueba de bondad de ajuste hace referencia a la evaluación estadística de la hipótesis según la cual una variable aleatoria se distribuye de acuerdo con una función de probabilidad particular. Dicho procedimiento resulta esencial para determinar la validez de los modelos probabilísticos aplicados a los datos. En el caso de la presente investigación, los coeficientes estimados permiten analizar el grado de concordancia entre la muestra disponible y la función de densidad de Weibull, lo cual constituye un paso fundamental para asegurar la confiabilidad de las conclusiones sobre el potencial eólico.

La Figura 5 ilustra la evolución morfológica de la distribución de Weibull ante variaciones del parámetro *k*, evidenciando su impacto directo en la forma de la curva. El eje horizontal corresponde a la velocidad del viento (m/s), mientras que el eje vertical representa la densidad de probabilidad asociada. Esta representación gráfica facilita la comprensión de cómo *k* modula la dispersión y concentración de los valores de velocidad, lo que resulta esencial para una caracterización estadística rigurosa del recurso eólico en escenarios de simulación y diseño.

Figura 5

Variación de la distribución de Weibull para la velocidad del viento: análisis de densidad según el parámetro de forma k



Nota: Obtenido de Burgos et al. (2015).

2.2.13 Simulación de la Generación de Energía

La proyección de la generación eléctrica anual se llevó a cabo mediante simulaciones que incorporan aerogeneradores de diferentes capacidades nominales y ubicaciones a distintas alturas, con el objetivo de capturar con mayor fidelidad las condiciones reales del recurso eólico. Este proceso reconoce que la producción energética no se define exclusivamente por la velocidad promedio del viento, sino que depende también de variables técnicas como la curva de potencia específica de cada equipo, la altura del eje de rotación y el perfil dinámico del flujo eólico en el área de estudio. Esta metodología permite construir una estimación más robusta y contextualizada del potencial de generación.

Para el desarrollo de este cálculo se aplica el método estándar descrito por Chang (2011), ampliamente utilizado en investigaciones de potencial eólico debido a su capacidad de relacionar de forma rigurosa los parámetros estadísticos del viento con el desempeño esperado de las turbinas. Dicho enfoque constituye una herramienta metodológica confiable que no solo facilita la estimación de la energía anual generada, sino que también permite comparar la eficiencia de distintos modelos de aerogeneradores bajo escenarios específicos. Su formulación matemática se presenta a continuación:

$$E = N_h \int_{u_m}^{u_M} g(u).F(u) \tag{14}$$

Donde:

Nh: Número de datos

E: Energía generada anualmente (MWh/año)

F(u): Función de probabilidad que describe el potencial eólico.

G(u): Curva de potencia del generador que muestra la potencia generada en función de las distintas velocidades del viento. El parámetro u_m, conocido como velocidad de conexión, representa la velocidad mínima del viento necesaria para que las palas comiencen a girar y produzcan energía utilizable.

U_m: Velocidad de conexión, que es el valor mínimo de la velocidad del viento necesario para que las palas comiencen a girar y produzcan energía que pueda ser aprovechada.

U_M: Velocidad de corte, que es el punto en el que los aerogeneradores detienen la producción de energía y se apagan para proteger la turbina eólica de posibles daños. Este valor suele ser de aproximadamente 25 m/s.

El cálculo de la energía mediante la ecuación (14) se basa en la curva de potencia de los aerogeneradores, la cual, por lo general, se establece considerando una densidad del aire de 1,225 kg/m³, correspondiente a condiciones estándar de 293.15 K de temperatura y 101.325 kPa de presión. Puesto que la generación efectiva de energía depende de manera directa de la densidad del aire, la cual

cambia en función de la ubicación geográfica, se empleará la ecuación (15) con el fin de realizar el ajuste correspondiente (Jafarian & Ranjbar, 2010).

$$E_R = \frac{\rho}{\rho_0} E \quad (15)$$

Donde:

E_R: Corresponde a la producción real de energía ajustada a las condiciones de densidad del aire específicas de la zona de estudio (MWh/año).

ρ: Densidad del área de estudio (kg/m3)

ρ_0: Densidad a condiciones estándar (kg/m3)

E: Energía generada anualmente bajo condiciones estándar de densidad del aire (MWh/año).

2.3 Definición de Términos

Energía eólica: Es una fuente renovable que surge del movimiento del viento generado por diferencias de temperatura entre zonas geográficas (Gordillo et al., 2022).

Ley de potencia del viento: Ley que establece que la a velocidad del viento aumenta con la altura siguiendo una relación de tipo potencia (Kalmikov, 2017).

Método de los vecinos más cercanos: Algoritmo que clasifica una nueva muestra comparándola con las k más cercanas ya conocidas. La muestra se asigna a la clase con mayor similitud en sus atributos (Rodriguez et al., 2007).

Potencial eólico: Es la capacidad del viento para generar energía eléctrica. Factor clave para decidir el montaje de sistemas de aerogeneración, tanto en gran escala como en proyectos rurales (Cantero, 2023).

Aerogenerador: Sistema electromecánico que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica (Hermann-Josef, 2020).

Energía Eléctrica: Energía que surge del desplazamiento de cargas eléctricas (electrones) en materiales conductores. Requiere una fuente de tensión (generador o batería) para mantener el flujo y energizar dispositivos (Escobar & Esplana, 2019).

Densidad del aire: La densidad del aire es una variable crítica para estimar el potencial eólico. Mayor densidad representa más potencia. Aire frío y zonas al

nivel del mar generan más energía que lugares cálidos o de gran altitud (Burgos et al., 2015).

Viento: Fenómeno natural originado por el movimiento del aire. Se produce por la diferencia de presión atmosférica, fluyendo de zonas de alta presión hacia las de baja presión (Diaz-Contreras et al., 2023).

Función de distribución de Weibull: Metodología para analizar estadísticamente la velocidad y dirección del viento en distintas alturas. Permite modelar el comportamiento del recurso eólico, esencial para proyectar la producción en aerogeneradores de diversas escalas (Constante et al., 2021).

CAPÍTULO III:

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 Características Ámbito de Estudio

Para la investigación orientada a la evaluación del potencial eólico destinado a la generación de energía eléctrica en el distrito de Palca, región Tacna, resulta esencial establecer con precisión las características que definen el ámbito de estudio. La delimitación clara de estas particularidades no solo permite contextualizar de manera adecuada la investigación, sino que también ofrece el sustento necesario para comprender las condiciones geográficas, climáticas y socioeconómicas que influyen en el comportamiento del recurso eólico. Asimismo, dicha caracterización proporciona un marco metodológico sólido que facilita la recopilación ordenada de información, el análisis estadístico de los datos de viento y, en última instancia, la obtención de conclusiones pertinentes y confiables en torno a la viabilidad de implementar proyectos de generación eléctrica en la zona.

3.1.1 Ubicación Geográfica

Región : Tacna

Provincia : Tacna

Distrito : Palca

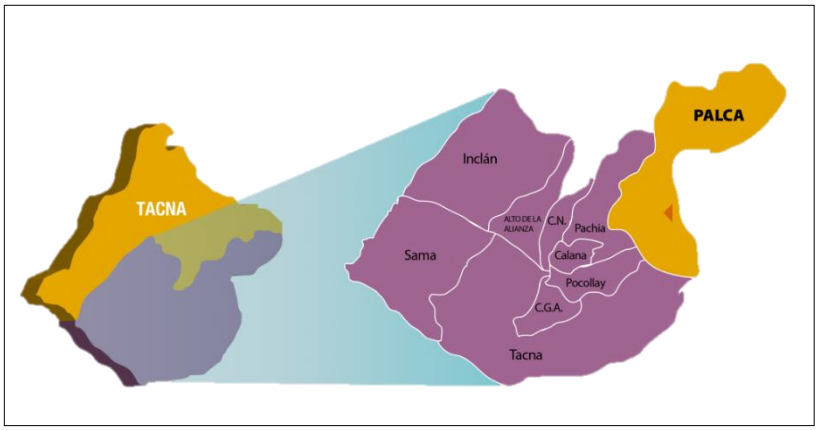
3.1.2 Coordenadas geográficas

Latitud : -17.5567

Longitud : -70.0936

Figura 6

Croquis de la ubicación de los beneficiarios



Nota: Se muestra el área donde se ubican los beneficiarios de la investigación.

3.1.3 Características socioeconómicas y demográficas de la población

La base demográfica de Palca se establece a partir de la información del Censo Nacional de Población y Vivienda del año 2017, cuyos resultados fueron publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (2018). En dicho relevamiento, el distrito de Palca arrojó una población de 1,980 residentes, lo cual representaba una fracción minoritaria: el 0.64 % del total de la población provincial (306,363 habitantes) y el 0.60 % de la población global del departamento de Tacna (329,332 habitantes). Proyectando el crecimiento poblacional, el INEI estimó que para el ejercicio 2022, la población de Palca se situaría en 2,384 habitantes, indicando una tendencia al incremento.

Este crecimiento, aunque moderado en términos absolutos, resulta relevante para la investigación, ya que refleja una tendencia de expansión demográfica que puede incrementar la demanda energética local. En este sentido, el análisis del potencial eólico en la zona adquiere mayor pertinencia, puesto que la diversificación de la matriz energética mediante fuentes renovables podría contribuir a cubrir de manera sostenible las necesidades futuras de electricidad en el distrito.

En el distrito de Palca, la estructura poblacional revela que el 71.41% de sus habitantes son hombres y el 28.59% mujeres, evidenciando una marcada predominancia masculina. En cuanto a la distribución por edades, los adultos comprendidos entre los 20 y 64 años representan el 74.24% de la población total, lo que configura una base poblacional mayoritariamente activa en términos laborales y productivos. En relación con los servicios básicos, se observa que el 93.4% de los hogares cuenta con acceso a agua potable, mientras que la cobertura de alcantarillado alcanza solo el 59.0%.

Por su parte, el servicio de energía eléctrica presenta una cobertura de 58.4%, lo que refleja limitaciones significativas en la infraestructura energética del distrito. Este último aspecto resulta particularmente relevante para la investigación, ya que evidencia la necesidad de ampliar y diversificar las fuentes de suministro eléctrico. En este contexto, la energía eólica surge como una alternativa viable y sostenible para contribuir al cierre de brechas en el acceso a electricidad.

3.1.4 Características geográficas - climáticas

El Distrito de Palca se caracteriza geográficamente por estar asentado en la vertiente occidental de los Andes, a una altitud media de 3,282 metros sobre el nivel del mar. Su relieve es accidentado, con montañas, mesetas y quebradas que influyen en la variabilidad climática. El clima de Palca es predominantemente seco y frío, con temperaturas que varían entre los 5°C y 15°C durante el año. La temporada de lluvias se presenta principalmente entre diciembre y marzo, mientras que el resto del año prevalece un clima árido.

Los suelos presentes en esta región, aunque en su mayoría se caracterizan por ser áridos, pedregosos y de limitada fertilidad, han sido aprovechados a lo largo del tiempo por las comunidades locales para el desarrollo de actividades agrícolas de pequeña escala. Entre estas destacan principalmente el cultivo de tubérculos andinos, que se adaptan mejor a las condiciones adversas del terreno, así como la crianza de ganado menor y mayor, que constituye una fuente importante de sustento para la población. En cuanto a la cobertura vegetal, esta se presenta de manera escasa y dispersa, predominando los pastizales de altura y ciertos arbustos que han logrado adaptarse a las condiciones extremas de sequedad, bajas temperaturas nocturnas y radiación solar intensa propias de la zona altoandina.

Las lluvias en la zona se presentan de manera escasa y con un patrón claramente estacional, concentrándose principalmente en los meses de verano. Durante este periodo, las precipitaciones suelen caracterizarse por ser de corta

duración, aunque de considerable intensidad, lo que ocasiona variaciones notables en los caudales de los ríos y arroyos que atraviesan el territorio. Estas condiciones generan una dinámica hídrica irregular, donde periodos de sequía prolongada se ven interrumpidos por episodios de lluvias intensas que alteran de forma repentina el paisaje. Está marcada variabilidad climática impone diversos retos tanto para el desarrollo de actividades agrícolas como para el día a día de la población local, que debe adaptarse constantemente a un entorno natural cambiante y, en muchos casos, poco predecible.

Características Clave:

- Velocidad del Viento: Datos históricos y mediciones recientes indican velocidades promedio de viento adecuadas para la generación eólica, generalmente entre 6 y 8 m/s, con picos que pueden superar los 10 m/s.
- Dirección del Viento: Predominantemente de dirección sur a oeste, lo que es favorable para la instalación de aerogeneradores alineados con las corrientes de viento predominantes.
- Estabilidad Climática: Las condiciones climáticas son estables, con vientos constantes durante la mayor parte del año, lo que maximiza la eficiencia de los aerogeneradores.
- Factores Meteorológicos: La región presenta bajas precipitaciones y alta radiación solar, complementando el uso de energías renovables y minimizando la corrosión y el desgaste de los equipos eólicos.

- Datos de la Estación Meteorológica: La estación meteorológica de Paucarani, ubicada en las coordenadas 17°31’ S, 69°46' W y a una altitud de 4625 msnm, proporciona datos relevantes para la evaluación del potencial eólico. Esta estación es de tipo convencional-meteorológica y tiene el código 158328.

3.2 Tipo y Diseño de la Investigación

3.2.1 Tipo y Nivel de Investigación

La presente investigación es de tipo aplicada, ya que busca resolver un problema concreto vinculado al aprovechamiento del recurso eólico en una zona específica del sur del Perú. La investigación aplicada se caracteriza por su orientación práctica, dirigida a la solución de necesidades reales mediante el uso de conocimientos científicos y tecnológicos (Cegarra Sánchez, 2004).

En cuanto al nivel, el estudio es descriptivo, pues se enfoca en caracterizar el comportamiento del viento en la zona de Paucarani, distrito de Palca, sin manipular variables. El objetivo es identificar patrones, tendencias y condiciones relevantes para la evaluación del potencial eólico, sin establecer relaciones causales (Hernández Sampieri et al., 2014).

3.2.2 Diseño de Investigación

Esta investigación adopta un diseño no experimental. Según Arias (2012) la investigación no experimental como aquella que se realiza sin manipular

deliberadamente las variables, observando los fenómenos en su ambiente natural para después analizarlos.

3.3 Población Y Muestra

3.3.1 Población

La población de estudio está constituida por el ámbito geográfico de la provincia de Tacna, en el cual se pretende evaluar el potencial eólico.

3.3.2 Muestra

La muestra corresponde al distrito de Palca, específicamente la zona de Paucarani, seleccionada por criterios de representatividad y accesibilidad.

3.4 Técnicas e instrumentos para recolección de datos

3.4.1 Métodos y técnicas para logro de objetivos

Para alcanzar los objetivos del estudio sobre la producción de energía eléctrica a partir de aerogeneradores en Paucarani, se emplearon los siguientes métodos y técnicas:

- **Revisión de Datos Históricos**: Se utilizó información histórica de velocidades de viento proporcionada por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAHMI). Esta información fue fundamental para el análisis del recurso eólico en la región.
- **Método de K-Vecinos Más Cercanos (k-NN)**: Dado que la data de velocidades de viento presentaba faltantes en ciertos meses, se aplicó el

método de k-NN para completar los datos ausentes. Este método permite estimar valores basándose en la similitud con otros datos cercanos, asegurando una mejor representación del recurso eólico.

3.4.2 Instrumentos de Recolección de Datos

- **Instrumentos de Medición en Origen:** Aunque los investigadores no realizaron la medición directa, se reconoció que los datos procedieron de instrumentos estandarizados y certificados por el SENAMHI en la Estación Paucarani. Dichos instrumentos incluyeron el anemómetro de copas, utilizado para registrar la velocidad del viento, y la veleta, empleada para determinar su dirección, ambos instalados a una altura de 10 metros.
- **Instrumento de Recopilación:** El instrumento de recopilación consistió en una ficha de registro de datos secundarios, diseñada por los investigadores para organizar la información obtenida. Esta ficha se estructuró como una matriz digital en la que se tabularon de manera sistemática las variables de velocidad y dirección del viento, correspondientes al periodo 2019-2023.

3.5 Procesamiento y análisis estadísticos

El tratamiento estadístico de los datos obtenidos se estructurará en etapas sucesivas, empleando herramientas analíticas específicas que permitan extraer patrones relevantes y validar los resultados del estudio.

3.5.1 Procesamiento de Datos

El tratamiento estadístico de los datos se realizó siguiendo los pasos que se detallan a continuación:

- **Ingreso de Datos**: Los registros de velocidad del viento proporcionados por el SENAMHI fueron procesados e incorporados en el software Microsoft Excel con el fin de llevar a cabo su análisis estadístico. El uso de Excel, además, constituye un primer paso metodológico que brinda soporte a etapas posteriores de cálculo y modelado, asegurando que los datos se encuentren debidamente estructurados para la aplicación de técnicas más especializadas en la evaluación del potencial de generación eléctrica.

- **Completar Datos Faltantes**: Se aplicó el método de k-NN como técnica de imputación para completar los datos ausentes en los registros de velocidad del viento, garantizando así la coherencia y continuidad de la serie temporal, lo cual resulta esencial para preservar la validez y la confiabilidad del análisis posterior. El proceso de imputación mediante KNN se realizó siguiendo estos pasos:

  Paso 1: Cálculo de distancias. Para cada observación con datos faltantes, se calculó la distancia euclidiana con respecto a todas las demás observaciones utilizando únicamente las variables sin valores ausentes, utilizando la ecuación (1).

Paso 2: Selección de vecinos más cercanos. Se seleccionaron los *k* vecinos más cercanos (en este caso, k=2) basándose en las distancias calculadas. El valor de *k* se determinó considerando el tamaño de la muestra (n = 5 años).

Paso 3: Cálculo del valor imputado. El valor faltante se estimó mediante un promedio ponderado de los valores de los *k* vecinos más cercanos, usando la ecuación (2).

- **Cálculo de Frecuencias**: En Microsoft Excel se calcularon las frecuencias absolutas, relativas y acumuladas de las velocidades del viento, lo que no solo permitió una mejor comprensión de la distribución de los datos, sino que también facilitó la identificación de patrones de variabilidad y tendencias que resultan fundamentales para el análisis del recurso eólico.

- **Estimación de Parámetros de Weibull**: Se empleó python para efectuar cálculos mediante el método de mínimos cuadrados, con el propósito de estimar de manera precisa los parámetros de la distribución de Weibull. Este procedimiento permitió obtener la expresión lineal que modela la dinámica del viento en la zona de estudio, ofreciendo una base cuantitativa robusta para analizar su variabilidad y proyectar su aprovechamiento energético.

3.5.2 Análisis Estadístico

- **Cálculo de Parámetros de Weibull**: Los parámetros característicos de la distribución de Weibull, como la media y la desviación estándar, fueron

estimados mediante rutinas programadas en Python, lo que permitió automatizar el procesamiento estadístico de los datos eólicos.

- **Visualización de Resultados**: Se elaboraron representaciones gráficas de la función de densidad de probabilidad (PDF) y de la función de distribución acumulada (CDF) asociadas al modelo Weibull, con el fin de visualizar el comportamiento del viento en Paucarani. Estas visualizaciones facilitaron la interpretación de la variabilidad del recurso y su potencial aprovechamiento energético.

3.6 Desarrollo de la Metodología

La presente investigación sigue una secuencia metodológica estructurada que permite evaluar el potencial eólico en el distrito de Palca, Tacna, utilizando datos meteorológicos disponibles y herramientas de análisis técnico. El proceso se representa mediante un diagrama de flujo que inicia con la recopilación de datos y culmina en la evaluación del recurso eólico.

Las etapas son las siguientes:

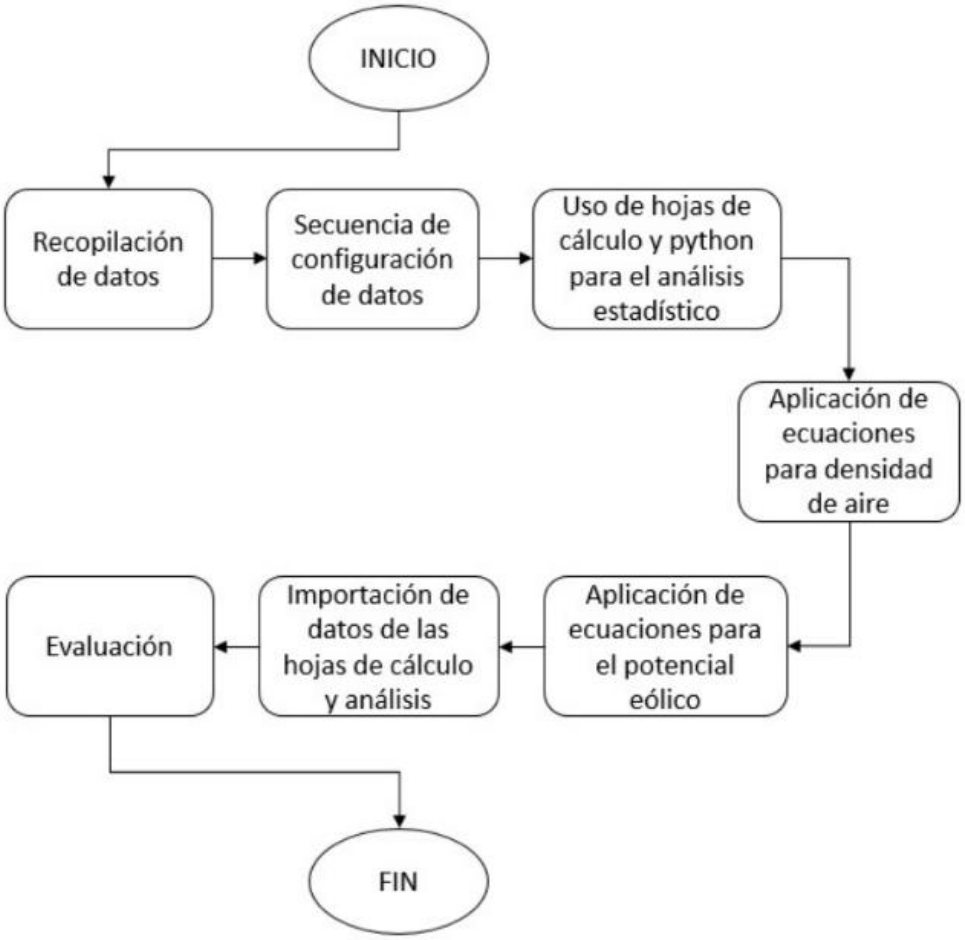
- Inicio: punto de partida del proceso metodológico.
- Recopilación de datos: se obtienen registros de velocidad y dirección del viento desde fuentes oficiales como SENAMHI.
- Secuencia de configuración de datos: se organizan y preparan los datos para su análisis.

- Uso de hojas de cálculo y Python para el análisis estadístico: se aplican herramientas computacionales para procesar los datos y obtener indicadores relevantes.
- Aplicación de ecuaciones para densidad de aire: se calcula la densidad del aire como variable necesaria para estimar la potencia del viento.
- Aplicación de ecuaciones para el potencial eólico: se utiliza las ecuaciones descritas para determinar la energía disponible en función de los datos recopilados.
- Importación de datos de las hojas de cálculo y análisis: se integran los resultados en plataformas de procesamiento para su interpretación.
- Evaluación: se analiza la viabilidad del aprovechamiento del recurso eólico en función de los resultados obtenidos.
- Fin: cierre del proceso metodológico.

Esta estructura garantiza un enfoque sistemático y replicable, permitiendo obtener resultados técnicos confiables para la evaluación del potencial eólico en la zona de estudio.

Figura 7

Flujograma estructurado de la metodología para evaluación del potencial eólico



Nota: Representación paso a paso del proceso realizado en la investigación, desde la recopilación de datos meteorológicos y su análisis estadístico, hasta la evaluación del potencial eólico utilizando la distribución de Weibull y la interpretación de resultados para el distrito de Palca, Tacna.

CAPÍTULO IV:

RESULTADOS

4.1. Caracterización física del recurso eólico

4.1.1. Estimación de la densidad del aire a nivel local

Para la estimación de la densidad del aire a una altitud de 4625 m s. n. m., se tomó como referencia la información contenida en el Atlas Eólico del Perú (2016), documento técnico elaborado por el MINEM. Este documento ofrece datos específicos sobre las propiedades atmosféricas, incluyendo densidades estimadas del aire, en función de la altitud dentro del territorio peruano, lo que permite obtener valores representativos para estudios técnicos en zonas de gran altitud. A continuación, se presentan los datos interpolados en la tabla 5:

Tabla 5

Densidad del aire en función de la altitud

Altitud (m)	Densidad del aire (kg/m3)
4000	0.819
4625	0.767
5000	0.736

Nota. Se presenta la interpolación del valor de densidad del aire para 4625 m a partir de los datos referenciales de 4000 m y 5000 m. Los valores base fueron extraídos del Atlas Eólico del Perú del Ministerio de Energía y Minas (2016).

En Paucarani, distrito de Palca, la densidad del aire obtenida mediante interpolación, como se presenta en la Tabla 5, muestra claramente cómo disminuye a medida que aumenta la altitud. Este fenómeno se explica por la reducción progresiva de la presión atmosférica y la temperatura en altitudes mayores, en concordancia con las leyes de los gases ideales. En el intervalo de altitud analizado (4000–5000 msnm), se observa un descenso casi lineal de la densidad del aire, lo que permite predecir con precisión los valores intermedios, como el correspondiente a 4625 msnm.

4.1.2. Procesamiento y análisis mensual de datos eólicos

Los datos fueron recopilados de la estación meteorológica de Paucarani (ID: 158328), ubicada a 10 metros de altura sobre el nivel del suelo. Para garantizar la integridad de los análisis, se imputaron los datos faltantes utilizando el método de los k-vecinos más cercanos (KNN), un enfoque robusto y eficiente para la estimación de valores ausentes en series temporales. El procesamiento de los datos y la imputación se realizaron empleando Python, cuyo código se presenta en el Anexo 6. Asimismo, los registros originales de la estación meteorológica se incluyen en el Anexo 2, con el fin de asegurar la transparencia y trazabilidad de la información utilizada en este estudio.

Tabla 6

Comportamiento mensual del viento en Paucarani (Palca – Tacna): análisis de velocidad media 2019–2023

MES / AÑO	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	4.90	5.60	5.50	5.80	6.20
Febrero	5.20	4.60	5.80	5.10	6.00
Marzo	5.40	4.60	4.40	5.20	6.20
Abril	6.80	5.30	5.60	5.80	6.10
Mayo	8.90	7.70	7.30	7.50	6.10
Junio	7.40	7.40	10.50	7.90	6.10
Julio	7.30	6.40	6.02	5.70	6.10
Agosto	4.70	10.30	7.30	6.00	7.92
Setiembre	6.80	6.30	5.90	7.50	6.97
Octubre	6.50	6.81	7.10	6.50	6.50
Noviembre	6.80	6.20	6.60	5.40	5.76
Diciembre	6.50	6.20	6.30	5.40	5.76

Nota La serie incluye valores estimados mediante imputación con el algoritmo KNN, aplicados a los meses con registros faltantes. Los datos originales sin imputación se presentan en el Anexo 5.

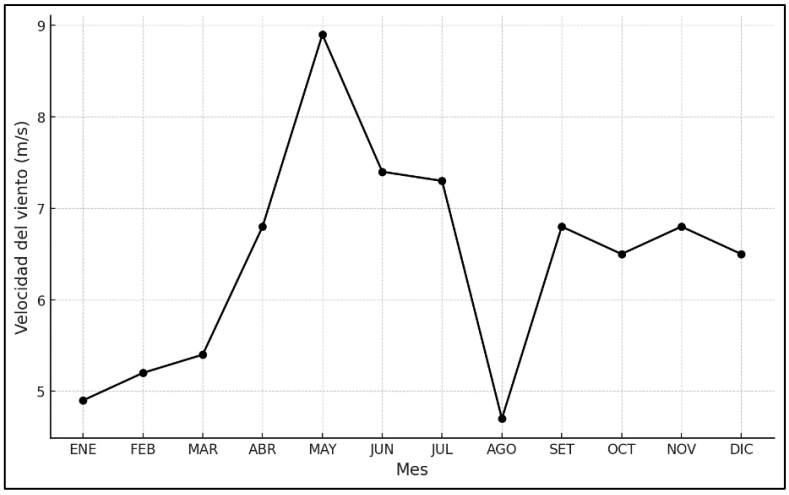
La Tabla 6 presenta el comportamiento mensual de la velocidad del viento (m/s) en Paucarani, distrito de Palca, durante el periodo 2019-2023. Los datos revelan variaciones significativas entre los meses y los años. Mayo y junio destacan como los meses con los promedios más altos en varios años, como en 2019, donde se registró el valor más elevado de toda la tabla con 8.90 m/s en mayo. De manera similar, en 2021 se observa un pico notable en junio con 10.50 m/s, reflejando un

comportamiento dinámico del viento en la temporada media del año. Por el contrario, marzo y agosto muestran fluctuaciones más amplias entre los años; en agosto de 2020 se alcanzó un máximo excepcional de 10.30 m/s, mientras que en 2019 se registró un valor significativamente más bajo de 4.70 m/s, indicando una gran variabilidad interanual. Además, meses como enero y diciembre presentan valores más uniformes y estables en comparación con otros meses, reflejando condiciones de viento menos fluctuantes hacia el inicio y fin del año. En general, los promedios más elevados suelen concentrarse entre mayo y agosto, lo que podría estar relacionado con patrones estacionales característicos de la región, mientras que los meses de transición, como marzo y noviembre, tienden a mostrar menor intensidad y más estabilidad relativa.

En las figuras del 8 al 12 se presenta la variación mensual de la velocidad del viento en Paucarani, distrito de Palca, durante el período comprendido entre 2019 y 2023.

Figura 8

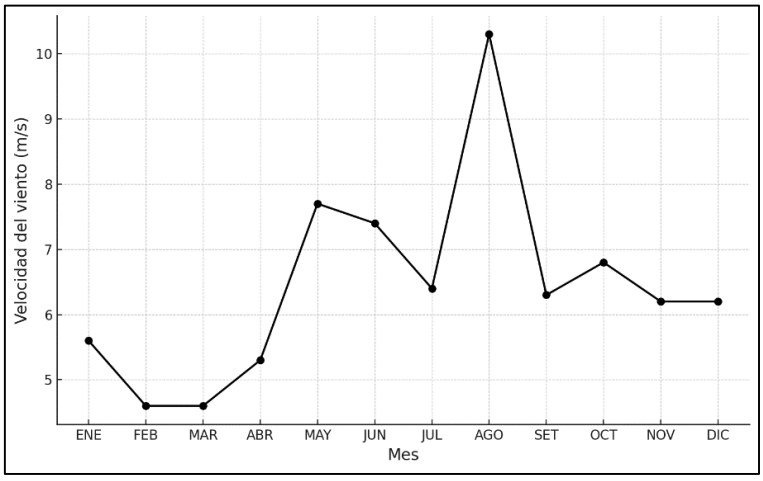
Perfil mensual del régimen eólico en Paucarani a 10 m (2019)



Nota. Elaboración propia con datos de SENAMHI (2023).

Figura 9

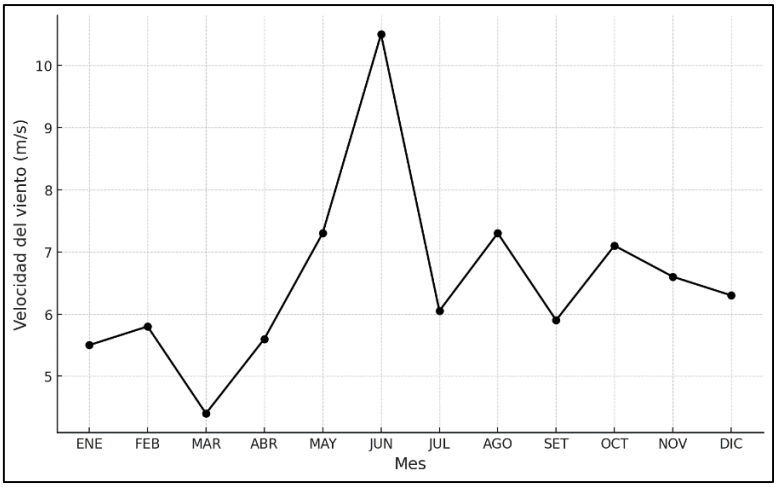
Perfil mensual del régimen eólico en Paucarani a 10 m (2020)



Nota. Elaboración propia con datos de SENAMHI (2023).

Figura 10

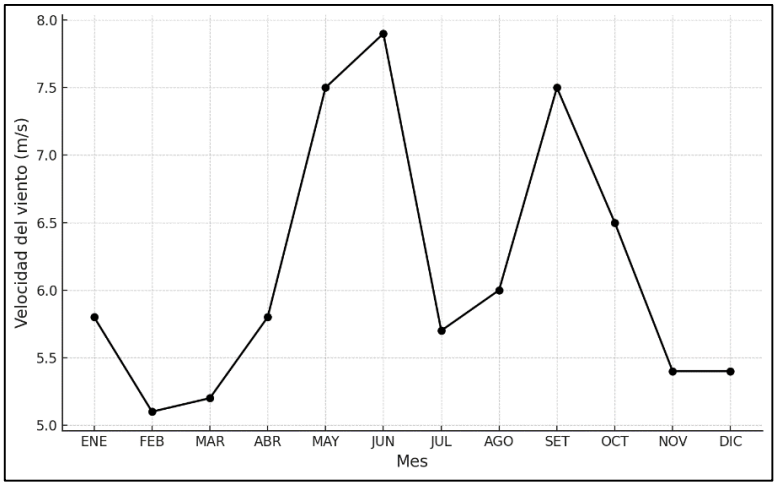
Perfil mensual del régimen eólico en Paucarani a 10 m (2021)



Nota. Elaboración propia con datos de SENAMHI (2023).

Figura 11

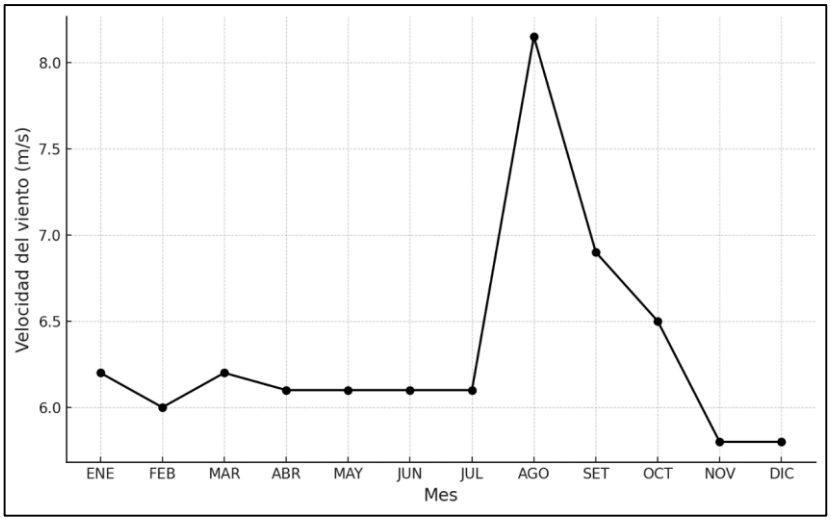
Perfil mensual del régimen eólico en Paucarani a 10 m (2022)



Nota. Elaboración propia con datos de SENAMHI (2023).

Figura 12

Perfil mensual del régimen eólico en Paucarani a 10 m (2023)



Nota. Elaboración propia con datos de SENAMHI (2023).

A continuación, se presentan los indicadores clave de las velocidades del viento registradas en Paucarani durante el periodo 2019-2023.

Tabla 7

Velocidades del viento anual en Paucarani, distrito de Palca, Tacna: valores máximos, mínimos y promedio (m/s)

Velocidad de viento (m/s)	**Año 2019**	**Año 2020**	**Año 2021**	**Año 2022**	**Año 2023**
Máximo	8.90	10.30	10.50	7.90	8.15
Mínimo	4.70	4.60	4.40	5.10	5.76
Promedio Anual	6.43	6.45	6.53	6.15	6.33

Nota. Elaboración propia con datos de SENAMHI (2023).

La Tabla 7 muestra los indicadores clave de las velocidades de viento (promedio, máximo y mínimo) registradas en Paucarani durante el periodo 2019-2023. El promedio anual de velocidad del viento varía entre 6.15 m/s en 2022, el valor más bajo, y 6.53 m/s en 2021, el más alto. Este último año se caracteriza por el mayor dinamismo en las velocidades, con un rango de variación que oscila entre 4.40 m/s (mínimo) y 10.50 m/s (máximo). Por el contrario, 2022 registra el promedio más bajo y el máximo más reducido (7.90 m/s), indicando condiciones de viento menos intensas. En 2023, el rango de velocidades es más uniforme, con un mínimo elevado (5.76 m/s) y un máximo moderado (8.15 m/s), lo que refleja un comportamiento del viento más constante. Estos valores reflejan diferencias significativas en las condiciones del viento entre los años evaluados, con potenciales implicaciones para proyectos de generación de energía eólica, donde los valores más altos registrados en 2020 y 2021 podrían representar escenarios más favorables.

4.1.3. Estimación de velocidad eólica en alturas operativas

Para estimar la velocidad del viento a alturas operativas, se utilizaron datos recopilados por la estación meteorológica Paucarani, operada por el SENAMHI. Los registros presentaban valores faltantes, los cuales fueron completados mediante el algoritmo de imputación Vecinos cercanos (KNN), garantizando la continuidad y consistencia de la serie temporal. Posteriormente, los datos fueron procesados mediante la ecuación (3), cuyo cálculo se implementó en Python, como se muestra en el Anexo 6. Para la extrapolación vertical se consideró un valor de rugosidad superficial Z_0=0.03, correspondiente a un entorno caracterizado por áreas agrícolas abiertas, sin cercas ni barreras vegetales, con viviendas dispersas y colinas de pendiente suave. Este valor refleja con precisión las condiciones topográficas y paisajísticas del sitio donde se efectuaron las mediciones.

Tabla 8

Proyección de las velocidades del viento a alturas operativas

$V_{Z=10m}$ (m/s)	$V_{Z=30m}$ (m/s)	$V_{Z=60m}$(m/s)	$V_{Z=90m}$(m/s)
4.90	5.83	6.41	6.75
5.60	6.66	7.33	7.72
5.50	6.54	7.20	7.58
5.80	6.90	7.59	7.99
6.20	7.37	8.11	8.55
5.20	6.18	6.80	7.17
4.60	5.47	6.02	6.34
5.80	6.90	7.59	7.99
5.10	6.06	6.67	7.03
6.00	7.13	7.85	8.27
5.40	6.42	7.07	7.44

4.60	5.47	6.02	6.34
4.40	5.23	5.76	6.06
5.20	6.18	6.80	7.17
6.20	7.37	8.11	8.55
6.80	8.09	8.90	9.37
5.30	6.30	6.93	7.30
5.60	6.66	7.33	7.72
5.80	6.90	7.59	7.99
6.10	7.25	7.98	8.41
8.90	10.58	11.65	12.27
7.70	9.16	10.07	10.61
7.30	8.68	9.55	10.06
7.50	8.92	9.81	10.34
6.10	7.25	7.98	8.41
7.40	8.80	9.68	10.20
7.40	8.80	9.68	10.20
10.50	12.49	13.74	14.47
7.90	9.39	10.34	10.89
6.10	7.25	7.98	8.41
7.30	8.68	9.55	10.06
6.40	7.61	8.37	8.82
6.02	7.16	7.88	8.30
5.70	6.78	7.46	7.86
6.10	7.25	7.98	8.41
4.70	5.59	6.15	6.48
10.30	12.25	13.48	14.20
7.30	8.68	9.55	10.06
6.00	7.13	7.85	8.27
7.92	9.42	10.36	10.92
6.80	8.09	8.90	9.37
6.30	7.49	8.24	8.68
5.90	7.02	7.72	8.13
7.50	8.92	9.81	10.34
6.97	8.29	9.12	9.61
6.50	7.73	8.50	8.96
6.81	8.10	8.91	9.39
7.10	8.44	9.29	9.79
6.50	7.73	8.50	8.96
6.50	7.73	8.50	8.96
6.80	8.09	8.90	9.37

6.20	7.37	8.11	8.55
6.60	7.85	8.64	9.10
5.40	6.42	7.07	7.44
5.76	6.85	7.54	7.94
6.50	7.73	8.50	8.96
6.20	7.37	8.11	8.55
6.30	7.49	8.24	8.68
5.40	6.42	7.07	7.44
5.76	6.85	7.54	7.94

*Not*a. Se muestra los resultados de la proyección a 3 diferentes alturas operativas 30, 60 y 90 respectivamente.

Las figuras 13 a 17 presentan la variación mensual de la velocidad del viento, abarcando el periodo de 2019 a 2023, y muestran cómo esta velocidad se comporta a distintas alturas. Estos resultados permiten identificar patrones estacionales y resaltar la influencia de la altura sobre la dinámica del viento, proporcionando información clave para aplicaciones como la generación de energía eólica y estudios meteorológicos locales.

Figura 13

Proyección de velocidad eólica mensual a distintas alturas en Paucarani: análisis basado en datos de 2019

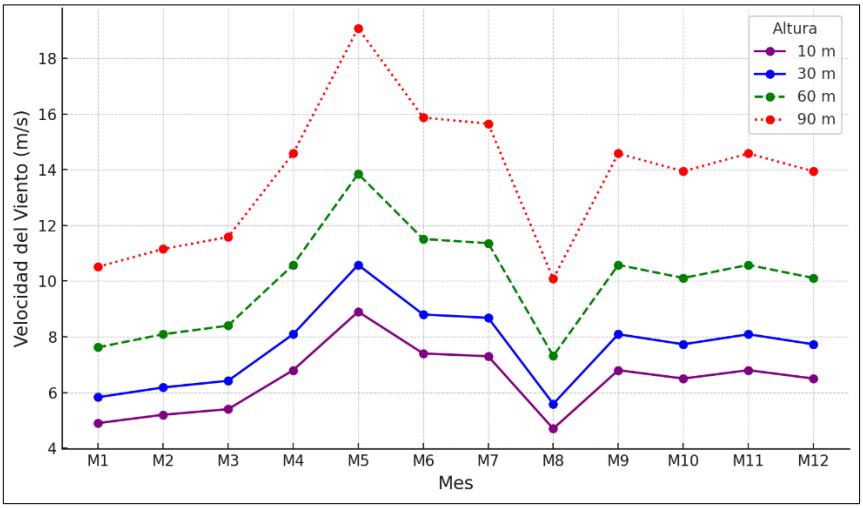


Figura 14

Proyección de velocidad eólica mensual a distintas alturas en Paucarani: análisis basado en datos de 2020

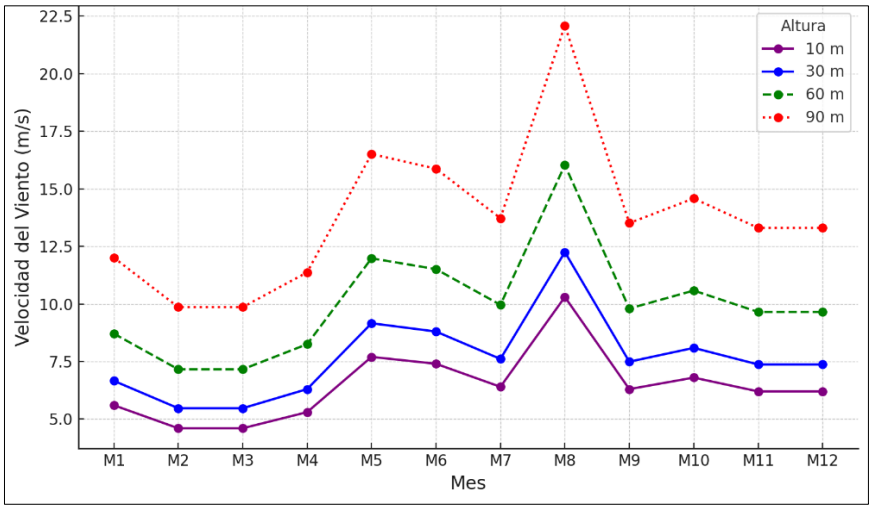


Figura 15

Proyección de velocidad eólica mensual a distintas alturas en Paucarani: análisis basado en datos de 2021

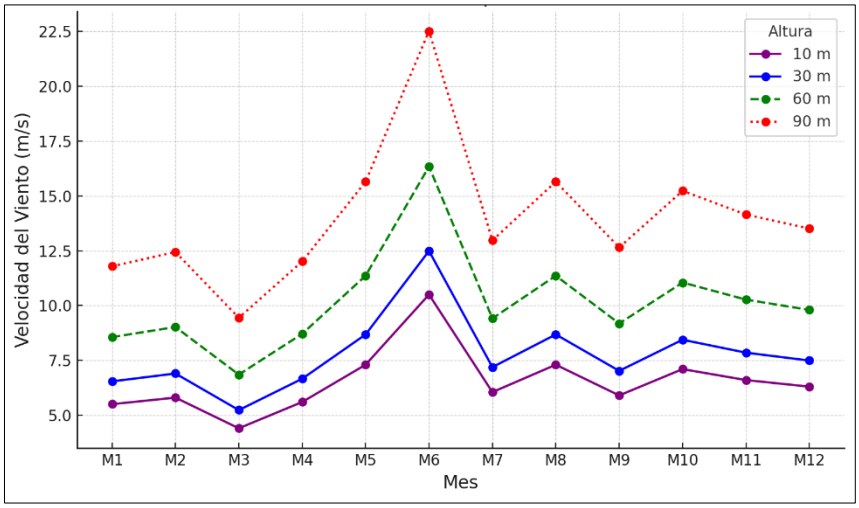


Figura 16

Proyección de velocidad eólica mensual a distintas alturas en Paucarani: análisis basado en datos de 2022

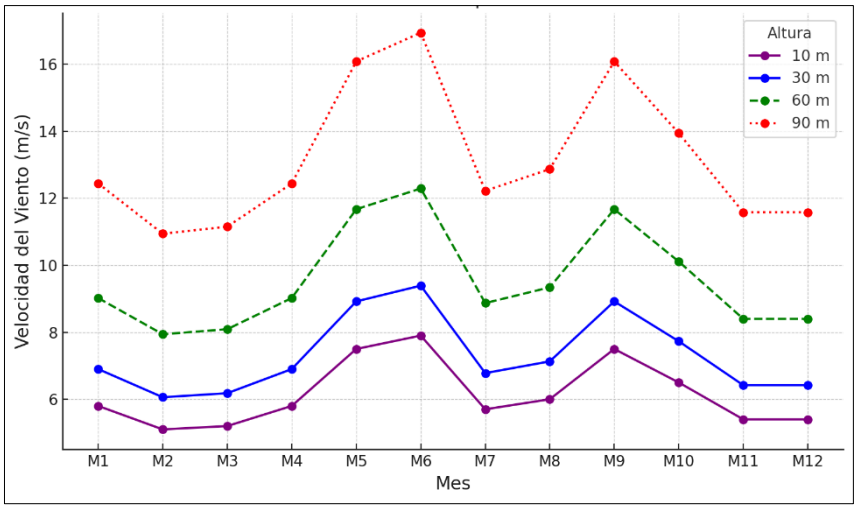
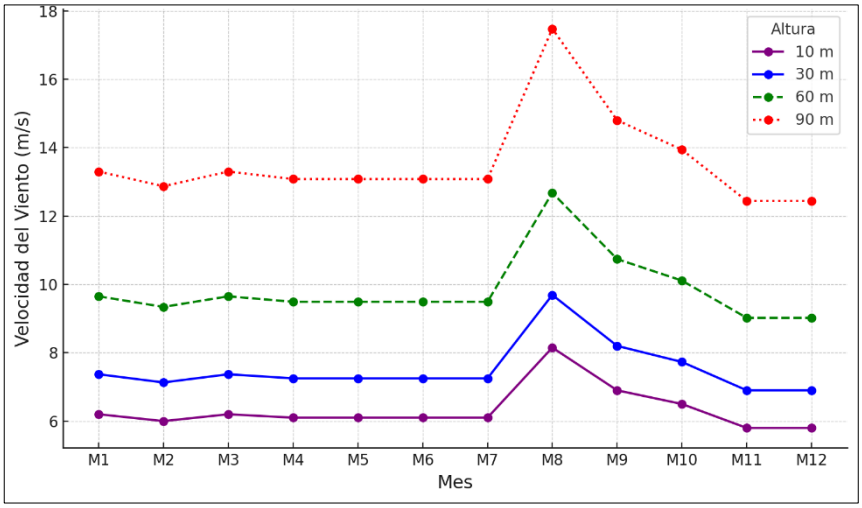


Figura 17

Proyección de velocidad eólica mensual a distintas alturas en Paucarani: análisis basado en datos de 2023



Las visualizaciones correspondientes al periodo 2019-2023 evidencian cómo la velocidad del viento varía mensualmente en función de la altitud, considerando niveles de medición a 10, 30, 60 y 90 metros. Se observa una tendencia sostenida de incremento conforme se eleva la altura, lo que refuerza la importancia de seleccionar bujes elevados en el diseño de sistemas eólicos. Las mayores velocidades se registran a 90 m, alcanzando picos de hasta 14,47 m/s en junio de 2021, mientras que las velocidades a 10 m son más estables, con menor variabilidad mensual. Los meses de mayo, junio, julio y agosto tienden a concentrar los valores más altos, especialmente en años como 2021 y 2022, lo que sugiere un

patrón estacional relacionado con la estación seca de la región. En contraste, meses como febrero y marzo presentan velocidades más bajas y menos fluctuaciones.

Por otro lado, los años 2020 y 2021 destacan por su dinamismo, con mayores fluctuaciones y picos significativos, mientras que 2019 y 2023 presentan una distribución más uniforme. Este comportamiento sugiere que los periodos con velocidades más altas son ideales para proyectos de generación eólica, especialmente en alturas superiores a 60 m. Las tendencias estacionales identificadas son clave para planificar operaciones y maximizar la eficiencia de los aerogeneradores en la región, considerando la importancia de las alturas para la captación eficiente de energía eólica (Manwell et al., 2009).

La Tabla 9 muestra los valores máximos y mínimos de las velocidades promedio del viento mensual registradas durante el periodo 2019-2023, analizadas a distintas alturas (10 m, 30 m, 60 m y 90 m). Asimismo, se incluye el promedio anual de las velocidades para cada altura, proporcionando una visión clara de las variaciones interanuales y destacando cómo estas se comportan en función de la altura de medición.

Tabla 9

Caracterización estadística de la velocidad del viento en Paucarani (Palca – Tacna): valores extremos y promedio 2019–2023

	Altura (m)	**10**	**30**	**60**	**90**
2019	Promedio (m/s)	6.43	7.65	8.42	8.87
	Máximo (m/s)	8.90	10.58	11.65	12.27
	Mínimo (m/s)	4.70	5.59	6.15	6.48
	Altura (m)	**10**	**30**	**60**	**90**
2020	Promedio (m/s)	6.45	7.67	8.44	8.89
	Máximo (m/s)	10.30	12.25	13.48	14.20
	Mínimo (m/s)	4.60	5.47	6.02	6.34
	Altura (m)	**10**	**30**	**60**	**90**
2021	Promedio (m/s)	6.53	7.76	8.54	9.00
	Máximo (m/s)	10.50	12.49	13.74	14.47
	Mínimo (m/s)	4.40	5.23	5.76	6.06
	Altura (m)	**10**	**30**	**60**	**90**
2022	Promedio (m/s)	6.15	7.31	8.05	8.48
	Máximo (m/s)	7.90	9.39	10.34	10.89
	Mínimo (m/s)	5.10	6.06	6.67	7.03
	Altura (m)	**10**	**30**	**60**	**90**
2023	Promedio (m/s)	6.33	7.53	8.28	8.72
	Máximo (m/s)	8.15	9.69	10.66	11.23
	Mínimo (m/s)	5.80	6.90	7.59	7.94

Nota. Se resume la evolución anual de la velocidad del viento en Paucarani (Palca – Tacna) entre 2019 y 2023, diferenciando valores promedio, máximos y mínimos a cuatro alturas. Destaca el año 2021 por registrar los mayores promedios en todas las cotas, alcanzando hasta 14,47 m/s a 90 m, lo que evidencia un pico favorable para el aprovechamiento eólico.

4.2. Dirección de Viento

Con el software WRPLOT 8.0.2 se elaboró el gráfico de la rosa de vientos correspondiente a la estación meteorológica de Paucarani, ubicada en el distrito de Palca. La Figura 18 muestra la distribución de frecuencias de dirección y velocidad del viento para el periodo 2019–2023 mediante la rosa de vientos, lo que permite caracterizar de manera integral el comportamiento del recurso eólico en la zona.

Del análisis de la figura se observa que la dirección predominante del viento se orienta hacia el oeste, concentrando la mayor proporción de ocurrencias. Esta predominancia se acompaña de una alta frecuencia de velocidades en el rango de 5.70 a 8.80 m/s, representadas en color azul, categoría que constituye el intervalo más significativo y que alcanza un porcentaje considerable de las observaciones totales.

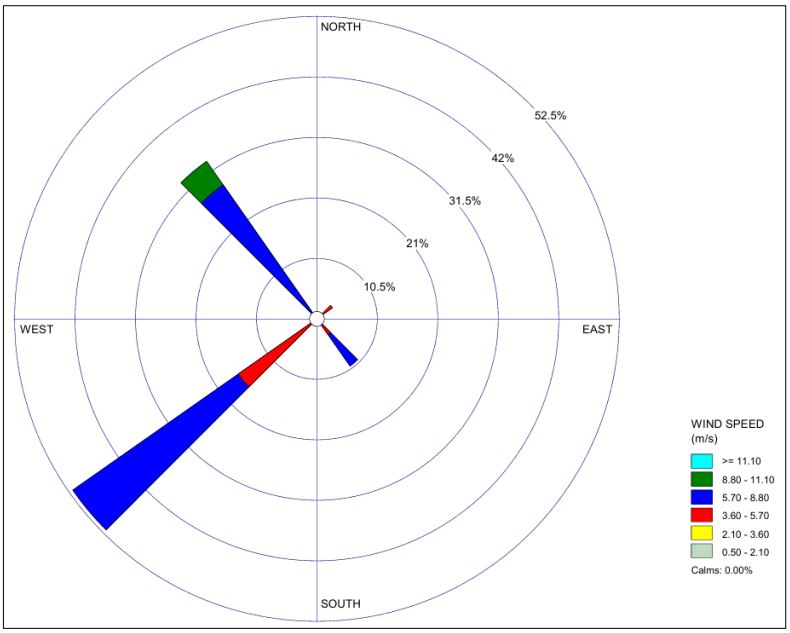
La concentración de velocidades en este rango resulta particularmente relevante, dado que se encuentra dentro de los valores óptimos para la operación de aerogeneradores de mediana escala, lo que refuerza la viabilidad técnica del aprovechamiento eólico en la zona. Asimismo, la estabilidad direccional hacia el oeste sugiere condiciones favorables para el diseño de parques eólicos, al minimizar pérdidas por turbulencia y optimizar la orientación de las turbinas.

Por otro lado, se identifican contribuciones menores provenientes del este y del sur, aunque con frecuencias significativamente reducidas. Estas direcciones secundarias, si bien no representan un aporte sustancial al recurso, evidencian la variabilidad natural del régimen de vientos y podrían ser consideradas en estudios de micro-siting para evitar efectos de sombra aerodinámica en configuraciones específicas.

En conjunto, la rosa de vientos de Paucarani confirma la existencia de un patrón dominante y consistente, lo que constituye un insumo clave para la evaluación del potencial eólico y la planificación de proyectos de generación eléctrica en el distrito de Palca.

Figura 18

Rosa de Viento en Paucarani del distrito de palca, Tacna.



Nota. Se observa la dirección predominante del viento es hacia el oeste, con velocidades más frecuentes en el rango de 5.70 a 8.80 m/s. Gráfico elaborado con el software WRPLOT 8.0.2. Datos registrados en la estación meteorológica de Paucarani (2019-2023).

Las velocidades más altas, superiores a 8.80 m/s (verde), se registran en menor proporción y también están asociadas principalmente con la dirección oeste. No se registraron velocidades por debajo de 0.50 m/s, indicando la ausencia de condiciones de calma total durante el periodo de estudio. Además, la predominancia de una dirección específica simplifica la orientación de estructuras eólicas para maximizar la captación de energía del viento.

4.3 Evaluación de los Parámetros de la distribución de Weibull

La distribución de Weibull constituye un recurso estadístico fundamental para estimar la probabilidad de que la velocidad del viento se encuentre por encima o por debajo de un determinado valor (Touré, 2005). En este estudio se identificaron dos parámetros esenciales, entre ellos el parámetro de escala c, expresado en m/s, que representa una estimación de la velocidad media del viento en el sitio de estudio, y el parámetro de forma k, que describe el grado de dispersión o variabilidad en los registros de velocidad.

Estos parámetros permiten modelar la frecuencia con la que se presentan distintas velocidades del viento, lo que resulta esencial para la caracterización de los recursos eólicos y para aplicaciones prácticas como la evaluación del potencial energético, el diseño de sistemas de energía renovable y la gestión de riesgos climáticos. La precisión en la estimación de k y c proporciona una base confiable para predicciones sobre el comportamiento del viento y para optimizar la ubicación y el diseño de turbinas eólicas.

Tabla 10

Distribución de frecuencias de la velocidad del viento en Paucarani (2019–2023)

V (m/s)	Frecuencia f(V)	Frecuencia Relativa F(V)	Frecuencia Relativa Acumulado
6.00	0.00	0.00	0.00
6.50	4.00	0.07	0.07
7.00	1.00	0.02	0.08
7.50	7.00	0.12	0.20
8.00	9.00	0.15	0.35
8.50	8.00	0.13	0.48
9.00	11.00	0.18	0.67
9.50	5.00	0.08	0.75
10.00	2.00	0.03	0.78
10.50	7.00	0.12	0.90
11.00	2.00	0.03	0.93
11.50	1.00	0.02	0.95
12.00	0.00	0.00	0.95
12.50	1.00	0.02	0.97
13.00	0.00	0.00	0.97
13.50	0.00	0.00	0.97
14.00	0.00	0.00	0.97
14.50	2.00	0.03	1.00
15.00	0.00	0.00	1.00

Nota. La tabla presenta la distribución de frecuencias absolutas, relativas y acumuladas de la velocidad del viento registrada en la estación meteorológica Paucarani, distrito de Palca, Tacna, durante el periodo 2019–2023.

Los valores de frecuencia relativa se calcularon como el cociente entre la frecuencia absoluta y el total de observaciones, mientras que la frecuencia acumulada corresponde a la suma progresiva de las frecuencias relativas.

Tabla 11

Transformación de datos para el ajuste lineal de la distribución de Weibull

V (m/s)	Frecuencia Relativa Acumulada	LN(V)	Ln(-Ln(1- Frecuencia Relativa Acumulada))
6.06	0.066667	1.80171	-2.673752
6.34	0.066667	1.846879	-2.673752
6.34	0.066667	1.846879	-2.673752
6.48	0.066667	1.868721	-2.673752
6.75	0.083333	1.909543	-2.441716
7.03	0.2	1.950187	-1.49994
7.17	0.2	1.969906	-1.49994
7.17	0.2	1.969906	-1.49994
7.3	0.2	1.987874	-1.49994
7.44	0.2	2.006871	-1.49994
7.44	0.2	2.006871	-1.49994
7.44	0.2	2.006871	-1.49994
7.58	0.35	2.025513	-0.842151
7.72	0.35	2.043814	-0.842151
7.72	0.35	2.043814	-0.842151
7.86	0.35	2.061787	-0.842151
7.99	0.35	2.078191	-0.842151
7.99	0.35	2.078191	-0.842151
7.99	0.35	2.078191	-0.842151
7.99	0.35	2.078191	-0.842151
7.99	0.35	2.078191	-0.842151
8.13	0.483333	2.095561	-0.414974
8.27	0.483333	2.112635	-0.414974
8.27	0.483333	2.112635	-0.414974
8.34	0.483333	2.121063	-0.414974
8.41	0.483333	2.129421	-0.414974
8.41	0.483333	2.129421	-0.414974
8.41	0.483333	2.129421	-0.414974
8.41	0.483333	2.129421	-0.414974
8.55	0.666667	2.145931	0.094048
8.55	0.666667	2.145931	0.094048
8.55	0.666667	2.145931	0.094048
8.55	0.666667	2.145931	0.094048

8.68	0.666667	2.161022	0.094048
8.68	0.666667	2.161022	0.094048
8.82	0.666667	2.177022	0.094048
8.96	0.666667	2.19277	0.094048
8.96	0.666667	2.19277	0.094048
8.96	0.666667	2.19277	0.094048
9.37	0.75	2.237513	0.326634
9.37	0.75	2.237513	0.326634
9.37	0.75	2.237513	0.326634
9.37	0.75	2.237513	0.326634
9.51	0.783333	2.252344	0.424872
9.79	0.783333	2.281361	0.424872
10.06	0.9	2.308567	0.834032
10.06	0.9	2.308567	0.834032
10.06	0.9	2.308567	0.834032
10.2	0.9	2.322388	0.834032
10.2	0.9	2.322388	0.834032
10.34	0.9	2.33602	0.834032
10.34	0.9	2.33602	0.834032
10.61	0.933333	2.361797	0.996229
10.89	0.933333	2.387845	0.996229
11.23	0.95	2.418589	1.097189
12.27	0.966667	2.507157	1.224128

Nota: La tabla presenta las velocidades del viento (V) junto con sus respectivas frecuencias relativas acumuladas, el logaritmo natural de la velocidad (ln(V) y la transformación doble logarítmica $\ln(-\ln(1-F(V))$, utilizada para linealizar la función de distribución acumulada de Weibull.

Los valores mostrados en la tabla 11 permiten aplicar una regresión lineal para estimar los parámetros de forma (k) y escala (c) de la distribución de Weibull, conforme al método gráfico de ajuste. Para un mayor manejo y precisión en el análisis. Se implementó en Python un proceso sistemático que incluyó: la

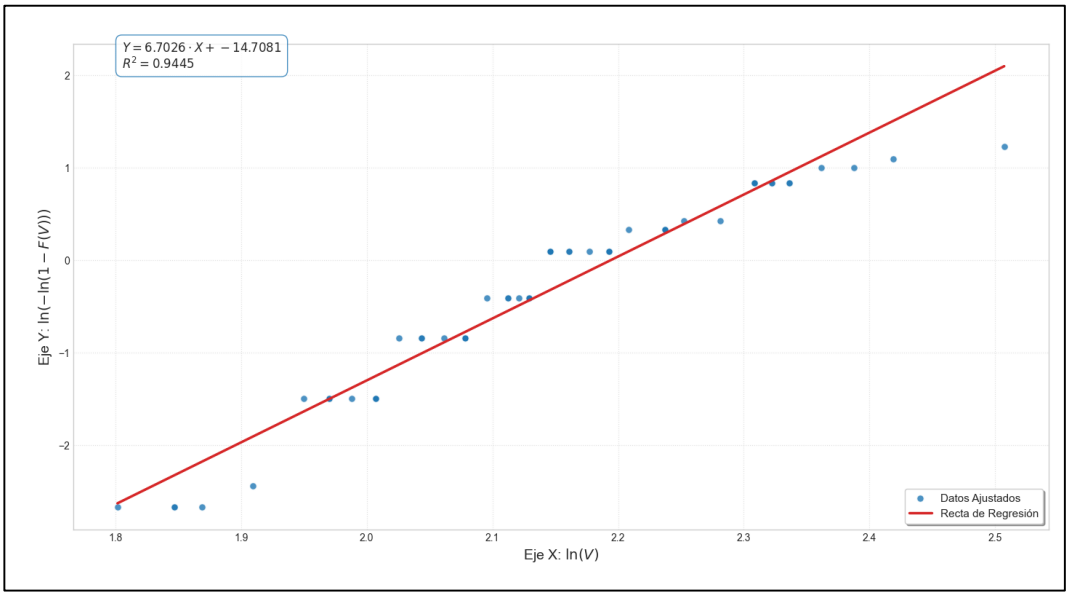
linealización de la función de distribución acumulada mediante transformaciones logarítmicas dobles; el cálculo de probabilidades acumuladas, documentado en el Anexo 7; y la aplicación de regresión lineal por mínimos cuadrados para estimar los parámetros óptimos (figura 19), detallada en el Anexo 8.

Adicionalmente, se generaron visualizaciones que comprenden: el gráfico de regresión lineal derivado de la transformación Weibull; la curva de la distribución Weibull ajustada, superpuesta a la función de distribución empírica; y un histograma de frecuencias relativas comparado con la función de densidad de probabilidad Weibull. Estas representaciones permiten una evaluación visual integral del ajuste de la distribución a los datos observados.

Este enfoque computacional no solo automatiza el proceso de estimación, sino que también proporciona una evaluación cuantitativa y visual más robusta en comparación con los métodos gráficos tradicionales, mejorando la precisión y la trazabilidad del análisis estadístico.

Figura 19

Mínimos cuadrados para la estimación del parámetro Weibull para velocidad del viento



Nota. Se muestra en la figura los valores usados para graficar X =ln(V) , Y =ln [-ln(1- F(V))] y V es velocidad del viento.

La ecuación que se obtiene del ajuste la recta de regresión lineal que es: y Y = 6.7026 * X + -14.7081 de donde *k* = 6.7026 que es el parámetro de forma y b = -14.7081 que es el punto de corte con el eje Y. Como $c = e^{-\frac{b}{k}}$ y operando se obtiene *c* = 8.9745 que es el parámetro de escala.

Tabla 12

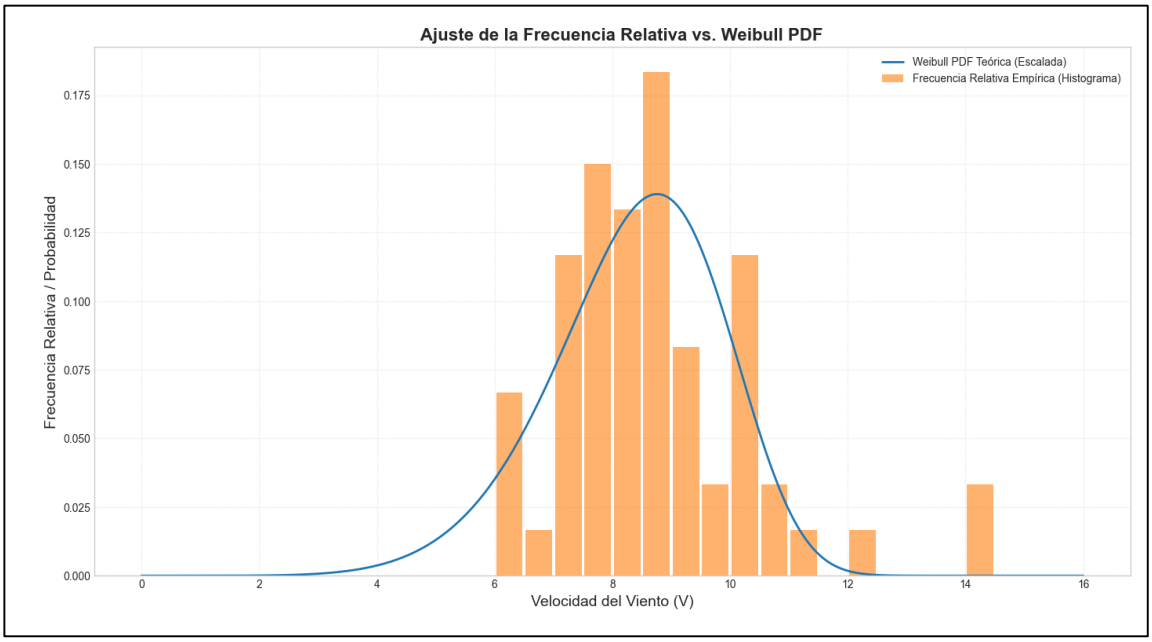
Distribución de Weibull de la velocidad del viento del 2019-2023

V (m/s)	Frecuencia f(V)	Frecuencia Relativa F(V)	Frec. Rel. Acumulado	LN(V)	Ln(-Ln(1-F(V)))	Weibull	Weibull Acumulado
6.00	0.00	0.00	0.00	1.79		0.070	0.065
6.50	4.00	0.07	0.07	1.87	-2.67	0.106	0.109
7.00	1.00	0.02	0.08	1.95	-2.44	0.150	0.172
7.50	7.00	0.12	0.20	2.01	-1.50	0.199	0.259
8.00	9.00	0.15	0.3500	2.08	-0.84	0.244	0.370
8.50	8.00	0.13	0.48	2.14	-0.41	0.273	0.501
9.00	11.00	0.18	0.67	2.20	0.09	0.274	0.639
9.50	5.00	0.08	0.75	2.25	0.33	0.239	0.769
10.00	2.00	0.03	0.783	2.30	0.42	0.176	0.873
10.50	7.00	0.12	0.90	2.35	0.83	0.104	0.943
11.00	2.00	0.03	0.93	2.40	1.00	0.048	0.980
11.50	1.00	0.02	0.950	2.44	1.10	0.016	0.995
12.00	0.00	0.00	0.95	2.48	1.10	0.004	0.999
12.50	1.00	0.02	0.97	2.53	1.22	0.000	1.000
13.00	0.00	0.00	0.97	2.56	1.22	0.000	1.000
13.50	0.00	0.00	0.97	2.60	1.22	0.000	1.000
14.00	0.00	0.00	0.97	2.64	1.22	0.000	1.000
14.50	2.00	0.03	1.00	2.67		0.000	1.000

*Nota***.** Los valores teóricos de la distribución Weibull fueron calculados utilizando los parámetros estimados de forma (k=6.7026) y escala (c=8.9745). La columna *Ln(-Ln(1-F(V)))* corresponde a la transformación utilizada para linealizar la función acumulada y facilitar el ajuste por regresión. Las columnas *Weibull* y *Weibull Acumulado* representan la función de densidad (PDF) y la función de distribución acumulada (CDF) respectivamente, evaluadas para cada velocidad del viento.

Figura 20

Frecuecia Relativa vs. Weibull PDF



Nota: La figura muestra el ajuste entre la frecuencia relativa empírica de las velocidades del viento registradas en Paucarani (barras naranjas) y la función de densidad de probabilidad Weibull teórica (curva azul), calculada con los parámetros $k = 6.7026$ y $c = 8.9745$.

En la figura 20 muestra el ajuste entre la frecuencia relativa empírica de las velocidades del viento (representada por el histograma naranja) y la función de densidad de probabilidad (PDF) teórica de Weibull (curva azul escalada).

Se observa que la curva teórica se superpone adecuadamente sobre el histograma, lo que indica que la distribución Weibull describe con precisión la

probabilidad relativa de ocurrencia de distintas velocidades del viento en la zona analizada.

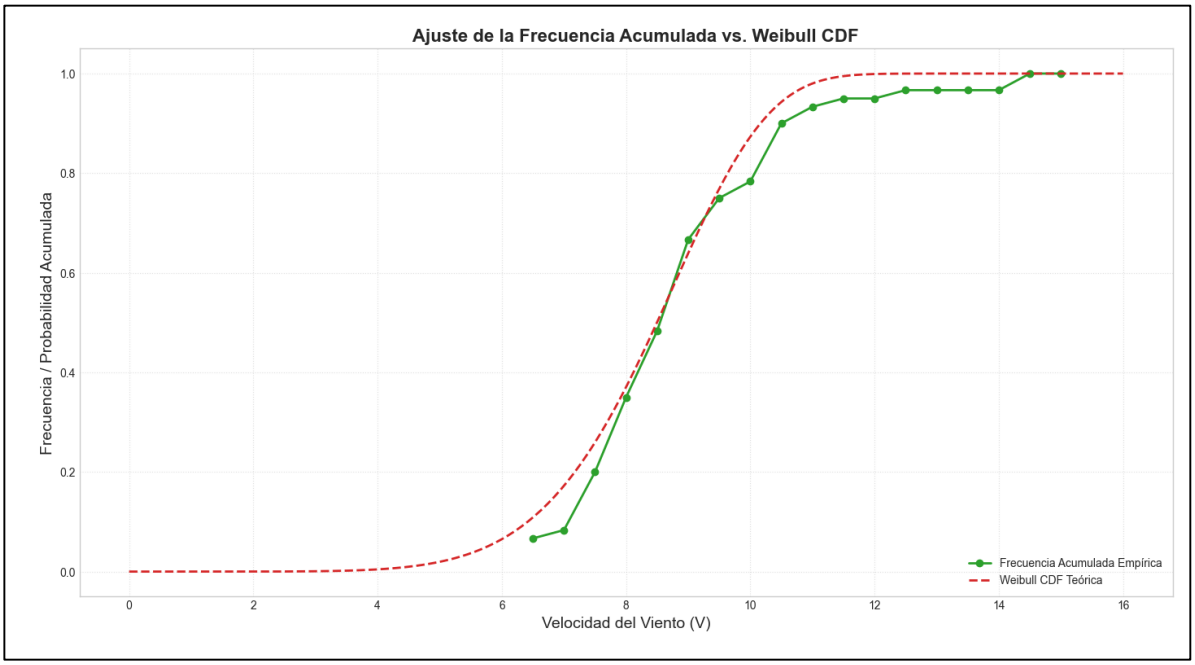
El pico de la PDF señala la velocidad más probable, mientras que la forma simétrica y concentrada de la curva está en concordancia con el parámetro de forma elevado (k=6.7026), lo que sugiere una baja dispersión y un comportamiento estable del viento. Este ajuste permite:

- Identificar el rango de velocidades más frecuentes.
- Evaluar la distribución del recurso eólico en términos probabilísticos.
- Validar la consistencia entre los datos observados y el modelo teórico.

En conjunto con el análisis de la CDF, este gráfico refuerza la pertinencia del modelo Weibull para caracterizar estadísticamente el comportamiento del viento en el área de estudio.

Figura 21

Frecuencia acumulada v. Weibull CDF



Nota. La figura muestra el ajuste entre la frecuencia acumulada empírica de las velocidades del viento registradas en Paucarani (línea verde) y la función de distribución acumulada Weibull teórica (línea roja discontinua), calculada con los parámetros $k = 6.7026$ y $c = 8.9745$.

Se observa una concordancia significativa entre ambas curvas en la figura 21, lo que indica que la distribución de Weibull representa adecuadamente el comportamiento estadístico del viento en la zona de estudio.

Este ajuste sugiere que los parámetros estimados de forma *k* y escala *c* permiten modelar con precisión la probabilidad acumulada de ocurrencia de determinadas velocidades. En consecuencia, la Weibull CDF puede utilizarse para:

- Estimar la probabilidad de superar umbrales críticos de velocidad.
- Evaluar el potencial eólico para generación de energía.
- Realizar simulaciones de confiabilidad y riesgo en proyectos de infraestructura.

La validez del modelo se refuerza por la cercanía entre la curva empírica y la teórica, lo que respalda su aplicación en el análisis probabilístico del recurso eólico y en la toma de decisiones para proyectos de inversión.

- ***Parámetro de Forma (k=6.7026)***

Esto sugiere una distribución con baja dispersión y alta concentración de valores alrededor de la media, lo cual es característico de un régimen de viento estable. Valores de $k>3$ suelen asociarse a distribuciones simétricas y bien definidas. A medida que *k* aumenta, la curva de Weibull se hace más parecida a una campana simétrica, lo cual es ideal si se busca un viento más constante para aplicaciones de energía eólica.

- ***Parámetro de Escala (c = 8.9745):***

El parámetro de escala *c* proporciona una idea del valor promedio de la distribución, y en este caso es de 8.9745 m/s. Esto significa que la mayoría de las velocidades del viento están alrededor de este valor.

Un mayor valor de *c* indica una distribución desplazada hacia velocidades más altas, lo cual es favorable en términos de potencial de generación de energía eólica.

- ***Media de la Distribución ($\bar{x}$=8.3760)***

La media de 8.3760 m/s es consistente con el valor de escala, lo cual implica que las velocidades del viento se distribuyen muy cerca de este valor.

- ***Desviación Estándar (σ=1.4652):***

La desviación estándar de 1.4652 indica que hay una dispersión relativamente baja en torno al valor medio de la velocidad del viento. Una baja desviación estándar significa que la variabilidad del viento es limitada, lo cual es beneficioso para el rendimiento consistente de turbinas eólicas, ya que la generación de energía será más predecible y estable.

El coeficiente de variación de 0.1749 (CV < 0.2) confirma una baja variabilidad relativa, lo que implica que las velocidades del viento presentan un comportamiento predecible y uniforme en el periodo analizado.

Modelo Aceptable: Un valor de $R^2 = 0.9445$ nos indica que la distribución de Weibull es muy adecuada para modelar los datos de velocidad del viento, con una precisión suficiente para aplicaciones prácticas, como la generación de energía eólica.

4.4 Simulación del aprovechamiento energético del recurso eólico

Para la simulación se seleccionaron aerogeneradores ampliamente difundidos en el mercado internacional, cuyas potencias nominales varían entre 50 kW y 3000 kW, pertenecientes a fabricantes de prestigio como Endurance, ACSA, Enercon, Bonus y Vestas. Estas compañías cuentan con una sólida experiencia en el sector, y sus modelos se han instalado en diversos parques eólicos a nivel global. Los equipos elegidos se caracterizan por su configuración de tres palas y eje horizontal, considerada el diseño más común y eficiente en la producción de energía eólica confiable.

La diversidad en las potencias nominales permite una evaluación comparativa de su desempeño en distintos escenarios, desde aplicaciones a pequeña escala hasta grandes parques eólicos. Los modelos seleccionados están optimizados para una variedad de condiciones de viento, con características que garantizan un equilibrio entre eficiencia, robustez, y flexibilidad operativa.

En la figura 22 se presentan las curvas de potencia de los aerogeneradores seleccionados, las cuales ilustran la relación entre la velocidad del viento y la potencia generada, proporcionando una visión clara de su rendimiento esperado en

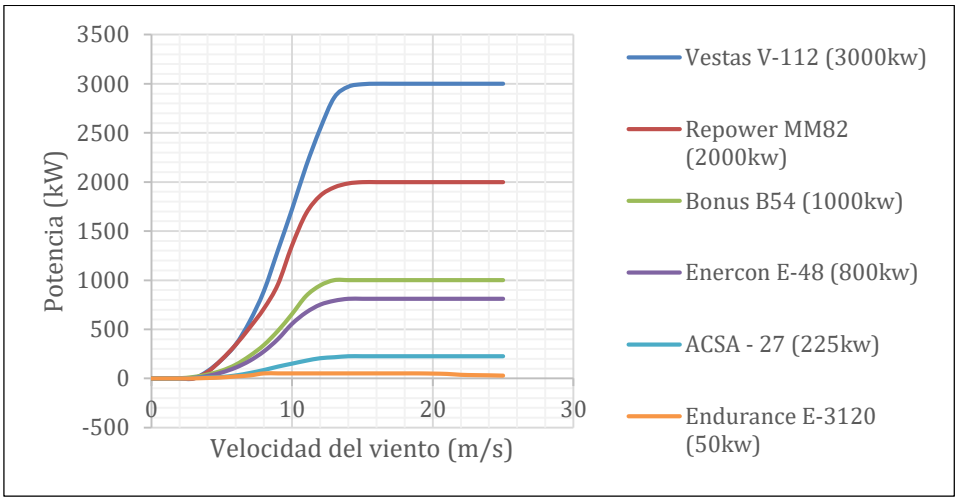
diferentes situaciones climáticas. Dicha figura compara el desempeño energético proyectado de seis aerogeneradores en función de la velocidad del viento disponible en Paucarani (Palca – Tacna), se observa que el modelo Vestas V-112 (3000 kW) alcanza su potencia nominal cerca de los 12 m/s, mientras que el Endurance E-3120 (50 kW) lo hace a velocidades mucho menores, evidenciando diferencias significativas en escalabilidad y adaptabilidad tecnológica. Esta información resulta clave para la selección óptima de equipos según el perfil eólico local.

Además, otras especificaciones técnicas clave de los aerogeneradores seleccionados se detallan en la Tabla 13, incluyendo potencia nominal, altura de buje, diámetro de rotor, área de barrido y velocidades operativas. Destaca el modelo Vestas V-112 por su mayor capacidad (3000 kW) y área de barrido (9852 m^2), lo que lo posiciona como el más robusto en términos de captación energética lo que facilita una comprensión profunda de las capacidades y limitaciones de cada modelo.

Esta selección de aerogeneradores permite cubrir una amplia gama de aplicaciones, asegurando que los resultados de la simulación sean representativos de las condiciones reales y de la viabilidad de su implementación en diversos contextos de generación de energía eólica.

Figura 22

Desempeño energético proyectado de aerogeneradores seleccionados en función del recurso eólico disponible



Nota. La figura muestra el desempeño energético proyectado de seis modelos de aerogeneradores en función de la velocidad del viento.

En la figura 22, Las curvas representan la potencia generada (kW) para cada equipo, según sus características técnicas. Este análisis permite comparar la eficiencia de conversión energética entre aerogeneradores de distintas capacidades nominales, evidenciando que los modelos de mayor potencia alcanzan su rendimiento óptimo a velocidades más altas

Tabla 13

Especificaciones técnicas de los aerogeneradores elegidos

Modelo del Aerogenerador	Endurance E-3120 (50 KW)	ACSA - 27 (225 KW)	Enercon E-48 (800 KW)	Bonus (1000 KW)	Repower MM82 (2000kw)	Vestas V-112 (3000 KW)
Potencia Nominal (kW)	50	225	800	1000	2000	3000
Altura de buje (m)	25	30	50 - 76	50	80	84 - 98
Diámetro del rotor (m)	19.2	27	48	54.2	80	112
Área de barrido (m2)	290	573	1810	2300	5027	9852
Número de palas	3	3	3	3	3	3
Velocidad de conexión (m/s)	3.5	3.5	2	3	4	3
Velocidad nominal (m/s)	13	13.5	13	15	15	13
Velocidad de corte (m/s)	25	25	25	25	25	25

Nota. Las especificaciones técnicas de los aerogeneradores seleccionados incluyen parámetros clave como potencia nominal, altura de buje, diámetro del rotor y velocidades características de operación. Estos datos permiten comparar el rendimiento potencial de cada modelo frente al recurso eólico disponible, considerando su capacidad de captación de energía (área de barrido) y sus rangos de funcionamiento (velocidades de conexión, nominal y de corte).

4.4.1. Cálculo de producción energética según curvas de potencia

Se estimó la producción anual de energía eléctrica que podría obtenerse en Paucarani del distrito de Palca – Tacna, considerando diferentes aerogeneradores instalados a una altura de 90 metros, donde se identificó el mayor potencial. Se

llevaron a cabo los cálculos mediante la aplicación de la ecuación (14), y pudimos determinar la energía producida (E), que corresponde al área bajo la curva (entre los límites UM y Um) obtenida a partir de la representación gráfica de la velocidad del viento [u] vs. [Nk . g(u) . F(u)]. Asimismo, se llevará a cabo un análisis detallado de la ecuación (14) con el objetivo de calcular la producción real de energía en el área de estudio.

En la Tabla 14 se presenta el cálculo de la energía eléctrica efectiva correspondiente a los distintos modelos de aerogeneradores, considerando la velocidad del viento medida a una altura de 90 metros sobre el terreno en la zona de Paucarani, distrito de Palca – Tacna.

El análisis revela que a partir de los 7 m/s se produce una aceleración significativa en la generación anual para los modelos de mayor capacidad, mientras que los equipos de menor escala alcanzan su rendimiento máximo en rangos más estrechos. Por ejemplo, el Vestas V-112 supera los 4 GWh anuales a partir de los 10 m/s, mientras que el Endurance E-3120 apenas supera los 100 MWh en ese mismo rango. Esta disparidad no solo refleja diferencias de escala, sino también la sensibilidad de cada tecnología frente al perfil eólico local. Además, se identifican umbrales críticos de eficiencia: velocidades entre 9 y 12 m/s concentran el mayor aporte energético en todos los modelos, lo que permite delimitar ventanas operativas óptimas para el diseño del parque eólico.

Tabla 14

Estimación de la generación eléctrica anual de aerogeneradores a 90 m en Paucarani, basada en registros de velocidad del viento (2019–2023)

Velocidad de viento (m/s)	Vestas V-112 (3000kw)	Repower MM82 (2000kw)	Bonus B54 (1000kw)	Enercon E-48 (800kw)	ACSA - 27 (225kw)	Endurance E-3120 (50kw)
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	18.79	6.26	6.26	1.25
4	960.43	834.06	505.49	315.93	126.37	63.19
5	12467.51	12467.51	5129.86	3896.10	974.02	649.35
6	78979.11	78294.32	31956.87	25108.97	6847.90	4565.27
7	359561.07	319541.43	141607.96	110823.62	33862.77	18470.60
8	1168473.32	933465.77	446383.07	361045.13	111595.77	65644.57
9	2792597.72	2050613.49	1037067.30	855313.24	256593.97	106914.15
10	4132040.10	3251402.06	1571710.96	1331755.09	359933.81	119977.94
11	3324065.06	2584529.77	1289958.64	1031659.41	276749.17	76874.77
12	1061668.54	777248.29	395097.74	313238.16	85618.43	20882.54
13	88616.09	60327.11	30984.65	24477.87	6661.70	1549.23
14	1001.91	670.30	337.34	273.25	75.90	16.87
15	0.69	0.46	0.23	0.19	0.05	0.01
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

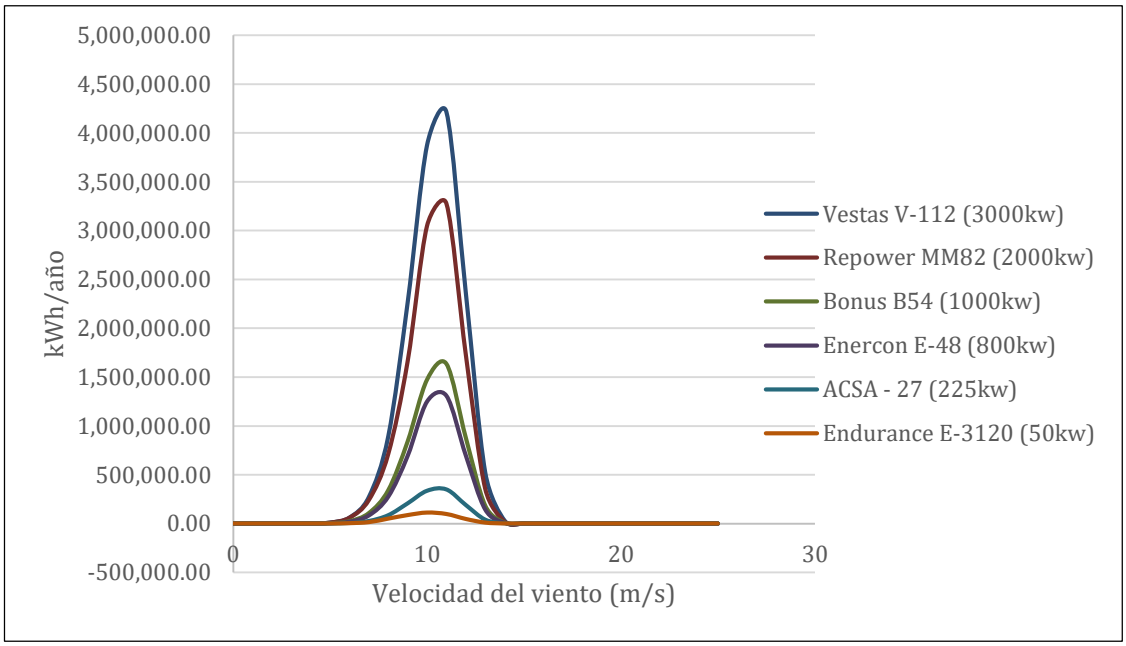
Nota. Los valores representan la potencia generada (en kW) por cada modelo de aerogenerador en función de la velocidad del viento.

Las curvas de desempeño fueron obtenidas a partir de las especificaciones técnicas de cada equipo y permiten comparar su capacidad de conversión energética

bajo distintas condiciones de viento. Este análisis es útil para identificar el rango operativo óptimo y la eficiencia relativa de cada tecnología.

Figura 23

Relación entre velocidad del viento y generación eléctrica en Paucarani (Palca – Tacna): análisis de curva de potencia



Nota. La figura representa la producción anual de energía eléctrica (kWh/año) proyectada para distintos modelos de aerogeneradores en función de la velocidad del viento.

La figura 23 presenta la variación de la producción anual de energía eléctrica para seis modelos de aerogeneradores en función de la velocidad del viento. Se observa que, a medida que aumenta la velocidad del viento, la producción

energética se incrementa de forma no lineal, alcanzando un máximo antes de estabilizarse o disminuir ligeramente por efecto de la velocidad de corte.

Los aerogeneradores de mayor potencia nominal, como el Vestas V-112 (3000 kW) y el Repower MM82 (2000 kW), muestran una curva más pronunciada y alcanzan valores máximos de generación significativamente superiores, lo que evidencia su mayor capacidad de conversión energética en condiciones de viento favorable.

En contraste, los modelos de menor potencia, como el Endurance E-3120 (50 kW) y el ACSA - 27 (225 kW), presentan curvas más suaves y limitadas, adecuadas para zonas con menor intensidad de viento o aplicaciones de menor escala. Los datos de generación eléctrica anual, inicialmente presentados en kilovatios-hora por año (kWh/año), serán convertidos a megavatios-hora por año (MWh/año) con el fin de facilitar su interpretación comparativa y alinearla con estándares de reporte energético. Esta conversión permite visualizar con mayor claridad el orden de magnitud de la producción estimada, especialmente en escenarios de alta capacidad instalada. Posteriormente, se aplicará la ecuación (15), con el objetivo de ajustar los resultados a condiciones reales de operación. Los valores corregidos, que reflejan el comportamiento proyectado de cada aerogenerador en función de la velocidad del viento predominante, están detallados en la Tabla 15 y constituyen un insumo clave para la evaluación del sistema propuesto.

Tabla 15

Evaluación del rendimiento anual de aerogeneradores en Paucarani (90 m): potencial eléctrico en MW/año

AEROGENERADORES	Producción de energía eléctrica por año (MWh/año)	
	Teórico	**Real**
Vestas V-112 (3000kw)	13020.43	8152.38
Repower MM82 (2000kw)	10069.39	6304.67
Bonus B54 (1000kw)	4950.76	3099.78
Enercon E-48 (800kw)	4057.91	2540.75
ACSA - 27 (225kw)	1139.05	713.18
Endurance E-3120 (50kw)	415.61	260.22

Nota. En La figura se compara la generación eléctrica anual teórica y real de los aerogeneradores seleccionados, expresada en megavatios-hora por año (MWh/año), en función del recurso eólico disponible en Paucarani (Palca – Tacna).

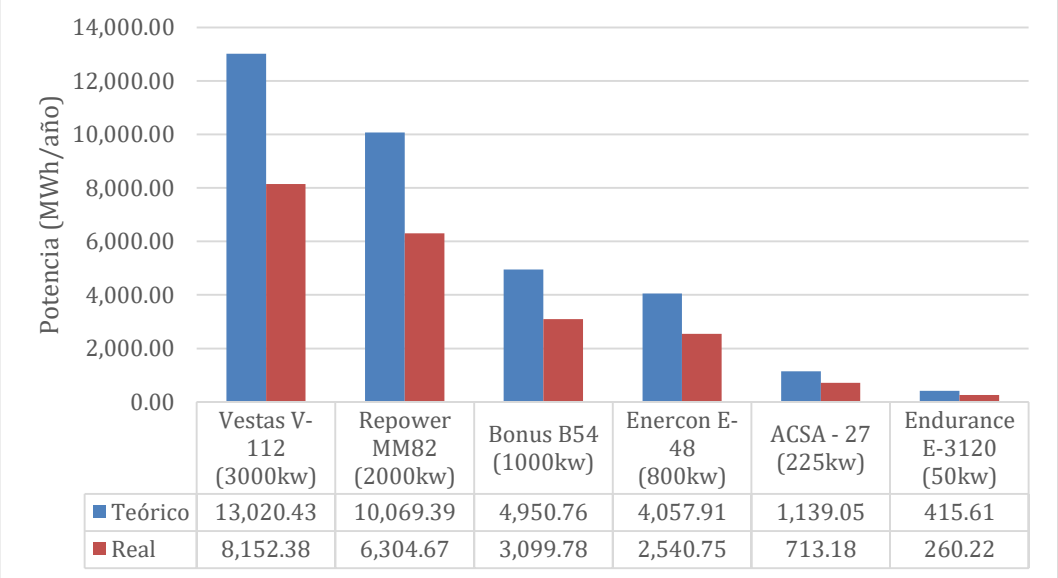
Se observa que, en todos los casos, la producción real es notablemente inferior a la teórica, con reducciones que oscilan entre el 35 % y el 40 %, lo cual es consistente con pérdidas típicas por eficiencia, mantenimiento, disponibilidad y variabilidad del viento.

El Vestas V-112 (3000 kW) presenta el mayor potencial energético, tanto teórico (13 020,43 MWh/año) como real (8 152,38 MWh/año), seguido por el Repower MM82 (2000 kW). Estos modelos destacan por su mayor área de barrido y altura de buje, lo que les permite aprovechar mejor el recurso eólico disponible.

En contraste, los aerogeneradores de menor potencia como el Endurance E-3120 (50 kW) y el ACSA - 27 (225 kW) muestran producciones significativamente más bajas, lo que los hace más adecuados para aplicaciones de pequeña escala o zonas con menor intensidad de viento.

Figura 24

Producción anual de energía teórica y real de aerogeneradores en Paucarani (MWh/año)



	Vestas V-112 (3000kw)	Repower MM82 (2000kw)	Bonus B54 (1000kw)	Enercon E-48 (800kw)	ACSA - 27 (225kw)	Endurance E-3120 (50kw)
Teórico	13,020.43	10,069.39	4,950.76	4,057.91	1,139.05	415.61
Real	8,152.38	6,304.67	3,099.78	2,540.75	713.18	260.22

Nota. La figura muestra la comparación entre la producción anual de energía eléctrica teórica y real (MWh/año) para seis modelos de aerogeneradores.

CAPÍTULO V:

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1. La velocidad del viento en el distrito de Palca es suficiente para generar energía eléctrica de manera eficiente durante la mayor parte del año

Los resultados obtenidos a partir del análisis de los datos meteorológicos registrados en la estación de Paucarani durante el periodo 2019–2023 evidencian velocidades promedio anuales del viento comprendidas entre 6.15 y 6.53 m/s, con valores máximos que alcanzaron hasta 10.50 m/s. Estos valores se concentran principalmente durante los meses de mayo, junio, julio y agosto, lo que pone de manifiesto una marcada variabilidad estacional, característica de las zonas altoandinas.

Desde el punto de vista técnico, las velocidades promedio registradas se encuentran dentro del rango mínimo recomendado para el funcionamiento eficiente de aerogeneradores de mediana y gran escala, especialmente cuando se consideran bujes elevados. En este sentido, los resultados obtenidos confirman que el recurso eólico disponible en Palca es suficiente para la generación de energía eléctrica durante una parte significativa del año, validando la hipótesis específica planteada.

Estos hallazgos se encuentran en concordancia con estudios realizados en otras zonas altoandinas del Perú. Escobar y Esplana (2019), en una investigación desarrollada en Tayacaja, Huancavelica, reportaron velocidades promedio anuales

entre 3,0 y 10 m/s, concluyendo que dichas condiciones resultan técnicamente viables para proyectos de generación eólica. De manera similar, Carrasco (2023), en Santa Cruz de Succhabamba, Cajamarca, identificó que velocidades superiores a 6,0 m/s permiten una generación energética estable, siempre que se empleen aerogeneradores adecuados.

Por tanto, la comparación con investigaciones previas refuerza la confiabilidad de los resultados obtenidos en Palca y permite afirmar que la velocidad del viento registrada es suficiente para sustentar proyectos de generación eléctrica, siempre que se consideren adecuadamente las condiciones locales de altitud y estacionalidad.

5.2. La dirección predominante del viento en Palca sigue patrones constantes que facilitan la implementación de sistemas de generación eólica.

El análisis de la dirección del viento mediante la rosa de vientos elaborada con el software WRPLOT evidenció un patrón direccional predominante hacia el oeste durante todo el periodo de estudio. Asimismo, se observó una baja frecuencia de condiciones de calma total, lo cual constituye un aspecto favorable para la operación continua de aerogeneradores.

La estabilidad direccional del viento representa una ventaja significativa para el diseño y planificación de sistemas de generación eólica, ya que permite optimizar la orientación de los aerogeneradores, reducir pérdidas por turbulencia y

minimizar efectos de sombra aerodinámica en configuraciones de parques eólicos. En consecuencia, los resultados obtenidos respaldan la hipótesis específica, al demostrar que el régimen direccional del viento en Palca es consistente y técnicamente favorable.

Estos resultados son coherentes con investigaciones similares. Mendoza (2018), en un estudio realizado en Guerrero, señala que la dirección predominante del viento proviene principalmente del noreste y del este, destacando que patrones direccionales bien definidos contribuyen a mejorar la eficiencia operativa de los aerogeneradores. Por su parte, Castillo et al. (2020) reportaron una dirección predominante estable del sur y suroeste en la región sur de Guatemala, subrayando su importancia para la viabilidad de proyectos eólicos.

En consecuencia, la coincidencia entre los resultados del presente estudio y los antecedentes revisados confirma que la dirección predominante del viento en Palca constituye un factor técnico favorable para la implementación de sistemas de generación eólica.

5.3. La simulación de los datos de velocidad del viento demuestra que la producción de energía eléctrica en Palca, Tacna, es viable.

La simulación de la producción de energía eléctrica se realizó considerando las velocidades del viento extrapoladas a alturas operativas (30, 60 y 90 m), así como el ajuste por densidad del aire local (0.767 kg/m³), propia de la elevada altitud

de la zona de estudio. Los resultados evidenciaron que los aerogeneradores de mayor potencia nominal, como el Vestas V-112 (3000 kW) y el Repower MM82 (2000 kW), alcanzan producciones reales ajustadas de hasta 8 152 MWh/año.

Si bien se observó una reducción aproximada del 35 % al 40 % entre la producción teórica y la producción real, esta diferencia es consistente con lo reportado en la literatura técnica para zonas de gran altitud, donde la menor densidad del aire, las pérdidas mecánicas y la disponibilidad operativa influyen directamente en el rendimiento energético. No obstante, incluso bajo estas condiciones, los valores obtenidos se mantienen dentro de rangos considerados viables para la generación de energía eléctrica.

Resultados similares fueron reportados por Rojas (2020), quien evidenció reducciones significativas entre producción teórica y real en función de las condiciones locales del sitio. De igual manera, Aldaz & López (2022) señala que la correcta aplicación de la distribución de Weibull permite obtener estimaciones realistas de producción energética, especialmente en contextos donde el recurso eólico presenta variabilidad.

Adicionalmente, al comparar la producción anual estimada del aerogenerador Vestas V-112 con el consumo energético anual de la región de Tacna en 2023, se determinó que una sola unidad podría cubrir aproximadamente el 2.83 % de la demanda regional. Este resultado, si bien no implica una cobertura total,

demuestra de manera objetiva la viabilidad técnica del recurso eólico de Palca como una alternativa complementaria dentro de la matriz energética regional.

En consecuencia, los resultados de la simulación permiten validar la hipótesis específica planteada, confirmando que la producción de energía eléctrica en Palca es técnicamente viable, siempre que se seleccione tecnología adecuada y se consideren las condiciones locales del entorno.

5.4. El potencial eólico en el distrito de Palca, Tacna, es suficiente para la generación de energía eléctrica, basado en las características de velocidad y dirección del viento registradas.

Los resultados obtenidos permiten aceptar la hipótesis general, demostrando que el distrito de Palca posee un recurso eólico con características técnicas favorables para la implementación de un parque eólico.

En relación con la velocidad del viento, los resultados obtenidos en Palca evidencian valores promedio anuales comprendidos entre 6.15 y 6.53 m/s, los cuales se encuentran dentro del rango considerado técnicamente viable para la generación de energía eléctrica. Estos valores son consistentes con lo reportado por Carrasco (2023), quien en la parroquia El Sagrario identificó velocidades promedio superiores a 6.0 m/s, concluyendo que el recurso eólico presenta condiciones adecuadas para su aprovechamiento energético en el sector residencial. De manera similar, Luna y Nieves (2019) y Castillo et al. (2020) reportan que velocidades del

viento mayores a 5.5 m/s permiten estimar un potencial eólico aprovechable en zonas con características geográficas diversas.

Asimismo, los resultados obtenidos coinciden con lo señalado por Mendoza (2018) en el estado de Guerrero y por Cantero (2023) en el distrito de Calca, Cusco, donde se determinó que la persistencia de velocidades de viento moderadas durante gran parte del año constituye un factor determinante para la viabilidad técnica de proyectos eólicos. Esta similitud refuerza la validez de los resultados obtenidos en Palca y respalda la suficiencia del recurso eólico en la zona de estudio.

Respecto a la dirección del viento, el análisis realizado mostró un patrón predominante estable, con baja frecuencia de condiciones de calma total, lo cual favorece la implementación de sistemas de generación eólica. Este comportamiento es concordante con los resultados reportados por Escobar y Esplana (2019) en la región de Huancavelica y por Rojas (2020) en el distrito de Huachac, quienes identificaron direcciones predominantes bien definidas como un factor clave para optimizar la orientación de aerogeneradores y reducir pérdidas por turbulencia. En este sentido, la estabilidad direccional observada en Palca refuerza la viabilidad técnica del aprovechamiento del recurso eólico.

En cuanto a la simulación de la producción de energía eléctrica, los resultados obtenidos, ajustados a la densidad del aire correspondiente a la elevada altitud de la zona de estudio, evidencian que, pese a la reducción entre la producción

teórica y la producción real, el recurso eólico resulta técnicamente viable. Este comportamiento es coherente con lo reportado por Díaz-Contreras et al. (2023), quienes identificaron diferencias similares al evaluar la factibilidad de aerogeneradores en zonas costeras del Ecuador, concluyendo que dichas reducciones no invalidan la viabilidad del proyecto cuando se selecciona tecnología adecuada.

De manera complementaria, Aldaz y López (2022) y Carrasco (2023) señalan que la simulación del recurso eólico permite estimar escenarios realistas de producción energética, incluso en contextos donde las condiciones atmosféricas y topográficas influyen en el rendimiento de los aerogeneradores. Los resultados obtenidos en Palca se alinean con estos antecedentes, evidenciando que el aprovechamiento del recurso eólico puede contribuir de manera significativa a la generación de energía eléctrica a nivel local y regional.

En conjunto, la comparación de los resultados obtenidos en el distrito de Palca con los antecedentes analizados demuestra una clara concordancia en cuanto a la viabilidad técnica del recurso eólico. Por tanto, la hipótesis general planteada se valida, al confirmarse que las características de velocidad y dirección del viento, así como los resultados de la simulación energética, evidencian que el potencial eólico en Palca es suficiente para la generación de energía eléctrica, siempre que se consideren adecuadamente las condiciones locales del entorno.

CONCLUSIONES

- En relación con el objetivo de Evaluar el potencial eólico para la generación de energía eléctrica en el distrito de Palca, se concluyó que la localidad de Paucarani presenta condiciones favorables para la generación de energía eléctrica, ya que durante el período de estudio se registraron velocidades promedio de viento significativas, especialmente entre los meses de mayo y agosto, alcanzándose valores máximos de hasta 10.50 m/s en determinados años. Estos resultados evidenciaron que la implementación de aerogeneradores en la zona es técnicamente viable.
- Respecto al objetivo de Evaluar la velocidad del viento en el distrito de Palca, Tacna, se determinó que el recurso eólico presenta una marcada variabilidad estacional, siendo los meses de mayo, junio, julio y agosto los de mayor intensidad. Asimismo, se observó que la velocidad del viento aumenta significativamente con la altura, alcanzando valores de hasta 14.47 m/s a 90 m en junio de 2021, lo que resaltó la importancia de considerar aerogeneradores con bujes elevados para optimizar la generación de energía eléctrica.
- En relación con el objetivo de identificar la dirección predominante del viento, el análisis mediante la rosa de vientos elaborada con el software WRPLOT 8.0.2 permitió establecer que la dirección predominante del viento en la localidad de Paucarani está orientada hacia el oeste, con una

alta frecuencia de velocidades comprendidas entre 5.70 y 8.80 m/s. Este comportamiento direccional evidenció que la correcta orientación de los aerogeneradores hacia el oeste permitiría maximizar la eficiencia en la captación del recurso eólico.

- Con respecto a la simulación de la producción de energía eléctrica a partir del recurso eólico disponible, se concluyó que los aerogeneradores de mayor capacidad, como el Vestas V-112 (3000 kW), con una producción real de 8152.38 MWh/año, y el Repower MM82 (2000 kW), con 6304.67 MWh/año, presentan los niveles más altos de generación estimada. Sin embargo, se evidenció una reducción en la producción real debido a factores locales como la densidad del aire y la elevada altitud del sitio, lo que resalta la importancia de considerar estas condiciones para obtener estimaciones más precisas y realistas de generación de energía eléctrica.

RECOMENDACIONES O SUGERENCIAS

- Resulta conveniente que las autoridades locales y entidades competentes evalúen la posibilidad de desarrollar proyectos de generación de energía eólica en el distrito de Palca, Tacna, tomando como base el potencial eólico identificado y priorizando estudios de prefactibilidad y factibilidad técnica que permitan determinar la viabilidad de su implementación bajo las condiciones locales del entorno.
- Es necesario ampliar la caracterización del recurso eólico mediante campañas de medición del viento a largo plazo y a distintas alturas, empleando torres anemométricas o sistemas de medición remota, con la finalidad de reducir la incertidumbre asociada a la variabilidad estacional y mejorar la precisión de los resultados obtenidos.
- Debería considerarse la dirección predominante del viento identificada en el presente estudio durante las etapas de diseño y planificación de futuros proyectos eólicos, optimizando la orientación y disposición de los aerogeneradores para maximizar la eficiencia en la captación del recurso eólico y minimizar pérdidas aerodinámicas.
- Conviene profundizar el análisis de la producción de energía eléctrica mediante simulaciones que incorporen un mayor número de escenarios, considerando distintos modelos de aerogeneradores, alturas de buje y configuraciones de instalación, así como la evaluación de pérdidas técnicas,

con el propósito de obtener estimaciones más realistas del potencial energético del distrito de Palca.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aldaz, L. J., & Lopez, J. Y. (2022). *Aprovechamiento del potencial eólico para generar energía eléctrica en pampas de Reque, Chiclayo—2022* [Tesis de pregrado, Universidad César Vallejo]. https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/111536

Anderson, J. (2009). *Fundamentals of Aerodynamics* (5ta ed.). McGraw-Hill Education.

Arias, F. G. (2012). El proyecto de investigación: Introducción a la metodología científica (6.ª ed.). Editorial Episteme.

Ayala, R., Freire, J., López, J., & Salazar, J. (2021). Análisis de la energía eólica como sustituto para la energía convencional en casas del Distrito Metropolitano de Quito, Ecuador. *Revista Athenea en ciencias de la Ingeniería*, *2*(3), 40–46. https://doi.org/10.47460/athenea.v2i3.15

Beraún-Espíritu, M. M., Moscoso-Paucarchuco, K. M., Gutiérrez-Gómez, E., Cárdenas-Bustamante, A., & González-Ríos, R. C. (2023). Energías limpias, negocios sucios: Un estudio del sector energético del Perú. *Prometeica - Revista de Filosofía y Ciencias*, *28*, 172–184. https://doi.org/10.34024/prometeica.2023.28.15395

Bilendo, F., Meyer, A., Badihi, H., Lu, N., Cambron, P., & Jiang, B. (2022). Applications and Modeling Techniques of Wind Turbine Power Curve for

Wind Farms—A Review. *Energies*, *16*(1), 1–38. https://doi.org/10.3390/en16010180

Burgos, M. P., Aldana, S., & Rodríguez, D. J. (2015). Análisis del recurso energético eólico para la ciudad de Bogotá DC para los meses de diciembre y enero, Colombia. *Avances Investigación en Ingeniería*, *12*.

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2011). *Wind energy: Handbook* (2da ed.). Wiley.

Cadena, J. D. (2023). *Evaluación del potencial eólico en la parroquia El Sagrario para su aprovechamiento energético en el sector residencial* [Tesis de pregrado, Universidad Técnica del Norte]. http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/14188

Camargo, M. B. P., & Hubbard, K. G. (1999). Spatial and temporal variability of daily weather variables in sub-humid and semi-arid areas of the united states high plains. *Agricultural and Forest Meteorology*, *93*(2), 141–148. https://doi.org/10.1016/S0168-1923(98)00122-1

Cantero, R. (2023). *Evaluación del Potencial Eólico del Distrito de Calca, Provincia de Calca, Cusco 2017-2022* [Tesis de pregrado, Universidad Andina del Cusco]. https://repositorio.uandina.edu.pe/handle/20.500.12557/6184

Carrasco, J. D. (2023). Potencial Eólico en la provincia de Santa Cruz de Succhabamba—Departamento Cajamarca 2023. *Revista del Instituto de*

investigación de la Facultad de minas, metalurgia y ciencias geográficas, *26*(52), 1–9. https://doi.org/10.15381/iigeo.v26i52.25359

Castillo, M. V., Polanco, W. A., & Rivera, P. F. (2020). Comportamiento del viento y estimación del potencial eólico en la región sur de Guatemala. *Revista de la Escuela de Estudios de Postgrado*, *11*(1), 41–48.

Castro, C. G., & Cruz, F. J. (2015). *Evaluación de la viabilidad del aprovechamiento del potencial eólico para la generación de energía eléctrica en el distrito de Quiruvilca, Santiago de Chuco, La Libertad* [Tesis de pregrado]. Universidad Nacional de Trujillo.

Cegarra Sánchez, J. (2004). *Metodología de la investigación científica y tecnológica*. Ediciones Díaz de Santos.

Chang, T. P. (2011). Estimation of wind energy potential using different probability density functions. *Applied Energy*, *88*(5), 1848–1856. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.11.010

Columbus, C. E., Del Río, M. S., Esquivel, P. S., & Martínes, R. (2018). *Planeamiento estratégico para el Sector de Energía Eólica del Perú* [Tesis de grado, Pontificia Universidad Católica del Perú]. https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/12586

Constante, J., Cuesta, A., & Jijón, D. (2021). Métodos de ajuste de Weibull de dos parámetros en series de viento y estimación del Potencial Eolo-eléctrico.

Revista Técnica "energía", *17*(2), 74–82. https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v17.n2.2021.424

De Ávila, A., Pérez, D., & Jiménez, J. (2022). Análisis del potencial eólico a través de la función de distribución de Weibull y Rosa de los vientos. *LADEE*, *3*(1), 40–46. https://doi.org/10.17981/ladee.03.01.2022.4

Diaz-Contreras, M. L., Méndez-Yánez, E. B., Llumigusin-Reinoso, D. F., Ordoñez-Anchundia, O. R., González-Quiñonez, L. A., & Quiñonez-Alava, M. S. (2023). Análisis de factibilidad de un aerogenerador para satisfacer la demanda de energía eléctrica en la parroquia Galera del Cantón Muisne, Esmeraldas-Ecuador. *Ibero-American Journal of Engineering & Technology Studies*, *3*(1), 342–348. https://doi.org/10.56183/iberotecs.v3i1.607

Electrosur S. A. (2024). *Memoria anual 2023*. https://transparencia.electrosur.com.pe:4433/transparencia/datos/INF081_2024_A.pdf

Escobar, S. B., & Esplana, S. F. (2019). *Estudio del potencial eólico para la generación de energía eléctrica en la región de Huancavelica* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Huancavelica]. https://repositorio.unh.edu.pe/items/3febf8eb-3b7c-4c11-8dd5-fd26cd9c6266

Gordillo, A., Montoya, M., & Salinas, P. (2022). Análisis del desarrollo y potencial de la energía eólica en el Perú. *Ingeniería Industrial, 43*, 177–198. https://doi.org/10.26439/ing.ind2022.n43.6114

Guerreros-Valdivia, E., Sotelo-Valer, F., & Lopez-Cordova, J. (2020). *Cálculo del Potencial Eólico en el Sector de La Joya. Arequipa—Perú*. The 18th LACCEI International Multi-Conference for Engineering, Education, and Technology: Engineering, Integration, And Alliances for A Sustainable Development" "Hemispheric Cooperation for Competitiveness and Prosperity on A Knowledge-Based Economy". https://doi.org/10.18687/LACCEI2020.1.1.317

Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. P. (2014). *Metodología de la investigación* (6ª ed.). McGraw-Hill Interamericana Editores.

Hermann-Josef, W. (2020). Introduction to wind energy systems. *EPJ Web of Conferences*, *246*. https://doi.org/10.1051/epjconf/202024600004

Instituto Nacional de Estadística e Informática. (2018). *Perú: Crecimiento y distribución de la población total, 2017. Población censada más población omitida*. https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1673/libro.pdf

Jafarian, M., & Ranjbar, A. M. (2010). Fuzzy modeling techniques and artificial neural networks to estimate annual energy output of a wind turbine. *Renewable Energy*, *35*(9), 2008–2014. https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.02.001

Kalmikov, A. (2017). *Wind Power Fundamentals*. Massachusetts Institute of Technology. http://web.mit.edu/wepa/WindPowerFundamentals.A.Kalmikov.2017.pdf

Little, R. J. A., & Rubin, D. B. (2019). *Statistical analysis with missing data* (3rd ed.). John Wiley & Sons.

Luna, J. M., & Nieves, J. L. (2019). *Evaluación del recurso eólico para la generación de energía eléctrica en la vía al Mar Cali—Buenaventura* [Tesis de pregrado, Universidad Autónoma de Occidente]. https://red.uao.edu.co/handle/10614/10970

Manwell, J., McGowan, J., & Rogers, A. (2009). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application* (2da ed.). Wiley. https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781119994367

Marcelo, D., & Dioses, I. (2014). Análisis del potencial eólico para un emplazamiento seleccionado en la región Piura. *Revista de la Facultad de Ciencias Químicas*.

Martínez, C. (2011). *Estadística básica aplicada* (4ta ed.). Ecoe Ediciones.

Matrenin, P., Harlashkin, D., Mazunina, M., & Khalyasmaa, A. (2024). Investigation of the Features Influencing the Accuracy of Wind Turbine Power Calculation at Short-Term Intervals. *Applied System Innovation*, *7*(6), 1–15. https://doi.org/10.3390/asi7060105

Mendoza, I. (2018). Valoración del viento como fuente de energía eólica en el estado de Guerrero. *Ingeniería*, *22*(3), 30–46.

Ministerio de Energía y Minas. (2016). *Atlas eólico del Perú*. https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/publicaciones/Atlas_Eolico_Final.pdf

Ministerio de Energía y Minas. (2023). *Anuario estadístico de electricidad 2022*. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5277829/4742711-anuario-estadistico-2022.pdf?v=1697225335

Moreno, J. (2024). *Curvas de Potencia Eólica: Modelado y Evaluación del Rendimiento Predictivo* [Proyecto Fin de Máster, Universidad Nacional de Andalucía]. https://dspace.unia.es/bitstream/handle/10334/9195/1619_Moreno.pdf

Palacio, L. H. (2019). Cálculo de los parámetros de la distribución de Weibull. *Predictiva 21*. https://predictiva21.com/parametros-distribucion-weibull

Rey, D. J., Ayala, E., & Jaimes, J. (2019). Avances en las tecnologías para obtención de energía eléctrica por medio de sistemas de aprovechamiento

por energía solar fotovoltaica y eólica. *Corporación Universidad de Ciencia y Desarrollo UNICIENCIA*, *3*, 66–87.

Rodriguez, J. E., Rojas, E., & Franco, R. (2007). Clasificación de datos usando el método k-nn. *Revista Vínculos*, *4*(1), 4–18.

Rojas, C. P. (2020). *Evaluación de los recursos eólicos para la generación de energía eléctrica a pequeña escala en el distrito de Huachac* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional del Centro del Perú]. https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/6337

Salvador-Tixe, C., & Horn-Mutschler, M. (2021). Propuesta tecnológica para la implementación de una planta fotovoltaica de 4.5 kwp para la comunidad rural altoandina San Francisco de Raymina, Ayacucho-Perú. *TECNIA*, *31*(2), 28–34. https://doi.org/10.21754/tecnia.v21i1.1104

Touré, S. (2005). Investigations on the Eigen-coordinates method for the 2-parameter weibull distribution of wind speed. *Renewable Energy*, *30*(4), 511–521. https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.07.007

World Energy Council. (2019). *World energy scenarios: Exploring innovation pathways to 2040*. https://wec-estonia.ee/world-energy-scenarios-2019-exploring-innovation-pathways-to-2040/

Yancachajlla, U., & Vilca, O. A. (2022). Caracterización del viento con la función de Weibull para una zona altoandina, Laraqueri—Perú. *Revista de*

Investigaciones Altoandinas - Journal of High Andean Research, 24(3), 190–198. https://doi.org/10.18271/ria.2022.439

Yglesias, Y. M. (2015). *Estudio técnico y económico de la instalación de aerogeneradores para suministrar energía eléctrica a Las viviendas del centro poblado Playa Blanca – Piura* [Tesis de pregrado, Universidad César Vallejo]. https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/9709

ANEXOS

Anexo 1. Matriz de consistencia

Título: Evaluación del Potencial Eólico para la generación de energía eléctrica en el distrito de Palca, Tacna - 2023

PROBLEMAS	**OBJETIVOS**	**HIPOTESIS**	**VARIABLES**	DIMENSIONES	INDICADOR	METODOLOGÍA
PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPOTESIS PRINCIPAL	VARIABLE INDEPENDIENTE			
¿Cuál es el potencial eólico del distrito de Palca, Tacna, para la generación de energía eléctrica, en función de la velocidad y dirección del viento?	Evaluar el potencial eólico para la generación de energía eléctrica en el distrito de Palca, Tacna, mediante el análisis de la velocidad y dirección del viento.	El potencial eólico en el distrito de Palca, Tacna, es suficiente para la generación de energía eléctrica, basado en las características de velocidad y dirección del viento registradas..	POTENCIAL EÓLICO	Velocidad del viento	• Velocidad promedio (m/s) • Parámetros Weibull (c y k) • Variabilidad mensual/anual • Densidad del aire (kg/m³)	1.- TIPO Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN La presente investigación es de tipo aplicada de nivel descriptivo 2-. DISEÑO DE INVESTIGACIÓN La presente investigación tiene un diseño no experimental..
				Dirección del viento	• Dirección predominante del viento (rosa de los vientos)	
PROBLEMA SECUNDARIO	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	HIPOTESIS SECUNDARIAS	VARIABLE DEPENDIENTE	DIMENSIONES	INDICADOR	POBLACIÓN Y MUESTRA
¿Cuál es la velocidad del viento en el distrito de Palca, Tacna, y cómo varía a lo largo del tiempo?	Evaluar la velocidad del viento en el distrito de Palca, Tacna.	La velocidad del viento en el distrito de Palca es suficiente para generar energía eléctrica de manera eficiente durante la mayor parte del año.	ENERGIA ELÉCTRICA	Producción de energía eléctrica	• Producción teórica (MWh/año) • Producción real ajustada (MWh/año)	3.- POBLACION La población de estudio está constituida por el ámbito geográfico de la provincia de Tacna, en el cual se pretende evaluar el potencial eólico. 4.- MUESTRA La muestra corresponde al distrito de Palca, específicamente la zona de Paucarani, seleccionada por criterios de representatividad y accesibilidad.
¿Cuál es la dirección predominante del viento en el distrito de Palca y cómo influye en la posibilidad de generación de energía eólica?	Determinar la dirección predominante del viento mediante la generación de la rosa de vientos para optimizar la orientación de los aerogeneradores.	La dirección predominante del viento en Palca sigue patrones constantes que facilitan la implementación de sistemas de generación eólica.				
Cuál sería la capacidad de producción de energía eléctrica basada en los datos de velocidad del viento en Palca, Tacna	Simular la producción de energía eléctrica en Palca, Tacna, basada en los datos de velocidad del viento.	La simulación de los datos de velocidad del viento recogidos demuestra que la producción de energía eléctrica en Palca, Tacna, es viable.				

Anexo 2. Datos de la estación Meteorológica Paucarani

DIRECCION DE REDES DE OBSERVACION Y DATOS

ESTACION : PAUCARANI / 158328 / DZ-07
PARAMETRO : DIRECCION PREDOMINANTE Y VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO REGISTRADA EN EL MES (m/s)

LAT. : 17° 31' "S"
LONG. : 69° 46' "W"
ALT. : 4625 msnm

DPTO. : TACNA
PROV. : TACNA
DIST. : PALCA

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.
2019	SW-4.9	SW-5.2	SW-5.4	SW-6.8	NW-8.9	NW-7.4	NW-7.3	SW-4.7	SW-6.8	SW-6.5	SW-6.8	SW-6.5
2020	SW-5.6	SW-4.6	NE-4.6	SW-5.3	NW-7.7	NW-7.4	SW-6.4	NW-10.3	NW-6.3	S/D	SW-6.2	SW-6.2
2021	SW-5.5	SE-5.8	NE-4.4	SW-5.6	NW-7.3	NW-10.5	S/D	NW-7.3	SW-5.9	SW-7.1	SW-6.6	SE-6.3
2022	SE-5.8	SE-5.1	SE-5.2	SW-5.8	S/D	NW-7.9	NW-5.7	NW-6.0	NW-7.5	NW-6.5	SW-5.4	SW-5.4
2023	SW-6.2	SE-6.0	SW-6.2	SW-6.1	SW-6.1	NW-6.1	NW-6.1	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D

Firma Digital
Senamhi
Firmado digitalmente por ALIAGA NESTARES Vannia Jaqueline FAU 20131366028 hard
Motivo: Doy V° B°
Fecha: 30.11.2023 12:06:53 -05:00

S/D= Sin Dato

INFORMACIÓN PREPARADA PARA: GUILLER ESTEBAN QUISPE CCAMA
LIMA, 28 de Noviembre de 2023

N° PRES / SOLIC. PROC: 202311000062/202311000033
EXP: 9782
N° IMPRESION: 6883

Nota. Los registros fueron proporcionados por SENAMHI tras solicitud y pago de derechos de acceso, recibidos vía correo electrónico en 2023

Anexo 3. Boleta de venta emitida por SENAMHI

SENAMHI
SERVICIO NACIONAL METEOROLOGIA E HIDROL.
JR. CAHUIDE 785 FRENTE DEL SEGURO
JESUS MARIA - LIMA - LIMA

BOLETA DE VENTA ELECTRONICA
RUC: 20131366028
EB01-770

Fecha de Vencimiento :
Fecha de Emisión : **27/11/2023**
Señor(es) : **GUILLER ESTEBAN QUISPE CCAMA**
DNI : **47363064**
Tipo de Moneda : **SOLES**
Observación :

Cantidad	Unidad Medida	Descripción	Valor Unitario(*)	Descuento(*)	Importe de Venta(**)	ICBPER
1.00	UNIDAD	INFORMACION METEOROLOGICA, PPTO. 202311000062	292.50	0.00	345.15	0.00

Otros Cargos :	S/0.00
Otros Tributos :	S/0.00
ICBPER :	S/ 0.00
Importe Total :	S/345.15

SON: TRESCIENTOS CUARENTA Y CINCO Y 15/100 SOLES

(*) Sin impuestos.
(**) Incluye impuestos, de ser Op. Gravada.

Op. Gravada :	S/ 292.50
Op. Exonerada :	S/ 0.00
Op. Inafecta :	S/ 0.00
ISC :	S/ 0.00
IGV :	S/ 52.65
ICBPER :	S/ 0.00
Otros Cargos :	S/ 0.00
Otros Tributos :	S/ 0.00
Monto de Redondeo :	S/ 0.00
Importe Total :	S/ 345.15

Esta es una representación impresa de la Boleta de Venta Electrónica, generada en el Sistema de la SUNAT. El Emisor Electrónico puede verificarla utilizando su clave SOL, el Adquirente o Usuario puede consultar su validez en SUNAT Virtual: www.sunat.gob.pe, en Opciones sin Clave SOL/ Consulta de Validez del CPE.

Anexo 4. Densidad y presión atmosférica en función de la altitud

Altitud	Presión (hPa)	Densidad (kg/m3)
0	1013.2	1.225
100	1001.3	1.213
200	989.5	1.202
300	977.73	1.190
400	966.11	1.179
500	954.6	1.167
1000	898.7	1.112
2000	794.9	1.007
3000	701.1	0.909
4000	616.4	0.819
5000	540.2	0.736

Nota. Obtenido de Atlas Eólico del Perú del Ministerio de Energía y Minas (2016).

Anexo 5. Código Python del algoritmo KNN vecinos

```
import pandas as pd
from sklearn.impute import KNNImputer
import numpy as np

# Crear el DataFrame con los datos
data = {
    'AÑO': [2019, 2020, 2021, 2022, 2023],
    'ENE': [4.90, 5.60, 5.50, 5.80, 6.20],
    'FEB': [5.20, 4.60, 5.80, 5.10, 6.00],
    'MAR': [5.40, 4.60, 4.40, 5.20, 6.20],
    'ABR': [6.80, 5.30, 5.60, 5.80, 6.10],
    'MAY': [8.90, 7.70, 7.30, None, 6.10],
    'JUN': [7.40, 7.40, 10.50, 7.90, 6.10],
    'JUL': [7.30, 6.40, None, 5.70, 6.10],
    'AGO': [4.70, 10.30, 7.30, 6.00, None],
    'SET': [6.80, 6.30, 5.90, 7.50, None],
    'OCT': [6.50, None, 7.10, 6.50, None],
    'NOV': [6.80, 6.20, 6.60, 5.40, None],
    'DIC': [6.50, 6.20, 6.30, 5.40, None]
}

df = pd.DataFrame(data)

print("="*80)
print("DATOS ORIGINALES")
print("="*80)
print(df)
print(f"\n❌ Valores faltantes: {df.isnull().sum().sum()}")

# Separar la columna AÑO antes de imputar
años = df['AÑO'].copy()
df_numeric = df.drop(columns=['AÑO'])

# Crear el imputador k-NN
# n_neighbors=2: usa los 2 años más similares para imputar
# weights='distance': da más peso a los vecinos más cercanos
imputer = KNNImputer(n_neighbors=2, weights='distance')

# Imputar los datos faltantes
imputed_data = imputer.fit_transform(df_numeric)

# Convertir de nuevo a DataFrame
imputed_df = pd.DataFrame(imputed_data, columns=df_numeric.columns)

# Agregar la columna 'AÑO' al inicio
imputed_df.insert(0, 'AÑO', años)

# Redondear a 2 decimales
imputed_df = imputed_df.round(2)

print("\n" + "="*80)
```

```
print("✅ DATOS DESPUÉS DE IMPUTACIÓN KNN")
print("="*80)
print(imputed_df)

# Identificar y mostrar los valores que fueron imputados
print("\n" + "="*80)
print("🎯 VALORES IMPUTADOS")
print("="*80)

valores_imputados = []
for col in df_numeric.columns:
    for idx in range(len(df)):
        if pd.isna(df_numeric.loc[idx, col]):
            año = años[idx]
            valor_original = df_numeric.loc[idx, col]
            valor_imputado = imputed_df.loc[idx, col]
            valores_imputados.append({
                'Mes': col,
                'Año': int(año),
                'Valor Original': 'NaN',
                'Valor Imputado': valor_imputado
            })
            print(f"{col} {int(año)}: NaN → {valor_imputado}")



# Validación: verificar que no queden valores NaN
print("\n" + "="*80)
print("✓ VALIDACIÓN")
print("="*80)
nulos_restantes = imputed_df.isnull().sum().sum()
print(f"Valores nulos restantes: {nulos_restantes}")
if nulos_restantes == 0:
    print("✓ Todos los valores fueron imputados correctamente")
else:
    print("⚠ Aún quedan valores nulos")



# Opcional: Guardar a CSV
# imputed_df.to_csv('datos_imputados_knn.csv', index=False)
# print("\n💾 Datos guardados en 'datos_imputados_knn.csv'")
```

Anexo 6. Código Python de la proyección de la velocidad eólica en alturas operativas

```
import math

# Datos proporcionados: Aplanados en una sola columna (60 valores en
total, cada uno es V_ref a 10m)
datos = [
    4.9, 5.6, 5.5, 5.8, 6.2,
    5.2, 4.6, 5.8, 5.1, 6,
    5.4, 4.6, 4.4, 5.2, 6.2,
    6.8, 5.3, 5.6, 5.8, 6.1,
    8.9, 7.7, 7.3, 7.5, 6.1,
    7.4, 7.4, 10.5, 7.9, 6.1,
    7.3, 6.4, 6.02, 5.7, 6.1,
    4.7, 10.3, 7.3, 6, 7.92,
    6.8, 6.3, 5.9, 7.5, 6.97,
    6.5, 6.81, 7.1, 6.5, 6.5,
    6.8, 6.2, 6.6, 5.4, 5.76,
    6.5, 6.2, 6.3, 5.4, 5.76
]

def calcular_Vz(Z, Z_ref, V_ref, Z_0):
    """
    Calcula V_z usando la fórmula logarítmica.
    """
    if Z <= Z_0 or Z_ref <= Z_0:
        raise ValueError("Alturas deben ser mayores que Z_0.")
    return V_ref * (math.log(Z / Z_0) / math.log(Z_ref / Z_0))

# Pedir inputs al usuario
Z_0 = float(input("Ingresa Z_0 (longitud de rugosidad en m): "))
alturas_input = input("Ingresa 3 alturas de extrapolación separadas por
espacios (en m): ")
Z1, Z2, Z3 = map(float, alturas_input.split())

# Imprimir encabezado de la tabla
print(f"{'V_ref_10m':<10} {'V_z_{:.0f}m':<10} {'V_z_{:.0f}m':<10}
{'V_z_{:.0f}m':<10}".format(Z1, Z2, Z3))

# Procesar cada valor de datos (cada uno es V_ref a 10m)
for V_ref in datos:
    try:
        V_z1 = calcular_Vz(Z1, 10, V_ref, Z_0)
        V_z2 = calcular_Vz(Z2, 10, V_ref, Z_0)
        V_z3 = calcular_Vz(Z3, 10, V_ref, Z_0)
        # Imprimir fila de la tabla
        print(f"{V_ref:<10.2f} {V_z1:<10.2f} {V_z2:<10.2f}
{V_z3:<10.2f}")
    except ValueError as e:
        print(f"Error para V_ref={V_ref}: {e}")
```

Anexo 7. Código Python para distribución de frecuencias y transformación de datos para ajuste lineal de la distribución de weibull

```
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from scipy.stats import linregress

# Datos de las velocidades de viento
velocidades = [
    6.75, 7.17, 7.44, 9.37, 12.27, 10.20, 10.06, 6.48, 9.37, 8.96,
    9.37, 8.96, 7.72, 6.34, 6.34, 7.30, 10.61, 10.20, 8.82, 14.20,
    8.68, 9.37, 8.55, 8.55, 7.58, 7.99, 6.06, 7.72, 10.06, 14.47,
    8.34, 10.06, 8.13, 9.79, 9.10, 8.68, 7.99, 7.03, 7.17, 7.99,
    10.34, 10.89, 7.86, 8.27, 10.34, 8.96, 7.44, 7.44, 8.55, 8.27,
    8.55, 8.41, 8.41, 8.41, 8.41, 11.23, 9.51, 8.96, 7.99, 7.99
]

# Calcular el promedio, el mínimo y el máximo
promedio = np.mean(velocidades)
minimo = np.min(velocidades)
maximo = np.max(velocidades)

# Establecer los rangos con intervalos de 0.5
rango_inicio = int(minimo)  # Rango inicia en un número entero
rango_fin = int(np.ceil(maximo))  # Rango final redondeado hacia arriba
al entero más cercano

# Generar los intervalos con un paso de 0.5
rangos = np.arange(rango_inicio, rango_fin + 0.5, 0.5)

# Contar la frecuencia absoluta para cada intervalo
frecuencia_absoluta = np.histogram(velocidades, bins=rangos)[0]

# Calcular la frecuencia relativa
frecuencia_relativa = frecuencia_absoluta / len(velocidades)

# Calcular la frecuencia relativa acumulada
frecuencia_acumulada = np.cumsum(frecuencia_relativa)

# Crear un DataFrame para las frecuencias
df_frecuencias = pd.DataFrame({
    'Vmin': rangos[:-1],  # Mínimo de cada intervalo
    'Vmax': rangos[1:],  # Máximo de cada intervalo
    'Frecuencia Absoluta': frecuencia_absoluta,
    'Frecuencia Relativa': frecuencia_relativa,
    'Frecuencia Relativa Acumulada': frecuencia_acumulada
})

# Asignar la frecuencia acumulada correcta a cada valor de velocidad
según su rango
frecuencia_acumulada_valores = []
```

```
for v in velocidades:
    # Buscar el intervalo en el que cae la velocidad
    for i in range(len(rangos) - 1):
        if rangos[i] <= v < rangos[i + 1]:
            # Si la velocidad cae en este rango, asignamos la frecuencia
acumulada
            frecuencia_acumulada_valores.append(frecuencia_acumulada[i])
            break

# Calcular LN(V) y Ln(-Ln(1 - frecuencia relativa acumulada))
velocidades_ordenadas = np.sort(velocidades)
ln_v = np.log(velocidades_ordenadas)

# Asignar la frecuencia acumulada correcta a cada velocidad
frecuencia_acumulada_ordenada = []

for v in velocidades_ordenadas:
    for i in range(len(rangos) - 1):
        if rangos[i] <= v < rangos[i + 1]:
            frecuencia_acumulada_ordenada.append(frecuencia_acumulada[i])
            break

# Evitar valores NaN (por ejemplo, logaritmo de 0 o NaN en frecuencia
acumulada)
frecuencia_acumulada_ordenada = np.array(frecuencia_acumulada_ordenada)
valid_mask = (frecuencia_acumulada_ordenada > 0) &
(frecuencia_acumulada_ordenada < 1)
ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada =
np.full_like(frecuencia_acumulada_ordenada, np.nan)  # Inicializar con
NaN
ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada[valid_mask] = np.log(-np.log(1 -
frecuencia_acumulada_ordenada[valid_mask]))

# Crear una máscara de valores no NaN en todas las listas
mask = ~np.isnan(ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada)  # Máscara que elimina
los NaN

# Filtrar todas las listas usando la máscara
ln_v_clean = ln_v[mask]
ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada_clean =
ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada[mask]
velocidades_ordenadas_clean = velocidades_ordenadas[mask]
frecuencia_acumulada_clean =
np.array(frecuencia_acumulada_ordenada)[mask]

# Verificar que las longitudes coinciden antes de crear el DataFrame
print("Longitudes de las listas después de la limpieza:")
print(len(ln_v_clean), len(ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada_clean),
len(velocidades_ordenadas_clean), len(frecuencia_acumulada_clean))

# Realizar la regresión lineal con los datos limpios
```

```
slope, intercept, r_value, p_value, std_err = linregress(ln_v_clean,
ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada_clean)

# Imprimir la ecuación de la recta de regresión
print(f"Ecuación de la recta: Y = {slope:.4f} * X + {intercept:.4f}")
print(f"Coeficiente de determinación (R²): {r_value**2:.4f}")

# Crear el DataFrame de los valores con la frecuencia acumulada correcta
df_valores = pd.DataFrame({
    'Velocidad': velocidades_ordenadas_clean,
    'Frecuencia Relativa Acumulada': frecuencia_acumulada_clean,
    'LN(V)': ln_v_clean,
    'Ln(-Ln(1 - Frecuencia Relativa Acumulada))':
ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada_clean
})

# Mostrar las tablas completas
print("\nTabla de frecuencias:")
print(df_frecuencias)

print("\nTabla de valores (con las frecuencias relativas acumuladas
correctas):")
print(df_valores)

# Guardar ambos DataFrames en archivos CSV
df_frecuencias.to_csv('frecuencias.csv', index=False)
df_valores.to_csv('valores.csv', index=False)
```

Anexo 8. Código Python para estimar parámetros, estadística de la distribución de Weibull y gráficos.

```
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from scipy.stats import linregress
from scipy.stats import weibull_min
from scipy.special import gamma # <-- IMPORTACIÓN NECESARIA para la media
y desviación estándar de Weibull

# Para una estética más profesional y legible
plt.style.use('seaborn-v0_8-whitegrid')

# Datos de las velocidades de viento (mismos que el código original)
velocidades = [
    6.75, 7.17, 7.44, 9.37, 12.27, 10.20, 10.06, 6.48, 9.37, 8.96,
    9.37, 8.96, 7.72, 6.34, 6.34, 7.30, 10.61, 10.20, 8.82, 14.20,
    8.68, 9.37, 8.55, 8.55, 7.58, 7.99, 6.06, 7.72, 10.06, 14.47,
    8.34, 10.06, 8.13, 9.79, 9.10, 8.68, 7.99, 7.03, 7.17, 7.99,
    10.34, 10.89, 7.86, 8.27, 10.34, 8.96, 7.44, 7.44, 8.55, 8.27,
    8.55, 8.41, 8.41, 8.41, 8.41, 11.23, 9.51, 8.96, 7.99, 7.99
]

# --- CÁLCULOS DE FRECUENCIA Y REGRESIÓN (Sin cambios) ---

minimo = np.min(velocidades)
maximo = np.max(velocidades)
rango_inicio = int(minimo)
rango_fin = int(np.ceil(maximo))
rangos = np.arange(rango_inicio, rango_fin + 0.5, 0.5)

frecuencia_absoluta = np.histogram(velocidades, bins=rangos)[0]
frecuencia_relativa = frecuencia_absoluta / len(velocidades)
frecuencia_acumulada = np.cumsum(frecuencia_relativa)

df_frecuencias = pd.DataFrame({
    'Vmin': rangos[:-1],
    'Vmax': rangos[1:],
    'V_media_clase': (rangos[:-1] + rangos[1:]) / 2,
    'Frecuencia Relativa': frecuencia_relativa,
    'Frecuencia Relativa Acumulada': frecuencia_acumulada
})

velocidades_ordenadas = np.sort(velocidades)
ln_v = np.log(velocidades_ordenadas)

frecuencia_acumulada_ordenada = []
for v in velocidades_ordenadas:
    for i in range(len(rangos) - 1):
```

```
        if rangos[i] <= v < rangos[i + 1]:
            frecuencia_acumulada_ordenada.append(frecuencia_acumulada[i])
            break
        elif v == rangos[-1] and i == len(rangos) - 2:
             frecuencia_acumulada_ordenada.append(frecuencia_acumulada[-
1])
             break

frecuencia_acumulada_ordenada = np.array(frecuencia_acumulada_ordenada)
valid_mask = (frecuencia_acumulada_ordenada > 0) &
(frecuencia_acumulada_ordenada < 1)
ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada =
np.full_like(frecuencia_acumulada_ordenada, np.nan)  # Inicializar con
NaN
ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada[valid_mask] = np.log(-np.log(1 -
frecuencia_acumulada_ordenada[valid_mask]))

mask = ~np.isnan(ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada)

ln_v_clean = ln_v[mask]
ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada_clean =
ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada[mask]

slope, intercept, r_value, p_value, std_err = linregress(ln_v_clean,
ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada_clean)
r_squared = r_value**2
k = slope
c = np.exp(-(intercept / k))

# Generar rango de velocidades para las curvas teóricas
v_teorico = np.linspace(0, rango_fin + 1, 300)
weibull_pdf = weibull_min.pdf(v_teorico, c=k, loc=0, scale=c)
weibull_cdf = weibull_min.cdf(v_teorico, c=k, loc=0, scale=c)

# ------------------------------------------------
## 📊 Estadística Corregida
# ------------------------------------------------

# La media (mu) de una distribución de Weibull se calcula como:
# mu = c * Gamma(1 + 1/k)
mean_weibull = c * gamma(1 + 1/k)

# La varianza (sigma^2) de una distribución de Weibull se calcula como:
# sigma^2 = c^2 * [ Gamma(1 + 2/k) - (Gamma(1 + 1/k))^2 ]
variance_weibull = c**2 * (gamma(1 + 2/k) - (gamma(1 + 1/k))**2)

# La desviación estándar (sigma) es la raíz cuadrada de la varianza:
std_weibull = np.sqrt(variance_weibull)

# El Coeficiente de Variación (CV) es la desviación estándar dividida por
la media:
CV_weibull = std_weibull / mean_weibull
```

```
# Display results
print(f"\n--- Parámetros y Estadísticas de la Distribución de Weibull ---
")
print(f"R² de la regresión: {r_squared:.4f}")
print(f"Parametro de forma (k): {k:.4f}")
print(f"Parametro de escala (c): {c:.4f}")
print(f"Media teórica de Weibull (m/s): {mean_weibull:.4f}")
print(f"Desviación estándar teórica de Weibull (m/s): {std_weibull:.4f}")
print(f"Coeficiente de variación de Weibull: {CV_weibull:.4f}")

# ----------------------------------------------
## 📈 Gráficos (Sin cambios funcionales, solo se muestra el código para
completar)
# ----------------------------------------------

# 1. Regresión Lineal
plt.figure(figsize=(10, 6))

plt.scatter(ln_v_clean, ln_neg_ln_1_frecuencia_acumulada_clean,
label='Datos Ajustados', color='#1f77b4', s=50, alpha=0.8,
edgecolors='w')
recta_regresion = slope * ln_v_clean + intercept
plt.plot(ln_v_clean, recta_regresion, color='#d62728', label='Recta de
Regresión', linewidth=2.5, linestyle='-')

plt.title('1. Regresión Lineal para Estimación de Parámetros de Weibull',
fontsize=16, fontweight='bold')
plt.xlabel(r'Eje X: $\ln(V)$', fontsize=14)
plt.ylabel(r'Eje Y: $\ln(-\ln(1 - F(V)))$', fontsize=14)

ecuacion_texto = f'$Y = {slope:.4f} \\cdot X + {intercept:.4f}$'
r2_texto = f'$R^2 = {r_squared:.4f}$'
plt.annotate(text=f'{ecuacion_texto}\n{r2_texto}', xy=(0.05, 0.95),
xycoords='axes fraction', fontsize=12,
bbox=dict(boxstyle="round,pad=0.5", fc="white", alpha=0.8, ec="#1f77b4"))
plt.legend(loc='lower right', fontsize=11, frameon=True, shadow=True)
plt.grid(True, linestyle=':', alpha=0.6)
plt.tight_layout()

# 2. Weibull PDF
plt.figure(figsize=(10, 6))
plt.plot(v_teorico, weibull_pdf, color='#d62728', linewidth=3,
label=f'Weibull PDF ($k={k:.2f}, c={c:.2f}$)')
plt.title('2. Función de Densidad de Probabilidad (PDF) de Weibull',
fontsize=16, fontweight='bold')
plt.xlabel('Velocidad del Viento (V)', fontsize=14)
plt.ylabel('Probabilidad de Densidad $f(V)$', fontsize=14)
plt.legend(loc='upper right')
plt.grid(True, linestyle=':', alpha=0.6)
plt.tight_layout()

# 3. Weibull CDF
plt.figure(figsize=(10, 6))
```

```
plt.plot(v_teorico, weibull_cdf, color='#1f77b4', linewidth=3,
label=f'Weibull CDF ($k={k:.2f}$, c={c:.2f}$)')
plt.title('3. Función de Distribución Acumulativa (CDF) de Weibull',
fontsize=16, fontweight='bold')
plt.xlabel('Velocidad del Viento (V)', fontsize=14)
plt.ylabel('Probabilidad Acumulada $F(V)$', fontsize=14)
plt.legend(loc='lower right')
plt.grid(True, linestyle=':', alpha=0.6)
plt.tight_layout()

# 4. Frecuencia Acumulada vs. Weibull CDF
plt.figure(figsize=(10, 6))
plt.plot(df_frecuencias['Vmax'], df_frecuencias['Frecuencia Relativa
Acumulada'], marker='o', linestyle='-', color='#2ca02c',
label='Frecuencia Acumulada Empírica', linewidth=2)
plt.plot(v_teorico, weibull_cdf, color='#d62728', linestyle='--',
label='Weibull CDF Teórica', linewidth=2)
plt.title('4. Ajuste de la Frecuencia Acumulada vs. Weibull CDF',
fontsize=16, fontweight='bold')
plt.xlabel('Velocidad del Viento (V)', fontsize=14)
plt.ylabel('Frecuencia / Probabilidad Acumulada', fontsize=14)
plt.legend(loc='lower right')
plt.grid(True, linestyle=':', alpha=0.6)
plt.tight_layout()

# 5. Frecuencia Relativa vs. Weibull PDF
plt.figure(figsize=(10, 6))
ancho_barra = 0.5 * 0.9
plt.bar(df_frecuencias['V_media_clase'], df_frecuencias['Frecuencia
Relativa'], width=ancho_barra, color='#ff7f0e', alpha=0.6,
label='Frecuencia Relativa Empírica (Histograma)')
plt.plot(v_teorico, weibull_pdf*0.5 , color='#1f77b4', linestyle='-',
label='Weibull PDF Teórica (Escalada)', linewidth=2)
plt.title('5. Ajuste de la Frecuencia Relativa vs. Weibull PDF',
fontsize=16, fontweight='bold')
plt.xlabel('Velocidad del Viento (V)', fontsize=14)
plt.ylabel('Frecuencia Relativa / Probabilidad', fontsize=14)
plt.legend(loc='upper right')
plt.grid(True, linestyle=':', alpha=0.6)
plt.tight_layout()


# ------------------------------------------------
# 🔊 MOSTRAR TODAS LAS FIGURAS
# ------------------------------------------------
plt.show()
```