

# EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO CON ÉNFASIS EN LAS ZONAS MONTAÑOSAS

AGRICULTURA SOSTENIBLE Y COMUNITARIAMENTE INTELIGENTE, Ing. José Augusto Medrano Hernández\*\* e Ing. Armando Torres Durán \*\*\*  
RICIA LATINA

\*Profesor titular. Centro de Estudio de Tecnologías Energéticas Renovables – Ceter, Universidad  
Tecnológica de La Habana, Cujae, Cuba.

E-mail: conrado@tesla.cujae.edu.cu; conrado@cubasolar.cu

\*\* Profesor instructor. Centro de Estudio de Tecnologías Energéticas Renovables – Ceter, Universidad  
Tecnológica de La Habana, Cujae, Cuba.

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

\*\*\* Asesor Poder Popular municipio Habana del Este.

E-mail: armando@pphe.chi.gob.cu

## Resumen

El presente trabajo enfatiza sobre la importancia de la evaluación del potencial eólico desde el mismo momento en que se decide poner en funcionamiento una instalación eólica. Los recursos eólicos y sus características son abordados en este artículo. El conocimiento del potencial eólico es necesario por varios aspectos: el diseño del sistema eólico, la evaluación de su comportamiento a lo largo de su vida útil, la localización de la instalación, además de su operación durante la explotación. En el trabajo exponen las características del viento y se justifica la necesidad de realizar la evaluación del potencial eólico, seguida de una metodología que ordena los pasos para realizar una evaluación con la calidad requerida. Seguidamente se expone un ejemplo de una experiencia cubana en cuanto a este aspecto y se dan informaciones sobre las características del viento en regiones más complejas como en las montañas.

*Palabras clave: Potencial eólico, optimización, microlocalización, zonas montañosas.*

---

## WIND RESOURCE ASSESSMENT WITH EMPHASIS IN THE MOUNTAIN ZONES

### Abstract

The present work emphasizes on the importance of wind potential assessment from the same moment in which the decision of putting in operation a wind energy installation has been taken. The wind resources and its characteristics are explained in this article. The knowledge of the wind potential is necessary for several aspects: the wind systems design, the evaluation of its behavior in the course of its lifetime, the location of the installation in addition to its operation during its exploitation. This paper shows the necessity of organize and realize the assessment of wind potential, followed of a methodology that describes the necessary steps to do, doing this important step wiith the required quality. Straightaway this work exposes an example of a Cuban experience regarding the assessment of the wind in an specific site. Finally the specific characteristics of the wind energy in a complex terrain of a mountain zone are presented.

*Keywords: Wind potential, Optimization, Micrositing, Mountain zones.*

---

## 1. Introducción

La tecnología de la energía eólica se ha convertido en una de las energías renovables más prometedoras para la generación de electricidad en Cuba y en muchos países. Adicionalmente, la energía eólica está considerada como una de las fuentes de energía más limpias y que menos afectan el medioambiente al no producir emisiones contaminantes. Sin embargo, varios factores exigen una evaluación del recurso eólico lo más precisa posible, como lo es el diseño del sistema, la evaluación de su comportamiento, la micro localización, la operación del sistema y sobre todo el alto riesgo financiero que trae consigo el desarrollo de una instalación eólica. Este riesgo puede reducirse si se realiza una correcta evaluación del potencial eólico en el sitio donde se desea instalar el sistema eólico. Los datos de los valores de la velocidad del viento, provenientes de esa evaluación, son de alta importancia, pues un pequeño cambio en el valor de la velocidad del viento puede tener impactos significativos a la hora de decidir sobre la rentabilidad económica del proyecto.

El conocimiento del potencial eólico de un país o una región necesita del dominio de las características y comportamiento del viento en el área de estudio. El viento tiene una variabilidad y aleatoriedad que lo hace un recurso sui géneris, diferente a otras fuentes de energía. Debido a esto se tiene que aplicar la estadística como herramienta fundamental.

Un aspecto básico para conocer la potencialidad del viento es la determinación de la distribución por frecuencias de la velocidad y por rumbos de las direcciones.

La evaluación de los recursos eólicos de un lugar, presenta los problemas siguientes:

- La necesidad de disponer de medidas de rapidez (velocidad) y dirección del viento durante un período de tiempo suficientemente representativo, por ejemplo, varios años.
- La variabilidad y aleatoriedad del viento.
- Los efectos locales, tales como la orografía, rugosidad del terreno y obstáculos.
- La extrapolación de las mediciones a partir de una altura determinada, en general 10 m, a diferentes alturas respecto a ese nivel.

En resumen, la experiencia indica que existen tres etapas principales para identificar y caracterizar el recurso eólico en una región determinada. Estas son, en general, la prospección, la validación y la optimización.

En la prospección es un objetivo básico la identificación de los sitios más ventosos, es decir, los sitios potenciales dentro de una región. Generalmente esto es llevado a cabo por especialistas sobre la base de varias fuentes de información como los mapas topográficos, datos climatológicos provenientes de estaciones meteorológicas y de imágenes satelitales, entre otras. Una visita al sitio también está dentro de esta etapa con el objetivo de identificar y localizar preliminarmente los puntos de medición.

En la etapa de validación se tiene en cuenta un nivel más detallado de investigación, como son las mediciones de la velocidad del viento, el procesamiento y análisis de los datos resultantes de estas mediciones. La etapa final y más importante es la microlocalización de la instalación

eólica y la estimación de la energía que se puede producir. En el presente trabajo se describe la importancia de la evaluación del recurso eólico y los métodos existentes para llevar a cabo esta evaluación [Moreno, 2017; Manwell, Mc Gowan y Roger, 2011; Herrera, 2011; Janjreh *et al.*, 2011; Clifton y Wagner, 2014; Clifton *et al.*, 2007].

## 2. Materiales y métodos

### 2.1. El viento

El viento, a diferencia de los combustibles convencionales como el petróleo, es intermitente, varía a lo largo del día, a lo largo del año, e incluso de un año a otro.

El viento es el aire en movimiento en la atmósfera con relación a la superficie de la tierra. El aire se mueve debido a un calentamiento desigual de la atmósfera terrestre, aunque la atmósfera no se calienta directamente por la radiación solar incidente. La radiación es primeramente absorbida por la superficie de la tierra y entonces es transferida de varias formas al aire que se encuentra en contacto con esta. Como la superficie terrestre no es homogénea, la cantidad de energía que es absorbida varía tanto en el espacio como en el tiempo. Esto hace que la temperatura y la presión sean diferentes y por tanto la densidad, lo cual produce fuerzas que hacen que el aire se mueva de un lugar a otro. La fuerza de Coriolis es un factor adicional que controla el movimiento del aire.

En términos energéticos, la energía cinética del aire y la potencia del aire constituyen el flujo de energía cinética pasando a través de secciones horizontales como el área de barrido del rotor de una turbina eólica.

La potencia del viento viene dada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho A u \cdot u^2 \quad (1)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho A u^3 \quad (2)$$

Donde  $\rho A u$  es el flujo másico de aire,  $u$  es la velocidad del viento y  $A$  es el área a través de la cual pasa el viento en dirección normal.

La expresión 2 representa la potencia disponible del viento, pero cuando se trata de la potencia que puede extraer una máquina, esta solo es una fracción de la potencia disponible. El físico Betz, de la ciudad de Gottingen, demostró en 1927 que la fracción máxima de potencia del viento que puede ser extraída por un rotor eólico ideal no excede de  $16/27$  o  $0,593$  (59,3 %) [Moreno, 2017; Manwell, Mc Gowan y Roger, 2011; Herrera, 2011].

Por otro lado, la densidad de potencia se define como el flujo de aire que se mueve a través de una sección transversal y viene dada por:

$$P_d = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho u^3 \text{ [Watts/m}^2\text{]} \quad (3)$$

**2.2. Características del viento**

**2.2.1. Efectos de la topografía sobre el viento**

Con un adecuado tamaño, orientación y forma, la topografía del sitio puede incrementar la energía del viento hasta 100 %. Los terrenos más apreciados en cuanto al potencial eólico son aquellos sitios donde aparecen elevadas colinas, en las cuales el viento incide perpendicularmente con respecto a los vientos predominantes. Un terreno elevado tiende a causar fuerzas aceleradoras que incrementan las velocidades de viento locales. Las colinas interceptan los vientos, lo comprimen y aceleran en su movimiento hacia arriba, aumentando la velocidad del viento en la punta de la colina. Por lo tanto, las colinas son reconocidas como fuentes de altos vientos [Moreno, 2017; Manwell, Mc Gowan y Roger, 2011].

Otras áreas donde el viento se acelera son los valles, los cuales encierran el viento y aumentan su velocidad. A los efectos de la meteorología de la energía del viento, a alturas entre 10 y 200 m sobre el nivel del mar, los efectos topográficos pueden dividirse en tres categorías:

**Rugosidad:** Los efectos simultáneos de la superficie del terreno y su rugosidad influyen en una desaceleración del viento cerca del suelo.

**Obstáculo:** Si en las cercanías aparecen obstáculos como edificios o arboledas, el viento se ve fuertemente influenciado por la presencia del obstáculo, el cual puede disminuir la velocidad del viento considerablemente.

**Orografía:** El término orografía representa la descripción de las variaciones de la altura del terreno, la cual se refiere con respecto al nivel medio del mar. Cerca de la cumbre o creta de las colinas el viento se acelera, mientras que en la base y valles el viento se desacelera.

**2.2.2. Variación de la velocidad con la altura**

La velocidad del viento es nominalmente cero a nivel del terreno, y aumenta gradualmente con la altura. El cambio de la velocidad del viento con la altura, es conocida como cizallamiento o perfil del viento. La razón de incremento con la altura depende fuertemente de la rugosidad del terreno y de sus cambios. Esta variación depende también de las condiciones de la estabilidad atmosférica, incluso, en el transcurso del día el perfil del viento cambia entre el día y la noche, la salida y ocultamiento del sol. Esto puede ser descrito por el denominado perfil del viento logarítmico con corrección de la estabilidad. Esta expresión [Moreno, 2017; Herrera, 2011; Clifton y Wagner, 2014] obtenida a partir de consideraciones teóricas se escribe como sigue:

$$u(z) = \frac{u_x}{k} \left[ \ln \frac{z}{z_0} - \psi \right] \tag{4}$$

Donde  $u_x$  es la velocidad de fricción,  $k$  es la constante de von Karman,  $z_0$  la longitud de la rugosidad,  $\psi$  es una función que depende de la estabilidad de la atmósfera, el positivo para la condición de inestabilidad, cero para el caso neutral y negativo para las condiciones inestables.

Otra opción es utilizando una ley de potencia aproximada, en su expresión:

$$\frac{u_{z_1}}{u_{z_2}} = \left( \frac{z_1}{z_2} \right)^\alpha \tag{5}$$

Donde  $u_{z_1}$  y  $u_{z_2}$  son la velocidad del viento a las alturas  $z_1$  y  $z_2$ , respectivamente, y  $\alpha$  es el exponente de la ley de potencia con un valor típico de 0,14 para la mayoría de los sitios homogéneos. Un problema con esta aproximación es que  $\alpha$  varía con la altura, la rugosidad de la superficie y la estabilidad, lo que significa que esta ecuación tiene aplicaciones muy limitadas.

**2.3. Evaluación del recurso eólico**

Para diseñar una instalación eólica o un parque eólico de manera satisfactoria, es importante la estimación del recurso eólico con la mayor exactitud posible en el sitio determinado. El potencial de producción de energía del viento, varía con la velocidad del viento elevada a la tercera potencia, lo que significa que con 10 % más alta, la velocidad del viento y el potencial de energía se ven incrementados en 30 % [Moreno *et. al.*, 2007]. Por lo general, la evaluación del recurso eólico se realiza en varias fases, las cuales se pueden resumir como sigue:

- a. Estimación preliminar del potencial eólico o fase de exploración: análisis de la información disponible.
- b. Selección de los emplazamientos: para la instalación de la(s) torre(s) de medición.
- c. Medición de la velocidad del viento a través de la realización de una campaña de mediciones.
- d. Control de la calidad de los datos medidos, con objeto de detectar errores y corregirlos.
- e. Parámetros básicos de evaluación: ¿qué información es la más interesante?
- f. Tratamiento estadístico de los datos del viento: ¿cómo sintetizar la información?
- g. Determinación del potencial eólico del sitio o región.
- h. Micro localización y producción de energía de una turbina eólica en el sitio de emplazamiento.

La metodología general de la evaluación del recurso eólico con el fin de diseñar una instalación eólica, basada en las mediciones del viento en el sitio, se presenta de manera resumida en la Fig. 1.



Fig. 1. Metodología para la evaluación del recurso eólico. Fuente: Propia.

### 2.3.1. Identificación y selección del sitio para la implementación del proyecto

Esta fase comienza con investigaciones de escritorio donde se observan los datos del viento existentes, cartas topográficas e imágenes de satélite; se continúa con el trabajo de campo, en el cual se realiza una visita a los sitios previamente definidos, observando la rugosidad, la presencia de construcciones y obstáculos, seleccionando finalmente el sitio para establecer el proyecto.

Esta fase es adecuada si la región es grande y no se han realizado previamente campañas de mediciones de la velocidad del viento en el sitio. Una exploración preliminar de una gran área comienza usualmente con la revisión de los mapas del recurso eólico y otras informaciones meteorológicas, además del análisis de las características meteorológicas de la región y los posibles efectos sobre las velocidades del viento, para así llegar a criterios resultantes de la exploración tales como forma del terreno, uso del suelo, vegetación y accesibilidad, carreteras, caminos y líneas de transmisión. Otra forma que se emplea en la exploración preliminar de grandes áreas son los sistemas de información geográficas (GIS por sus siglas en inglés), que es un mapeo computacional con herramientas de análisis para la exploración de sitios potenciales. Los mapas eólicos elaborados con modelos a meso escala, se pueden emplear también para la exploración preliminar de grandes áreas [Moreno, 2017; Moreno *et al.*, 2017; Manwell, Mc Gowan y Roger, 2011].

Con un listado preliminar de lugares candidatos, el paso siguiente debe ser visitar el sitio. Un propósito de tales visitas es buscar las evidencias físicas que apoyen la valoración estimada del recurso eólico durante la exploración preliminar de una gran área. La deformación de los árboles y la vegetación es una señal segura de fuertes vientos. Otro objetivo es analizar las limitaciones potenciales del lugar para el desarrollo de instalaciones eólicas. Un tercer objetivo de la visita al sitio, es seleccionar una posible ubicación de la estación de medición de la velocidad del viento más cercana.

### 2.3.2. Mediciones y evaluación del recurso eólico

La medición de la velocidad del viento comienza cuando concluye la primera fase. Este trabajo comienza con la selección del sistema de medición (anemómetros, sensores y data logger), torre e instalación, continuando con una campaña de medición durante un año como mínimo.

La medición de la velocidad y dirección del viento y la temperatura del aire, son necesarias para la evaluación del recurso eólico. Generalmente, cada parámetro es registrado para 1 o 2 segundos y estos datos instantáneos son promediados por un sistema de adquisición de datos (data logger) instalado en el mástil de medición. Los datos son normalmente coleccionados en intervalos medios de 10 o 60 minutos.

Actualmente, se promedian cada 10 minutos en busca de mayor precisión. El sistema de adquisición de datos calcula y almacena la desviación típica, tanto de la velocidad del viento como de la dirección.

La velocidad del viento es el parámetro más importante. Un anemómetro de tres copas es el instrumento típico

a través del cual se realizan las mediciones de la velocidad del viento. Varios fabricantes ofrecen estos equipos con bajo costo y gran exactitud, los cuales han sido empleados para las mediciones de la velocidad del viento durante años [Moreno *et al.*, 2017]. El registro de la velocidad del viento a varias alturas es lo recomendable para evitar errores en la simulación del comportamiento de las turbinas eólicas por el cizallamiento del viento. Las mediciones a múltiples alturas también aseguran la calidad de la campaña de mediciones si uno de los sensores falla. Usualmente se recomienda medir la velocidad del viento a tres alturas de la torre. Para una torre de 50 metros, las mediciones son a 10, 25 y 50 metros. Para una torre de 80 metros, las mediciones deben ser a 10, 40 y 80 metros, y los datos a diez metros se corresponden con la altura típica para mediciones de la velocidad del viento. [Moreno, 2017; Moreno *et al.*, 2017; Manwell, Mc Gowan y Roger, 2011; Clifton y Wagner, 2014.].

La altura aproximadamente más baja que alcanzan las palas de las turbinas eólicas en su posición vertical hacia abajo es de 30-40 metros. El comportamiento de la turbina puede ser estimado de una manera mejor con estos datos. Los datos a 60 y 80 metros de altura representan los valores a la altura del buje de la turbina. Los modelos de comportamiento de la turbina requieren datos del viento a la altura del eje principal de la turbina eólica. Si se proponen turbinas con alturas de buje por encima de 60 metros, el costo del izaje y los instrumentos con una torre de medición más alta son significativos. Un sistema de medición del tipo Sodar ofrece una alternativa para la recolección de datos en estos casos. Para obtener la mayor exactitud de los datos del viento, es importante minimizar el efecto de la torre sobre los instrumentos.

Las direcciones del viento son colectadas a las mismas alturas que la velocidad del viento, y una veleta direccional es empelada para determinar esa dirección. La configuración óptima de la instalación eólica depende de una buena información sobre la dirección predominante del viento [Manwell, Mc Gowan y Roger, 2011; Herrera, 2011]. Las mediciones de la temperatura son necesarias para determinar la densidad del aire que se emplea para determinar la densidad de potencia y el comportamiento de la turbina, y puede ser realizada a dos o tres metros sobre el nivel del terreno. Las mediciones a estas alturas minimizan los efectos del calentamiento durante las horas del día. Otros datos como la presión barométrica, la velocidad vertical y la precipitación son recomendable obtenerlos, pero no obligatorios (%).

El periodo de medición a corto plazo de la velocidad del viento en el sitio de medición debe ser lo suficientemente largo para cubrir todas las condiciones meteorológicas en la región con suficiente cantidad de datos. Un período de un año puede usualmente satisfacer este requerimiento. Para tener en cuenta las variaciones estacionales o de largo plazo del potencial eólico, las mediciones de corto tiempo deben ser correlacionadas con las mediciones instantáneas de la estación meteorológica de referencia que ha coleccionado los datos a largo plazo. Con las relaciones entre las mediciones locales y las mediciones en la estación de referencias ya conformadas, la distribución espe-

rada a largo plazo de los datos del viento del sitio escogido se pronostica considerando las mediciones locales a corto plazo de acuerdo con el histograma de frecuencias de la velocidad del viento a largo plazo. Este procedimiento es conocido usualmente como método de la Medición-Correlación-Predicción (MCP por sus siglas en inglés).

La medición de la velocidad del viento es uno de los aspectos más críticos en la evaluación del recurso eólico. Esto se confirma por las incertidumbres que pudieran aparecer durante la campaña de mediciones, que se amplifican por un factor entre dos o tres en la predicción de la energía producida por la relación no lineal entre la potencia entregada por la turbina y la velocidad del viento [Moreno *et al.*, 2007, 2011; Herrera, 2011].

Debido a la falta de experiencia en las mediciones de la velocidad del viento, puede aparecer una inaceptable incertidumbre, al no aplicarse las mejores prácticas en lo que respecta a la selección, calibración y montaje de los anemómetros, y la selección del sitio de medición, así como la altura de medición y la duración de las mediciones. Con el nivel de desarrollo actual, una incertidumbre tan baja como 1-2 % en la determinación de la velocidad del viento y alrededor de 3 % en términos de producción de energía, puede ser admisible. En resumen, en el proyecto de una instalación eólica debe garantizarse una alta calidad en las mediciones de la velocidad del viento en el área prevista para la instalación del sistema eólico, y con mayor énfasis en las regiones con terrenos complejos.

### 2.3.3. Microlocalización y estimación de la producción anual de energía

La microlocalización (*micrositing*) se fundamenta en el empleo de herramientas basadas en la evaluación del recurso eólico para determinar con exactitud la posición de una o más turbinas eólicas en un área de tierra, las cuales maximizan la energía producida. Existen variados programas computacionales disponibles para la micro localización. El diseño de una instalación eólica y los programas computacionales que se emplean utilizan los datos del viento del sitio candidato, los datos técnicos de los aerogeneradores y la información de las restricciones existentes en el lugar para determinar la configuración o el posicionamiento óptimos de las turbinas. Las restricciones pueden ser áreas excluidas del estudio debido a problemas geológicos o medioambientales, límites de ruido por zonas cercanas a la instalación, entre otras. La microlocalización que resulta de estos programas son mapas digitales topográficos y de contorno.

Los mapas señalan la ubicación de las turbinas, las curvas de contorno del ruido y las curvas de contorno con las predicciones de la energía que se genera, la estimación de la energía producida por cada aerogenerador y de todo el sitio objeto de estudio, además de cálculos económicos. Algunos de estos programas presentan también los efectos del impacto visual para localidades cercanas y las formas de minimizar este impacto, tratando de maximizar la energía generada.

Como ya se ha señalado anteriormente, en esta etapa se seleccionan los modelos de turbinas que serán empleadas y las configuraciones de la instalación en proyecto (*mi-*

*crostiting* o microlocalización). Se realiza entonces la estimación de la generación de energía. Al final de esta fase se tienen los escenarios de producción de energía.

Las instalaciones eólicas varían en tamaño y escala considerablemente, en dependencia de las limitaciones físicas del terreno disponible, el recurso eólico disponible y la cantidad de energía necesaria. En una instalación eólica con varias turbinas, estas se ubican tradicionalmente en filas perpendiculares a la dirección del viento prevaleciente. El espacio entre las turbinas de una fila puede ser pequeño tanto como dos a cuatro veces el diámetro de rotor, si el viento fluye perpendicular a la fila durante casi todo el tiempo. Si el viento incide sobre una segunda turbina antes de que el viento se haya restablecido al haber pasado por la primera turbina, la producción de energía de la segunda turbina disminuirá [Manwell, Mc Gowan y Roger, 2011; Herrera, 2011; Clifton y Wagner, 2014]. Esta disminución es una función del cizallamiento y la turbulencia del viento, la turbulencia añadida por la turbina eólica y el terreno.

La proporción de la disminución puede estar fácilmente en el rango de cinco a diez por ciento para un espaciamiento de alrededor de diez veces el diámetro del rotor de una turbina a continuación de la otra. El espaciamiento de las turbinas pudiera ser mayor y se produciría mayor energía, pero a costa de mayor cantidad de terreno, más caminos y accesos y más cables eléctricos.

La colocación de las turbinas buscando la máxima producción de energía, pasa por un procedimiento muy cuidadoso. El sitio de instalación de cada turbina eólica debe ser seleccionado sobre la base de la topografía y la colocación óptima, donde se pronostica que va a ocurrir la mayor densidad de potencia eólica.

Este paso crucial necesita ser realizado por personal experimentado, con un buen conocimiento de los efectos del terreno sobre el viento.

La microlocalización proporciona la configuración de la instalación eólica, y la óptima ubicación de cada turbina eólica. Esta consiste en que cada turbina se sitúa en un sitio óptimo en lo que respecta a la producción de energía. La microlocalización proporciona una alta calidad en cuanto a la ubicación de las turbinas y su espaciamiento, estimando la producción de energía del viento que incide sobre la instalación.

Otros elementos que deben ser considerados para la determinación de la configuración de una instalación eólica son el impacto visual y el ruido, entre otros. Finalmente, la energía estimada debe ajustarse teniendo en cuenta la generación a largo plazo (por lo general 20 años) de toda la instalación. El proceso de micro localización implica el monitoreo y modelación del flujo de viento en determinados sitios para cuantificar las variaciones a pequeña escala del recurso eólico sobre el área. En terrenos complejos, la micro localización puede implicar numerosas mediciones de la velocidad del viento, combinado con la modelación computacional que pronostique las velocidades del viento en áreas donde no se realicen mediciones.

Existen varias técnicas típicas y profesionales empleadas en la práctica para la modelación del comportamiento de la velocidad del viento sobre una región pequeña y la posterior microlocalización.

Algunos de estos modelos disponibles en el mercado son el Resoft Windfarm, WinPRO, WAsP, GH Wind Farmer, entre otros [Rodríguez, 2017]. Todos estos modelos tienen limitaciones debido a la linealización de las ecuaciones del modelo, que restringe su aplicabilidad a terrenos con bajas inclinaciones ( $< -0,3$  [Moreno *et. al.*, 2007]. Estos modelos están limitados también por el hecho de que no tienen en cuenta los efectos térmicos como las brisas marinas o los vientos de valle-montaña. No obstante, a pesar de estos modelos presentar estas limitaciones, ellos proporcionan buenos resultados si se manejan correctamente y con experiencia.

#### 2.4. Producción anual de energía

El cálculo de la producción de energía y de las pérdidas aerodinámicas en una instalación eólica, debe ser realizado mediante el empleo de programas computacionales profesionales, donde se simule la interferencia aerodinámica entre los rotores de las turbinas. Algunos de esos programas también optimizan iterativamente la posición de las turbinas, maximizando la energía producida [Manwell, Mc Gowan y Roger, 2011; Clifton y Wagner, 2014; Lundquist y Clifton, 2012; Solute, 2014].

Una turbina que se encuentre a continuación de otra, podrá extraer menos energía del viento, por ser esta velocidad menor, debido a la estela que se forma, o dicho de otra manera, por la sombra aerodinámica de una turbina sobre la otra. Esto ocurre en las instalaciones eólicas con varias máquinas, donde existe interferencia aerodinámica de una turbina sobre otra. A esto se le conoce como pérdidas aerodinámicas de la instalación eólica, las cuales dependen principalmente de los factores siguientes:

- a. Espaciamiento entre turbinas (corriente abajo o transversal).
- b. Características operativas de las turbinas eólicas.
- c. El número de turbinas y su tamaño.
- d. Intensidad de la turbulencia.
- e. Distribución de frecuencia de la dirección de los vientos (rosa de los vientos).

Las pérdidas aerodinámicas pueden reducirse optimizando la geometría de la instalación eólica. Existen diferentes distribuciones de tamaños de turbinas, la forma general, el tamaño de la distribución y el espaciamiento dentro de un parque eólico, influyen sobre los efectos de la estela que reduce la captación de energía.

La geometría de la instalación y la intensidad de la turbulencia son los dos parámetros más importantes en cuanto a las pérdidas aerodinámicas. El diseño de una instalación eólica requiere considerar cuidadosamente estos efectos para maximizar la energía captada. Un espaciamiento muy cercano de las turbinas permite instalar más turbinas en el sitio, pero reducirá la energía promedio captada por cada turbina eólica.

Cuando en un sitio existe un viento dominante, en general se recomienda realizar una distribución en filas alineadas, con separación transversal (perpendicular a la del viento dominante) entre turbinas, de tres a cinco veces el diámetro del rotor y de cinco a nueve veces en dirección

del viento dominante. Cuando la velocidad del viento tiene frecuentes cambios de dirección con respecto a la velocidad predominante, en este caso, los aerogeneradores se colocan al trespelillo.

El cálculo de las pérdidas aerodinámicas de la instalación necesita del conocimiento de la ubicación y características de las turbinas eólicas y del régimen de viento, y poseer un modelo de las estelas de las turbinas, para determinar el efecto de las turbinas corriente arriba sobre las turbinas corriente abajo.

La energía calculada hasta este momento es la energía bruta, pues considera solamente la interferencia aerodinámica entre los rotores de las turbinas. A esta energía bruta se le deben restar las pérdidas eléctricas internas de toda la instalación, las pérdidas por transmisión entre el punto de conexión y la instalación, las pérdidas por indisponibilidad del sistema eléctrico y la indisponibilidad forzada o programada de los aerogeneradores.

Como se observó en la evaluación preliminar del recurso eólico, el mapeo eólico constituye un paso fundamental desde los inicios. El mapeo eólico, realizado con paquetes de computación de simulación numérica, proporciona los mapas digitales del terreno (relieve y rugosidad). Estos mapas y los datos del viento de superficie obtenidos con torres de medición o del método de reanálisis (datos atmosféricos globales–NCAR (National Center for Atmospheric Research)/NCEP (National Center for Environmental Prediction), se aplican a modelos numéricos de la capa límite atmosférica [Solute, 2014]. De aquí se va a los modelos de interferencia entre los rotores de las turbinas, y se puede determinar la generación bruta de energía, y la configuración que mayor cantidad de energía aporta.

En la figura 2 se presentan a modo de resumen las etapas que contempla la microlocalización de las turbinas de un parque eólico.

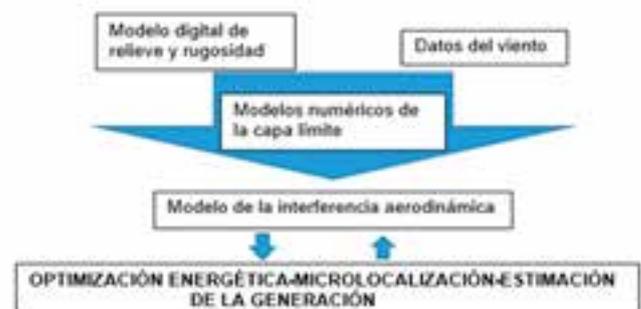


Fig. 2. Proceso para el proyecto de una instalación eólica: mapeo eólico y optimización de la configuración de las turbinas dentro del parque eólico. Fuente: Propia.

#### 2.5. Particularidades de la evaluación del recurso eólico en zonas montañosas

El relieve es el factor de transformación más importante del régimen normal de los vientos, pues las pendientes influyen en el reforzamiento o atenuación local de la velocidad del viento en su desplazamiento, así como la desigual orientación del relieve respecto al régimen de viento predominante, la influencia local de la cubierta de vegetación

considerando su desigual distribución, altura, tipo de especies, vegetales y porosidad de su follaje, el desigual grado de rugosidad como consecuencia de la heterogeneidad del terreno, y la presencia de obstáculos naturales o artificiales que desorganizan el flujo del viento en las capas más próximas a la superficie [Moreno *et al.*, 2007, 2017].

Algunas localidades montañosas pueden ser muy ventajosas para la ubicación de turbinas eólicas, si allí los efectos de encauzamiento del flujo provocan un incremento de los vientos horizontales apropiados para tales máquinas, pero no resulta una tarea sencilla la localización de lugares con esas características.

Existen pocos criterios cuantitativos sobre el comportamiento del flujo de vientos sobre las montañas y a través de los valles. Los modelos teóricos o empíricos para predecir la velocidad del flujo de viento en terrenos complejos tienen una incertidumbre de 15 %, lo cual se traduce en un error en la producción de energía del orden de 45 % [Moreno *et al.*, 2007; Janireh, Su y Alan, 2013].

En las regiones montañosas y pre-montañosas, el terreno varía significativamente de una locación a otra, adoptando rasgos particulares que las distinguen y diferencian. La frontera entre estos sectores no siempre se encuentra bien definida, asumiéndose límites idealizados entre dos regiones con diferentes rugosidades, lo cual crea incertidumbre en la resultante del viento local.

La heterogeneidad de paisajes en las zonas montañosas trae consigo la existencia de una serie de fenómenos tales como acanalamientos o apantallamientos inducidos por el relieve, la presencia de turbulencia, que se manifiesta por bruscos cambios de dirección y velocidad del viento en zonas relativamente pequeñas, así como efectos térmicos que dan lugar a regímenes locales de vientos que se superponen a los eventos meteorológicos de gran escala sobre la región.

Considerando que el número de estaciones anemométricas y el período de recolección de datos para la predicción de la generación de energía para un parque eólico, está en dependencia de las características del terreno, en una región montañosa se requiere de una muy densa red de estaciones de medición que evalúen localmente el régimen de viento resultante en cada uno de sus múltiples paisajes.

Los terrenos complejos y las turbulencias locales pueden provocar ráfagas de viento que golpeen el rotor desde diversas direcciones y provoquen deformaciones permanentes y fracturas en estructuras y mecanismos de los aerogeneradores situados en pendientes abruptas [Lundquist y Clifton, 2012].

La industria de la energía eólica cuantifica la turbulencia por la llamada *intensidad de la turbulencia* ( $I_v$ ) [Moreno, 2017; Moreno *et al.*, 2017; Manwell, Mc Gowan y Roger, 2011] que no es más que la desviación típica de la velocidad horizontal dividida entre la velocidad media del viento en un período de tiempo típicamente de 10 minutos. Si el viento fluctúa rápidamente, la intensidad de la turbulencia será mayor, e inversamente, los vientos estables tienen una menor intensidad de la turbulencia.

Los valores típicos de la intensidad de la turbulencia medidos con anemómetros de copa se encuentran en el rango de 3 a 20 %.

Los remolinos convectivos se pueden propagar a través de la capa límite terrestre durante todo el día hasta una altura de 2 km o más, donde la determinación de los efectos de la turbulencia atmosférica sobre el comportamiento de la potencia de la turbina puede resultar difícil.

La curva de comportamiento o curva de potencia de una turbina, expresa la entrega de potencia de la turbina en función de la velocidad del viento a la altura del buje, y esto viene definido por un valor de la intensidad de la turbulencia. Si la intensidad de dicha turbulencia sobrepasa ese valor, la curva de potencia se verá disminuida en función de la forma de la curva y de la distribución de velocidades. La intensidad de la turbulencia, influye sobre el cizallamiento del viento y su perfil de velocidad, por lo que influirá sobre la potencia generada por la máquina. Esta puede aumentarla o disminuirla. La producción de potencia cuando la velocidad del viento es de 8 m/s puede variar hasta 20 %, en dependencia de la intensidad de la turbulencia como se observa en la figura 3.

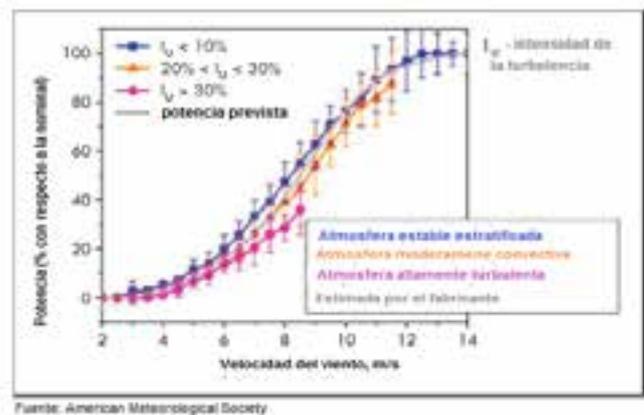


Fig. 3. Curva de la variabilidad de la curva de potencia con la intensidad de la turbulencia. Fuente: American Meteorological Society.

Existen varios modelos para predecir el comportamiento de las turbinas eólicas afectadas por la turbulencia: el método de la renormalización [Lundquist y Clifton, 2012], el método del bosque aleatorio (random forest) y el tradicional método de los intervalos (bin). El bien conocido método de los intervalos puede estimar el cizallamiento a través de la velocidad equivalente, y con ello, la curva de potencia, pero no tiene en cuenta el efecto de la turbulencia en el comportamiento de la turbina eólica. El método de la renormalización considera que la velocidad del viento en un período de 10 minutos sigue una distribución de Gauss, descrita a través de la velocidad del viento y la intensidad de la turbulencia, y que la potencia media de la turbina en el intervalo es una función de la distribución de las velocidades del viento en dicho intervalo. Estas consideraciones le permiten al modelo, creado sobre la base de los datos de los ensayos de la curva de potencia.

Después de la calibración, el modelo puede ser empleado para estimar la curva de potencia de la turbina eólica y la intensidad de la turbulencia. De acuerdo a la experiencia, este modelo sobreestima el efecto de la turbulencia.

El método del bosque aleatorio es una herramienta de aprendizaje sobre la máquina, que emplea los datos para entrenar el conjunto de modelos del árbol de decisión en

función de la velocidad del viento, el cizallamiento y la turbulencia. Otras variables pudieran ser añadidas al modelo. Esta herramienta de aprendizaje sobre la máquina puede emplearse con un conjunto de datos relativamente grande y con muchas variables. Sin embargo, no trae buenos resultados cuando las nuevas condiciones son muy diferentes a las del conjunto de datos de aprendizaje.

Se necesitan más investigaciones que obtengan modelos que combinen la flexibilidad de la modelación, empleando los efectos físicos con la habilidad del aprendizaje sobre la máquina, para analizar conjuntos mayores de datos.

Finalmente, la intensidad de la turbulencia puede afectar el comportamiento de las turbinas eólicas en cuanto a su resistividad, de aquí que la intensidad de la turbulencia influya sobre la selección de la turbina eólica. Como es conocido, la clase de turbina eólica expresa el comportamiento de la turbina en cuanto a la intensidad del viento y de la turbulencia. Cada clase de turbina viene dada por estos dos parámetros.

### 3. Resultados alcanzados y discusión. Ejemplo de evaluación del potencial eólico en un sitio con fines de emplazar una instalación eólica

A modo de ejemplo se presenta una experiencia para Cuba, hecha con el objetivo de instalar un parque eólico, la cual es aplicable a cualquier tipo de terreno, ya sea simple o complejo [Solute, 2014]. Una vez decidida la ubicación del parque eólico, se pasa a las etapas siguientes. Para estimar el potencial eólico de manera preliminar (prospección) se utilizan mapas mesoescalares que proveen una idea aproximada del recurso eólico, sin realizar aún mediciones del viento. Se han empleado los mapas mesoescalares con resolución 200 m de la empresa AWSTRUEPOWER, empresa del sector eólico que provee información relativa a mapas de viento empleando mapas mesoescalares y series temporales de largo plazo para esta primera fase de la prospección eólica. En otras aplicaciones, sus estimaciones han sido validadas con las mediciones hechas posteriormente, alcanzándose una alta precisión. En la Fig. 4 se muestra el esquema de cálculo utilizado por AWSTRUEPOWER, que se conoce como MesoMap process. Este esquema es similar al de la figura anterior para el caso específico de la forma en que lo hace la empresa AWSTRUEPOWER.



Fig. 4. Esquema del proceso MesoMap [15].

En la Fig. 5 se muestran los valores obtenidos de la velocidad media mensual para el emplazamiento a 80 m de altura. Puede apreciarse que para la zona de estudio el viento oscila entre 6,2 m/s y 6,6 m/s, por lo que se puede considerar 6,4 m/s la velocidad media. En esta figura se puede observar también la forma de la rosa de los vientos. Además, se obtuvo el mapa eólico de la zona.

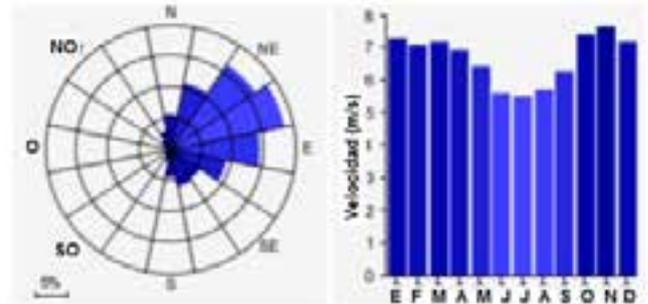


Fig. 5. Resultados de la evaluación preliminar del potencial eólico sin mediciones.

Para realizar el mapeo eólico de la zona sin mediciones del viento en el sitio específico, se obtuvieron las series de velocidad y dirección del viento procedentes de las bases de datos del modelo de reanálisis ERA-Interim desarrollado por ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts). Este modelo de reanálisis proporcionó datos del viento cada seis horas desde 1979 hasta 2013, que fue cuando se hizo este trabajo. Estos datos están dados para una altura de 60 m los que se pueden buscar también en la estación meteorológica más cercana, o sobre la base de datos satelitales o sondas espaciales.

La modelación del emplazamiento se hizo a partir de los datos de velocidad del viento de 35 años obtenidos como se explicó anteriormente. Con esos datos se realizó la modelación para una altura de 80 m empleando el software WASP, para así determinar el mapa del recurso eólico y los datos finales de valores de velocidad y dirección. Los datos de entrada al modelo WASP fueron: 1) la topografía con líneas de contorno cada cinco metros de elevación obtenido de la fuente Shuttle Radar Topography Mission (SRTM); 2) la rugosidad obtenida a partir de fotos y documentación acerca de la vegetación, construcciones y obstáculos existentes, estimándose una rugosidad de 0,1 m para las zonas interiores y 0,0001 m para las zonas costeras, y 3) datos del viento que como ya se expresó, se han empleado los datos de velocidad y dirección del viento a 81 m de altura hallados anteriormente.

Para la configuración y ubicación de los aerogeneradores buscando la optimización del parque eólico, se empleó el mapa eólico a 80 m de altura obtenido previamente con el modelo WASP y con turbinas eólicas previamente seleccionadas. Con el programa WindFarmer se optimizó la distribución de las turbinas eólicas en el terreno, teniendo en cuenta lo siguiente: aspectos geométricos, distancias mínimas recomendadas entre las turbinas eólica (al menos 5D en la dirección predominante y 2,5D para la dirección perpendicular a la predominante), distancias mínimas a carreteras existentes y otras instalaciones. Es decir, se tuvo en cuenta la interferencia aerodinámica acorde con este

programa. Para el cálculo de la producción de energía bruta del parque, se empleó el programa Wind Farmer, donde se tienen en cuenta las pérdidas por estelas empleando el modelo Eddy Viscosity. Para la producción limpia (neta) se tuvieron en cuenta, además de las pérdidas por estelas, las pérdidas por indisponibilidad de las máquinas, pérdidas eléctricas, por indisponibilidad de la subestación, por indisponibilidad de la red y por degradación de las palas.

Los resultados alcanzados muestran que el sitio presenta un viento favorable para la instalación. La potencia del viento se puede considerar como moderada acorde a los valores de la velocidad del viento en el sitio.

#### 4. Conclusiones

La evaluación del recurso eólico con la mayor exactitud posible es un elemento clave en el desarrollo de cualquier instalación eólica. Este trabajo enfatiza en la importancia de este elemento y proporciona una metodología para llegar a la estimación local de la energía media producida por una determinada turbina eólica en un sitio específico. Como se explicó, generalmente la evaluación del recurso eólico se hace en varias fases. La primera consiste en identificar y cuantificar las áreas a estudiar, actividad que se denomina como «exploración inicial de la región o evaluación preliminar». La segunda fase se conoce como la de «estudio de factibilidad» basada en las mediciones in situ. El tercer paso es conocido como «microlocalización», que proporciona una estimación de la energía generada por el parque eólico con las turbinas situadas en el sitio óptimo, de manera tal que la producción de energía sea la máxima. La capacidad para integrar la energía eólica a la red eléctrica se puede ver afectada por la inexacta predicción de la energía que entrega la o las turbinas, al igual que la evaluación de la rentabilidad de una instalación. En este caso, el pronóstico de la velocidad del viento y con ello la producción de energía puede resultar imprescindible para realizar esta integración a lo largo de la vida útil de la instalación, e incluso en las próximas horas o en los próximos días y para evitar riesgos en el momento de la inversión. El caso de una zona compleja como una zona montañosa tiene sus particularidades, pues el efecto de la turbulencia y los cambios de dirección se tornan importantes por lo que se requiere un tratamiento algo diferente. El caso de la experiencia cubana confirma la necesidad de manejar diferentes programas computacionales para llevar a cabo esta evaluación previa a la inversión, y el tiempo que hay que emplear para llevar a cabo las mediciones.

#### 5. Bibliografía

ALBERS, A. (2010). «Turbulence and shear normalization of wind turbine power curves». European Wind Energy Conference Proceedings.

- CLIFTON A. Y R. WAGNER (2014). «Accounting for the effect of turbulence on wind turbine power curves». The Science of Making Torque Proceedings; June 18-20, 2014. Copenhagen. Denmark.
- CLIFTON, A, *ET AL.* (2013), «Using machine learning to predict wind turbine power output». Environmental Research Letters, 2013.
- CHIRINOS GARCÍA J. J., C. MORENO FIGUEREDO Y J. MORALES SALAS (2016). «Modelo matemático para el diseño aerodinámico de los álabes de una turbina eólica de eje horizontal». Revista de *Ingeniería Energética*, 2016. Vol. 37 No. UM.1.
- HERRERA, S., OMAR *et al.* (2011). «Modelo de optimización de parques eólicos». Revista de *Ingeniería Mecánica*, Vol.14 No. 3, p.189-198. ISSN 1815-5944
- JANJREH, I.; L. SU Y F. ALAN (2011). «Estimation of wind energy potential using different probability density functions», May 2011, Elsevier, *Applied Energy*, Volume 88, Issue 5, Pages 1848-1856.
- JANJREH, I.; L. SU Y F. ALAN (2013). «Wind energy assessment: Masdar City case study». Elsevier, *Renewable Energy*, Volume 52, Pages 8-15, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191000473>.
- LUNDQUIST, J. Y A. CLIFTON (2012). «How turbulence can impact power performance», North American Windpower
- MANWELL, J. F.; J. G. MCGOWAN Y A. L. ROGER (2011). *Wind energy explained*. Editorial John Wiley & Sons Ltd., 689p., ISBN 978-0-470-01500
- MORENO FIGUEREDO C. *ET AL.* (2017). *Doce preguntas y respuestas sobre energía eólica*. La Habana: Ed. Cubasolar, 64op., <http://www.cubasolar.cu> ISBN: 978-959-7113-51-5.
- MORENO FIGUEREDO C. *ET AL.* (2007). *Diez preguntas y respuestas sobre energía eólica*. La Habana: Ed. Cubasolar, 2007, 335p., <http://www.cubasolar.cu> ISBN: 978-959-7113-34-8.
- RODRÍGUEZ C. A. (2017). «Caracterización y evaluación del potencial eólico del litoral oeste de Santa Cruz del Norte con fines energéticos», Tutor: Conrado Moreno Figueredo, Tesis de maestría. Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad Tecnológica de la Habana José A. Echeverría (Cujae), La Habana, 2017. Disponible en <http://biblioteca.cujae.edu.cu/Tesis/Maestria.pdf>
- SHAHID, I, *ET AL.* (2015). «Wind energy assessment considering geographic and environmental restrictions in Sweden: A GIS-based approach», Elsevier, *Energy*, April 2015, Volume 83, pages 447-461, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544215001991>.
- SOLUTE (2014). «Informe sobre Estudio de pre-factibilidad del parque eólico Mariel 8.25 MW», junio 2014, Madrid, España.
- WAGNER, R.; M. COURTNEY, J. GOTTSCHALL Y P. LINDEOW-MARSDEN (2011). «Accounting for the speed shear in wind turbine power performance measurement», *Wind Energy*, 2011.