



Revista Ingeniería Agrícola

ISSN: 2306-1545

ISSN: 2227-8761

Instituto de Investigaciones de Ingeniería Agrícola

Sánchez-Torres, Yamir; Rodríguez-Ramos, Pedro A.
Evaluación técnico-económica de pequeñas turbinas eólicas en localidades de poco potencial eólico
Revista Ingeniería Agrícola, vol. 11, núm. 3, e03, 2021, Julio-Septiembre
Instituto de Investigaciones de Ingeniería Agrícola

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=586267422003>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org



Sistema de Información Científica Redalyc
Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso
abierto

ENERGÍA RENOVABLE

ARTÍCULO ORIGINAL



<https://eqrcode.co/a/d8xAzS>

Evaluación técnico-económica de pequeñas turbinas eólicas en localidades de poco potencial eólico

Techno-Economic Assessment of Small Wind Turbines Implementation in Low Wind Potential Zones

MSc. Yamir Sánchez-Torres*, Dr.C. Pedro A. Rodríguez-Ramos

Universidad Tecnológica de La Habana José A. Echeverría, CUJAE, Marianao, La Habana, Cuba.

RESUMEN. En Cuba el 95,0% de la generación eléctrica proviene de combustibles fósiles. Por ello es necesario invertir en fuentes energéticas amigables con el entorno, que mitiguen las emisiones de gases de efecto invernadero. A su vez la Isla de la Juventud pertenece al territorio cubano, pero está geográficamente separada del mismo, contando con su propio sistema electro-energético, que demanda un trasiego marítimo diario de combustible. El potencial eólico de la isla es bajo, con una velocidad media del viento de 3,5 m/s en la región estudiada. En Cuba se han realizado muy pocos proyectos para estudiar la factibilidad de la implementación de pequeños aerogeneradores en la generación eléctrica. El objetivo de este trabajo es evaluar la factibilidad técnico-económica de la implementación de la turbina eólica Zefir D7-P5 de 5,0 kW a 20,0 m de altura, como la mejor opción entre un grupo de 7 pequeñas turbinas de 5,0 kW comparadas. Se debe cubrir la demanda energética de 22 viviendas (media 180,0 kWh/mes) en la comunidad de San Pedro. Los datos de velocidad del viento fueron tratados estadísticamente mediante la distribución de Weibull. Los resultados muestran una energía producida anual de 9,56 MWh y un Costo Nivelado de la Energía de 0.53 US\$/kWh. Se verifica el ahorro de 96,10 barriles de crudo y se dejan de emitir 47,50 t CO₂e anuales con su implementación.

Palabras clave: turbinas eólicas, factibilidad técnico-económica, emisiones GEI.

ABSTRACT. In Cuba, about 95.0 % of the power generation comes from fossil fuels. That's why it is desirable to invest in environmental-friendly energy sources in order to reduce the dependence of oil and greenhouse gas emissions. The Isle of Youth belongs to the Cuban territory, but it is geographically separated. Therefore, it has its own electric system that demands day-to-day shipping of oil from the mainland. The wind potential of the island is low, with an average speed of 3.5 m/s. In Cuba there are just a few previous works to assess the feasibility of the use of small wind turbines to generate electricity. In this study, it is evaluated the technical-economic feasibility of the use of the 5.0 kW Zefir D7-P5 wind turbine, as the best option among 7 different small wind turbines of 5.0 kW compared. The aim is to supply the energy demand of 22 houses (average 180.0 kWh/month) in San Pedro community. The wind speed collected data at 20.0 m height is fitted in the Weibull distribution function. The results show an annual energy production of 9.56 MWh and a Levelized Cost of Energy of 0.53 US\$/kWh. Also it is possible to save 96.1 barrels of crude oil and 47.5 t CO₂ in a year by its implementation.

Keywords: Wind Turbine, Technical and Economic Feasibility, GHG Emissions.

INTRODUCCIÓN

Es indiscutible que la producción de energía, principalmente la generación de electricidad, es indispensable para el desarrollo de cualquier país. Su consumo es un medidor del progreso y bienestar de una sociedad, las cuales son más desarrolladas mientras más eficiente

utilizan la energía. La eficiencia energética es el modo más rápido, económico y limpio de desarrollo. Reducir el consumo energético y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) son un principio ético necesario y puede llegar a ser económicamente viable.

*Autor para correspondencia: Yamir Sánchez-Torres, e-mail: sanchez7412@nauta.cu ORCID iD: <https://orcid.org/0000-0003-4321-276X>

Recibido: 03/11/2020.

Aprobado: 19/04/2021.

Por otra parte, la producción de petróleo mundial está languideciendo y los precios fluctúan constantemente. El precio del crudo West Texas Intermediate (WTI) promedió 80,30 US\$ por barril entre el 2005 y el 2015, con un pico de 135,00 en el 2008. Luego se mantuvo a 45,00 US\$ entre el 2015 y el 2019, con un pico de 60,00 en 2018 (Dudley, 2019). Actualmente comenzó el 2021 con un precio de 51,00 US\$ por barril (Dawar *et al.*, 2021). Dichas fluctuaciones atentan contra los planes energéticos de cualquier nación.

Al mismo tiempo, entre los muchos impactos medioambientales derivados del uso de los hidrocarburos se encuentra el efecto invernadero, consistente en la elevación de la temperatura global del planeta. Este fenómeno está ocasionando el deterioro de los ecosistemas y el aumento en la aparición de eventos climáticos extremos (Álvarez y Borrajo, 2016; Laguardia, 2017). Una opción para paliar estos efectos adversos es el uso de las fuentes renovables de energía (FRE), que pueden sustituir en gran medida el empleo de los combustibles fósiles. Su uso propicia independencia económica y a su vez disminuye las emisiones, creando además una conciencia social por el cuidado del entorno. Consecuentemente, en los últimos años, el gobierno cubano ha intensificado el estudio y proyección de planes nacionales de desarrollo para la introducción de las FRE en la matriz energética nacional, de un 4,5% actualmente a un 24% para el 2030 (Vázquez *et al.*, 2018).

La energía eólica, es una de las fuentes renovables que menor impacto tiene sobre el medio ambiente. Es por ello que este trabajo tiene como objetivo principal evaluar la factibilidad técnico-económica de la implementación de la turbina eólica Zefir D7-P5 de 5,0 kW, que representa la mejor opción de entre un grupo de 7 turbinas de 5kW comparadas; para cubrir la demanda energética de 22 viviendas en la comunidad de San Pedro, en la Isla de la Juventud.

MATERIALES Y MÉTODOS

Descripción de la región y datos

Cuba, con 11,6 millones de habitantes, es el país más poblado de las Antillas. Es además el más extenso, con 110860,0 km² y el tercero menos densamente poblado, con 102,7 hab/km².

Está ubicado en el extremo noroeste de las Antillas, limitando al norte con el Océano Atlántico, que lo separa de Estados Unidos y las Bahamas, al este con el Paso de los Vientos, que lo separa de Haití, al sur con el Mar Caribe y al noroeste con el Golfo de México. En su territorio el 96% de la población tiene acceso a la electricidad (Panfil *et al.*, 2017). No obstante el mismo no cuenta con abundantes reservas de petróleo, gas o carbón y el 95,0% de la generación eléctrica depende del petróleo. A su vez importa el 53,0% del combustible que se utiliza. El sector residencial es el mayor consumidor de energía eléctrica, consumiendo el 60,0% del total (Vázquez *et al.*, 2015).

De acuerdo con la Unión Nacional Eléctrica (UNE), el ente cubano responsable de generar y distribuir la energía eléctrica, la generación de un kWh de electricidad tiene un costo de 0,21 US\$; el cual es sumamente alto si se compara con otros países (Panfil *et al.*, 2017; Vázquez *et al.*, 2018). En 2013, el índice de consumo de combustible total en la generación era de 261,7 g/kWh y las pérdidas en la transmisión y distribución de electricidad eran del 15,3% de la generación. A su vez el índice de emisiones en ese mismo año era de 1127,0 gCO₂e/kWh (Sagastume *et al.*, 2018).

Cuba no cuenta con un abundante recurso eólico, no obstante, el país apuesta por el empleo de esta energía y una de las primeras tareas de la Revolución Energética (RE) ha sido la de medir el viento mediante la instalación de una red de 88 instalaciones automáticas a lo largo de todo el territorio nacional, a una altura de 50 m (Soltura *et al.*, 2007). Además, ya existían 12 instalaciones meteorológicas midiendo la velocidad del viento a una altura de 100 metros. Entre los resultados de dichos trabajos se presentó en el 2013 el Atlas Eólico de Cuba, que representa el potencial eólico de todo el país a través de mapas formados por la superposición de mosaicos parcialmente solapados a alturas de 10, 30, 50 y 100 metros (Soltura *et al.*, 2007). Estos trabajos permitieron constatar que el territorio no cuenta con un abundante recurso eólico, pues el 99,0 % del mismo posee una densidad de potencia eólica inferior a 200,0 W/m² a 50 m de altura, los cuales entran en la clasificación de potencial muy pobre, Figura 1.

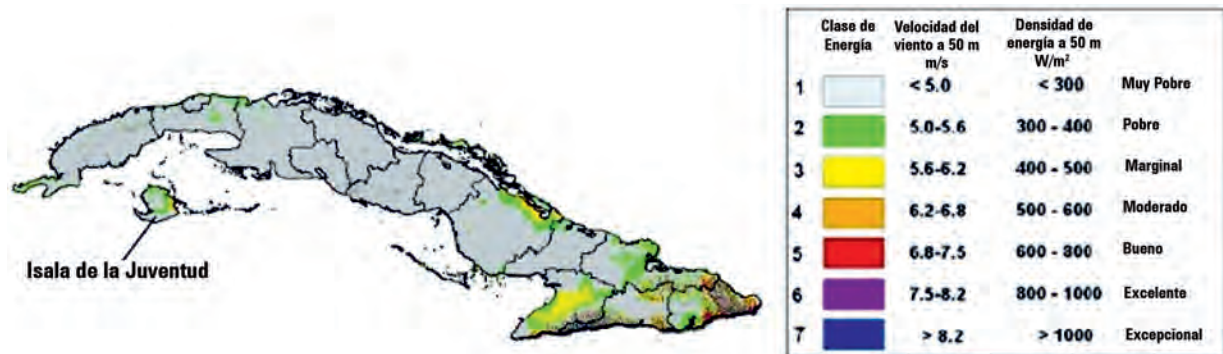


FIGURA 1. Potencial eólico de Cuba.

Desde los comienzos de la RE se ha incursionado en el empleo de las FRE en el país, especialmente en la eólica y la fotovoltaica. En el caso de la primera, se comenzó con la instalación de cuatro parques eólicos pioneros en la Isla de la Juventud, en el 2007. Se instalaron un total de 20 aerogeneradores, para una capacidad de 11,7 MW (Saunders, 2015). Esta es una de las fuentes renovables que menor impacto tiene sobre el medio ambiente. En 2015, solo en la Unión Europea, la energía eólica evitó la emisión de 6600,0 MtCO₂e al ambiente, comprobándose un factor de disminución en las emisiones para esta tecnología de 422,0 tCO₂e por cada GWh generado (Vázquez *et al.*, 2019).

Sin embargo, resulta interesante ver que, desde los comienzos de la RE hasta el presente, en Cuba se han realizado muy pocas investigaciones referentes al aprovechamiento del viento en lugares de poco potencial eólico, empleando turbinas pequeñas. La mayoría de los trabajos de implementación de turbinas de pequeño tamaño y molinos de viento de pequeña capacidad se encuentran en la esfera de la agricultura (Brown *et al.*, 2018; Fernández *et al.*, 2018; Cisneros *et al.*, 2019). No obstante existen abundantes resultados internacionales que apoyan la factibilidad del empleo de pequeñas turbinas eólicas para la generación eléctrica residencial en lugares de poco potencial eólico (Hosseinalizadeh *et al.*, 2017; Battisti *et al.*, 2018).

A su vez, la Isla de la Juventud es una isla perteneciente al archipiélago cubano, con una extensión territorial de 2200,0 km². Junto a más de 600 cayos e islotes, conforma el Archipiélago de los Canarreos, en la parte sur-occidental del país (Anuario Demográfico de Cuba, 2018). Se encuentra aproximadamente a 60,0 kilómetros al sur de la isla de Cuba, Figura 1.

Al estar geográficamente separada de la isla de Cuba, no tiene conexión al Sistema Eléctrico Nacional Cubano, contando con su propio sistema de generación, transmisión y distribución de electricidad. El mismo demanda un trasiego marítimo de combustible desde Cuba para garantizar el servicio eléctrico las 24 horas del día. Esto provoca un incremento adicional a los costos de generación. Dicha situación es una oportunidad para promover la aplicación de diversas tecnologías de generación de electricidad basadas en fuentes renovables, como la biomasa, la fotovoltaica y la eólica, entre otras. El circuito de distribución eléctrica de la isla es radial y con el 100% de la generación distribuida. Está formado por cinco circuitos principales de 34,5 kV; mediante los cuales se suministra energía a las siete subestaciones de distribución que posee. La demanda de potencia máxima es de 18 MW, mientras que la mínima es de 6 MW (Soto *et al.*, 2017).

Debido a las reiteradas fallas y al déficit de generación en la Isla, desde el 2006 se han instalado grupos electrógenos de generación distribuida. Hoy existen 15 grupos electrógenos instalados, operando el 46,6% con diésel y el resto con fuel oil, abasteciendo

principalmente en los horarios pico. Estos grupos operan con una eficiencia térmica de entre 37 y 40%, consumiendo alrededor de 400 litros de combustible por hora. El consumo específico oscila entre 210 y 230 g/kWh. No obstante, sus emisiones son de 1182,6 g de CO₂e por kWh generado (Vázquez *et al.*, 2015).

En su territorio se encuentra el poblado de San Pedro, situado a orillas del río del mismo nombre. Dicho asentamiento existe desde 1898 y sus tierras siempre fueron muy codiciadas para la agricultura y la ganadería, llegando a alcanzar gran valor en la década de 1900. A su vez, el Río San Pedro, es navegable en gran parte de su curso y vierte sus aguas en dos desembocaduras, cuyas riveras albergan una rica fauna y flora en una densa vegetación de manglar. El lugar es pintoresco y se presta para el turismo de naturaleza. En este sentido se pretende aumentar la generación eléctrica en la zona mediante FRE, haciendo uso de la eólica de pequeña escala, disminuyendo de esta forma el impacto ambiental.

Es por ello que este trabajo tiene como objetivo principal evaluar la factibilidad técnico-económica de la implementación de la turbina eólica Zefir D7-P5 de 5,0 kW, que representa la mejor opción de entre un grupo de 7 turbinas de 5kW comparadas; para cubrir la demanda energética de 22 viviendas en la comunidad de San Pedro. Los datos de velocidad del viento se tratan estadísticamente mediante la distribución de Weibull Bidaoui *et al.* (2019) y luego son analizados mediante el software WASP (Yılmaz *et al.*, 2019). La distribución de Weibull se utiliza en lo referente a la predicción de fallas y averías, no obstante, también es ampliamente utilizada en investigaciones vinculadas con el recurso eólico (Hermann, 2009).

La electricidad generada sería capaz de abastecer la demanda de 22 viviendas de dicho asentamiento poblacional. Los datos de viento utilizados se basan en las mediciones de velocidad realizadas a 20 m de altura en la localidad, con coordenadas 21°38'57"N y 82°52'37"O. Dichas mediciones fueron realizadas durante todo el año 2010, con una frecuencia de 10 minutos entre cada medición, para un total de 52560 registros (Soler *et al.*, 2017). En la Figura 2 se puede apreciar el mapa eólico a 50 m de altura de la Isla de la Juventud y la localización de la comunidad de San Pedro.

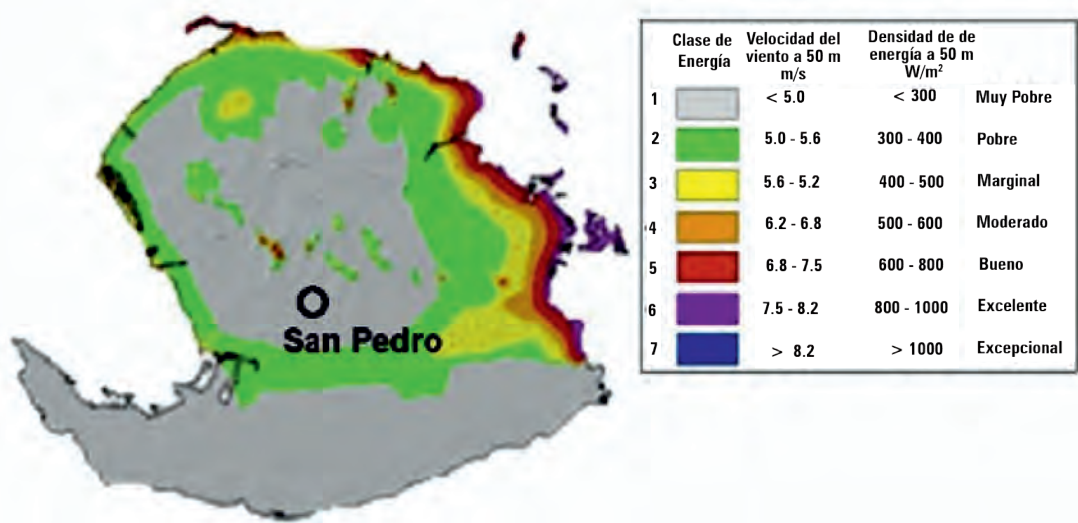


FIGURA 2. Potencial eólico I. de la Juventud.

En el análisis se emplearon los indicadores de energía total producida anual ($E_T A$), el factor de capacidad (FC) y el costo nivelado de la energía (CNE), para evaluar la turbina seleccionada, realizándose luego el análisis económico de la misma. Además, se estima el impacto económico relacionado con el ahorro de combustible y las toneladas de CO_2 evitadas al año, por concepto de sustitución de la generación eléctrica convencional por la generación eólica. Los datos fueron procesados con el programa de computación especializado OWC Wizard (Observed Wind Climatic), que es un utilitario del software WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) en su versión 9.1. Otros cálculos específicos, se realizaron directamente en hojas de cálculo.

Para la determinación del potencial eólico de la zona se empleó la distribución de frecuencias de velocidades, mediante la función de densidad de probabilidad. La misma representa una aproximación muy útil para calcular probabilidades partiendo de un histograma. Además de ser mucho más simple, pues permite sustituir la tabla completa de valores de la distribución de frecuencias por la ecuación matemática correspondiente. Así, la función de distribución acumulativa $F(v)$ de la variable aleatoria continua velocidad del viento (v) representa la probabilidad de que (v) tome un valor menor o igual a algún valor específico. Para el estudio se utiliza la distribución de Weibull de dos parámetros, k y c . En ella: $f(v)$ representa su función de densidad de probabilidad, y $F(v)$ su función de probabilidad acumulativa, ecuación 1 y 2 respectivamente (Bidaoui *et al.*, 2019).

Función de probabilidad de Weibull:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (1)$$

$$F(v) = 1 - \exp \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (2)$$

En ellas, v es la velocidad del viento en (m/s), c es el parámetro de escala con unidades en (m/s) y k , es el parámetro de forma, adimensional. Para estimar los parámetros de la función de Weibull existen varios métodos, uno de los más usados es el método empírico, para el cual solo es necesario conocer los valores de velocidad promedio del viento (V_m) y la desviación estándar de dichos datos en la muestra, (σ). Luego los parámetros k y c son estimados según las ecuaciones 3 y 4 siguientes (Bidaoui *et al.*, 2019).

$$k = \left(\frac{\sigma}{V_m} \right)^{-1,086} \quad (3)$$

$$C = \frac{V_m}{I \left(1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (4)$$

Dirección del viento

El viento viene definido por dos parámetros esenciales que son su dirección y su velocidad. Mediante el estudio estadístico de la dirección del viento y su velocidad se puede conformar la

llamada rosa de los vientos. Para ello lo más habitual es dividir los 360° de una circunferencia en 8 o 16 sectores y tomar 3 o 4 intervalos para la velocidad, dependiendo de los límites de los intervalos de la gama de velocidades más habituales del lugar de estudio (Hermann, 2009).

Intensidad de la turbulencia

A los efectos de la energía eólica, la turbulencia es un fenómeno indeseable que reduce la producción de electricidad y la vida útil de los aerogeneradores. La forma más común de expresar la turbulencia es mediante la magnitud denominada intensidad media de la turbulencia (I_T), que se define como la razón entre la desviación estándar de la velocidad del viento y la velocidad media temporal del viento en el mismo período de tiempo, ecuación 5 (Hermann, 2009).

$$I_T = \sigma / V_m \quad (5)$$

Cuantificación de la energía existente en el viento

La potencia disponible del viento (PDV) que fluye a través de una superficie transversal (A_T) al flujo del viento (v), viene dada por su energía cinética por unidad de tiempo (Hermann, 2009). De esta forma, la energía cinética por unidad de tiempo, o la potencia del flujo, viene dada por la expresión 6:

$$PDV = \frac{1}{2} \rho A_T (v)^3 \quad (6)$$

donde ρ representa la densidad del aire, en (kg/m^3).

Por otra parte, un método para caracterizar la potencia eólica disponible en distintos lugares de interés, por medio del cual se pueden comparar éstos, consiste en utilizar la denominada densidad de potencia media del viento (DPV_m), es decir, la potencia eólica por unidad de área. Se calcula con la siguiente ecuación 7 (Hermann, 2009).

$$DPV = \frac{1}{2} \rho (V_m)^3 \quad (7)$$

Generación anual de energía de un aerogenerador

Si se cuenta con la curva de potencia de un determinado aerogenerador, $P(v)$, y la caracterización del comportamiento del viento en un determinado lugar, mediante la función de distribución de probabilidad de Weibull $W(v)$; se puede calcular la energía producida por ese aerogenerador en un período dado, generalmente un año. La misma se obtiene multiplicando, en primer lugar y para cada velocidad del viento, el valor de curva de potencia por el valor de la función de distribución para esa velocidad de viento, sumando luego todos los resultados obtenidos. Finalmente, se multiplica el valor por el período de tiempo analizado, obteniéndose la energía total generada (E_T) por la turbina, en ese lugar y para ese período de tiempo, ecuación 8 (Hermann, 2009).

$$E_T = T \int_{V_o}^{V_x} W(v) P(v) dv \quad (8)$$

A partir del valor de la energía total generada en un año, se pueden calcular los principales indicadores energéticos y económicos; como el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), el período de recuperación de la inversión (PRI), la razón costo/beneficio, entre otros (Saldarriaga *et al.*, 2019). Además de los resultados relacionados con el medioambiente, como las toneladas de CO₂ dejadas de emitir a la atmósfera. Todos estos elementos son los que justifican finalmente realizar o no la inversión.

Por su parte, el FC compara la energía real producida por el aerogenerador (E_T) en un tiempo dado, con la que el mismo hubiera generado operando continuamente a su potencia nominal (E_N) en ese mismo período (Hermann, 2009). Se expresa en porcentaje y se puede obtener mediante la ecuación 9.

$$FC = \left(\frac{E_T}{E_N} \right) 100 \quad (9)$$

Luego, el coeficiente de potencia (CP), se entiende como la potencia mecánica (P_T) que una turbina es capaz de extraer, de la potencia disponible del viento que atraviesa su área de barrido (A_T). Depende fundamentalmente del diseño de la pala, ya que el número de palas prácticamente no tiene influencia en el rendimiento cuando se utilizan más de tres palas (especialmente cuando se trata de rotores rápidos) (Okokpujie *et al.*, 2020). En las turbinas modernas alcanza valores entre 0,4 y 0,5 y se calcula mediante la ecuación 10 (Hermann, 2009).

$$CP = \left(\frac{P_T}{PDV} \right) 100 \quad (10)$$

Factibilidad económica

Para la valoración de la factibilidad económica se confecciona el flujo de efectivo de inversión, con apoyo de las hojas de cálculo excel, en el formato tradicional, para un horizonte de planeación de 20 años, evaluándose los siguientes indicadores: Valor Presente Neto (VPN), Tasa de Rendimiento Interno (TIR), Período de Recuperación de la Inversión (PRI) y principalmente el Costo Nivelado de la Electricidad (CNE).

Se entiende como CNE, el costo unitario de la electricidad generada, el cual contempla todos los costos del proyecto durante su vida útil (Bruck *et al.*, 2018; Tran y Smith, 2018). En los últimos años es muy utilizado como herramienta financiera para comparar los costos de generación entre diversas tecnologías de energías alternativas. Es un indicador concluyente, que permite facilitar la selección de la tecnología de mayor viabilidad técnica y financiera. La expresión matemática del CNE, se presenta a continuación:

$$CNE = \frac{INV + \sum_{t=1}^n \left(\frac{C_t}{(1+i)^t} \right)}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (11)$$

donde:

INV: costo de la inversión inicial, US\$;

C_t : costos operativos anuales, US\$;

E_t : cantidad de energía producida en un año, kWh/año;

i : tasa de descuento, %/año;

n : tiempo de vida operacional, años;

t : horizonte de planeación del proyecto, años.

Asimismo, para completar la valoración de la factibilidad económica se calculan y analizan los indicadores de la siguiente Tabla 1:

TABLA 1. Indicadores para valoración de la factibilidad económica

Indicadores	No	UM	Descripción
Potencia nominal para la generación de electricidad	0	kW	De las 5 turbinas
Inversión (turbina, mástil, inversor, instalación, otros)	1	US\$	precio kW instalado x potencia nominal (kW)
Costos O&M	2	US\$	2% x inversión
Costos indirectos	3	US\$	12% x costos O&M
Depreciación	4	US\$	$(1 - V_{\text{residual}}) / \text{vida útil}$
Costo total	5	US\$	2 + 3 + 4
Ahorro combustible	6	US\$	L ahorrados
Daño económico evitado por externalidades	7	US\$	CO ₂ retirado
Energía facturada	8	US\$	Energía generada (kWh/año) x 0.22 US\$/kW
Beneficio total	9	US\$	6 + 7 + 8
Correlación costo / beneficio	7	US\$/US\$	5 / 9
Ganancia	8	US\$	9 - 5
Costo de la energía generada	9	US\$/kWh	5 / energía generada (kWh/año)
Valor Presente Neto	10	\$	$- Inv + \frac{fc_1}{(1+i)^1} + \frac{fc_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{fc_n}{(1+i)^n}$

Indicadores	No	UM	Descripción
Tasa Interna Retorno	11	%/año	$\sum_{n=1}^j \frac{fc_n}{(1+TIR)^n} - 0 = \Sigma$
Período de Recuperación de la Inversión	12	año	De acuerdo al flujo de efectivo acumulado

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Caracterización del potencial eólico

Mediante el análisis exploratorio de las series de mediciones en el lugar de estudio, se determinaron un grupo de parámetros estadísticos, entre ellos: la media (m/s), la desviación típica (m/s), los casos de calma y la racha máxima registrada (m/s), Tabla 2.

TABLA 2. Datos representativos de las mediciones

Mediana	Media	Desviación Típica	Calma (Casos)	Racha máxima
3,2	3,4	0,6	29,0	13,4

El comportamiento correspondiente a la velocidad media mensual del viento en la localidad de San Pedro, permite su caracterización anual, Figura 3. Marcada por el valor máximo en la temporada poco lluviosa (de noviembre a marzo) con un máximo de 4,3 m/s en el mes de diciembre.

Para el análisis del ciclo diario de la velocidad del viento, se determinó la media horaria, evidenciándose el predominio del régimen de brisas, Figura 4. No obstante se aprecian valores superiores a 4,5 m/s en el periodo entre las 09:00 y las 16:00 horas y el máximo a las 13:00 horas, con 4,9 m/s. En tanto, los mínimos ocurrieron entre las 20 y 21 horas, con 2,5 m/s.

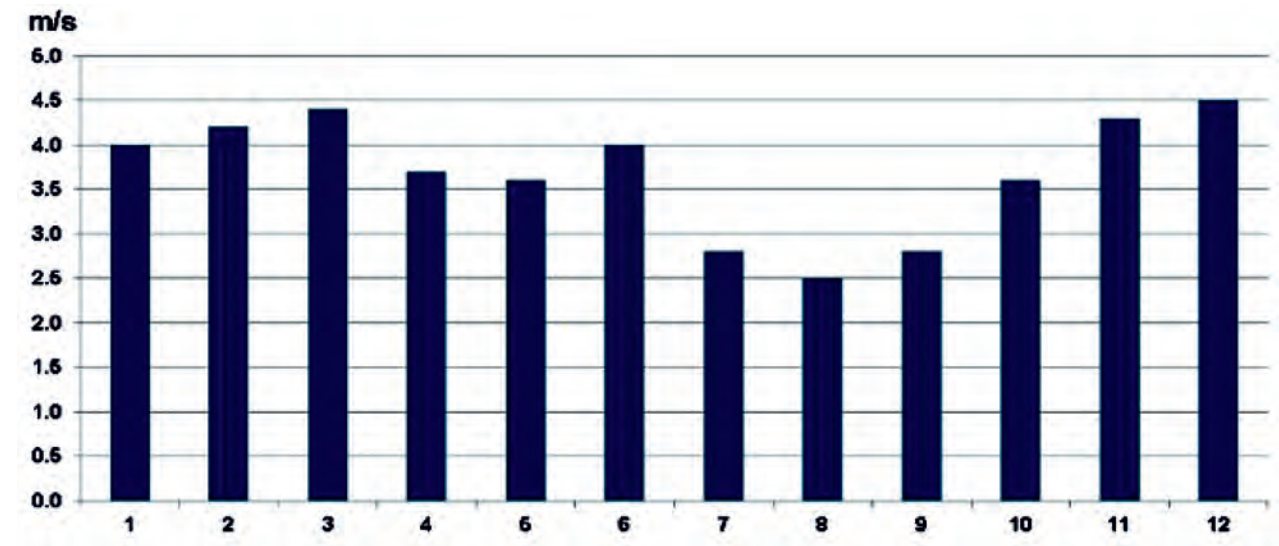


FIGURA 3. Comportamiento de las velocidades medias mensuales.

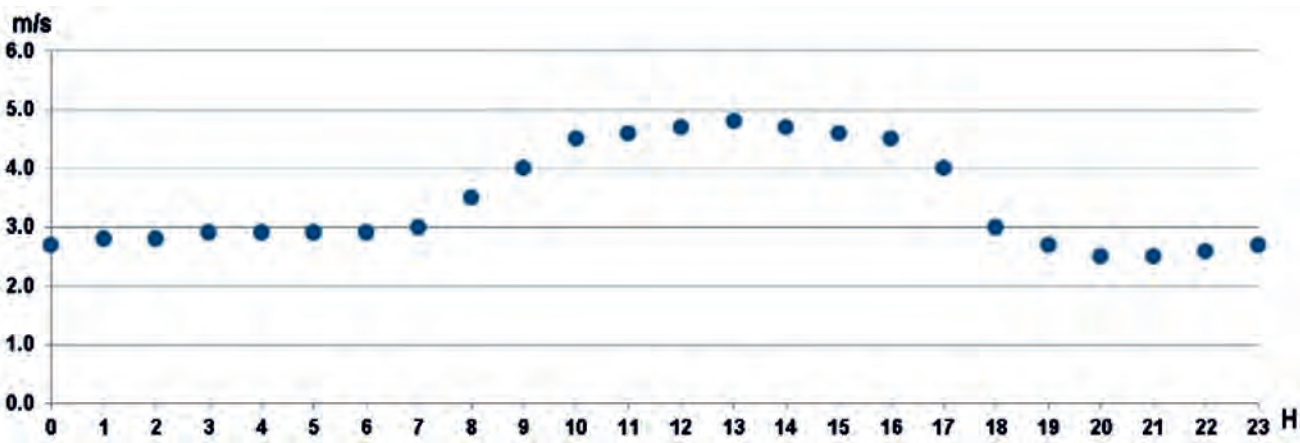


FIGURA 4. Evolución media diaria del viento.

La rosa de los vientos de la localidad, muestra la distribución, para 36 direcciones, de la velocidad media del viento, con varios sectores con valores de 4 m/s, Figura 5.

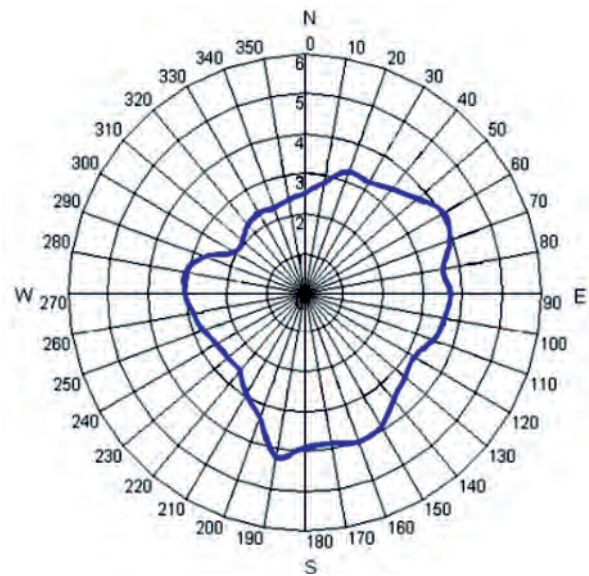


FIGURA 5. Rosa de los vientos.

En cuanto al reporte del OWC Wizard, se obtuvo un fichero llamado Reporte de Viento Climático Observado, que contiene los valores tabulados de la velocidad media, sus frecuencias de ocurrencia, los parámetros de Weibull (c y k) y la densidad de potencia (DPV). En él se evidencia que la DPV en la zona seleccionada es de 45,0 W/m². Un potencial bajo, con el valor más frecuente de

velocidad del viento (25,6 %) para la velocidad de 3 m/s, Figura 6. Por otra parte, la intensidad media mensual de la turbulencia se representa en la Figura 7. Se reportan los valores máximos durante la temporada lluviosa, con un máximo de 0,205 en agosto. En el periodo invernal los valores se mantienen inferiores, con el mínimo absoluto de 0,175 en enero.

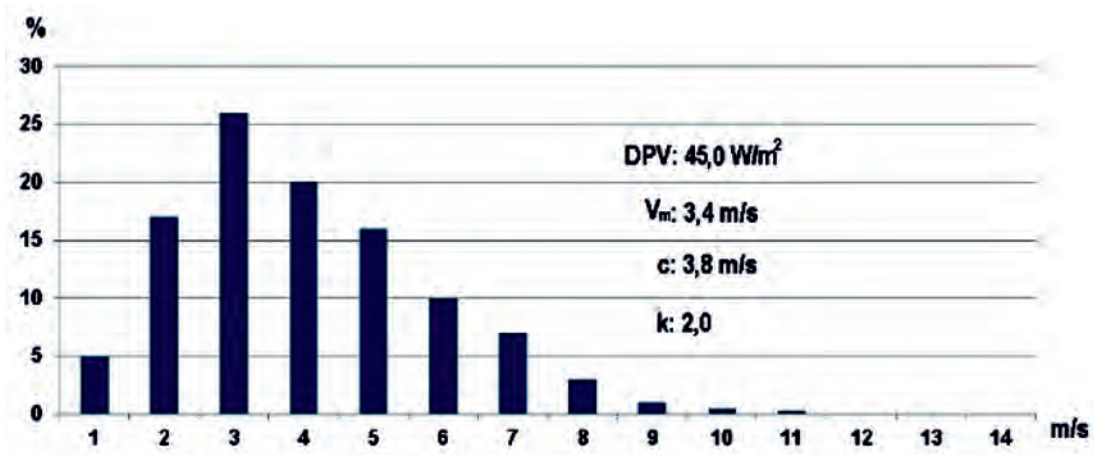


FIGURA 6. Valores obtenidos con el software WAsP.



FIGURA 7. Intensidad media mensual de la turbulencia.

Energía producida por los aerogeneradores seleccionados

Para seleccionar la potencia del aerogenerador a emplear, en primer lugar, se evaluó la energía generada en el lugar de estudio por 12 turbinas eólicas de 5, 10 y 20 kW de potencia nominal cada una, Tabla 3.

TABLA 3. Productividad de las turbinas de 5, 10 y 20 kW evaluadas.

Potencia (kW)	Modelo	Área barrido (m²)	Productividad (kWh/kW)	FC
5	Iskra (H)	22,9	1292,87	14,76
5	Zefir (H)	38,5	1912,41	21,83
5	Evance (H)	23,7	1307,86	14,93
5	Aeolos (V)	22,3	1563,04	17,84
10	Aeolos (H)	50,20	1806,87	20,63
10	Aeolos (V)	30,00	853,66	9,75
10	Excel S (H)	38,56	569,05	6,50
10	Fortis (H)	58,05	2024,96	23,12
20	Enair (H)	75,40	1289,42	14,72
20	Aeolos (H)	78,50	944,76	10,79
20	Ergo wind (H)	91,50	1815,51	5,46
20	H 9,0 (H)	63,62	1402,56	16,01

Como puede apreciarse en la Tabla 3 anterior, la turbina de mayor productividad es la Fortis Alizé de 10 kW, que entrega 2024,96 kWh/kW; seguida por la Zefir D7P5 de 5 kW, entregando 1912,41 kWh/kW. Analizando dichos resultados, en el presente trabajo se decide emplear una turbina de 5 kW para el emplazamiento en San Pedro, pues pueden llegar a tener una productividad semejante a la de 10 kW en dicho sitio, además de tener un costo de instalación menor (Yu *et al.*, 2017).

Luego, habiendo seleccionado los 5 kW como la potencia del aerogenerador a emplear, se evaluaron siete modelos diferentes de aerogeneradores de 5 kW de potencia nominal para compararlos con la turbina Zefir. En la Figura 8 se muestran las curvas características de cada uno Kapica (2014); European Commission IEEP (2016); Karczewski *et al.* (2017); Rodriguez *et al.* (2019) y en la Tabla 4 se muestra la energía producida por cada turbina a 20 metros de altura del buje.

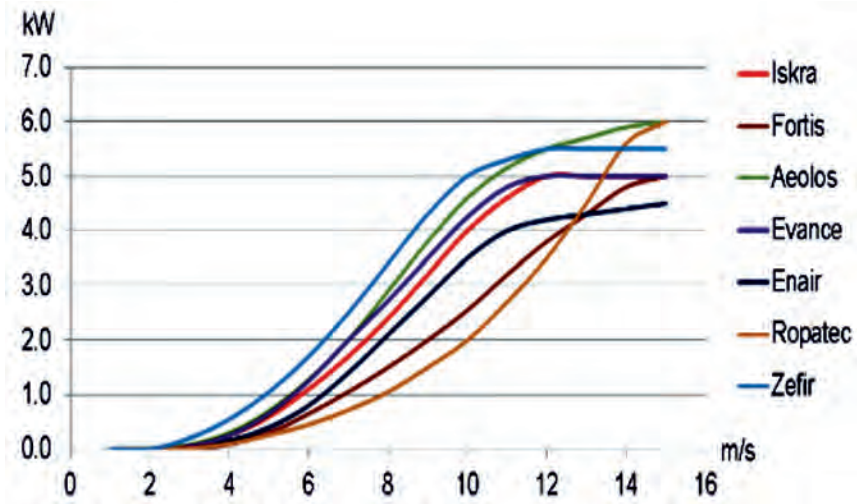


FIGURA 8, Curvas de potencia de los aerogeneradores comparados.

TABLA 4. Energía generada y FC de las turbinas de 5 kW comparadas

Modelo	Área de barrido (m²)	E _T A (kWh/a)	FC
Iskra AT5-1 (H)	22,9	6464,35	14,76
Zefir D7-P5 (H)	38,5	9562,07	21,83
Evance R9000 (H)	23,7	6539,34	14,93

Modelo	Área de barrido (m²)	E _T A (kWh/a)	FC
Enair E70 Pro (H)	14,5	5086,05	11,51
Fortis Montana (H)	19,6	3828,12	8,74
Ropatec Maxi (V)	14,5	2901,66	6,62
Aeolos H5 (V)	22,3	7815,23	17,84

Factibilidad económica

Después de ser evaluadas cada una de las turbinas de 5 kW, se vuelve a apreciar que la de mayor energía producida es la Zefir D7-P5, por lo que es la seleccionada para el presente estudio.

En la Figura 9 (izquierda) se muestra la curva de potencia del aerogenerador Zefir D7-P5 y la curva de potencia del viento. A la derecha se muestra la curva de potencia de la turbina y la del coeficiente de potencia (CP) para cada una de las velocidades del viento.

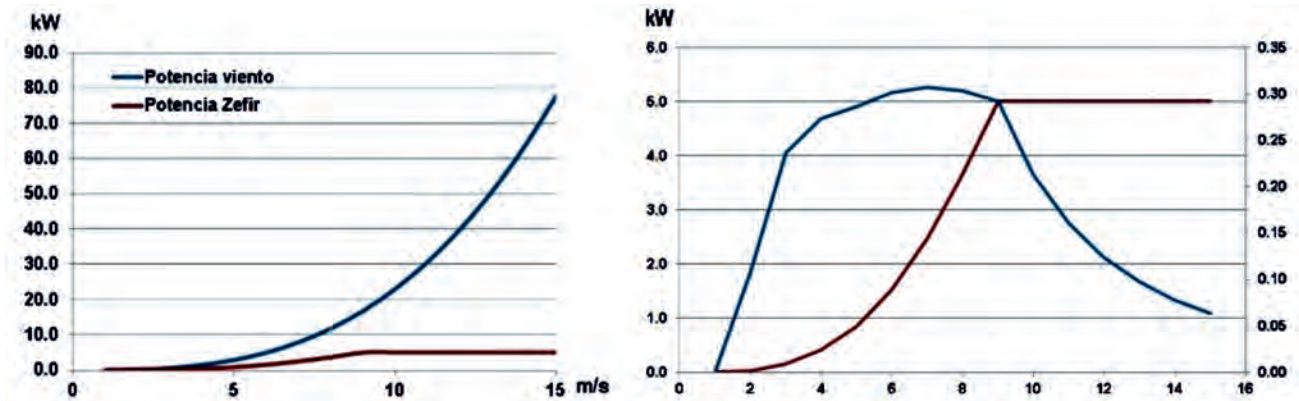


FIGURA 9. Curva de potencia del aerogenerador. Curva de potencia del viento y del coef. CP

Mediante los cálculos siguientes se valora la factibilidad de la implementación de la turbina para satisfacer la demanda eléctrica de 22 viviendas en la región de estudio: el consumo mensual promedio de una vivienda en Cuba es de aproximadamente 180,0 kWh/mes Panfil *et al.* (2017); 2160,0 kWh/año, por tanto, el consumo anual de las 22 viviendas asciende a 47,52 MWh/año. Si una turbina Zefir produce 9,56 MWh/año, se necesita un parque de 5 turbinas para satisfacer la demanda de las 22 viviendas. La energía generada por las 5 turbinas, es de 47,81 MWh/año, suficiente (superior en 0,29 MWh) para

satisfacer el consumo de las viviendas en el año.

Para simplificar la valoración (en la práctica no es realmente así), se asume que las cinco turbinas van a tener el mismo FC, generando la misma energía anual.

A continuación, en la Tabla 5, se presentan los resultados del cálculo de los indicadores económicos, correspondientes al parque de 5 turbinas Zefir D7-P5, horizonte de planeación de 20 años, potencia del parque 25,0 kW, FC 21,8 %, energía generada 47810,35 kWh/año. El costo de instalación es de 6040 US\$/kW (Karczewski *et al.*, 2017).

TABLA 5. Resultados económicos (parque de 5 turbinas Zefir D7-P5)

Indicadores	UM	Valor
Potencia nominal para la generación de electricidad	kW	25,00
Inversión (turbina, mástil, inversor, instalación, otros)	US\$	151000,00
Costos O&M	US\$	3020,00
Costos indirectos	US\$	362,40
Depreciación	US\$	6795,00
Costo total	US\$	10177,40
Ahorro combustible	US\$	4805,00
Daño económico evitado por externalidades	US\$	5067,78
Energía facturada	US\$	10518,27
Beneficio total	US\$	20391,05
Correlación costo/beneficio	US\$/US\$	0,50
Ganancia	US\$	10213,65
Costo de la energía generada	US\$/kWh	0,21
Valor Presente Neto	\$	-85597,47,95
Tasa Interna Retorno	%/año	-4,57
Período Recuperación Inversión	año	(-), no se recupera en los 20 años
Costo Nivelado de la Energía	US\$/kWh	0,535

El parque de 5 turbinas analizado no muestra buenos resultados económicos:

– la ganancia es baja,

– la correlación costo/beneficio, aunque menor que 1,0 (sería aceptable); es un valor alto para las tecnologías energéticas de generación.

- los valores de VPN, TIR y PRI nada atractivos, los tres son negativos.
- el CNE, no es un buen resultado. Varios resultados de CNE para algunas tecnologías de generación lo confirman Tran y Smith (2018), ejemplos:
 - El CNE para un sistema digestión anaeróbica de 12,2 MW fue de 0,14 US\$/kWh
 - El CNE para una Tecnología Ciclo Orgánico Rankine: 1950,0 kW; 0,15 US\$/kWh
 - El CNE para una Tecnología Ciclo de vapor: 8120,0 kW; 0,76 US\$/kWh
 - El CNE para un sistema de gasificación descentralizado, a partir del aprovechamiento de residuos de la palma de aceite, para suplir la demanda energética de zonas rurales en Indonesia fue de 0,46 US\$/kWh, pero con un factor de capacidad de 1 y para 100 viviendas.

Aspectos positivos:

1. El costo de la electricidad producida es de 0,21 US\$/kWh, igual que el costo de la generación de electricidad convencional en Cuba.
2. Teniendo en cuenta un índice de consumo de 261,7 g de combustible por kWh de electricidad generado en la matriz energética nacional, la generación de 47810,35 kWh/año representa un ahorro de 12,5 toneladas (96,1 barriles) de crudo al año. Consecuentemente, si se considera el precio de 50,00 US\$ el barril Dawar *et al.* (2021), se ahorran US\$ 4805,00 al año.

Emisiones CO₂, Externalidades

Teniendo en cuenta la generación de 47810,35 kWh/año de las 5 turbinas, y el índice de emisiones del país (esperado para el 2030), de 993,0 gCO₂e/kWh, al sustituir la generación convencional por la eólica se dejan de emitir 47,5 toneladas de CO₂e anuales, o sea aproximadamente 950,0 toneladas si se tiene en cuenta el tiempo estimado del proyecto de 20 años.

Realizando un análisis de los costos debido a las externalidades de la generación eléctrica de algunas de las CTE cubanas que operan con crudo nacional, se tiene un índice de costo de 0,106 US\$ por cada kWh generado (Turtós *et al.*, 2007). Si se sustituye la generación eléctrica convencional por la generación eléctrica de las turbinas, representando un ahorro económico, por daños evitados al entorno, de US\$ 5067,77 al año; US\$ 1,01 millones considerando el período de vida de 20 años del proyecto.

CONCLUSIONES

- En el presente trabajo se compararon siete turbinas de 5 kW, siendo la turbina Zefir D7-P5 la de mejores prestaciones, generando 9,56 MWh al año con un FC de 21,83%. Se demostró que un parque de 5 pequeñas turbinas eólicas Zefir D7-P5, de 5 kW, es capaz de generar la electricidad que demandan 22 viviendas, ubicadas en la localidad de San Pedro, zona de poco potencial eólico. Se corroboran los resultados obtenidos en trabajos previos en donde se demuestra la factibilidad técnica del empleo de turbinas de pequeño tamaño para la generación eléctrica.
- El costo de la energía generada es de 0,21 US\$/kWh; igual que el costo de la generación convencional en el país.
- Se evidencia un ahorro de 12,5 toneladas de crudo al año (96,1 barriles), que equivalen a US\$ 4805,00.
- También existe un impacto favorable en el entorno, pues se evita la emisión de 47,5 tCO₂e anuales, con un ahorro económico debido a externalidades no producidas de 5067,78 US\$/año, con su consecuente beneficio ambiental.
- En cambio, la factibilidad económica de este trabajo no es favorable, demostrado principalmente por medio del CNE, que resultó alto (0,53 US\$/kWh). Por tanto, actualmente, la implementación de la tecnología eólica de baja potencia en la localidad de San Pedro (y otras de similares características), requiere de apoyo y voluntad gubernamental.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ÁLVAREZ, E.L.; BORRAJERO, M.I.: “Caracterización de la marcha anual de fenómenos meteorológicos en Cuba, clasificados según el código de tiempo presente”, *Revista Cubana de Meteorología*, 22(1): 23-25, 2016, ISSN: 0864-151X.
- ANUARIO DEMOGRÁFICO DE CUBA: *Centro de Estudios de Población y Desarrollo*, Inst. CEPDE, ONEI, La Habana, Cuba, 2018.
- BATTISTI, L.; BENINI, E.; BRIGHENTI, A.; DELL’ANNA, S.; CASTELLI, M.R.: “Small wind turbine effectiveness in the urban environment”, *Renewable energy*, 129: 102-113, 2018, ISSN: 0960-1481, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2018.05.062>.
- BIDAOU, H.; EL ABBASSI, I.; EL BOUARDI, A.; DARCHERIF, A.: “Wind speed data analysis using Weibull and Rayleigh distribution functions, case study: five cities northern Morocco”, *Procedia Manufacturing*, 32: 786-793, 2019, ISSN: 2351-9789, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.promfg.2019.02.286>.
- BROWN, M.O.; MÉNDEZ, J.N.; BERNAL, E.M.: “Evaluación de un sistema de micro irrigación accionado por energía eólica”, *Revista Ciencias Técnicas Agropecuarias*, 27(1): 13-21, 2018, ISSN: 1010-2760, e-ISSN: 2071-0054.
- BRUCK, M.; SANDBORN, P.; GOUDARZI, N.: “A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs)”, *Renewable Energy*, 122: 131-139, 2018, ISSN: 0960-1481, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.100>.
- CISNEROS, Z.E.; VENERO, D.Y.; PLACERES, M.Z.; GONZÁLEZ, B.F.: “El viento y su influencia en los parámetros de calidad del riego”, *Revista Ingeniería Agrícola*, 9(4): 27-35, 2019, ISSN: 2306-1545, e-ISSN: 2227-8761.
- DAWAR, I.; DUTTA, A.; BOURI, E.; SAEED, T.: “Crude oil prices and clean energy stock indices: Lagged and asymmetric effects with quantile regression”, *Renewable Energy*, 163: 288-299, 2021, ISSN: 0960-1481, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2020.08.162>.
- DUDLEY, B.: *BP Statistical Review of World Energy 2019*, Ed. British Petroleum Statistical Review of World Energy, Bplc. editor, Pureprint Group Limited, UK.; 2019. ed., 1 St James’s Square, London SW1Y 4PD, UK, 2019.
- ESCUADERO, A.L.; MONTEJO, B.I.: “Caracterización de la marcha anual de fenómenos meteorológicos en Cuba, clasificados según el código de tiempo presente”, *Revista Cubana de Meteorología*, 22(1): 3-25, 2016, ISSN: 2664-0880.

- Revista Ingeniería Agrícola, ISSN-2306-1545, E-ISSN-2227-8761, Vol. 11, No. 3 (julio-agosto-septiembre, pp. 16-26), 2021
- EUROPEAN COMMISSION IEEP: *Catalogue of European urban wind turbine manufacturers*, European Commission IEEP, 2016.
- FERNÁNDEZ, H.K.; FUENTES, E.I.; FAJARDO, N.D.: “Revisión de los parámetros técnico-operacionales del riego de plantaciones cítricas con máquinas de pivote central”, *Revista Ingeniería Agrícola*, 8(2): 28-34, 2018, ISSN: 2306-1545, e-ISSN: 2227-8761.
- HERMANN, J.W.: *Introduction to Wind Energy Systems: Basics, Technology and Operation*, Ed. Springer, 2009, ISBN: 978-3-319-68804-6.
- HOSSEINALIZADEH, R.; RAFIEI, S.E.; ALAVIJEH, A.S.; GHADERI, S.F.: “Economic analysis of small wind turbines in residential energy sector in Iran”, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 20: 58-71, 2017, ISSN: 2213-1388, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2017.02.018>.
- KAPICA, J.: “Comparison of Wind Turbine Energy Production Models for Rural Applications”, *Teka Commission of motorization and energetics in agriculture*, 14(3): 37-42, 2014, ISSN: 1641-7739.
- KARCZEWSKI, M.; BASZCZYNSKI, P.; WIKLAK, P.: “Economic analysis of small wind turbines”, *Journal of Machine Engineering*, 17: 112-123, 2017, ISSN: 1895-7595.
- LAGUARDIA, M.J.: “Cambio climático: efectos y acciones de cooperación en las pequeñas islas del Caribe/Climate Change: Effects and Cooperation Actions in the Small Islands of the Caribbean”, *Estudios del Desarrollo Social: Cuba y América Latina*, 5(3): 48-67, 2017, ISSN: 2308-0132.
- OKOKPUJIE, I.; OKONKWO, U.; BOLU, C.; OHUNAKIN, O.; AGBOOLA, M.; ATAYERO, A.: “Implementation of multi-criteria decision method for selection of suitable material for development of horizontal wind turbine blade for sustainable energy generation”, *Heliyon*, 6(1): 31-42, 2020, ISSN: 2405-8440, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e03142>.
- PANFIL, M.; WHITTLE, D.; SILVERMAN, R.K.: “What’s next for Cuba’s electricity sector?”, *The Electricity Journal*, 30(8): 38-44, 2017, ISSN: 1040-6190, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2017.09.006>.
- RODRIGUEZ, H.O.; MARTINEZ, M.; LÓPEZ, V.C.: “Techno-Economic Feasibility Study of Small Wind Turbines in the Valley of Mexico Metropolitan Area”, *Energies*, 12: 890, 2019, DOI: <https://dx.doi.org/10.3390/en12050890>.
- SAGASTUME, G.A.; CABELLO, E.J.; VANDECASTEELE, C.; HENS, L.: “Data supporting the assessment of biomass based electricity and reduced GHG emissions in Cuba”, *Data in Brief*, 17: 716-723, 2018, ISSN: 2352-3409, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.11.209>.
- SALDARRIAGA, L.J.D.; VILLADA, F.; PÉREZ, J.F.: “Análisis de Costos Nivelados de Electricidad de Plantas de Cogeneración usando Biomasa Forestal en el Departamento de Antioquia, Colombia”, *Información tecnológica*, 30(1): 63-74, 2019, ISSN: 0718-0764, DOI: <https://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642019000100063>.
- SAUNDERS, V.A.: *Actualidad de la Energía Eólica*, Inst. Cubaenergía, Report No.: VE-IIIC-ed.01, Calle 20 No. 4111 entre 18ª y 47, Miramar, Playa, La Habana, Cuba, 2015.
- SOLER, T.E.; BORREGO, D.R.; SÁNCHEZ, S.L.M.: “Evaluación del Potencial Eólico a 20 metros de altura en la Isla de la Juventud, Cuba”, *Ciencias de la Tierra y el Espacio*, 18(1): 45-58, 2017, ISSN: 1729-3790.
- SOLTURA, R.; ROQUE, A.; RIVERO, I.; WALLO, A.; BÁEZ, R.; VÁZQUEZ, R.; RIVERO, R.; AYALA, L.; RODRÍGUEZ, G.; CARRASCO, H.: “Primera edición del Mapa de Potencial Eólico de Cuba”, *Revista Ecosolar*, 21(6): 8-26, 2007, ISSN: 1023-6004.
- SOTO, C.M.A.; VILARAGUT, L.M.; CASTRO, F.M.: “Análisis de las centrales fotovoltaicas instaladas en el sistema eléctrico aislado de la Isla de la Juventud”, En: *Congreso Internacional de Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico, ALTAE 2017, Congreso Internacional de Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico, ALTAE 2017*, La Habana, Cuba, 2017.
- TRAN, T.T.; SMITH, A.D.: “Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies”, *Applied energy*, 216: 157-171, 2018, ISSN: 0306-2619, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.024>.
- TURTÓS, C.L.; MENESES, R.E.; SÁNCHEZ, G.M.: “Assessment of the impacts on health due to the emissions of Cuban power plants that use fossil fuel oils with high content of sulfur. Estimation of external costs”, *Atmospheric Environment*, 41(10): 2202-2213, 2007, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.atmosenv.2006.10.062>.
- VÁZQUEZ, H.C.; SERRANO, G.J.; FERNÁNDEZ, B.R.: “New method to assess the long-term role of wind energy generation in reduction of CO2 emissions—case study of the European union”, *Journal of Cleaner Production*, 207: 1099-1111, 2019, ISSN: 0959-6526, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.09.249>.
- VÁZQUEZ, L.; LUUKKANEN, J.; KAISTI, H.; KÄKÖNEN, M.; MAJANNE, Y.: “Decomposition analysis of Cuban energy production and use: Analysis of energy transformation for sustainability”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49: 638-645, 2015, ISSN: 1364-0321, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.156>.
- VÁZQUEZ, L.; MAJANNE, Y.; CASTRO, M.; LUUKKANEN, J.; HOHMEYER, O.; VILARAGUT, M.; DÍAZ, D.: “Energy System Planning towards Renewable Power System: Energy Matrix Change in Cuba by 2030”, *IFAC-PapersOnLine*, 51(28): 522-527, 2018, ISSN: 2405-8963, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.756>.
- YILMAZ, U.; BALO, F.; SUA, L.: “Simulation Framework for Wind Energy Attributes with WAsP”, *Procedia Computer Science*, 158: 458-465, 2019, ISSN: 1877-0509, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.procs.2019.09.076>.
- YU, Y.; LI, H.; CHE, Y.: “The price evolution of wind turbines in China: A study based on the modified multi-factor learning curve”, *Renewable Energy*, 103: 522-536, 2017, DOI: <https://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.11.056>.

Yamir Sánchez-Torres, Profesor Auxiliar, Universidad Tecnológica de La Habana José A. Echeverría, CUJAE, Marianao, La Habana, Cuba, e-mail: sanchez7412@nauta.cu ORCID iD: <https://orcid.org/0000-0003-4321-276X>

Pedro A. Rodríguez-Ramos, Profesor Titular, Universidad Tecnológica de La Habana José A. Echeverría, CUJAE, Marianao, La Habana, Cuba, e-mail: parr@ceim.cujae.edu.cu ORCID iD: <https://orcid.org/0000-0003-2862-0984>

Los autores de este trabajo declaran no presentar conflicto de intereses.

Este artículo se encuentra sujeto a la Licencia de Reconocimiento-NoComercial de Creative Commons 4.0 Internacional (CC BY-NC 4.0).

La mención de marcas comerciales de equipos, instrumentos o materiales específicos obedece a propósitos de identificación, no existiendo ningún compromiso promocional con relación a los mismos, ni por los autores ni por el editor.