



Ingeniería Energética

ISSN: 1815-5901

Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría.Cujae

Medrano Hernández, José Augusto; Moreno Figueredo, Conrado; Vaillant Rebollar, Julio Efrain
Estudio de prefactibilidad técnica del aprovechamiento del
viento como recurso energético en zonas pre - montañosas
Ingeniería Energética, vol. XL, núm. 3, 2019, pp. 223-233
Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría.Cujae

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329160723006>

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

UAEH  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



APLICACIONES INDUSTRIALES

Estudio de prefactibilidad técnica del aprovechamiento del viento como recurso energético en zonas pre – montañosas

Technical prefeasibility study of the use of wind as energy resource in pre - mountainous zones

José Augusto Medrano Hernández ¹, Conrado Moreno Figueredo ¹, Julio Efrain Vaillant Rebollar ²

¹Universidad Tecnológica de La Habana, José Antonio Echeverría Cujae. Cuba

² Universidad de Ghent, Ghent University, Bélgica

E-mail: Email: jmedrano@ceter.cujae.edu.cu

Recibido: febrero del 2019 Aprobado: mayo del 2019

Licencia de uso y distribución CreativeCommons Reconocimiento-No Comercial 4.0 Internacional.



RESUMEN/ ABSTRACT

El presente trabajo surge a partir de la necesidad de disminuir los costos por concepto de consumo de electricidad y combustibles en el complejo “Las Terrazas”. Se realizó una visita al lugar e identificaron los lugares más altos y cercanos, se realizó una evaluación de los mismos, seleccionando la loma “El Salón” como sitio de estudio por su altura (544 m), localización y características del viento existentes (velocidad media del viento superior a 5 m/s). A través del empleo de datos satelitales se determinó que la media es de 5,9 m/s, a una altura de 50 m sobre el nivel del terreno, lo cual favorece la instalación de máquinas eólicas. Estas características responden a la necesidad del complejo para reducir los costos, por consumo de electricidad, se propuso la instalación de un aerogenerador conectado a la red para el suministro de electricidad, estimándose la energía que pudiera producir esta máquina.

Palabras clave: consumo de electricidad; producción energética; suministro de electricidad.

The present work arises from the need to reduce costs for concept of electricity and fuel consumption in "Las Terrazas" complex. A visit was made to the place and it identified the highest and closest places, an evaluation of them was made, selecting the hill "El Salón" as a study site for its height (544 m), location and wind characteristics exist (average wind speed above the 5 m/s). Through the use of satellite data, the average wind speed is 5, 90 m/s at 50 m above the earth, which favors the installation of wind machines. This characteristics have been adopted in accordance to reduce costs for the complex by the electricity consumption, the installation of a wind turbine connected to the grid for the supply of electricity was proposed, estimating the energy that this machine could produce.

Keywords: electricity consumption; energy production; electricity supply.

INTRODUCCIÓN

Debido a que, con el creciente desarrollo de nuevas tecnologías a nivel mundial, el empleo de las fuentes renovables de energía (FRE) ha tenido un impacto directo, principalmente en el suministro de agua y de energía eléctrica, con mayor aplicación en zonas aisladas de la red eléctrica y pre- montañosas. Para el presente artículo se ha seleccionado como caso de estudio el complejo eco - turístico “Las Terrazas”, localizado en el extremo oriental de la Sierra del Rosario, donde predomina un relieve pre-montañoso, el cual se encuentra ubicado en la zona de actividad de la mayoría de los huracanes que llegan al país, con un alto índice de turbulencia; algo característico de este tipo de relieve y, además, de su exposición a la ocurrencia de vientos extremos, característico en Cuba y el Caribe.

Adicionalmente, el complejo se localiza en zona alejada de la costa norte, donde los vientos son apreciables y el terreno varía significativamente adoptando rasgos particulares con zonas que se distinguen y diferencian unas a otras. Los terrenos complejos como el del caso de estudio y las turbulencias locales pueden provocar ráfagas de viento que ataquen el rotor de la turbina eólica desde diversas direcciones y provoquen deformaciones permanentes y fracturas en estructuras y mecanismos, de ahí la importancia de la selección correcta de la máquina a emplear (clase y tipo).

La principal razón que actualmente impulsa a investigadores, ingenieros y especialistas a la búsqueda de soluciones más viables al problema de la producción de electricidad, son los altos costos de obtención del kWh, debido al alto precio del petróleo a nivel mundial. El complejo **“Las Terrazas”**, como caso de estudio, presenta características locales propias, razón por la que la realización de un estudio de pre- factibilidad sobre el empleo de las FRE, en especial, la energía eólica por su carácter casi inagotable en este tipo de sitio, convierte el trabajo en algo novedoso. Por otro lado, la segunda novedad del trabajo se basa en la inclusión de la determinación de la clase de las turbinas eólicas a emplear para este tipo de sitio.

En la actualidad, existen pocos criterios cuantitativos sobre el comportamiento del flujo de vientos sobre las montañas y a través de los valles con vegetación como la existente en el caso de estudio. Los modelos teóricos o empíricos para predecir la velocidad del flujo de viento en terrenos complejos tienen una incertidumbre de un 15 % aproximadamente, lo cual se traduce en un error en la producción de energía del orden de aproximadamente un 45%. Por otro lado, investigadores y especialistas han dirigido sus investigaciones hacia la determinación del método más apropiado para el tratamiento de los vientos extremos, por ejemplo:

En el trabajo publicado por el autor español Diego Toulet Umansky [1], se realiza un estudio sobre los diferentes métodos para la estimación de valores extremos aplicadas a la industria eólica. Se analizan métodos como: El método de Gumbel, método de los r-valores máximos, método de las tormentas independientes, Método XIMIS: Versión extendida del método MIS mejorado y el método POT (Peak-Over-Threshold) con GPD, llegando a la conclusión que, con una serie temporal de datos lo suficientemente larga, la aplicación del método de Gumbel (función GEV tipo I) utilizando valores máximos de cada época seleccionada (valores anuales usualmente) proporciona una gran ventaja.

En el año 2014, los investigadores chinos Yi Hui, Qingshan Yang y Zhengnong Li [2], publican un trabajo referente al análisis de los vientos extremos, en el cual realizan una modelación a través de una función exponencial aplicando el método de las tormentas independientes. Adicionalmente, realizan una comparación entre los resultados obtenidos y las mejoras del método para tormentas independientes, llegando la conclusión que este método brinda una estimación real de los vientos extremos. También expresan que este método representa una ventaja para la estimación de los resultados para la precisión de los datos. Calculan la velocidad extrema para un tiempo de retorno de 50 años. En el mismo año los ingleses G. Anastasiades y P. E. McSharry [3], publican los resultados sobre la estimación de los vientos extremos. Para ello, en este caso, utilizan el método de reanálisis de datos, concluyendo que, emplear este método como una larga serie de datos de velocidad de viento, tiene numerosas ventajas, pero no especifican cuáles.

Del año 2015, se analizan dos trabajos, el primero publicado por Francesco Castellani, Alberto Garinei, Ludovico Terzi and Davide Astolfi [4], donde para el análisis estadístico de los vientos extremos proponen emplear la distribución de Gumbel y el segundo, constituye la tesis de maestría del colombiano Yeison José Villarreal Marimón [5], desarrolla una metodología de aproximación, también sobre la base de la distribución de Gumbel. En las 24 Jornadas Argentinas de Ingeniería Estructural, 2016, Argentina, los autores Natalini Bruno, Atencio Benjamin Adriano, Zaracho, Juan Ignacio [6], publican un artículo donde analizan la acción de los vientos extremos. Obtienen las velocidades básicas de ocho estaciones meteorológicas en Argentina. Para ello emplearon el método de los momentos. En el mismo año, Ingrid Fernández Lorenzo y Vivian Beatriz Elena Parnás [7], realizan un análisis sobre los distintos métodos que se emplean para el análisis estadístico de los vientos extremos y estudian las distribuciones de Gumbel, Fréchet y Weibull; llegando, finalmente a la conclusión que dentro de las distribuciones asintóticas la Tipo I, o de Gumbel, es la que ha sido preferida por varios autores para condicionar el ajuste de los valores de viento extremo aplicando técnicas como el tratamiento de la presión, en lugar de la velocidad para acelerar la convergencia de los datos.

Como se ha observado, en la literatura analizada sobre los diferentes métodos para el análisis estadístico de los vientos extremos, se evidencia que se trabaja en aras de obtener resultados cada vez más exactos, por medio de la determinación de la distribución de probabilidad más adecuada. Todos los trabajos analizados se basan en este tipo de estudio. Adicionalmente, varios autores coinciden en sus trabajos que la distribución de Gumbel es la más empleada actualmente para el análisis de variables meteorológicas debido a la calidad de sus resultados.

Teniendo en cuenta las características del sitio caso de estudio antes expuestas y la demanda energética del sector de los servicios del complejo, en el presente trabajo se muestra una metodología para determinar la factibilidad o no del aprovechamiento del recurso eólico en la producción de energía eléctrica. Dicha metodología toma en cuenta el comportamiento de la actividad de los eventos meteorológicos para la determinación de la clase y tipo de turbina eólica a instalar, la selección de la máquina en cuanto a la potencia nominal necesaria y concluye con la estimación de la energía eléctrica que se podría producir si se aprovechara el recurso eólico existente en la zona.

MATERIALES Y MÉTODOS

Descripción del sitio caso de estudio

“Las Terrazas”, es una comunidad turística rural, localizada en el extremo oriental de la Sierra del Rosario, a orillas del río San Juan, donde exactamente comienza la cordillera de Guaniguanico, a unos 20 km al sur de la bahía de Cabañas, donde predomina un relieve pre- montañoso, el cual por su situación geográfica, se encuentra en la zona de actividad de la mayoría de los huracanes que llegan al país, con alto nivel de turbulencia, algo característico de este tipo de relieve y además de su exposición a la ocurrencia de vientos extremos, característico en Cuba y el Caribe.

La comunidad tiene una extensión de 5 000 hectáreas y una población de aproximadamente 1 000 habitantes. Existe un complejo del mismo nombre, el cual basa su objeto social principalmente en el eco – turismo, contando además con el hotel “*El Moka*” y pequeñas instalaciones para el hospedaje eventual de visitantes.

Posibilidades de empleo de la energía eólica para la electrificación de Las Terrazas

La zona de “*Las Terrazas*” es calificada como pre- montañosa pues es allí donde precisamente comienza la cadena de montañas y donde ya comienzan a apreciarse variaciones del terreno que favorecen la formación de corredores de viento en la parte más baja con el efecto valle-montaña favorable para la aparición de vientos apropiados para la instalación de sistemas eólicos.

Caracterización del recurso eólico existente en la zona

Al Complejo “*Las Terrazas*” lo rodean tres elevaciones, una al suroeste (El Salón con una altura de 544 m sobre el nivel del mar), otra más al este (La Gloria con una altura de 241 m sobre el nivel del mar) y una más cercana (El Taburete con una altura de 452,7 m sobre el nivel del mar), como se observa en la figura 1. Adicionalmente, se conoce que los vientos predominantes en la zona, provienen de la dirección noreste.



Fig. 1. Localización geográfica del complejo “Las Terrazas”, la loma “El Salón”, la loma “La Gloria” y la loma “El Taburete”.
Fuente: Complejo “Las Terrazas”

La velocidad media anual del viento a 50 m estimada sobre el nivel del terreno en la loma El Taburete es 3,07 m/s, 3,25 m/s en la loma La Gloria y 5,9 m/s en la loma El Salón. Estos son datos satelitales [8, 9].

Selección del lugar de emplazamiento de la turbina eólica

Para la selección del lugar de emplazamiento, debe tenerse en cuenta el factor de capacidad (FC). Este es un indicador que brinda una muestra de cuánto se aprovecha a lo largo del período considerado la potencia instalada de acuerdo con las características del viento en el sitio. Generalmente el factor de capacidad se considera bueno para este tipo de instalaciones a partir del 20%. Para la selección del sitio de emplazamiento de máquinas eólicas, el factor de capacidad en un sitio se puede determinar como primera aproximación a través de la conocida ecuación (1), [10].

$$FC = \left[(0,07 \cdot \bar{v}) - 0,2 \right] \cdot 100\% \quad (1)$$

Donde $\bar{v}$ representa a la velocidad media en m/s.

En la siguiente tabla 1, se presenta el valor del factor de capacidad en función de la velocidad media del viento para cada uno de los lugares propuestos para el emplazamiento de máquinas eólicas de modo preliminar.

Tabla 1. Factor de capacidad en función de la velocidad media anual del viento para cada uno de los lugares propuestos.
Fuente: Propia.

Lugar	Velocidad media (m/s)	Factor de capacidad FC (%)
Loma El Taburete	3,07	1,49
Loma La Gloria	3,25	2,75
Loma El Salón	5,90	21,3

Como se puede observar en la tabla anterior, el único lugar que cumple con los requisitos para el emplazamiento de máquinas eólicas, es la loma “*El Salón*” por presentar un factor de capacidad superior al 20%. Por otro lado, en la zona donde se localiza el complejo “*Las Terrazas*”, los vientos más favorables provienen del noreste (ver figura 1).

Esta es la única de las tres elevaciones que enfrenta perpendicularmente esta dirección y por efecto de la diferencia de temperatura entre la base y la cima, el aire se acelera, algo que no sucede en las otras dos, pues están en direcciones desfavorables para que ocurra este efecto. También es la de mayor altura (544 m) y se localiza a sólo a 1,3 km del complejo.

Selección de la instalación eólica a emplear

Para la selección del aerogenerador, primera debe estimarse la energía demandada por el sector de los servicios pertenecientes al complejo “Las Terrazas”, para ello, se dispone de datos de consumo de energía del año 2017, los cuales se presentan en la tabla 2.

Tabla 2. Consumo energético mensual del sector de los servicios del complejo “Las Terrazas” (en MWh).

Fuente: Complejo “Las Terrazas”

Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Consumo energético	93,2	91,2	78,6	97,5	94,8	104,7	108,8	123,5	125,9	98,6	123	125

Estimación de la demanda energética a satisfacer

La demanda energética a satisfacer por la turbina eólica, está en función del consumo energético en el sitio caso de estudio. En la tabla 3, se muestra el valor final de esta demanda de energía.

Tabla 3. Demanda energética que debe satisfacer la turbina eólica en MWh

Consumo promedio mensual (MWh/mes)	105,4
Consumo anual (MWh/año)	1264,8
Consumo anual +30%	252,96
Damanda total a satisfacer por la turbina eólica (MWh/año)	1644,24

A la energía demandada se le incrementa un 30% a los efectos de cualquier sobreconsumo, por concepto de adquisición de nuevos equipos o cualquier eventualidad que surja.

Estimación de la potencia nominal

Una forma práctica de estimar la potencia nominal de la instalación eólica que se debe seleccionar, es a través del factor de capacidad. El factor de capacidad también se puede calcular a través de la ecuación (2):

$$FC = \left(\frac{E}{T_A \cdot P_n} \right) \cdot 100\% \quad (2)$$

Donde E es la energía eléctrica demandada en kWh/año, T_A es el tiempo que se analiza (1 año) y P_n es la potencia nominal de la máquina. Despejando de la ecuación (2), se obtiene la potencia nominal de la máquina a emplear.

Al seleccionar la máquina eólica, debe considerarse que en Cuba predominan vientos que clasifican como moderados. Además, dada su situación geográfica, se encuentra expuesta a la acción de los huracanes (cuya temporada se extiende de junio a noviembre cada año), dando lugar a vientos extremos, los cuales generan cargas sobre las turbinas eólicas.

Análisis de la acción de los vientos extremos en las cercanías del occidente de Cuba

Uno de los problemas a los que se enfrentan los ingenieros en los proyectos relacionados con la energía eólica, son los vientos extremos. Las fuerzas de huracanes son típicas de países que están cerca de la zona ecuatorial o con aguas bordeando sus costas extremadamente cálidas, y este fenómeno es el causante de daños severos en estos países. Algunos planificadores de instalaciones eólicas evitan este fenómeno, emplazándolas en lugares alejados de estos sitios (problemáticos); pero en algunos países, hacer esto es realmente una posibilidad bastante baja. Los fenómenos más peligrosos que existen en la clasificación de vientos extremos son los huracanes y las tormentas tropicales. Muy pocos diseñadores de turbinas eólicas fabrican sus productos para que resistan un evento de estas categorías, debido a la poca demanda que tienen, y principalmente a los elevados costos de construcción. Los huracanes son miembros de una familia de ciclones llamados Ciclones Tropicales. Al oeste del meridiano estas tormentas son llamadas Tifones.

En la india y Australia ellas son llamadas simplemente Ciclones. Los huracanes se clasifican según la escala Saffir-Simpson en orden de su velocidad cuyos datos se presentan en la tabla 4.

Tabla 4. Categorías de los huracanes según la escala Saffir-Simpson.

Categoría de los huracanes	Rango de velocidades (km/h)
1	119 -153
2	157 - 177
3	178 - 209
4	210 - 249
5	> 250

Comportamiento de la actividad de eventos meteorológicos en las cercanías de la zona occidental de Cuba en los últimos diez años

La temporada ciclónica tiene una duración de 6 meses cada año, comienza desde el 1ro de junio y concluye el 30 de noviembre. En los últimos diez años (2009 – 2018), los eventos meteorológicos con mayor actividad, son las depresiones tropicales, tormentas tropicales, huracanes categorías 1, 2 y 4. Los valores de velocidades de viento máximas registradas cada año, se presentan en la tabla 5.

Tabla 5. Velocidades máximas anuales registradas en las temporadas ciclónicas de 2009 – 2018.

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Velocidad máxima anual (km/h)	150,1	185	215	220	230	250	250	250	260	295
Velocidad máxima anual (m/s)	41,7	51,4	59,7	61,1	63,9	69,4	69,4	69,4	72,2	81,94

Características resistivas de las turbinas eólicas

Las turbinas eólicas están diseñadas, para soportar condiciones de viento de cualquier lugar, dependiendo de su “clase”. Los valores de diseño de las condiciones de viento deben estar claramente especificados en la documentación de la máquina. El régimen de viento para las consideraciones de carga y de seguridad de las máquinas están divididas en condiciones de vientos normales, las cuales ocurrirán frecuentemente durante la operación normal de una maquina eólica, y las condiciones de vientos extremos, las cuales son definidas para suceder en un periodo de recurrencia de 1 a 50 años. [10]. Los valores de velocidad de viento y parámetros de turbulencia son utilizados para representar los valores característicos de sitios diferentes y no dar una representación exacta de ningún sitio en específico y esto entra dentro de la categoría de evaluación de las condiciones externas. El objetivo es alcanzar la clasificación de las turbinas eólicas con la robustez, que varía claramente, gobernada por la velocidad de viento y los parámetros de turbulencia. En la tabla 6, se especifican los parámetros básicos que definen las clases de turbinas a los efectos de su selección

Tabla 6. Parámetros básicos para la definición de la clase de las turbinas eólicas.

Clase de la turbina eólica	I	II	III	S
V _{referencia} (m/s)	50	42,5	37,5	Valores especificados por el diseñador
A I _{ref}	0,16			
B I _{ref}	0,14			
C I _{ref}	0,12			

Donde V_{ref.} es la velocidad del viento de referencia con un promedio de registro sobre los 10 min en m/s, A, B y C son las categorías designadas para las características de altas, medianas y bajas turbulencias e I_{ref}, el valor de intensidad de turbulencia esperado a una velocidad de 15 m/s. Las clases de turbinas como se observa en la tabla anterior, se pueden dividir en 4 categorías, I, II, III y S. En el caso de las turbinas I, II, III, se pueden considerar como turbinas estándares, las cuales presentan dentro de sus características un tiempo de vida útil de 20 años. Las principales diferencias de estas tres clases están bien enmarcadas en los índices de turbulencia y las velocidades de referencia que soportan, siendo las turbinas de clase I tipo A las más robustas. Para la determinación exacta de las velocidades extremas se necesitarían mediciones en un largo plazo de tiempo, lo cual en la práctica es imposible.

La solución está en emplear mediciones de velocidades extremas en un tiempo más corto y combinarlas con el modelo estadístico apropiado. El modelo estadístico de distribución de Gumbel es el más comúnmente empleado para estimar las velocidades extremas, aunque existen otras distribuciones como la distribución de Fréchet, la cual se aplica cuando la distribución inicial corresponde a una función de Cauchí y los valores son ajustados por la función de Fréchet, También existe la función de Pearson tipo III, que también se aplica al logaritmo de los datos.

La función de Galton es otra de las distribuciones estadísticas empleadas para el procesamiento de datos extremos. Es una modificación de la función normal o de Gauss, en la cual la relación entre la variable reducida y la variable aleatoria original es logarítmica, y por ello es llamada log- normal. [11]. La distribución de Gumbel ha sido utilizada con buenos resultados para valores extremos independientes de variables meteorológicas.

A continuación, se muestra la metodología para la determinación de la clase de las turbinas eólicas utilizando la distribución de Gumbel.

Metodología para la obtención de los parámetros para la selección de la clase de la turbina eólica aplicando la distribución de probabilidad de Gumbel

- Velocidad del viento de referencia (V_{ref})

El procedimiento para obtener el valor de la velocidad del viento de referencia se presenta a continuación:

1. Se seleccionan los valores de velocidades máximas registradas en los últimos diez años (tabla 6) y organizan de menor a mayor.
2. Se calcula la probabilidad P_x para cada valor del período de retorno o recurrencia en años R . Los valores de P_x se calculan por la ecuación (3):

$$P_x = \left(\frac{m}{M + 1} \right) \quad (3)$$

Donde m es el número consecutivo del número de años que se analizan, en este caso 10 años ($m = 1 \dots 10$) y M el número de años en sobre los cuales tenemos datos.

3. Calcular los valores de “ y ”, los cuales se obtienen a partir de la ecuación (4):

$$y = -\ln(-\ln(P(x))) \quad (4)$$

4. Se dibuja la ecuación de la recta que tiene la forma $x = \mu + \beta \cdot y$. Esta se ajusta a la recta x vs y , donde β es el parámetro de escala o anchura de la distribución de Gumbel y μ es la moda o valor más probable. Estos valores pueden ser obtenidos a partir de las ecuaciones (5, 6, 7):

$$x = \mu + \beta y \quad (5)$$

$$\beta = \left(\sigma_e / \sqrt{6} \right) \pi \quad (6)$$

$$\mu = \bar{V}_e - 0,577 \beta \quad (7)$$

Donde $\bar{V}_e$ es la Media de un conjunto de valores extremos y σ_e es la desviación estándar entre los valores extremos.

5. Se considera $R = 50$ años y se obtiene, para este valor de R , el valor de la probabilidad para este plazo de tiempo, se calcula como se observa en la ecuación (8):

$$P_x^{50} = 1 - \left(\frac{1}{R} \right) \quad (8)$$

6. Calcular el valor de “ y ” (y^{50}) para un plazo de 50 años. Esto puede lograrse a partir de la ecuación (9):

$$y^{50} = \ln((- \ln(P_x^{50}))) \quad (9)$$

7. Cálculo del valor extremo de la velocidad del viento promediada para un plazo de 50 años V^{50} o velocidad de referencia (V_{ref}) como también se conoce.

- Índice de turbulencia de referencia (I_{ref})

El índice de turbulencia de referencia está en función del índice de turbulencia en el lugar bajo estudio, que como se mencionó anteriormente, es clasificado como alto, algo normal en este tipo de zona debido a la abundancia de vegetación y otros obstáculos existentes. Teniendo en cuenta esto, para la selección de la turbina eólica, se considerará $I_{ref} = 0,16$.

Estimación de la energía producida por la turbina eólica

La energía bruta de la máquina (E_b)

Para la estimación de la producción de la energía bruta de la máquina (no tiene en cuenta los efectos de las paradas por mantenimiento o reparación (conocido como coeficiente de disponibilidad d) ni la eficiencia debido a la presencia de obstáculos, turbulencia atmosférica, entre otros) se emplea el método de la curva de potencia. Vea la ecuación (10):

$$E_b = \Delta t \sum P_i \cdot f_i \quad (10)$$

Donde P_i es la potencia que entrega la máquina en función de la velocidad del viento brindada por el fabricante a través de la curva de potencia, f_i es la frecuencia para la cual es probable que exista cierto valor de velocidad v_i y Δt es el tiempo que se analiza en horas (8760h/año).

Comportamiento dinámico de la turbina eólica operando bajo la influencia de la turbulencia existente en el sitio caso de estudio. Obtención de la nueva curva de potencia

Un modelo de viento es esencial para obtener simulaciones realísticas de la potencia generada durante la operación continua de una máquina eólica. La turbulencia es un fenómeno que influye sobre la entrega de potencia, modificando su curva de potencia. A los efectos del presente artículo, para la obtención de la curva de potencia de una máquina operando bajo el efecto de la turbulencia, se empleará el modelo de turbulencia de Kaimal, cuya metodología se encuentra descrita en [12].

La turbulencia experimentada por una pala de una turbina eólica que se encuentra rotando, es distinta a la turbulencia que observaría un anemómetro situado en una torre meteorológica no afectada por la turbina.

La velocidad equivalente del viento ($v_{eq}(t)$) obtenida a la salida del modelo de Kaimal, tiene la forma de la ecuación (11):

$$v_{eq}(t) = \bar{v}_z + \bar{v}_z(t) + r_v(t) \cdot \cos(3\omega_R \cdot t_1) + I_u(t) \cdot \sin(3\omega_R \cdot t_2) \quad (11)$$

Donde $\bar{v}_z$ – velocidad media del viento a la altura del buje de la turbina eólica, r_v – velocidad de una racha de viento para cuando la frecuencia es de 3 períodos ($3p$ o $0,3\text{Hz}$), I_u – intensidad de la turbulencia, ω_R – frecuencia angular del rotor de la turbina eólica, t_1 es el tiempo de duración de una racha de viento (según literaturas estudiadas, es de 14s y t_2 es el intervalo de tiempo entre las mediciones de la velocidad del viento (10 min o 600 segundos). Por otro lado, La función $\bar{v}_z(t)$ se obtiene aplicando un ruido blanco sobre la función de transferencia de “Kaimal”.

Estructura del modelo de turbulencia de Kaimal

El modelo de turbulencia de Kaimal, para la obtención de la velocidad equivalente, tiene la siguiente estructura: vea la figura 2.

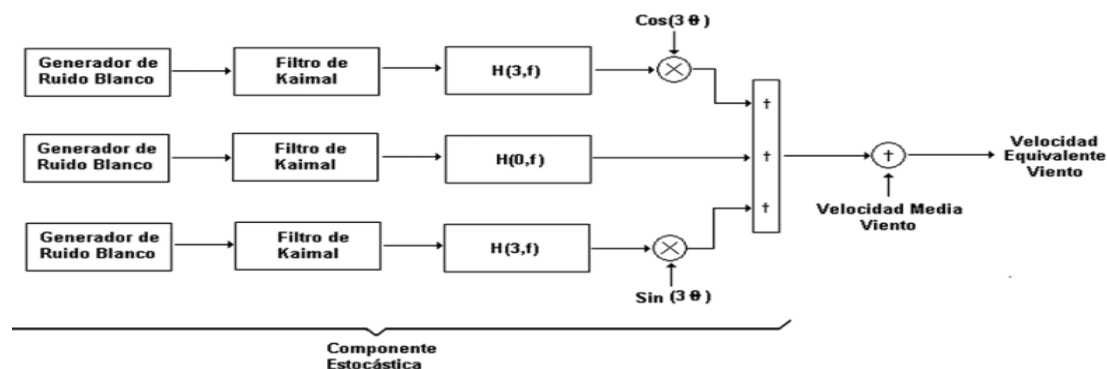


Fig. 2. Diagrama de bloque del modelo equivalente de la velocidad del viento.

La curva de potencia de una máquina eólica, modificada por el efecto de la turbulencia durante el funcionamiento, se construye planteando los valores de la velocidad equivalente del viento (velocidad de viento obtenida a la salida del modelo de Kaimal) en la curva de potencia brindada por el fabricante de la máquina.

Frecuencia para la cual es probable que exista cierto valor de velocidad v_i (f_i)

La frecuencia para la cual es probable cierto valor de velocidad de viento, se puede obtener a partir de la ecuación (12):

$$f_i = \Delta t \cdot p(v) \quad (12)$$

Donde $p(v)$ es la probabilidad de ocurrencia de cierto valor de velocidad de viento.

Para realizar una adecuada selección de las turbinas eólicas, se debe evaluar con profundidad el potencial eólico disponible en la zona de estudio, al no disponer del histograma de frecuencias de la velocidad del viento, se hace necesario el ajuste de distribuciones analíticas conocidas; como por ejemplo, la distribución de Weibull (función de distribución de probabilidades) y la distribución de Rayleigh. Estas, por su similitud al histograma de frecuencias, son las más empleadas. Desde el punto de vista práctico, la expresión de Weibull proporciona un método estadístico preciso para la representación de la distribución de velocidades del viento; por lo que, a los efectos del presente artículo se empleará la distribución de probabilidad de Weibull.

La probabilidad de ocurrencia de cierto valor de velocidad de viento v , $p(v)$ a través de la ecuación (13), de la distribución de probabilidad de Weibull tiene la forma:

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (13)$$

Donde k representa al factor de forma k y c al factor de escala, cuyo valor es cercano al valor de la velocidad media. El factor de escala c para esta distribución, se calcula a través de la ecuación (14):

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1+1/k)} \quad (14)$$

Estimación del factor de forma k

Para lugares en los cuales sólo se dispone de la velocidad media $\bar{v}$ y de una estimación de la variabilidad del viento, como en el caso de la loma “El Salón”, una solución aproximada para obtener el factor de forma k , es emplear el método de la variabilidad del viento.

Método de la variabilidad del viento

La velocidad del viento fluctúa regularmente; por lo que su contenido energético varía continuamente. Esa fluctuación depende tanto de las condiciones climáticas, como de las condiciones de superficie locales y de los obstáculos. Dada la variabilidad del viento y su carácter cíclico, en las zonas costeras se puede considerar la variabilidad alta; en zonas donde existen valles y montañas, media; en los altiplanos influenciados por vientos de altura, baja. Cuando se desconoce el tipo de variabilidad y sólo se sabe sobre la velocidad media anual del viento, puede obtenerse una estimación razonable de los parámetros de Weibull (factor de forma k y factor de escala c) considerando el caso de una variabilidad media. La ecuación (15), que caracteriza al factor de forma para una variabilidad del viento media, se presenta a continuación:

$$k = 0,94\sqrt{\bar{v}} \quad \text{Media variabilidad } (\sigma / \bar{v}) \sim 0,5 \quad (15)$$

Donde Γ corresponde a la función Gamma evaluada en el factor k , la cual se puede aproximar a un polinomio que tiene la forma de la ecuación (16):

$$C' = C_0 + C_1X + C_2X^2 + C_3X^3 + C_4X^4 \quad (16)$$

El polinomio anterior se puede escribir de la manera como se muestra en la ecuación (17):

$$\Gamma(1+1/k) = C_0 + C_1X + C_2X^2 + C_3X^3 + C_4X^4 \quad (17)$$

Donde $C_0 = 0,8863$; $C_1 = 0,00853$; $C_2 = 0,02558$; $C_3 = 0,002118$ y $C_4 = 6,0436 \cdot 10^{-4}$

Para el caso de la función Gamma evaluada, para $\Gamma(1+1/k)$, $X = 4(1+1/k) - 6$

Energía producida realmente por la máquina (E)

La energía real producida por la máquina, se puede obtener a través de la ecuación (18):

$$E = E_b \cdot N \cdot d \quad (18)$$

Donde E_b es la energía bruta, N es el número de máquinas instaladas, d , el coeficiente de disponibilidad de la instalación debido a mantenimientos y reparaciones. Las máquinas eólicas son muy fiables, por lo que el coeficiente de disponibilidad (d), puede ser estimado en un 98%. [13]

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el sitio caso de estudio seleccionado (loma “*El Salón*”), localizada a una distancia de 1,3 km de la comunidad “*Las Terrazas*” con una altura de 544 m sobre el nivel del mar.

Selección de la turbina eólica

- Potencia nominal de la máquina.

A partir de la demanda energética del sector de los servicios en el complejo “*Las Terrazas*”, y despejando de la ecuación 2, se obtuvo que la potencia nominal necesaria para la máquina a instalar es 881 kW, por lo cual se puede seleccionar una máquina con potencia nominal de 900 kW [14].

- Determinación de los parámetros para la selección de la clase de la turbina eólica

Siguiendo la metodología expuesta anteriormente y empleando las ecuaciones (3, 4, 5, 6 y 7), se obtienen los valores de P_x ; y ; β ; μ ; x correspondientes a los pasos 2, 3 y 4, cuyos valores se muestran en la tabla 7:

Tabla 7. Valores de probabilidad del valor extremo.

m	Velocidad máxima anual (m/s)	P_x	y	β	μ	x
1	41,7	0,09091	-0,8746	14,6	55,6	42,87
2	51,4	0,18182	-0,5334			47,83
3	59,7	0,27273	-0,2618			51,8
4	61,1	0,36364	-0,0115			55,4
5	63,9	0,45455	0,2377			59,1
6	69,4	0,54545	0,5006			62,9
7	69,4	0,63636	0,7941			67,2
8	69,4	0,72727	1,1443			72,3
9	72,2	0,81818	1,6061			79
10	81,94	0,90909	2,3506			89,8

Si se llevan a una gráfica “ x ” y “ y ”, la recta que se ajusta a esta gráfica resulta:

$$V = 1,8809y + 42,87$$

Determinación del valor extremo de la velocidad del viento promedio para un plazo de 50 años V^{50} o velocidad de referencia (V_{ref}), como también se conoce.

El valor más alto de la velocidad del viento promedio, en un período determinado de 50 años, V^{50} , se obtiene sustituyendo el valor de y^{50} en la fórmula de la recta ajustada anteriormente.

$$P_x^{50} = 1 - \left(\frac{1}{R} \right) = 1 - \left(\frac{1}{50} \right) = 0,98$$

$$y^{50} = \ln(-\ln(P_x^{50})) = \ln(-\ln 0,98) = 3,902$$

$$V^{50} = 1,8809y + 42,87 = 1,8809(3,902) + 42,87 = 7,367 + 42,87 = 50,24 \text{ m/s} \approx 50 \text{ m/s}$$

Este es el valor más alto de la velocidad del viento promedio, en un tiempo determinado de 50 años. A esta velocidad máxima en 50 años se le conoce como *velocidad de referencia*, V_{ref} .

- Índice de turbulencia de referencia (I_{ref})

Como se mencionó anteriormente, para la selección de la turbina eólica, se consideró como índice de turbulencia de referencia $I_{ref} = 0,16$ dada la gran complejidad del relieve en la loma “*El Salón*” y la gran vegetación existente, la cual genera un alto índice de turbulencia. Si se observa nuevamente la tabla 6, para $V_{ref} = 50 \text{ m/s}$ e $I_{ref} = 0,16$, se concluye que se trata de una turbina eólica clase IA.

Una de las máquinas que se ajusta a las condiciones planteadas en cuanto a clase y potencia nominal, es la turbina Enercon E44/900 de fabricación alemana, que cuenta con un rotor tripala de 44 m de diámetro, usa un generador síncrono, con una velocidad de rotación máxima de 34 rpm.

Estimación de la producción energética de esta turbina eólica operando en la loma “El salón”

La producción energética de la turbina eólica a lo largo de un año, considerando además que la variabilidad de la velocidad del viento en el lugar de estudio clasifica como media, se puede obtener a partir de la aplicación de las ecuaciones generales (10, 12, 13 y 18). La curva de potencia de la máquina funcionando bajo los efectos de la turbulencia, se presenta a continuación en la figura 3:

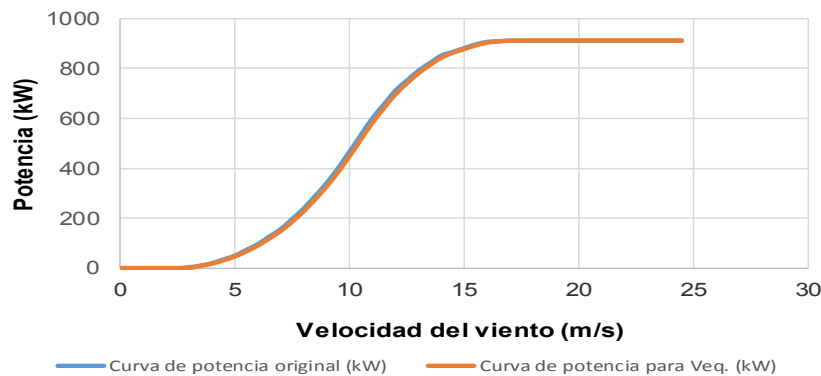


Fig. 3. Curva de potencia de la turbina eólica Enercon E44/900 operando bajo los efectos de la turbulencia.

Como se puede observar, en la figura anterior se muestra cómo el efecto de turbulencia modifica la curva de potencia de cualquier máquina eólica. La curva color azul, corresponde a la curva de potencia brindada por el fabricante y la roja, representa la curva de potencia modificada por la turbulencia. Con los valores de la potencia de la nueva curva, se puede obtener la producción energética de la máquina, la cual se muestra en la tabla 8.

Tabla 8. Producción energética de la turbina eólica Enercon E44/900 en MWh.
Fuente: Propia

Altura de instalación de la máquina	Producción energética bruta (E_b)	Producción energética real (E)	Factor de capacidad (%)
50	2623,7	2438,9	30,9

CONCLUSIONES

El principal propósito del presente trabajo, fue desarrollar una metodología generalizable para cualquier sitio, que permite evaluar la factibilidad o no de aprovechar el viento, como recurso energético, para la producción de energía eléctrica. Para, se empleó como caso de estudio el complejo eco – turístico “Las Terrazas”.

Teniendo en cuenta la situación geográfica del sitio caso de estudio, la metodología inició con el análisis del comportamiento en la actividad de eventos meteorológicos, para determinar la clase y tipo correctos de la turbina eólica a instalar; para este caso resultó ser una turbina eólica clase IA.

Para estimar la energía producida por la turbina, se tuvo en cuenta el efecto de la turbulencia, obteniéndose la nueva curva de potencia, cuando la máquina opera bajo las características del viento del sitio de emplazamiento (loma “El Salón”), observándose sólo una reducción de un 7% en la producción de energía (ver tabla 8).

La aplicación de la metodología desarrollada y aplicada al sitio donde se ubica el caso estudiado, demostró que es factible producir electricidad aprovechando el viento como recurso energético, si se instala una turbina eólica en la loma “El Salón”, obteniéndose resultados favorables de acuerdo con los criterios prácticos (satisfacción de la demanda de energía y factor de capacidad superior al 20%), por lo que se dio cumplimiento al objetivo trazado.

REFERENCIAS

- [1] TOULET, U. D., "Análisis de las metodologías existentes de cálculo de extremo aplicadas a la industria eólica", Tesis de maestría, (2013). [consultado diciembre 2018], Disponible en: https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/23553/DToulet_TFM-2013_Viento-Extremo_Memoria.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [2] Q.Y. Yi Hui, Zhengnong Li, "An alternative method for estimation of annual extreme wind Speeds", Wind and Structures, (2014), v.19, n.2 p. 169 - 184. [consultado diciembre 2018], Disponible en : https://www.researchgate.net/publication/274701597_An_alternative_method_for_estimation_of_annual_extreme_wind_speed. ISSN 1226-6116. DOI: <http://dx.doi.org/10.12989/was.2014.19.2.169>
- [3] A.G.M.P. E., "Extreme value analysis for estimating 50 year return wind speeds from reanalysis data", revista Wind Energy, Reino Unido, (2014), v. 17 p. 1231–1245. Publicado online en Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com). [consultado diciembre 2018]. Disponible en: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/we.1630?purchase_referrer=www.google.com.cu&tracking_action=preview_click&r3_referer=wol&show_checkout=1. DOI: 10.1002/we.1630.
- [4] G.A. Castellani F., Terzi L., Astolfi D., "Applied statistics for extreme wind estimate", Wind Energy, (2015), v. 18, p. 613 - 624. Publicado online en Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com). [Consultado diciembre 2018]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/264724857_Applied_statistics_for_extreme_wind_estimate. DOI: 10.1002/we.1715.
- [5] V.M.Y. J., "Aproximación metodológica para determinar curvas de intensidad - duración - frecuencia, utilizando distribución mixta de probabilidad doble Gumbel", Tesis de maestría, (2015, Colombia). [consultado en diciembre 2018], Disponible en: <http://biblioteca.utb.edu.co/notas/tesis/0068218.pdf>
- [6] A.B.A. Natalini Bruno M., Zaracho Juan I., "Análisis de velocidades de viento extremas de 11 estaciones en argentina – perspectivas para una actualización del mapa de vientos extremos", 24 Jornadas Argentinas de Ingeniería Estructural, 2016, p. 1-14. [consultado en diciembre 2018], Disponible en: <https://jornadasaie.org.ar/Nuevositio/wp-content/themes/jornadas-aie-antiores/2016/contenidos/trabajos/012.pdf>
- [7] E.P.V.B. Fernández Lorenzo I., "Análisis de métodos de vientos extremos para calcular las velocidades básicas", Revista Cubana de Ingeniería, (2016), v. 7, n. 2 p 15 - 25. [consultado en diciembre 2018], Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/317318184_Analisis_de_metodos_de_vientos_extremos_para_calcular_las_velocidades_basicas
- [8] Datos satelitales de la velocidad del viento. [consultada en octubre 2018]. Disponible en: <http://www.maxmind.com..>
- [9] Datos satelitales de velocidad de viento.[Consultada diciembre 2018] Disponible en: www.lawebdelasenergiasrenovables.com.
- [10] MORENO Figueredo C., "Doce preguntas y respuestas sobre energía eólica", Editorial: Cubasolar, Tomo I (2017) p. 129. [consultado en diciembre 2018], Disponible en: www.cubasolar.cu/seleccion-de-libros/. ISBN: 978-959-7113-51-5.
- [11] I.R. A., "Análisis estadístico de valores extremos. Aplicaciones en hidrología", Trabajo de investigación, (2011). [consultado diciembre 2018], Disponible en: https://www.academia.edu/11331511/ANALISIS_ESTADISTICO_DE_VALORES_EXTREMOS_Aplicaciones_en_hidrolog%C3%ADa
- [12] MEDRANO Hernández. J.A, "Influencia de la turbulencia en la producción energética de un aerogenerador instalado en Santa Cruz del Norte", Revista Ingeniería Energética, (2019), v. 40, n. 1, ISSN 1815-5901. Disponible en: <http://scielo.sld.cu/pdf/rie/v40n1/1815-5901-rie-40-01-53.pdf>
- [13] F.F.J. Gállego Pérez de Larraya J., "Optimización del mantenimiento preventivo de un aerogenerador mediante el diseño de tareas de su fuerza de trabajo", Trabajo de grado, Colombia, (2014) p. 80. [consultado en diciembre 2018], Disponible en: <https://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/13183/629187.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [14] Datos generales del aerogenerador Enercon E44/900, ficha actualizada 5 de abril de 2018, [consultada en diciembre del 2018]. Disponible en: https://www.thewindpower.net/turbine_es_2_enercon_e44-900.php+