



Viabilidad económica de microturbinas eólicas en Costa Rica: evaluación multivariable de factores técnicos, económicos y regulatorios

Economic Feasibility of Wind Microturbines in Costa Rica: Multivariable Assessment of Technical, Economic and Regulatory Factors

Viabilidade econômica de microturbinas eólicas na Costa Rica: avaliação multivariada de fatores técnicos, econômicos e regulatórios

Rosa Matarrita-Chaves¹,*, Gustavo Richmond-Navarro¹,
Víctor Céspedes-Cordero¹, Maximino Jiménez Ceciliano¹

Received: Sep/16/2024 • Accepted: Apr/22/2025 • Published: Jan/31/2026

Resumen

[Objetivo] Este estudio identificó los elementos económicos y legales que repercuten en la rentabilidad de instalar microturbinas eólicas comerciales en distintas ubicaciones de Costa Rica para determinar la viabilidad económica. **[Metodología]** Se utilizó información histórica sobre la velocidad del viento de 36 estaciones meteorológicas del Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica, recopilada a 10 metros sobre el suelo y modelada a 15, 20, 25 y 30 metros. Con los 18 histogramas similares a la distribución de Weibull, se calculó la potencia generada por el viento usando la curva de potencia de tres turbinas eólicas comerciales, con lo cual se estima la producción anual de energía para cada combinación de ubicación, turbina y altura. Se seleccionaron las mejores combinaciones y se calcularon los ahorros económicos esperados con la tarifa promedio de electricidad en el país. La evaluación económica incluyó el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno. **[Resultados]** Los análisis mostraron que de las 36 ubicaciones evaluadas pudieron modelarse 18 a distintas alturas. De estas, 9 ubicaciones presentaron combinaciones de turbina y altura económica y legalmente viables, con ahorros anuales máximos de \$1514. Sin embargo, para las 9 ubicaciones adicionales, la instalación no resultó rentable debido a las características del recurso eólico y el costo actual de la electricidad. **[Conclusiones]** La rentabilidad de microturbinas eólicas en Costa Rica se alcanza a partir de los 30 m de altura en ubicaciones específicas, donde factores técnicos, económicos y normativos convergen, lo que permite extrapolar estos hallazgos para apoyar decisiones de planificación energética descentralizada.

Palabras clave: microturbina eólica; energía renovable; energía eólica; rentabilidad; factor de planta.

* Autor para correspondencia

Rosa Matarrita-Chaves, ✉ rmmatarrita@itcr.ac.cr, Orcid ID: <https://orcid.org/0000-0002-6309-8733>

Gustavo Richmond-Navarro, ✉ grichmond@itcr.ac.cr, Orcid ID: <https://orcid.org/0000-0001-5147-5952>

Víctor Céspedes-Cordero, ✉ vcspes@estudiantec.cr, Orcid ID: <https://orcid.org/0009-0000-5296-0781>

Maximino Jiménez Ceciliano, ✉ maxjimenez@itcr.ac.cr, Orcid ID: <https://orcid.org/0000-0001-7222-9961>

¹ Escuela de Ingeniería Electromecánica, Instituto Tecnológico de Costa Rica, Cartago, Costa Rica.



Abstract

Objective: This study is aimed at identifying the economic and legal factors that have an impact on the profitability of installing small-scale commercial wind turbines at different locations in Costa Rica, to determine their economic viability. **Methodology:** Historical wind speed data from 36 meteorological stations of the Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica, recorded at 10 meters above the ground, was used and modeled at 15, 20, 25, and 30 meters above the ground. Using 18 histograms similar to the Weibull distribution, wind power generation was calculated using the power curves of three commercial wind turbines, estimating the annual energy production for each combination of location, turbine, and height. The best combinations were selected, and the expected economic savings were calculated using the average electricity tariff in the country. The economic evaluation included Net Present Value and Internal Rate of Return. **Results:** The analysis revealed that of the 36 locations evaluated, 18 could be modeled at different heights. Of these, nine locations had turbine and height combinations that were economically and legally viable, with maximum annual savings of USD 1,514. However, for nine additional locations, installation was not economically feasible due to the characteristics of wind resource and current cost of electricity. **Conclusions:** The profitability of small-scale wind turbines in Costa Rica is achieved at heights of 30 m in specific locations in which technical, economic, and regulatory factors align, enabling the extrapolation of these findings to support decentralized energy planning decisions.

Keywords: Small-scale wind turbine; renewable energy; wind energy; profitability; capacity factor.

Resumo

[Objetivo] Este estudo identificou os elementos econômicos e legais que afetam a rentabilidade da instalação de microturbinas eólicas comerciais em diferentes locais na Costa Rica para determinar a viabilidade econômica. **[Metodologia]** Foram usados dados históricos de velocidade do vento de 36 estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia da Costa Rica, coletados a 10 metros acima do solo e modelados a 15, 20, 25 e 30 metros. Com os 18 histogramas semelhantes à distribuição de Weibull, a potência gerada pelo vento foi calculada usando a curva de potência de três turbinas eólicas comerciais, estimando, assim, a produção anual de energia para cada combinação de local, turbina e altura. As melhores combinações foram selecionadas e as economias econômicas esperadas foram calculadas com a tarifa média de eletricidade do país. A avaliação econômica incluiu o Valor Presente Líquido e a Taxa Interna de Retorno. **[Resultados]** As análises mostraram que, dos 36 locais avaliados, 18 poderiam ser modelados em diferentes alturas. Desses, 9 locais apresentaram combinações de turbina/altura econômica e legalmente viáveis, com uma economia anual máxima de US\$ 1.514. Entretanto, para os 9 locais adicionais, a instalação não foi rentável devido às características do recurso eólico e ao custo atual da eletricidade. **[Conclusões]** A rentabilidade das microturbinas eólicas na Costa Rica é alcançada a partir de 30 m de altura em locais específicos, onde fatores técnicos, econômicos e regulatórios convergem, permitindo a extrapolação dessas descobertas para apoiar decisões de planejamento energético descentralizado.

Palavras-chave: microturbina eólica; energia renovável; energia eólica; rentabilidade; fator de planta.



Introducción

En los últimos años, la energía eólica ha experimentado un crecimiento sin precedentes a escala mundial. En 2023, se instalaron 117 gigavatios (GW) de nueva capacidad, lo que representa un incremento del 50% con respecto al año anterior y eleva la capacidad total instalada a más de 1000 GW ([Global Wind Energy Council, 2024](#)). Este avance posiciona a la energía eólica como una de las principales fuentes de generación eléctrica renovable, aportando aproximadamente el 7,8 % de la generación eléctrica global durante ese mismo año.

La Agencia Internacional de Energías Renovables ([International Renewable Energy Agency, 2024](#)) ha señalado que, para cumplir con los objetivos climáticos globales, será necesario triplicar la capacidad instalada de energías renovables al año 2030, siendo la energía eólica uno de los pilares fundamentales de esta transición.

Este desarrollo sostenido se atribuye, en parte, al potencial de la energía eólica para contribuir de manera significativa a la mitigación del cambio climático, en particular mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, conforme a los compromisos establecidos en el Acuerdo de París ([Naciones Unidas, 2015](#)). Además, la energía eólica fortalece la seguridad energética al diversificar la matriz eléctrica y disminuir el uso de energía fósil ([Global Wind Energy Council, 2024](#)).

El sector eólico también ha consolidado su papel como generador de empleo. En 2023, aproximadamente 1,5 millones de personas trabajaban en actividades relacionadas con la energía eólica a escala global, tanto en proyectos terrestres como marinos, impulsados por políticas industriales que fortalecen las cadenas de suministro locales

([International Renewable Energy Agency & International Labour Organization, 2024](#)).

Más allá de sus beneficios económicos, la energía eólica tiene un impacto ambiental positivo. En Europa, por ejemplo, las emisiones netas de gases de efecto invernadero disminuyeron un 8% entre 2022 y 2023, acumulando una reducción del 37% con respecto a los niveles de 1990, gracias en gran parte a la sustitución del carbón por energías renovables, incluida la eólica ([European Environment Agency, 2024](#)). Estos avances reflejan el papel clave de esta tecnología en la mejora de la calidad ambiental y en el cumplimiento de metas climáticas regionales y globales.

Costa Rica ha mantenido un liderazgo regional en la generación eléctrica a partir de fuentes renovables. En 2023, el 94,91% de la electricidad del país fue producida mediante fuentes limpias, siendo la energía eólica una de las principales contribuyentes al sistema eléctrico nacional. La capacidad instalada de generación eólica alcanzó los 393 megavatios (MW), concentrados en zonas con alto potencial de viento como Guanacaste y la Región Norte ([Instituto Costarricense de Electricidad, 2024](#)).

El potencial de la energía eólica destinada al autoconsumo en Costa Rica mediante microturbinas (menores a 5,5 kW) es considerable, dado el régimen de vientos relativamente constantes en ciertas regiones y la existencia de áreas aptas para su instalación, en especial en Guanacaste y el Valle Central. Estudios recientes han caracterizado de modo favorable el recurso eólico en zonas como Cartago, con lo cual se demuestra su viabilidad para generación distribuida a pequeña escala ([Murillo-Zumbado et al., 2021](#)).

Costa Rica se ha distinguido por su enfoque proactivo y su firme compromiso con la sostenibilidad ambiental. El país



cuenta con diversas políticas y regulaciones para fomentar el uso de energías renovables, por ejemplo, incentivos fiscales, subvenciones y marcos regulatorios que facilitan la inversión en tecnologías limpias (Ministerio de Ambiente y Energía, 2019). Asimismo, el país ha establecido objetivos ambiciosos para lograr la eliminación total de emisiones de carbono de su economía para 2100, confirmando su papel destacado en la batalla contra el cambio climático (Rona, 2019).

El compromiso de Costa Rica con las energías renovables se refleja, tanto en su política nacional, como en su contribución en convenciones internacionales relacionadas con el cambio climático y sostenibilidad (Ministerio de Ambiente y Energía, 2024).

A diferencia de estudios previos que se limitan a evaluar la factibilidad de instalación de microturbinas en emplazamientos individuales, el presente trabajo adopta un enfoque integrador, al analizar una diversidad de condiciones geográficas, técnicas y normativas representativas de distintas regiones del país. Este enfoque permite generalizar hallazgos y brindar insumos relevantes para la toma de decisiones estratégicas en materia de generación distribuida y planificación energética.

Marco teórico

Regulación Nacional

En Costa Rica, cualquier construcción debe cumplir con la normativa establecida por el ordenamiento jurídico nacional, incluida la instalación de estructuras como torres y mástiles. La Ley 833 (Gobierno de Costa Rica, 1949) otorga a los gobiernos locales (municipalidades) la responsabilidad de garantizar condiciones de seguridad y salubridad en obras públicas y privadas. El Gobierno de Costa Rica (1968) regula el desarrollo

urbano mediante la Ley de Planificación Urbana, que establece que la Dirección General de Aviación Civil (DGAC) determina la altura máxima de estructuras para telecomunicaciones y sus medidas de seguridad. Además, las torres y postes pueden instalarse en propiedades públicas o privadas, para ello debe contar con el permiso de construcción otorgado por la municipalidad.

En adición, la Ley N.º 10086 (Gobierno de Costa Rica, 2022), promulgada en 2022, establece que las instalaciones de generación distribuida para autoconsumo basadas en fuentes renovables no requerirán permiso o autorización municipal ni viabilidad ambiental ante la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) cuando se trate de potencias menores a 500 kVA y cuando la estructura existente que soporta la instalación del sistema cuente con la licencia de viabilidad ambiental correspondiente. Esto implica que, si una estructura ya posee una licencia de viabilidad ambiental otorgada por SETENA, las instalaciones de generación distribuida que se ubiquen en dicha estructura están exentas de obtener una nueva viabilidad ambiental. Sin embargo, es importante destacar que, independientemente de estas exenciones, se requiere la autorización de la empresa distribuidora para la instalación de sistemas de generación distribuida.

Altura de instalación

La velocidad del viento tiende a incrementarse con la altura, por lo que elevar la turbina puede mejorar de manera significativa su rendimiento. Además, una mayor altura ayuda a evitar turbulencias causadas por obstáculos como edificaciones, árboles o accidentes geográficos.

Aunque no se encontró una normativa equivalente en el contexto costarricense,



se recomienda, según lineamientos técnicos internacionales, que la parte inferior del rotor de la turbina se ubique al menos a 9 metros por encima de cualquier obstáculo presente dentro de un radio de 90 metros de la torre ([Departamento de Energía de Estados Unidos, 2007](#)). Este lineamiento establece que una torre más alta puede aumentar de modo significativo la producción energética; por ejemplo, elevar la turbina de 18,2 a 30,4 metros puede incrementar los costos en un 10 %, pero permitir un aumento de hasta un 25 % en la generación de energía. Esta relación entre altura y rendimiento tampoco ha sido desarrollada en los marcos normativos nacionales, por lo que se recomienda considerar guías técnicas reconocidas en el ámbito internacional en ausencia de disposiciones locales específicas.

Tomar en cuenta que existen en esencia dos tipos de torres para turbinas eólicas: las atirantadas y las abatibles. Las torres atirantadas son más comunes en aplicaciones residenciales debido a su bajo costo, están compuestas por secciones estructurales o tubulares y requieren cables de soporte con un radio que equivale a la mitad o hasta tres cuartos de la altura de la torre, lo que implica la necesidad de contar con suficiente espacio para su instalación. Las torres abatibles, aunque más caras, ofrecen facilidad de mantenimiento para microturbinas ligeras y pueden bajarse en caso de condiciones climáticas severas, como huracanes.

Principales Costos de Instalación y Mantenimiento

En cuanto a los costos de la instalación de sistemas de generación de energía eólica resalta la inversión inicial, la cual es, por lo general, mucho más alta; según datos del [National Renewable Energy Laboratory \(2024a\)](#), el costo promedio ponderado de

proyectos de pequeñas turbinas eólicas en Estados Unidos fue de cerca de 7850 USD por kW instalado en 2022. Este valor varía según el tamaño, el sitio y las condiciones del proyecto ([National Renewable Energy Laboratory, 2024b](#)). Se estima que el precio de la estructura o torre de la turbina eólica es de alrededor de un 20% del costo total de la turbina ([Veliz, 2014](#)).

Aun así, pueden resultar costos competitivos en comparación con fuentes de energía convencionales si se consideran factores como la vida útil del sistema y la reducción de costos evitados con la compañía eléctrica.

La inversión en operación y mantenimiento es fundamental para garantizar el desempeño continuo y la longevidad de las microturbinas eólicas. De acuerdo con el [United States Department of Energy \(2024\)](#), los costos anuales asociados a proyectos de energía eólica distribuida se estiman en cerca de 35 USD por kW instalado. Esta cifra contempla actividades como el mantenimiento preventivo, inspecciones periódicas y la sustitución de componentes clave, todos ellos necesarios para preservar la eficiencia del sistema a lo largo del tiempo. En particular, las baterías utilizadas para el almacenamiento de energía en sistemas híbridos tienen una vida útil promedio de entre tres y cinco años, dependiendo de factores como la calidad del equipo, las condiciones de operación y el mantenimiento adecuado.

Para las microturbinas eólicas de eje horizontal, que son el interés de este documento, se recomienda realizar inspecciones visuales y mantenimientos periódicos para garantizar y prolongar la vida útil de la torre, en particular los rodamientos y equipos móviles. De acuerdo con la [ANSI/TIA \(1996\)](#), las torres atirantadas deben ser inspeccionadas cada tres años y las abatibles



cada cinco años. Estas inspecciones deben ser realizadas por personal autorizado y con experiencia en el ascenso de torres y en los procedimientos de ajuste. De igual manera, se recomienda controlar la corrosión de anclajes para los tirantes que tienen contacto con el suelo, y durante la construcción inicial como en las revisiones periódicas se debe verificar el estado de las torres.

Factor de Planta

Un indicador ampliamente para evaluar el rendimiento de una turbina eólica es el factor de planta, este representa la relación de la producción real de energía de la turbina durante un período de tiempo y su producción teórica (nominal) (Pfaffel *et al.*, 2017), es decir, lo que produciría trabajando a tiempo completo y a velocidad nominal de viento. El factor de planta se calcula con la potencia promedio de salida que se divide por la potencia nominal de la turbina eólica, tal como se describe en la Ecuación (1) (Pfaffel *et al.*, 2017). La potencia promedio de salida debe calcularse teniendo en cuenta todos los estados operativos y el factor de planta depende en gran medida de las condiciones de viento disponibles, además de otros factores de operación que incluyen la eficiencia de la turbina.

$$FP = \frac{P_{prom}}{P_{nom}} \quad (1)$$

Donde,

FP = Factor de planta

P_{prom} = Potencia promedio de salida de la turbina eólica

P_{nom} = Potencia nominal de la turbina eólica

Metodología

Se evaluó el desempeño de diversas microturbinas eólicas comerciales de eje horizontal mediante simulaciones basadas en datos experimentales de velocidad del viento recopilados en múltiples regiones del país (véase figura 1). A partir de estas mediciones, se aplicaron modelos de extrapolación vertical para estimar la velocidad del viento a diferentes alturas de instalación.



Figura 1. Ubicación de las estaciones meteorológicas en Costa Rica.

Fuente: extraído de Matarrita-Chaves *et al.* (2022)

El análisis consideró las condiciones eólicas del sitio, las disposiciones normativas vigentes, la altura de la torre, los costos de adquisición, instalación y mantenimiento, así como la producción anual estimada de energía y el ahorro económico proyectado. Con base en estos parámetros, se identificaron las configuraciones bajo las cuales la instalación de microturbinas resulta técnica y económicamente viable en el contexto costarricense.



Altura máxima de instalación

Para comenzar el análisis del rendimiento de microaerogeneradores comerciales en relación con la altura de instalación sobre el nivel del suelo, se estableció de inicio la altura máxima de instalación permitida por las autoridades reguladoras. Esta altura, denominada altura teórica, se determinó con la revisión de reglamentos y directrices de la legislación nacional de Costa Rica, y con consultas directas a las municipalidades locales.

La Ley 833 (Gobierno de Costa Rica, 1949) no establece una altura máxima general, pero excluye de restricciones a ciertas estructuras (art. 27) y limita la altura en zonas cercanas a aeródromos según un criterio proporcional mantenido por el Instituto Nacional de Vivienda y Urbanismo (art. 28).

Asimismo, en el 2023 se verificó la normativa local sobre uso del suelo mediante consulta directa a las municipalidades vinculadas a las 36 estaciones meteorológicas analizadas (Matarrita-Chaves *et al.*, 2022). El proceso evidenció que algunas localidades poseen planes reguladores propios, mientras que otras aplican el plan nacional del Instituto Nacional de Vivienda y Urbanismo.

De la consulta a las municipalidades se determinó que, fuera de zonas de aproximación aeroportuaria, la altura máxima constructiva es por lo general de 30 m, y de solo 10 m en áreas dentro del cono de aproximación (30°). Sin embargo, la regulación sobre altura, señalización y pintura de torres y postes corresponde en exclusiva a la Dirección General de Aviación Civil (DGAC). Según esta entidad, es obligatorio en proximidades de aeródromos un estudio aeronáutico para determinar la altura permitida.

En el marco de este estudio, las estaciones del Valle Central que se encuentran en el espacio aéreo son el aeropuerto Juan Santamaría, Recope La Garita y Santa Bárbara (ver figura 2). Las estaciones de la vertiente del Caribe que se encuentran dentro del espacio aéreo son los Chiles, aeropuerto de Limón y Sixaola, y las de la vertiente del Pacífico con dicha restricción son Hacienda Mojica, aeropuerto de Liberia, Río Claro y Pindeco (Pinneapple Development Corporation).

Por lo tanto, cualquier instalación en estas localidades debe gestionar de previo un estudio aeronáutico ante la Dirección General de Aviación Civil (DGAC).

También se consultó información de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, la cual publicó en 2022 la Guía para trámite de Generación Distribuida. No obstante, esta guía no contempla recomendaciones ni restricciones específicas sobre la altura de instalación.

Factores ambientales, logísticos y sociales no fueron abordados,

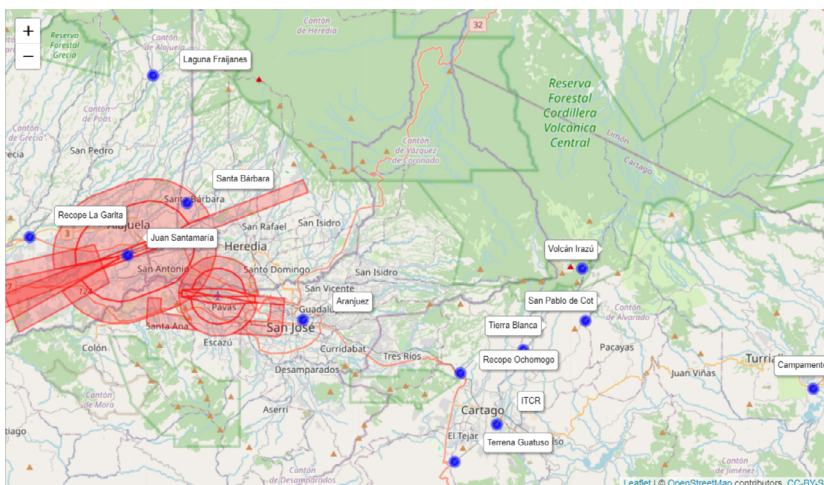


Figura 2. Estaciones del Valle Central, fondo mapa sin escala.

Fuente: propia de la investigación, 2024.



dado que el estudio se enfoca en el análisis técnico, económico y normativo. Se reconoce que futuras investigaciones podrían incorporar aspectos socioambientales como percepción comunitaria, impactos visuales y evaluación ambiental integral.

Histogramas a distintas alturas

El principal insumo para desarrollar el estudio fueron los datos utilizados por [Matarrita-Chaves et al. \(2022\)](#), provenientes de las 36 estaciones meteorológicas mostradas en la figura 1. En cada estación se midió el viento a 10 m sobre el nivel del suelo, para ello se utilizaron equipos Campbell Scientific y Davis Instruments, con un rango de medición de 0 a 89 m/s y un error de $+1$ m/s o $+5\%$, el mayor de estos valores. A partir de estos datos fue posible hacer proyecciones del recurso eólico a distintas alturas.

Para la proyección, se utilizó el modelo dinámico de la velocidad del viento desarrollado por [Richmond et al. \(2022\)](#), el cual reemplaza el valor clásico de la longitud de rugosidad con una expresión dinámica dependiente de la velocidad del viento. Esta metodología permite calcular la velocidad del viento en función de la altura a partir de mediciones cercanas al suelo, facilitando así la estimación del recurso eólico a diferentes alturas sin necesidad de instalar equipos adicionales. [Richmond et al. \(2022\)](#) concluyeron que el modelo es aplicable durante todas las estaciones del año y bajo escenarios diurnos y nocturnos.

Utilizando las mediciones de velocidad del viento a 10 m, se realizaron proyecciones a alturas de 15, 20, 25 y 30 metros, para cada una de las estaciones meteorológicas. Para este análisis se utilizó Matlab, generando histogramas que describen la frecuencia de ocurrencia de las distintas velocidades del viento a las cuatro alturas proyectadas.

Cada histograma se analizó la forma de cada uno con el objetivo de seleccionar aquellos que presenten un comportamiento similar a una distribución de Weibull. Con esto se descartó los que tienen grandes periodos de calma y altas frecuencias para velocidades de viento menores a 3 m/s, debido a que las turbinas eólicas no entran en operación a velocidades de viento tan bajas. Con este criterio, al fin se reduce a 18 el número de localidades del estudio, las cuales serán analizadas con las gráficas de rendimiento de las turbinas seleccionadas, para calcular la energía anual que se generaría en dichas regiones y en instalaciones a las cuatro distintas alturas proyectadas.

La variabilidad en los histogramas de velocidad del viento sugiere que el desempeño de cada turbina puede variar de manera significativa dependiendo de la localización.

Selección de turbinas

En el presente estudio, se consideraron tres turbinas eólicas, cada una con características de curva de potencia distintas por lo que no es posible determinar una turbina como “superior” en términos absolutos, ya que cada una se adapta de manera diferente al recurso eólico disponible en cada ubicación específica. El objetivo central de este análisis fue comparar el rendimiento las tres turbinas en diferentes puntos para identificar cuál ofrece el mejor rendimiento energético anual (AEP, por sus siglas en inglés) en cada caso particular.

Para la selección de las turbinas se llevó a cabo una revisión documental especializada, centrada en artículos científicos publicados en la última década que incluyeran de forma explícita la curva de potencia de turbinas eólicas de pequeña escala, con una potencia nominal no superior a 5,5 kW. Esta revisión permitió identificar una muestra



representativa de seis modelos, utilizados principalmente en investigaciones técnicas relacionadas con el desempeño de microturbinas eólicas.

También se llevó a cabo una exploración de mercado orientada a identificar modelos comerciales disponibles, considerando solo aquellos que contaran con especificaciones técnicas completas y curvas de potencia publicadas por los fabricantes. Esta estrategia permitió integrar criterios técnicos y disponibilidad comercial en la selección final.

De todas las turbinas encontradas, se recopilaban datos de su nombre, fabricante, potencia nominal, curva de potencia, diámetro, velocidad de arranque (*cut in speed*), y de brindarse el dato, potencia generada a 4, 5 y 6 m/s. Es importante recalcar que la búsqueda no distinguió si la turbina fue de eje horizontal o vertical, y tampoco se dio una selección dependiendo del voltaje de salida del generador ni otro tipo de variables eléctricas.

Para seleccionar entre todas las opciones solo tres turbinas, se usó como criterio la curva de densidad de potencia de las ubicaciones disponibles en este estudio, de la siguiente manera: para cada localidad se tomó el histograma y se construyó la curva de densidad de potencia por unidad de área, luego para cada turbina se contaron las ubicaciones en las que la potencia entregada era mayor que el resto para el valor de velocidad del viento donde ocurre la máxima densidad de potencia. Las tres turbinas con la suma mayor se muestran en la tabla 1. El

costo de adquisición de referencia es de 3 000 USD (dólares de Estados Unidos) para cualquiera de los tres equipos.

Producción de energía

Para cada estación meteorológica se estimó la producción energética anual, calculando la distribución de frecuencias de la velocidad del viento y considerando la potencia generada por la turbina con base en su curva de operación. Haciendo uso de la curva de potencia de cada turbina eólica, se determinó la potencia entregada en función de la velocidad del viento. El análisis se realizó mediante un código computacional desarrollado en Matlab, en el cual se tomó cada una de las mediciones experimentales, se proyectó su valor según la altura y se calculó la potencia que entregaría la turbina en cada caso. Cada valor de potencia se multiplicó por el tiempo entre mediciones para el cálculo de energía (Matarrita-Chaves *et al.*, 2022). Considerando que se analizaron tres turbinas a cuatro alturas en 18 sitios, se obtuvieron 216 resultados de producción anual de energía (AEP).

Análisis de los parámetros operativos y económicos de la instalación

Para definir los parámetros operativos y económicos de la instalación, se contactó a proveedores de los equipos para obtener información que permitiera determinar el costo de instalación, así como el costo anual estándar de mantenimiento aplicable a cualquier ubicación. Para determinar el costo estándar de instalación se obtuvieron

cotizaciones de turbinas seleccionadas con los proveedores y se determinó el costo promedio de 3000 USD; por otra

Tabla 1. *Turbinas seleccionadas para el estudio. 2024.*

Denominación	Turbina	Potencia nominal
9-SWT3-3000	SWT-3kw wind turbine	3 kW
15-evance-5000	Evancewind R9000 5kW Wind Turbine	5 kW
31-fd4-3000	Fd4.0.-3000	3 kW

Nota: Fuente propia de la investigación. 2024.



parte, el mantenimiento estimado para un sistema similar al estudiado es del 20% del costo de instalación (considerando el total de su vida útil, estimada en 10 años).

Rentabilidad de instalación de turbinas eólicas comerciales en Costa Rica

Para evaluar la rentabilidad de instalar microturbinas eólicas en Costa Rica, se estimaron los ahorros económicos esperados en función de la producción anual proyectada de energía y los costos de previo identificados. Se calculó el ahorro esperado para cada estación meteorológica utilizando el promedio de las tarifas residenciales actuales de las distintas compañías eléctricas del país, convirtiendo a USD las tarifas por bloques de consumo de hasta 200 kWh mensuales, con lo cual se empleó un tipo de cambio de 520,81 colones por USD según el Banco Central de Costa Rica del 15 de febrero, 2024, resultando en un valor de 0,143 USD por kWh para los cálculos.

También se calculó el factor de planta para cada una de las 18 ubicaciones del estudio, aplicando la ecuación número 1 con los datos obtenidos de potencia promedio esperada en cada ubicación y la potencia nominal de la turbina seleccionada.

Al fin, considerando la producción esperada, el factor de planta y los costos

obtenidos para la instalación y el mantenimiento, se llevó a cabo un análisis económico para determinar la rentabilidad de instalar microturbinas comerciales a diferentes alturas. Este análisis utilizó una tasa de descuento del 10% para calcular la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN) esperados en un período de 10 años.

Análisis y resultados

Se logró determinar que para proyectos con potencias menores a 500 kVA y que no se ubiquen dentro de un área de influencia de cualquier aeropuerto o campo de aterrizaje, la altura máxima de instalación prácticamente depende del diseño estructural del profesional responsable, el equipo investigador decidió utilizar como referencia la altura máxima de 30 m (que se desprende de la consulta realizada a las municipalidades) y alturas intermedias de 15, 20 y 25 m.

Los histogramas generados, que relacionan los valores medidos a 10 m de altura para cada una de las estaciones meteorológicas del estudio y las cuatro alturas seleccionadas, demuestran el comportamiento de la velocidad del viento en función de la altura. A manera de ejemplo, en la gráfica 1 se presentan los resultados para la ubicación del Volcán Irazú.

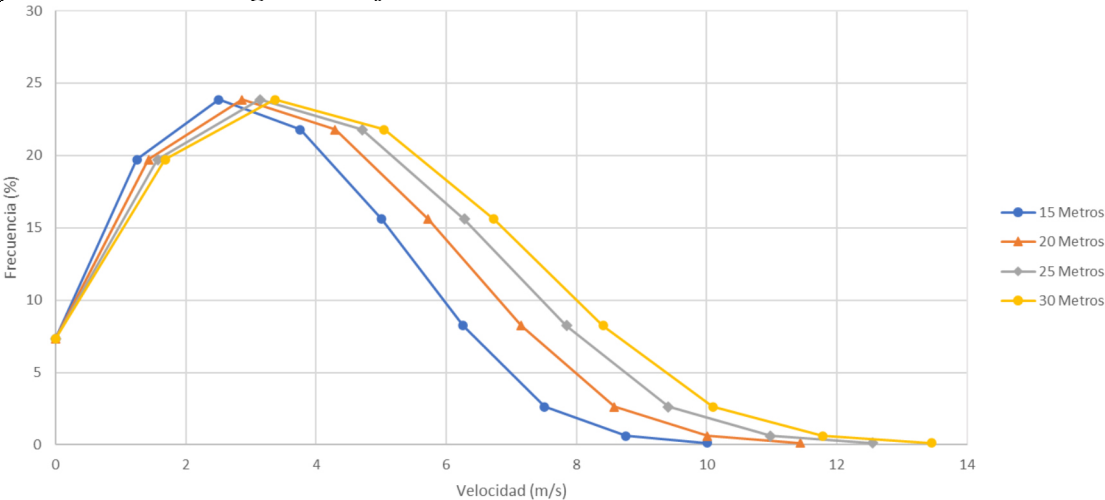
Tabla 2. *Alturas Máximas según fuente consultada.*

Fuente Consultada	Altura Máxima
Ley 833	Solo indica 1/10 de la distancia que separa la instalación de los límites de campo de aviación cuando se encuentre en las cercanías. Otras ubicaciones dependen de la municipalidad local.
Municipalidades	30 m
Dirección General de Aviación Civil	10 m o 1/10 de la distancia que separa la instalación de los límites de campo de aviación cuando se encuentre en las cercanías.
Compañía Nacional de Fuerza y Luz	No indica

Nota: Fuente propia de la investigación. 2024.



Gráfica 1. *Histograma de la magnitud de la velocidad del viento para distintas alturas para la estación Laguna Fraijanes.*



Nota: Fuente propia de la investigación. 2024.

En la proyección de la velocidad del viento mostrado en la gráfica 1 se puede observar cómo a mayor altura aumenta la frecuencia de mayores velocidades de viento, factor determinante en la producción de energía. La influencia de este resultado es en particular significativa dado que la generación de potencia es proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo que resalta su importancia en la estimación de la producción energética.

También que las frecuencias más altas corresponden a las velocidades entre 3 y los 10 m/s, lo cual es coincidente con la velocidad mínima para generación de energía de las turbinas eólicas incluidas en este estudio, este comportamiento es similar en las otras 17 ubicaciones modeladas. En [Richmond \(2023\)](#) se muestran los 144 histogramas,

correspondientes a las 36 ubicaciones originales, proyectadas a las 4 alturas de interés.

En la tabla 3 se presentan los resultados obtenidos de la mejor combinación de turbina y ubicación, destacando que ninguna de ellas es universalmente superior en todas las condiciones de velocidad del viento. Los mejores resultados de AEP se presentan a los 30 m de altura, resultado que era esperable dado que, en general, a mayor altura mayor velocidad del viento.

A partir de los resultados obtenidos y la selección de las 18 ubicaciones que mostraron comportamiento similar a la distribución de Weibull, y el uso de la curva de potencia de cada turbina eólica, se obtuvo la energía producida en un año (AEP), de acuerdo con la magnitud de la velocidad del

Tabla 3. *Turbinas seleccionadas para el estudio.*

Turbina	Ubicación
Fd4.0.-3000	Fraijanes, La Garita, ITCR, Tierra Blanca, Aranjuez, Ciudad Quesada, Los Chiles, Brasilia, Pinilla, La Cruz, Santa Cruz, La Lucha
SWT-3kW Wind Turbine	Ochomogo, Cot, Mojica
Evancewind R9000 5kW	Alajuela, Volcán Irazú, Liberia Aeropuerto

Nota: Fuente propia de la investigación. 2024.



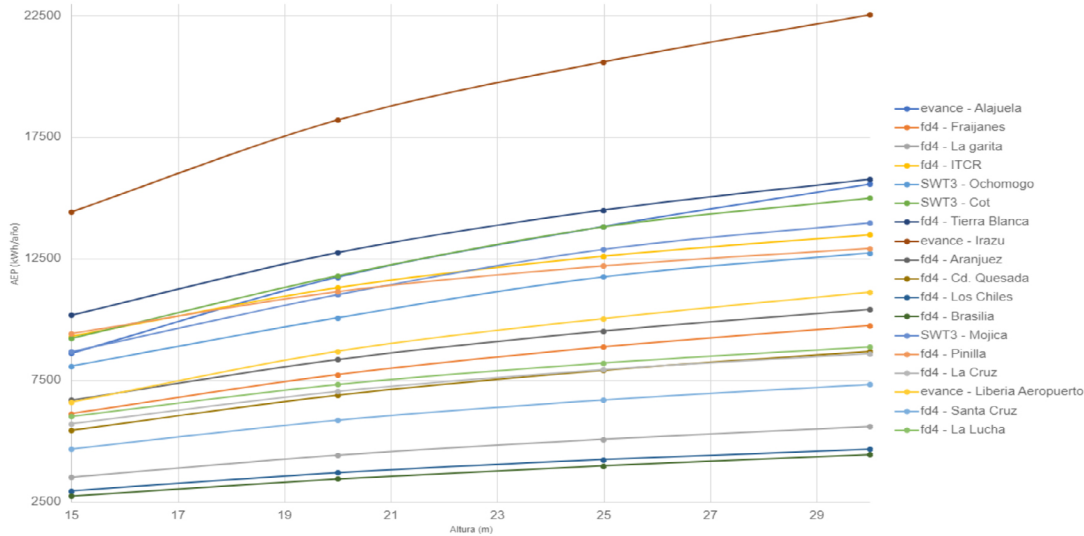
viento para cada altura estudiada, según se muestra en la gráfica 2.

En general, la zona donde se obtuvieron mayores valores de AEP estimados fue el Volcán Irazú, donde se calculó un AEP mínimo de 14 130 kWh/año con la turbina Evan-
cewind R9000 5 kW a 15 m de altura, y el AEP

máximo calculado de 22 534 kWh/año, obtenidos con la misma turbina a 30 m de altura.

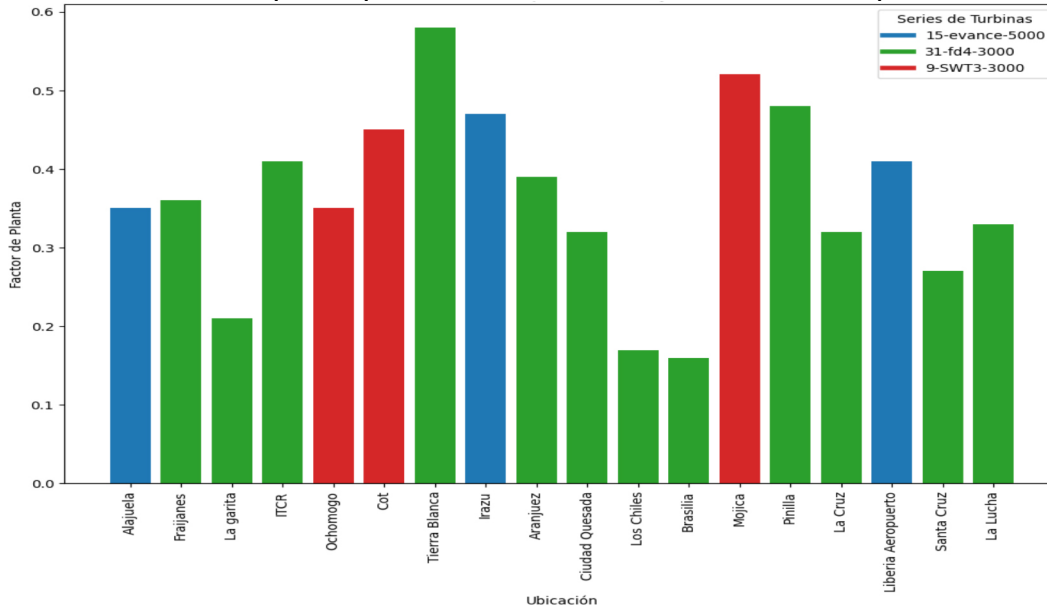
En relación con el factor de planta, para cada una de las 18 ubicaciones seleccionadas se obtuvieron valores que varían entre el 16% y 58% con un promedio de 36%. En la gráfica 3 se puede observar el

Gráfica 2. *Mejores turbinas para cada localidad según cálculo de potencia a entregar. 2023.*



Nota: Fuente propia de la investigación. 2024.

Gráfica 3. *Factor de planta para distintas ubicaciones con la correspondiente turbina.*



Nota: Fuente propia de la investigación. 2024.



factor de planta calculado para cada ubicación y turbina seleccionada.

Es reconocido en amplitud que existe una variabilidad significativa en el factor de planta dependiendo de la ubicación específica (Jiménez, 2011); no obstante, los resultados alcanzados son comparables a los obtenidos con anterioridad por Al-Hadhrami (2014), quien realizó una evaluación del desempeño de microturbinas eólicas para aplicaciones aisladas en Arabia Saudita, lo cual determina un factor de planta para aerogeneradores de eje horizontal de 1-5 kW que oscila entre el 18,5% y el 53,7%, dependiendo del modelo de la turbina evaluada, con un rango de 35,2%.

La tabla 4 contiene los resultados del análisis cuantitativo para determinar la producción energética anual, el factor de planta teórico y el ahorro anual esperado en función de la tarifa residencial promedio en

Costa Rica para consumo de energía eléctrica de hasta 200 kWh por mes.

En resumen, se calculan dos indicadores financieros para evaluar la rentabilidad económica del proyecto de inversión, la tasa interna de retorno y el valor actual neto, de forma que se determine para cada combinación si la inversión es viable o no en las condiciones estudiadas, utilizando el costo del equipo de 3000 USD y 600 USD por concepto de instalación y mantenimiento en el periodo de 10 años de vida útil del proyecto.

Como se puede observar en la gráfica 4, existen 9 ubicaciones con tasa interna de retorno superior al 10% y valor actual neto positivo, que corresponde a las ubicaciones 1, 4, 5, 6, 7, 8, 13, 14 y 16. Por lo que, en estos sitios, con la turbina correspondiente e instalación a 30 m de altura, se puede considerar rentable la inversión, esto con los factores analizados de costos de instalación

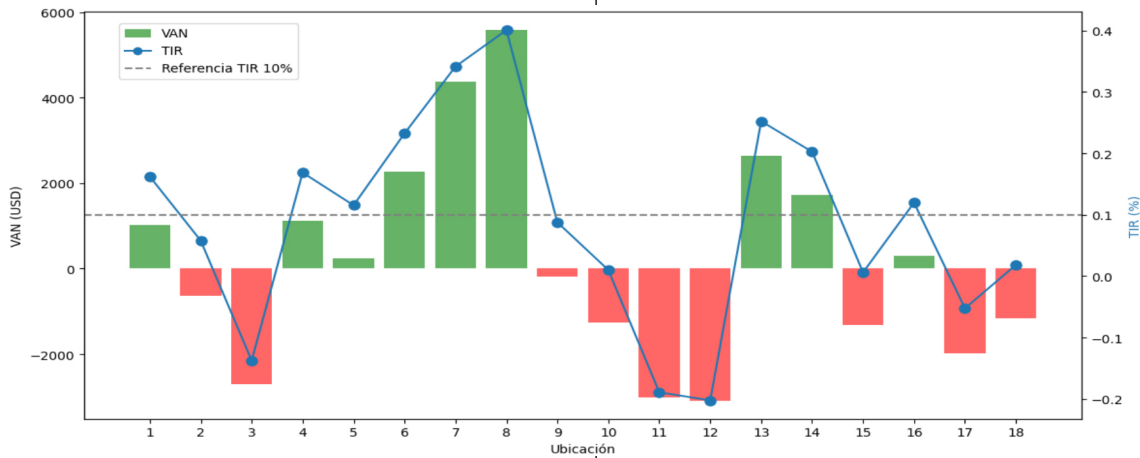
Tabla 4. *Producción energética y ahorro anual en USD para cada ubicación con la turbina seleccionada e instalación a 30 m de altura.*

#	Ubicación	Turbina	AEP kWh/año	Factor de Planta	Ahorro Anual Esperado
1	Alajuela	15-evance-5000	15 573	0,35	\$771
2	Fraijanes	31-fd4-3000	9755	0,36	\$504
3	La Garita	31-fd4-3000	5 598	0,21	\$166
4	ITCR	31-fd4-3000	13 490	0,41	\$789
5	Ochomogo	9-SWT3-3000	12 743	0,35	\$645
6	Cot	9-SWT3-3000	14 994	0,45	\$975
7	Tierra Blanca	31-fd4-3000	15 768	0,58	\$1 317
8	Irazú	15-evance-5000	22 534	0,47	\$1 514
9	Aranjuez	31-fd4-3000	10 420	0,39	\$575
10	Ciudad Quesada	31-fd4-3000	8 690	0,32	\$400
11	Los Chiles	31-fd4-3000	4 668	0,17	\$115
12	Brasilia	31-fd4-3000	4 449	0,16	\$105
13	Mojica	9-SWT3-3000	13 977	0,52	\$1 035
14	Pinilla	31-fd4-3000	12 932	0,48	\$886
15	La Cruz	31-fd4-3000	8 604	0,32	\$392
16	Liberia Aeropuerto	15-evance-5000	11 128	0,41	\$656
17	Santa Cruz	31-fd4-3000	7 330	0,27	\$285
18	La Lucha	31-fd4-3000	8 875	0,33	\$417

Nota: Fuente propia de la investigación. 2024.



Gráfica 4. Indicadores financieros de inversión en cada ubicación con la turbina seleccionada e instalada a 30 m de altura.



Nota: Fuente propia de la investigación. 2024.

y mantenimiento. Para el resto de las localidades se debería considerar rechazar el proyecto o hacer ajustes significativos para mejorar su rentabilidad. Esto en síntesis se refiere a realizar la instalación a una mayor altura, lo cual está sujeto a las restricciones que se han enumerado en esta investigación y considerando los aumentos en los costos de instalación y mantenimiento.

En la figura 3 puede observarse la distribución de las 18 ubicaciones seleccionadas para el estudio, superpuestas sobre un mapa de potencial eólico de Costa Rica. El análisis de los resultados revela que hay sitios fuera de las regiones con algún potencial eólico, donde sea rentable instalar una microturbina eólica; por ejemplo, la ubicación 14. Esto se debe a que, a tan baja altura, las características locales específicas del sitio tienen un impacto considerable, tanto positivo como negativo. Los obstáculos presentes pueden reducir la velocidad del viento en áreas que, a mayor altura, se clasifican como zonas de alto potencial eólico. El efecto positivo que en este caso beneficia la ubicación 14 puede ser la concentración de líneas de flujo causada por una disposición

de obstáculos locales, que permiten obtener un viento suficiente para hacer rentable la instalación de una turbina.

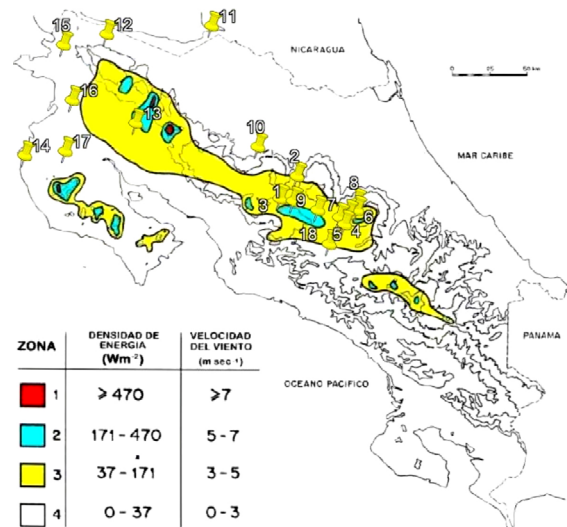


Figura 3. Ubicación de las 18 estaciones del estudio de rentabilidad económica.

Fuente: adaptado de Jiménez (2006).

Este estudio se limita a condiciones puntuales dentro de localidades específicas y no debe interpretarse como una guía definitiva sobre la idoneidad de una región para la instalación de turbinas eólicas. Las mediciones de viento utilizadas corresponden a



ubicaciones geográficas muy concretas, por lo que no representan de manera integral la variabilidad espacial del recurso eólico en zonas más amplias.

El objetivo es demostrar que, bajo las condiciones adecuadas, es rentable instalar una turbina comercial a 30 m de altura, pero para ello es fundamental contar con datos de viento específicos del lugar. Además, los resultados muestran que los mapas de potencial eólico no son herramientas suficientes para predecir la rentabilidad de una instalación de microturbinas eólicas. Esto ocurre, por ejemplo, en la ubicación 9 de este estudio, que está dentro de una región con potencial eólico, pero no es una localidad rentable; situaciones similares están documentadas en la literatura en [Torres-Castro et al. \(2021\)](#). Es importante señalar que, si bien los resultados corresponden a ubicaciones específicas, esto no implica una ausencia de potencial para la microgeneración eólica en la región. Se recomienda evaluar otras áreas con mejores condiciones eólicas que puedan ofrecer una mayor viabilidad técnica y económica.

A diferencia de estudios basados en caracterizaciones puntuales de sitios específicos, el presente trabajo plantea un enfoque analítico que agrupa condiciones eólicas, normativas y técnicas representativas de múltiples regiones del país. Esta aproximación permite identificar patrones generales de comportamiento y viabilidad para microturbinas eólicas, superando el enfoque caso a caso. El análisis integrado de factores como altura, normativas locales, restricciones aeronáuticas y potencial energético habilita su uso como herramienta de apoyo para la planificación territorial de generación distribuida a pequeña escala.

Conclusiones

La metodología utilizada, basada en datos experimentales y simulación del desempeño de turbinas comerciales, resultó adecuada para estimar el rendimiento técnico y económico de sistemas de pequeña escala en distintas regiones del país. Se evidenció que la altura de instalación incide significativamente en la producción energética, en particular, se identificó que a partir de los 30 m –altura permitida según la normativa nacional– se alcanzan condiciones óptimas de rentabilidad en varios sitios.

Los análisis financieros indican que, en ubicaciones favorables, la producción anual puede superar los 22 000 kWh, con FP cercanos al 20% y periodos de recuperación de inversión inferiores a 10 años, lo cual se traduce en ahorros anuales superiores a los \$1500, dependiendo del recurso eólico, los costos de instalación y el precio de la electricidad.

Aunque efectiva para evaluar escenarios puntuales, la metodología utilizada está limitada por la resolución espacial de los datos y no incorpora variables socioambientales, que se recomiendan como líneas futuras de investigación.

Este estudio aporta evidencia científica original al analizar el desempeño de microturbinas, no desde un emplazamiento individual, sino a partir de una familia de condiciones representativas en diversas regiones del país. Este enfoque permite extrapolar resultados a escenarios de planificación energética territorial, y brinda insumos útiles para el diseño de políticas públicas y estrategias de desarrollo descentralizado.

Este trabajo evidencia la necesidad que existe de realizar estudios de potencial eólico en cada sitio específico donde se desee instalar una microturbina eólica, para determinar su rentabilidad. Sin embargo, la



viabilidad está asociada con otros factores como: la posibilidad de obtener los permisos para construir una torre con la altura necesaria para lograr ese recurso eólico y los costos de instalación y mantenimiento.

Financiamiento

Instituto Tecnológico de Costa Rica.
Código de Proyecto: 1341021.

Agradecimientos

A los investigadores Luis Diego Muriello Soto, Juan José Montero Jiménez, Gustavo Murillo Zumbado e Iván Araya Meneses y a los asistentes del LIENE (Laboratorio de Investigación en Energía Eólica), todos del Instituto Tecnológico de Costa Rica.

Conflicto de intereses

Los autores declaran no tener algún conflicto de interés.

Declaración de la contribución de los autores

Todos los autores afirmamos que se leyó y aprobó la versión final de este artículo. Los roles de los autores según CRediT fue: R.M.: Conceptualización, Metodología, Investigación, Administración del Proyecto, Redacción - Revisión y edición. G.R.: Conceptualización, Metodología, Supervisión, Redacción - Revisión y edición. M.J.: Validación, Investigación, Redacción del borrador original. V.C.: Investigación, Curación de datos, Redacción - Borrador original.

El porcentaje total de contribución para la conceptualización, preparación y corrección de este artículo fue el siguiente: R.M. 40%, G.R. 20%, M.J. 20% y V.C. 20%.

Declaración de disponibilidad de los datos

Los datos que respaldan los resultados de este estudio serán puestos a disposición por la autora correspondiente R. M., previa solicitud razonable.

Preprint

Una versión Preprint de este artículo fue depositada en: https://www.researchgate.net/publication/391841023_Viabilidad_economica_de_microturbinas_eolicas_en_Costa_Rica_evaluacion_multi-variable_de_factores_tecnicos_economicos_y_regulatorios

Referencias

- Al-Hadhrani, Luai M. (2014). Performance evaluation of small wind turbines for off grid applications in Saudi Arabia, *Energy Conversion and Management*, Volume 81. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.01.064>
- ANSI/TIA. (1996). *TIA-222-F: Structural Standards for Steel Antenna Towers and Antenna Supporting Structures*. Telecommunications Industry Association.
- Compañía Nacional de Fuerza y Luz. (2022). *Guía para trámite de Generación Distribuida*. https://www.cnfl.go.cr/contenido/documentos/generacion-distribuida/guia_para_tramite_de_generacion_distribuida_cnfl.pdf
- Departamento de Energía de Estados Unidos. (2007). *Sistemas Eólicos Pequeños para Generación de Electricidad: Una guía para consumidores en Nuevo México*. <https://www.nrel.gov/docs/fy07osti/42070.pdf>
- European Environment Agency. (2024). *Trends and projections in Europe 2024*. EEA Report N.º 11/2024. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/trends-and-projections-in-europe-2024>
- Global Wind Energy Council. (2024). *Global Wind Report 2024*. https://img.saurenergy.com/2024/05/gwr-2024_digital-version_final-1-compressed.pdf



- Gobierno de Costa Rica. (1949). *Ley de Construcciones*. http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param2=NRTC&nValor1=1&nValor2=36307
- Gobierno de Costa Rica. (1968). *Ley de Planificación Urbana*. <https://www.invu.go.cr/documents/20181/33489/Ley%20de%20Planificaci%C3%B3n%20Urbana>
- Gobierno de Costa Rica. (2022). Ley 10086. *Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables*. http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=96064
- Instituto Costarricense de Electricidad. (2024). *Informe de atención de demanda y producción de electricidad con fuentes renovables, Costa Rica 2023*. <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/documentos/3/3008/22/INFORME%20GENERACION%20%20RENOVABLE%202023-V2.pdf>
- International Renewable Energy Agency. (2024). *World Energy Transitions Outlook 2024: 1.5°C Pathway*. <https://www.irena.org/Publications/2024/Nov/World-Energy-Transitions-Outlook-2024>
- International Renewable Energy Agency & International Labour Organization (2024), *Renewable energy and jobs: Annual review 2024*, <https://www.irena.org/Publications/2024/Oct/Renewable-energy-and-jobs-Annual-review-2024>
- Jiménez, G. (2006). “Potencial eólico en Centroamérica” presentado en el Foro: Encuentro de la Unión Europea con Latinoamérica en Energías Renovables.
- Jiménez, S. (2011). *Energía Renovable No Convencional: Políticas de Promoción en Chile y el Mundo*. Serie Informe Económico (218).
- Matarrita-Chaves, R., Richmond-Navarro, G., Murillo-Zumbado, G., & Jiménez-Ceciliano, M. (2022). Estimación de la rentabilidad de una turbina eólica comercial de pequeña escala en Costa Rica. *Revista Tecnología en Marcha*, 35(7), 5-18. <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6329>
- Ministerio de Ambiente y Energía. (2019). *VII Plan Nacional de Energía 2015-2030*. <https://minae.go.cr/organizacion/vicegestionestrategica/SEPLASA/Documentos/PLAN-NACIONAL-DE-ENERGIA-JUNIO-FINAL.pdf>
- Ministerio de Ambiente y Energía. (2024). *Primer Informe Bienal de Transparencia de Costa Rica ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático* <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/COSTA%20RICA%20BTR-Informe2024v-Final.pdf>
- Murillo-Zumbado, G., Richmond-Navarro, G., Casanova-Treto, P., & Rojas-Gómez, J. C. (2021). Generalidades del recurso eólico en Costa Rica: caso de estudio de la provincia de Cartago. *Revista Tecnología en Marcha*, 34(4), 73-87. https://www.scielo.sa.cr/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0379-39822021000400130
- National Renewable Energy Laboratory. (2024a). 2022 distributed wind market report (NREL/TP-5000-90382). <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/90382.pdf>
- National Renewable Energy Laboratory. (2024b). Annual technology baseline: Distributed wind. U.S. Department of Energy. https://atb.nrel.gov/electricity/2024/Distributed_Wind
- United States Department of Energy. (2024). *Distributed wind market report: 2024 edition* (PNNL-36057). Pacific Northwest National Laboratory. https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-36057.pdf
- Pfaffel, S., Faulstich, S., & Rohrig, K. (2017). Performance and Reliability of Wind Turbines: A Review. *Energies*, 10(11), 1904. <https://doi.org/10.3390/en10111904>
- Richmond, G. (2023). *Histogramas de velocidad del viento en Costa Rica, proyectados a una altura de hasta 30 metros sobre el suelo*. ResearchGate. https://www.researchgate.net/publication/374945561_Histogramas_de_velocidad_del_viento_en_Costa_Rica_proyectados_a_una_altura_de_hasta_30_metros_sobre_el_suelo
- Richmond-Navarro, G., Murillo-Zumbado, G., Marín-Guillén, F., & Casanova-Treto, P. (2022). Modelo dinámico de la velocidad del viento en una zona boscosa tropical. *Revista Tecnología en Marcha*, 35(2), 3-15. <https://doi.org/10.18845/tm.v35i2.5465>
- Rona, N. (2019). *Costa Rica: Programa País de Carbono Neutralidad 2.0*. https://ledslac.org/wp-content/uploads/2020/05/EdC-Carbono-Neutralidad-Costa-Rica-ene20_mod.pdf



- Torres-Castro, K., Torres-Quirós, C., & Richmond-Navarro, G. (2021). Microgeneración de energía eólica en un entorno boscoso en Costa Rica: Estudio de caso. *Revista Tecnología en Marcha*, 34(3), 61-69. <https://doi.org/10.18845/tm.v34i3.5063>
- Naciones Unidas. (2015). *Acuerdo de París*. https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf

- Veliz, M. & Gutiérrez, E. (2014). *Diseño de Dos Torres Portantes para Aerogeneradores de Baja Potencia. The Designed Towers to Carry Wind Turbine of Low Power*. https://www.researchgate.net/publication/314300332_diseno_de_dos_torres_portantes_para_aerogeneradores_de_baja_potencia_the_designed_towers_to_carry_wind_turbine_of_low_power



Viabilidad económica de microturbinas eólicas en Costa Rica: evaluación multivariable de factores técnicos, económicos y regulatorios (Rosa Matarrita-Chaves • Gustavo Richmond-Navarro • Víctor Céspedes-Cordero • Maximino Jiménez Ceciliano [Uniciencia](#) is protected by [Attribution-NonCommercial-NoDerivs 3.0 Unported \(CC BY-NC-ND 3.0\)](#))