



**FACULTAD DE METALURGIA - ELECTROMECAÁNICA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de Diploma para optar por el título de Ingeniero Eléctrico**

**Aplicación en Matlab para calcular la producción anual de  
energía de aerogeneradores en el noroeste de Moa**

**Autor: Luis Enrique Labañino Cabrera**

**Tutores: M.Sc. Eduardo Terrero Matos  
Ing. Liomnis Osorio Laurencio**

**Moa, Junio de 2014**

**“Año 56 de la Revolución”**



### **Declaración de autoridad**

En decisión conjunta, el autor Luis Enrique Labañino Cabrera y los tutores Ing. Eduardo Terrero e Ing. Liomnis Osorio Laurencio, certificamos nuestra propiedad intelectual sobre este Trabajo de Diploma con título: “Aplicación en Matlab para calcular la producción anual de energía de aerogeneradores en el noroeste de Moa”. Somos los únicos autores de este Trabajo de Diploma, y autorizamos al Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, a hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

---

Luis Enrique Labañino Cabrera

---

M.Sc. Eduardo Terrero Matos

---

Ing. Liomnis Osorio Laurencio



## **Agradecimientos**

- ✓ A mi Tutor Eduardo Terrero Matos, por haberme dado la oportunidad de investigar de este Tema y por guiarme con laboriosidad y sinceridad.
- ✓ A mi tutor Liomnis Osorio Laurencio, mi más sincero agradecimiento, por su entusiasmo, entrega, profesionalidad y ayuda incondicional para realizar y llevar a buen término esta investigación.
- ✓ A mis amigos que me extendieron sus manos en estos largos años de estudios.
- ✓ A mis compañeros de aula, que compartieron conmigo este difícil camino.
- ✓ A mis profesores, que supieron nutrirme de conocimientos durante todo el período de estudio.
- ✓ De forma general a todas esas personas que me apoyaron y profesores, y sobre todo a una persona muy especial que es mi madre.



## **Dedicatoria**

- ✓ A mis padres y en especial a mi madre, mis hermanos, a mis amigos, a mi mujer que la quiero mucho y demás seres queridos en general, ya que constituyen el motivo de inspiración para alcanzar las metas propuestas.
  
- ✓ A los profesores de la carrera por haberme entregado el conocimiento vasto para llegar a ser un buen profesional.
  
- ✓ A los nombrados y a quienes imperdonablemente no he recordado, a todos les dedico este éxito.



## **Pensamiento**

*.... Y hay muchas cosas de las que el hombre puede sentirse orgulloso y no es precisamente de lo que ha recibido sino de lo que sea capaz de realizar con sus propios esfuerzos.*

**Fidel Castro Ruz**

*“Debemos preocuparnos por prestar servicios con eficiencia y óptima calidad, y simultáneamente producir el nuevo hombre que constituye y crea la nueva sociedad socialista, que es el hombre que produce, sirve, dirige, controla y supervisa. Hace falta tener control y supervisión para prestar servicios con eficiencia...”*

**Ernesto Che Guevara**



## **Resumen**

El estudio eoloenergético de una región determinada permite diseñar los parques eólicos seleccionando los aerogeneradores más convenientes, determinando sus ubicaciones especiales y diseñando la infraestructura tecnológica. La presente investigación tiene como objetivo resolver uno de los problemas prácticos más comunes durante este proceso: calcular la producción anual de energía para la selección adecuada de un aerogenerador. La solución que se propone se basa en el Método de la Curva de Potencia, el cual es aplicado a las mediciones realizadas en el Noroeste de Moa. Para ello se emplea el entorno de programación Matlab, en el que se realiza el ajuste de las mediciones de la velocidad del viento mediante la Distribución de Weibull. Los resultados muestran que el método es viable para cualquier caso de estudio semejante y que los aerogeneradores seleccionados son idóneos para la región prospectada.



## **Abstract**

The eolo-energy study of a region allows designing wind farms selecting the most suitable wind turbine, determining their special locations and designing the technology infrastructure. This research aims to solve one of the most common practical problems during this process: calculate the annual energy production for the proper selection of a wind turbine. The solution proposed is based on the Method of Power Curve, which is applied to measurements made in Northwest Moa. For this Matlab programming environment in which the adjustment of measurements of wind speed using the Weibull distribution is performed is used. The results show that the method is feasible for any case of such a study and selected turbines are suitable for the region to be prospected.



## Índice

Introducción .....	1
<b>CAPITULO I. MARCO TEÓRICO CONTEXTUAL .....</b>	<b>6</b>
1.1 Introducción .....	6
1.2 Características generales del viento .....	6
1.2.2 Clasificación del viento.....	7
1.3 Aspectos elementales sobre energía eólica.....	13
1.3.1 Distribución del uso de la energía eólica en Cuba .....	18
1.4 Aspectos elementales de los aerogeneradores .....	20
1.4.1 Curva de potencia de los aerogeneradores .....	22
1.5 Métodos para calcular la producción anual de energía.....	23
1.5.1 Método del área de barrido .....	24
1.5.2 Método del uso de las estimaciones de los fabricantes .....	25
1.5.3 Método de la curva de potencia .....	26
1.6 Trabajos precedentes realizados en Moa .....	28
1.7 Características físico - geográficas de la región de Moa.....	30
<b>CAPÍTULO II. MATERIALES Y MÉTODOS .....</b>	<b>33</b>
2.1 Introducción .....	33
2.2 Selección del método para el cálculo del PAE .....	33
2.3 Caracterización del área prospectada.....	33
2.4 Instrumento de medición empleado .....	33
2.5 Metodología de las mediciones.....	34
2.6 Estructura de los datos medidos.....	34
2.7 El lenguaje de programación de Matlab.....	36
2.8 Ajuste a la distribución de Weibull.....	37
2.9 Dirección predominante de los vientos .....	42
2.10 Potencia suministrada por el viento .....	45
2.11 Energía suministrada por el aerogenerador .....	46
<b>CAPÍTULO III. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>49</b>
3.1 Introducción .....	49
3.2 GUI de la aplicación .....	49
3.3 Características eoloenergéticas del noroeste de Moa .....	50



3.4 Producción anual de energía de algunos aerogeneradores.....	55
3.9 Valoración económica.....	62
3.10 Impacto ambiental de la energía eólica.....	64
Conclusiones .....	67
Recomendaciones .....	68
Bibliografía.....	69

## **Introducción**

La generación mundial de energía eléctrica, tan importante para el desarrollo humano, se ha incrementado durante los últimos cincuenta años a un ritmo varias veces superior al del crecimiento de la población. El consumo promedio de electricidad, en todas sus aplicaciones domésticas, industriales, y de transporte, correspondiente a cada habitante del planeta, ronda hoy los 200 kWh mensuales, aunque su distribución es muy desigual (Figueredo *et al.* 2006).

Más del 65 % de dicho consumo lo satisfacen plantas termoeléctricas que queman carbón, gas o petróleo. La demanda creciente de estos combustibles no renovables ha desatado un continuo aumento de los precios, que amenaza la economía mundial. Además, la combustión de tales combustibles fósiles produce gases como el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), cuyo efecto invernadero está haciendo crecer la temperatura de la superficie del planeta, lo cual trastorna cada vez más los regímenes de lluvias, incrementa los huracanes y provoca el ascenso del nivel de los mares, entre otras consecuencias nefastas a escala local y global.

Para enfrentar los dos problemas antes mencionados, la humanidad necesita desarrollar y aplicar tecnologías generadoras de electricidad basadas en fuentes de energía renovables, y que emanen menos gases de efecto invernadero a la atmósfera. Entre las fuentes de energía, la del viento se destaca en varios aspectos decisivos: La energía eólica – en referencia a EOLO, el dios de los vientos en la mitología griega – es renovable, es abundante en muchas regiones del planeta, la tecnología para su aprovechamiento está disponible, no emite gases de efecto invernadero ni otros contaminantes ambientales, y tampoco requiere grandes áreas de captación. Por ello, cada vez más países optan por la producción masiva de electricidad a partir del viento (Figueredo *et al.* 2006).



Europa continúa encabezando este movimiento, con la mayor capacidad instalada. Pero durante el año 2005, Norteamérica y Asia realizaron fuertes inversiones en energía eólica, incrementando sus capacidades de generación en 37 % y 49 %, respectivamente. La región del Pacífico, creció un 58 % durante el año 2005. La región de África y el Medio Oriente, aún con niveles bajos, tuvo un incremento del 38 % durante el mismo período.

Latinoamérica y el Caribe es actualmente la región del mundo con menor crecimiento en la energía eólica, apenas un 3 % en el año 2005, y de menor capacidad instalada, con sólo 236 MW. Costa Rica y los países del Caribe, aunque no crearon nuevas capacidades durante el 2005, poseen, con 149 MW, el 63,1 % de la capacidad instalada en toda la región.

Como parte de la Revolución Energética en que se encuentra inmerso nuestro país, el uso de la energía renovable (alternativa) ha pasado a jugar un papel preponderante en la misma y especialmente la energía eólica. Por tal motivo ha sido prioritaria para el uso de la misma la evaluación del recurso eólico en el país, con la finalidad de conocer los posibles sitios en los cuales es factible el emplazamiento de parques eólicos a mediana y gran escala que puedan tributar al Servicio Electroenergético Nacional (SEN). El programa de prospección eólica se inicia en el año 2005 con la confección del mapa eólico de Cuba a gran escala, que permitió determinar los sitios más prometedores (donde se estima la producción de 600 MW) en los cuales se estudian 32 zonas en el país, con estaciones anemométricas con el propósito de medir la velocidad y dirección del viento, permitiendo la determinación de la potencialidad eólica, donde los resultados preliminares reportados por el Grupo Eólico Nacional la velocidad media del viento de 5-7 m/s (Ortiz 2008).

### **Situación problemática**



En la zona de Moa se han instalado 5 torres de medición gracias a las cuales se dispone en la actualidad un total de mediciones de 415 días. Cada día se ha registrado la medición de velocidad media, la máxima y la desviación estándar por períodos de 10 minutos, a las alturas de 10 m, 30 m y 50 m. También se informa la dirección del viento en cada período de 10 minutos (Ortiz 2008). A pesar de contar con suficiente mediciones, aún no se han procesado con el fin de obtener la información necesaria para realizar estudios que permitan estimar inversiones y costos de producción anual de energía (PAE) de parques eólicos en esta región.

La anterior situación problemática facilita la definición del **problema** de la investigación, el cual se puede expresar de la forma siguiente:

La inexistencia de una caracterización eoloenergética de la región noroeste de Moa, que provoca el desconocimiento de la producción anual de energía generada por una turbina eléctrica. Esto repercute negativamente en la selección adecuada de los aerogeneradores para la construcción de parques eólicos en esa zona.

### **Objeto de estudio**

Característica eoloenergética de la región noroeste de Moa.

### **Campo de acción**

Producción anual de energía.

### **Objetivo general**

Desarrollar una aplicación en Matlab para calcular la producción anual de energía de cualquier aerogenerador según las características eoloenergéticas del noroeste de Moa.



## **Hipótesis**

Mediante la utilización del entorno de programación de Matlab, es posible realizar una correcta estimación de la producción anual de energía de un aerogenerador según las características eoloenergéticas del noroeste de Moa, propiciando de esta manera, la eficacia de los cálculos de inversiones de los parques eólicos y de los costos de producción de energía.

## **Objetivos específicos**

1. Revisión bibliográfica.
2. Desarrollo de una aplicación en Matlab para calcular:
  - a) Distribución anual de los vientos según la distribución de Weibull
  - b) Dirección predominante de los vientos
  - c) Velocidades horarias de los vientos
  - d) Potencia generada por un aerogenerador
  - e) Producción anual de energía
3. Determinar la fiabilidad de la aplicación mediante el caso de estudio de la región noroeste de Moa.

## **Tareas de la investigación**

- Establecimiento del estado del arte y sistematización de los conocimientos y teorías relacionadas con el objeto de estudio.
- Cálculo de producción anual de energía mediante el método de curva de potencia.
- Selección del aerogenerador a partir de la información suministrada por los fabricantes, teniendo en cuenta el comportamiento eólico del punto prospectado.
- Estimar la valoración económica de la aplicación y comparar con aplicaciones profesionales.



### **Principales métodos de investigación utilizados**

- Método de investigación documental y bibliográfica.
- Método de investigación teórico para la correcta caracterización del objeto de estudio.
- Método de Análisis y Síntesis: para dar explicación al problema, en la sistematización de las variables del viento más incidentes en la localidad directamente relacionadas con el objetivo del trabajo.
- Simulación computacional: para la obtención de las curvas de ajuste lineal y no lineal de las mediciones del viento y de las curvas de potencia de los aerogeneradores.



## **CAPITULO I. MARCO TEÓRICO CONTEXTUAL**

### **1.1 Introducción**

En la presente investigación, durante la búsqueda de información y conocimientos actualizados que constituyeran antecedentes válidos referentes al tema de investigación, se consultaron un gran número de sitios de Internet debido a la carencia de materiales y documentos impresos que abordaran el tema de la energía eólica de manera integral. El método de la curva de potencia es la más importante para la producción anual los cual debe ser seleccionado de manera que los resultados de las mediciones sean representativos y garanticen que los modelos matemáticos de estimación de cualquier variable de interés sean eficaces.

### **1.2 Características generales del viento**

El viento es el aire en movimiento y es la consecuencia de una diferencia de presión entre dos puntos. Diversas causas pueden ocasionarlo, pero fundamentalmente se engendra por la ganancia o pérdida de calor. Los vientos pueden, y son en efecto, portadores de agua en mayor o menor cantidad, por ejemplo: los monzones, los frentes de turbonadas, etc., o por el contrario pueden desecar, por su humedad. Arrastran, mecánicamente, gases de origen natural o industrial, polvos y corpúsculos diversos, semillas, polen, bandadas de aves, enjambres de insectos, etc., y lo hacen a distancias a veces insospechadas. Por tanto, se caracterizan por su velocidad y dirección fundamentalmente (Ortiz 2008).

La velocidad determina la **energía del flujo**. Para determinarla, son utilizados instrumentos especiales: anemómetros, rumbó metros, anemorumbómetros, etc. En su valoración aproximada se utiliza la escala de Beaufort.

La energía del viento puesta de manifiesto periódicamente, llevó al hombre a asociarlo a la agricultura y a establecer un calendario. Luego, después de



entenderlo, le halló pronto aprovechamiento para secar alimentos, mover sus embarcaciones, y luego inventó el molino de viento.

Cuando el viento fue estudiado física y químicamente, dejó de ser un misterio porque fueron conocidas integralmente todas sus partes, de esta manera, el viento llegó a ocupar un lugar prominente y práctico en la Ciencia. Para la humanidad todos sus misterios quedaron descifrados y reducidos a fórmulas matemáticas: su origen, acción, trayectoria, finalidad y el producto de su trabajo. El viento ha tenido como agente energético, la gran ventaja de su amplia disponibilidad en el globo terráqueo, además de que no cuesta nada.

### **1.2.2 Clasificación del viento.**

Según (Amada 2012), los vientos pueden ser clasificados atendiendo a su intensidad en:

**Viento flojo:** Es el que tiene una velocidad menor de 11 Km/h. La dirección del viento la indica el humo. En este caso el viento se siente tenue sobre la cara y las hojas de los árboles y arbustos susurran.

**Viento suave:** Este tiene velocidad entre (13-20) Km/h. Este viento se caracteriza por mantener en movimiento constante las hojas y pequeños tallos y por ser capaz por ejemplo de desplegar una bandera de poco peso.

**Viento moderado:** Sopla con velocidad entre (21-29) Km/h y se caracteriza por levantar polvo y arrastrar la hojarasca y las pequeñas ramas de plantas se mueven y se balancean.

**Viento fresco:** Tiene velocidad entre (31-39) Km/h y causa movimiento de árboles enteros o de grandes ramas de los mismos.

**Viento fuerte:** Las velocidades oscilan entre (40-61) Km/h y causan movimiento de los árboles enteros o de ramas grandes de los mismos. El andar contra vientos fuertes causa inconveniencia. En este caso el viento silva en los alambres de las líneas telegráficas y telefónicas.



**Viento vendaval:** las velocidades oscilan entres (63-87) Km/h; este rompe las ramas de los árboles impide generalmente avanzar caminando y puede causar ligeras averías estructurales en los edificios.

**Vendaval fuerte:** Sopla con velocidades entre (88-120) Km/h, desarraiga árboles y con frecuencia causa grandes averías.

### **1.2.3 Medición de los vientos**

La estructura principal de las torres meteorológicas pueden ser: Tipo tubular o de celosía. Además, estas pueden ser bien arriostrada o auto portante. Deben estar diseñadas para poder soportar la velocidad máxima de viento del emplazamiento. La altura de la torre dependerá de las medidas realizadas. En primer lugar se realiza un estudio del emplazamiento y después un estudio con torres de altura igual a la altura del rotor del aerogenerador .Deberán estar pintadas con pintura resistente a la intemperie y según la normativa de Aviación Civil Internacional. Estar provista de escalera de acceso, con sistema anti caídas homologado y provista de descansillos, diseñados para soportar el esfuerzo máximo de caída de un trabajador. Deberán estar provista de sistema de p.a.t según ITC-BT-18. Deberá estar dotada de: Pararrayos ( $\leq 50$  cm), cable de derivación ( $50 \text{ mm}^2$ ) y anillo equipotencial.

#### **Los instrumentos de medida necesarios en energía eólica son:**

- Anemómetros para medir la velocidad del viento.
- Veletas para medir la dirección.
- Termómetros para medir la temperatura ambiente del aire.
- Barómetros para medir la presión atmosférica ambiental.



En general, la señal que proviene de los instrumentos de medida está conectada a un sistema de registro de diversos tipos:

- Un dispositivo de integración.
- Un indicador.
- Un dispositivo de grabación, por ejemplo, el soporte magnético o electrónico.

Los anemómetros que se muestra en la figura 1.1 son los instrumentos utilizados para determinar la velocidad del viento.



**Figura 1.1 Instrumentos utilizados para la medición de los vientos**

**Los Anemómetros de rotación** se componen de dos partes: el molinete y el transductor.

El molinete puede estar constituido:

- Cazoletas: el eje de rotación es perpendicular a la componente del viento medida.
- Rotor: el eje de rotación es paralelo a la componente medida.

El transductor asegura la conversión de la velocidad de rotación en una señal utilizable para la medida.

- Los anemómetros deberán estar bien calibrados, porque en caso contrario la velocidad de rotación del molinete no varía linealmente con la velocidad del viento, sobre todo en los valores del viento próximas al umbral de la

velocidad de arranque o a la velocidad máxima del anemómetro.

- Los valores típicos para el umbral de arranque oscilan entre 0,5 y 1,2 m/s.
- Los anemómetros mecánicos son los más utilizados, aunque los anemómetros no mecánicos tienen la ventaja de ser menos sensibles a la formación de hielo.
- Los anemómetros de cazoletas ampliamente utilizados y existen modelos con ejes y cazoletas calentados eléctricamente.

### **Anemómetro de cazoletas**

Consiste en tres o cuatro cazoletas montadas simétricamente alrededor de un eje vertical. La fuerza que ejerce el aire en el lado cóncavo es mayor que en el lado convexo, la rueda de cazoletas gira. La velocidad de rotación es proporcional a la velocidad del viento. Dicha rotación puede medirse de varios modos: contando mecánicamente el número de revoluciones, conectando el eje de la rueda de cazoletas a un pequeño generador eléctrico y midiendo el voltaje instantáneo, o a un interruptor optoeléctrico y midiendo su salida.

La principal ventaja de los anemómetros de cazoletas es que miden las dos componentes horizontales del viento. Los anemómetros como el mostrado en la figura 1.2 de tres cazoletas semicónicas son preferentemente los más usados.



**Figura 1.2 Anemómetro de cazoletas**

### **Anemómetro de hélice o rotor**

Se utiliza cuando se quiere conocer la velocidad del viento en una dirección particular. Normalmente se coloca un conjunto de dos o tres anemómetros de

hélice en planos perpendiculares para obtener las componentes de velocidad sobre los ejes principales (horizontales y verticales). A veces se utiliza un anemómetro de hélice como el que se muestra en la figura 1.3 asociado a un sistema de orientación tipo veleta, para medir la componente horizontal de la velocidad de viento.



**Figura 1.3 Anemómetro de hélice o rotor**

### **Anemómetros de presión**

La medida de la velocidad del viento se registra mediante los efectos de las variaciones de presión que ejerce el aire cuando se mueve. Están encaminados más que a medir la velocidad del viento a medir la rafagosidad, mediante galgas extensométricas acopladas a una esfera perforada, midiendo así la magnitud y dirección del viento.

### **Anemómetros de hilo electrocalentado**

Miden la velocidad a través del efecto de enfriamiento del viento. Mediante pequeñas diferencias de temperatura entre los cables situados en el viento y en la sombra del viento (cara a sotavento). La principal ventaja de estos equipos es su pequeña constante de tiempo, aunque por el contrario, son equipos muy delicados.

### **Anemómetro sónico**

El sonido viaja a través del aire en reposo a una velocidad conocida. Sin embargo, cuando el aire está en movimiento esta velocidad aumenta o disminuye correlativamente. Equipos con una constante de tiempo muy baja y

de gran resolución en la medida, aunque son caros y no pueden transportarse. Utilizados mayoritariamente en los equipos de medida de los aerogeneradores.

### Otras técnicas

Dentro de este grupo se incorporan el anemómetro láser, ultrasónico y el anemómetro SODAR, de efecto Doppler.

### Veletas

En la figura 1.4 se muestra un ejemplo de una veleta, éstas son el elemento empleado tradicionalmente para medir la dirección del viento es una veleta, que consiste en un dispositivo montado sobre un eje vertical y de giro libre, de tal modo que puede moverse cuando el viento cambia de dirección. Normalmente, el movimiento de la veleta está amortiguado para prevenir cambios demasiado rápidos de la dirección del viento. El transductor asociado a la veleta es un convertidor de ángulo. Hay diversos tipos de convertidores, aunque el más utilizado es el potenciómetro.



**Figura 1.4 Veletas**

Así mismo, puede obtenerse una medida de la dirección del viento resolviendo los registros de salida de dos anemómetros de hélice dispuestos ortogonalmente.

### Balizamiento

Si las torres meteorológicas tienen una estructura superior a 45 metros de altura deberá suministrarse e instalarse en cada una de las torres un sistema de balizamiento nocturno consistente en tres luces rojas, tipo LED de bajo consumo y larga duración con regulación y alimentación autónoma y seguro a fallo, en conformidad con la normativa de Aviación Civil Internacional.

Las características del balizamiento serán:

- Balizas tipo LED de alta intensidad y bajo consumo ( $\approx 120$  mA/h).
- Luz roja fija omnidireccional con luminosidad  $> 10$  candelas.
- Alimentación 12 V mediante panel solar propio, regulador y batería.
- Rangos de funcionamiento: 0-100% humedad y  $-30^{\circ}\text{C} - +85^{\circ}\text{C}$

### **1.3 Aspectos elementales sobre energía eólica.**

La Eoloenergética es el campo de la energética dedicada a la investigación y utilización práctica del recurso eólico. El viento se caracteriza por su velocidad y dirección. La velocidad se expresa en metros por segundos ( $1 \text{ m/s} = 3,6 \text{ Km/h}$ ), la velocidad del viento determina la energía disponible del flujo del viento en un área dada; a mayor velocidad del viento mayor es la energía del flujo.

Las maquinas eólicas se clasifican en: horizontales, verticales según disposición del eje de giro del rotor. Por el tipo de rotor estas pueden ser:

- De alabes.
- De arrastre diferencial.
- De pantalla.

En la práctica los molinos más extendidos son los de eje horizontal y rotor de alabes o palas como es el caso del molino tradicional que es el más utilizado en nuestro país. Los molinos de rotores de alabes trabajan gracias a las fuerzas aerodinámicas originadas por las aspas del rotor cuando son atravesadas por el flujo del aire.



Los parámetros más importantes de un molino de viento son:

- La potencia desarrollada (P)
- El momento de giro (M)
- El par de arranque ( $M_o$ )
- El coeficiente de potencia del rotor o eficiencia aerodinámica ( $C_p$ )
- La velocidad específica o rapidez ( $\lambda_o$ ), la eficiencia total de la máquina eólica ( $\eta_T$ ).

El número que representa la parte de la potencia del flujo del viento que es aprovechado se llama coeficiente de potencia del rotor o eficiencia aerodinámica.

El aprovechamiento energético del viento tiene como base la presión que ejerce el mismo sobre un cuerpo interpuesto en su curso. Este aprovechamiento es proporcional a la velocidad del viento, al área de la superficie expuesta y a la presión atmosférica; así se puede determinar la potencia y el trabajo que es capaz de desarrollar una máquina para convertir la energía eólica en trabajo mecánico.

La energía eólica es la energía de las masas de aire, que se mueve horizontalmente en la atmósfera, entonces la potencia del molino es proporcional al cubo de la velocidad del viento (si la velocidad del viento aumenta por ejemplo, en dos veces, la potencia del flujo aumenta en  $2^3 = 8$  veces).

La potencia del molino varía también proporcionalmente al cuadrado del diámetro del rotor; es decir, al aumentar el diámetro en dos veces, la potencia para una misma velocidad aumenta en cuatro veces.



Las máquinas eólicas convierten la energía cinética del viento en trabajo mecánico. El elemento fundamental de estas máquinas es el rotor, gira por la acción de las fuerzas del viento.

Como la densidad del viento es muy pequeña (800 veces menor que la densidad del agua) para obtener potencias relativamente altas es necesario utilizar molinos con áreas significativas del rotor.

Las máquinas eólicas se clasifican en horizontales y verticales según la disposición del eje de giro del rotor. Por el tipo de rotor, estas pueden ser: de alabes, de válvulas abatibles, de arrastre diferencial, de pantalla, etc.

En la práctica, los molinos más extendidos son los eje horizontal y rotor de alabes o palas como es el caso del molino tradicional que es el más utilizado en nuestro país.

Los molinos con rotores de alabes trabajan gracias a las fuerzas aerodinámicas, originadas en las aspas del rotor cuando son atravesado por el flujo del aire.

Debe tenerse en cuenta que si las palas están hechas con la misma calidad e igual perfil, la potencia del molino se determina mediante la ecuación 1.1, es la multiplicación del momento de giro desarrollado (M) y la velocidad angular (W).

$$P = M * W (W) \quad (1.1)$$

La magnitud del momento con la disminución del número de palas disminuye, pero aproximadamente en esa misma proporción aumenta la velocidad de rotación (r/min) del rotor, o sea, la velocidad angular, por lo que la potencia se mantiene casi constante. De ahí la clasificación de los rotores en lentos (de 4 a



24 ó más palas) y rápidos (hasta 4 palas).

Las máquinas eólicas de válvulas abatibles, de pantalla y de arrastre diferencial por su poca eficiencia aerodinámica (no mayor del 18 % su lentitud y su peso prácticamente no se utiliza.

Los parámetros más importante de un molino de viento son: la potencia desarrollada (P); el momento de trabajo o par motor (M); el par de arranque (Mo), el coeficiente de potencia del rotor o eficiencia aerodinámica (Cp); la velocidad específica o rapidez (2) ; la eficiencia total de la máquina eólica ( $\eta_v$ ).

El número que representa la parte de la potencia del flujo de viento que es aprovechado se llama coeficiente de potencia del rotor o eficiencia aerodinámica (Cp).

La potencia (en watts ó vatios) del molino en el eje del rotor, es decir sin tener en cuenta las pérdidas en la transmisión y los rodamientos se pueden calcular mediante la ecuación 1.2.

$$Pr = 0,5 * \rho * Cp * A * V^3 (W) \quad (1.2)$$

Dónde:

$\rho$  – densidad Del aire;  $\rho=1,2 \text{ Kg/m}^3$

A – Área del rotor;  $A= D^2/4 \text{ (m}^2\text{)}$

D – Diámetro del rotor (m)

Para cálculos aproximados se pueden utilizar las siguientes expresiones:

$$Pr = 0,2 D^2 V^3, (W) \quad \text{Para eólicas rápidas} \quad (1.3)$$

$$Pr = 0,15 D^2 V^3, (W) \quad \text{Para eólicas lentas} \quad (1.4)$$



La magnitud del coeficiente de potencia del rotor ( $C_p$ ), ante todo, depende del tipo de rotor, la forma y la calidad, de la fabricación de sus palas.

Para los mejores rotores rápidos que tienen alabes perfilados,  $C_p = 0,42 - 0,46$ .

Esto significa que el rotor de estas máquinas eólicas va a utilizar, es decir, a convertir en trabajo útil del 42 al 46 % de la energía del flujo del viento que atraviesa el rotor.

Para los rotores lentos,  $C_p = 0,27 - 0,33$

A menor número de palas en igualdad de condiciones, el rotor tiene mayor velocidad de rotación. Por esto a los rotores de pocas palas se les denomina rápidos (eólicas rápidas). La rapidez es una de las ventajas sustanciales de estos motores eólicos al hacer más sencilla la transmisión de la potencia a máquinas rápidas como son por ejemplo los generadores eléctricos.

Generalmente los motores rápidos son menos pesados que los lentos y como se ha dicho anteriormente, tienen un mayor coeficiente de potencia. Sin embargo, tienen la desventaja de que su par de arranque para igual diámetro y velocidad del viento es varias veces menor que el de los rotores lentos.

La mayor eficiencia aerodinámica del rotor ( $C_p$ ) se logra para una determinada rapidez ( $\lambda_0$ ), es decir, para cada velocidad del viento se tiene una única velocidad de rotación ( $n$ ) para la cual se obtiene el mayor valor del coeficiente  $C_p$ .

Para una misma velocidad del viento, el rotor lento tiene varias veces mayor par de motor que el rotor rápido y por lo tanto comenzará a trabajar en el caso que posean igual carga a menor velocidad del viento, eso es muy importante para la



explotación de las máquinas eólicas, ya que se hace mayor su tiempo de trabajo.

La eficiencia total de la máquina eólica ( $\eta_T$ ) se determina por la multiplicación de la eficiencia de los componentes que la forman (sin incluir el rotor). En los regímenes óptimos de trabajo las mayores eficiencias totales de las aerobombas se encuentran entre 0,4 - 0,5 y en los aerogeneradores pueden llegar a 0,65 - 0,75.

La eficiencia mecánica ( $\eta_M$ ) muestra que parte de la potencia desarrollada por el motor puede ser aprovechada por la bomba, el generador u otra máquina. Refleja la perfección mecánica y la precisión de la construcción del molino.

Generalmente  $\eta_M$  en los molinos, vale 0,75 - 0,85.

### **1.3.1 Distribución del uso de la energía eólica en Cuba**

Con el propósito de solucionar los problemas existentes con la generación y distribución de electricidad nuestro Comandante en Jefe compartió con un grupo de cercanos colaboradores la urgencia de acometer profundas transformaciones en el sector energético cubano, con el fin de garantizar la seguridad del abastecimiento con nuevos conceptos, una mayor soberanía y una consecuente compatibilidad con el medio ambiente.

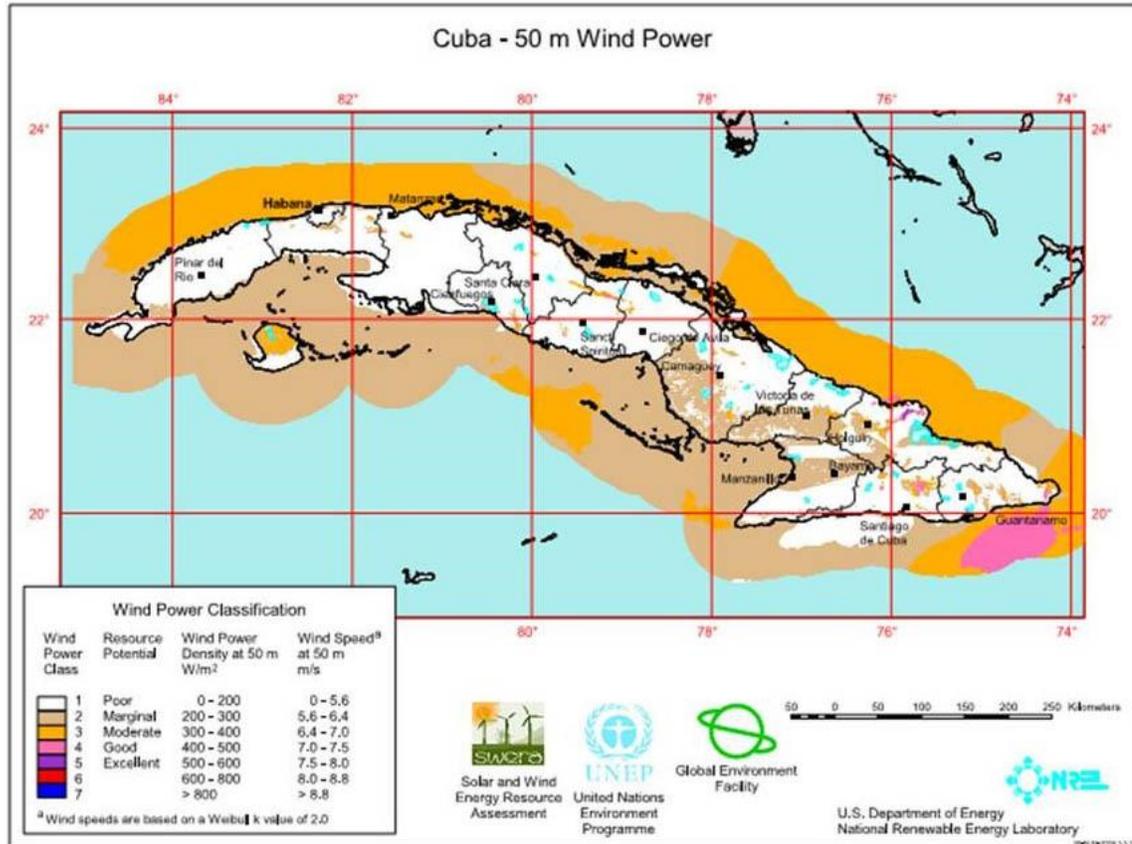
Ahí fue donde nació el concepto de Revolución Energética que hoy se profundiza y perfecciona en Cuba, y que se basa además en la convicción de que el desarrollo sostenible no será posible sin el uso racional y el ahorro de todo tipo de recursos, especialmente de las fuentes de energía, y con el empleo masivo y preferente de aquellas que son renovables. Así comenzó a mediados de 2005 la Revolución Energética en Cuba. Uno de sus programas fue el fomento de la generación de electricidad mediante fuentes renovables de



energía, especialmente la eólica, como contribución a la política de desarrollo sostenible enarbolada por nuestro país. Para estos efectos se creó el Grupo de Ingeniería Eólica en el Grupo Eólico del Ministerio de la Industria Básica (MINBAS), que se encarga de ejecutar todas las tareas referentes al Programa Eólico, adscrito al Grupo de Trabajo para el Impulso de la Energía Eólica, que dirige el Consejo de Estado y que cohesiona a diversos institutos, empresas, entidades y universidades relacionados con el tema.

Se inició una extensa campaña de prospección eólica que actualmente abarca casi todo el territorio nacional confeccionándose un Mapa de Prospección Eólica Nacional mostrado en la figura 1.5, que define preliminarmente las zonas de interés para prospectar el recurso eólico, en función de desplegar parques eólicos, atendiendo tanto a la distribución del potencial energético más ventajoso del viento como a consideraciones de usos del terreno, concentración y perspectivas de crecimiento de los consumos eléctricos, accesibilidad e infraestructuras existentes y por desarrollar, entre otros factores.





**Figura 1.5 Mapa eólico de Cuba.**

Fueron seleccionadas varias zonas promisorias, con una elevada concentración en la costa norte oriental, en las que se instalan de forma estratégica alrededor de un centenar de estaciones de prospección en mástiles de 50 m de altura y estaciones meteorológicas de referencia sobre torres de radiodifusión con más de 50 m (Figueredo *et al.* 2006).

#### **1.4 Aspectos elementales de los aerogeneradores**

En el mundo existen varios productores de aerogeneradores entre los que se destacan los siguientes: Fuhrländer, Gamesa, Enercon, Ecotécnia, Vergnet, Goldwind, Bonus, Vestas, Nordex, Nordic e Inclin. Cada uno de los fabricantes diseña modelos en dependencia de la potencia que se desea generar y bajo las condiciones de trabajo que este tendrá, pero de forma general la estructura de la mayoría de ellos es la misma independientemente de cada fabricante (Matos



2011):

- La góndola o carcasa que protege las partes fundamentales del aerogenerador. La constituye la cubierta y la bancada, esta última es la plataforma que se une con la torre donde se apoyan todos los componentes del aerogenerador. La cubierta se fabrica mayormente de vidrio reforzada con poliéster y se diseñan con compuertas de acceso a los elementos exteriores y con facilidad de maniobrar en el interior.
- Las palas del rotor que transmiten la potencia del viento hacia el buje. Estas conforman una parte importante del aerogenerador de su conformación depende la duración de la vida útil, el buen funcionamiento y el rendimiento de la máquina. Las mismas pueden fabricarse de materiales como la madera y el metal y dentro de este último la encontramos en aleaciones de silicio con magnesio o aluminio moldeado e hilado, además de materiales sintéticos, resinas y fibras.
- El buje que es la parte que une las palas del rotor con el eje de baja velocidad.
- Eje de baja velocidad que conecta el buje del rotor al multiplicador. Su velocidad de giro es muy lenta.
- El multiplicador, permite que el eje de alta velocidad gire mucho más rápido que el eje de baja velocidad. Se pueden encontrar tres tipos de multiplicadores, el multiplicador de engranajes que es el más sencillo puede presentar uno o varios ejes de ruedas cilíndricas, es el más económico pero es difícil conseguir con estas relaciones de multiplicación elevadas.
- El reductor de acoplamiento cónico permite disponer de un eje de salida perpendicular a la entrada, con dientes helicoidales se obtiene un mejor rendimiento y una disminución del ruido. Además del empleo de trenes planetarios que permite obtener multiplicaciones elevadas en espacios reducidos, este presenta una construcción compacta y ligera.



- Eje de alta velocidad, gira a gran velocidad y permite el funcionamiento del generador eléctrico.
- El generador eléctrico que es una de las partes más importantes de un aerogenerador. Aquí es donde se pone de manifiesto la ley de conservación de la energía pues es donde ocurre la transformación de la energía mecánica del movimiento del rotor en energía eléctrica a la salida de los bornes del estator.
- El rotor parte importante dentro del generador. Estos pueden tener dos tipos de diseño, horizontal y vertical siendo el primero el más utilizado.
- El controlador electrónico, es un ordenador que monitoriza las condiciones del viento y controla el mecanismo de orientación.
- La unidad de refrigeración, mecanismo que sirve para enfriar el generador eléctrico.
- La torre que es la parte del aerogenerador que soporta la góndola y el rotor.
- El mecanismo de orientación, está activado por el controlador electrónico, la orientación del aerogenerador cambia según las condiciones del viento.

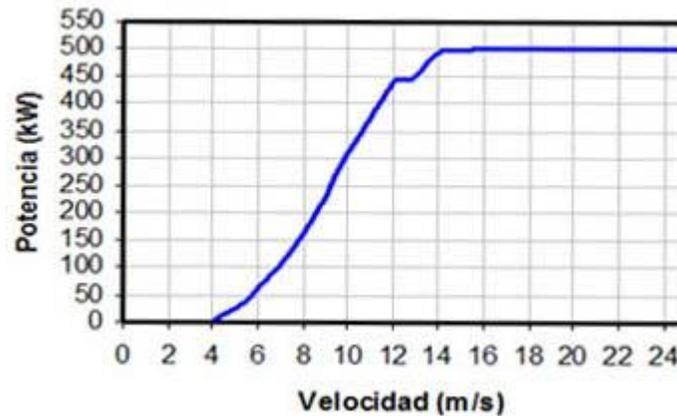
#### **1.4.1 Curva de potencia de los aerogeneradores**

La Curva de Potencias de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento (Matos 2013). Es una de las características más utilizadas para describir un aerogenerador y se obtiene a partir de medidas realizadas en campo, dónde un anemómetro es situado sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador (no sobre el mismo aerogenerador ni demasiado cerca de él, pues el rotor del aerogenerador puede crear turbulencia, y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable).

Si la velocidad del viento no está variando demasiado rápidamente, pueden usarse las medidas de la velocidad del viento realizadas con el anemómetro y



leer la potencia eléctrica disponible directamente del aerogenerador, y dibujar los dos tipos de valores conjuntamente en un gráfico como se muestra en la figura 1.5 (Asociación Danesa De La Industria Eólica 2003).



**Figura 1.5 Curva de potencia característica de un aerogenerador**

En realidad, en el gráfico puede verse una nube de puntos esparcidos alrededor de la línea azul, y no una curva bien definida. El motivo es que en la práctica la velocidad del viento siempre fluctúa, y no se puede medir exactamente la columna de viento que pasa a través del rotor del aerogenerador (colocar un anemómetro justo enfrente del aerogenerador no es una solución factible, ya que el aerogenerador también proyectará un "abrigo" que frenará el viento enfrente de él) (Matos 2013).

### **1.5 Métodos para calcular la producción anual de energía**

Los métodos que se utilizan para la producción anual de energía son:

1. Método del Área de Barrido
2. Método de la Curva de Potencia
3. Método del uso de estimaciones de los fabricantes

Los objetivos es determinar el potencial eólico en un sitio o punto prospectados. También se puede estimar la cantidad de energía que se puede producir en el sitio elegido. Después de decidir donde instalar las turbinas y se ha

determinado la cantidad de viento disponible, el siguiente paso es estimar la cantidad de energía que se puede producir en el sitio elegido (Matos 2013).

### 1.5.1 Método del área de barrido

En el caso de una turbina aislada para hallar producción de energía mediante el método del **área de Barrido** se debe conocer la potencia del viento en el sitio, conocer la altura a la cual opera la turbina que se va instalar y calcular la densidad de potencia en  $W/m^2$ . Luego determinar el área de barrido de la turbina y asumir el valor adecuado para la eficiencia total de conversión.

PAE – Producción anual de energía

$$PAE = (P/A) \times (A) \times (\text{eficiencia}) \times (8760 \text{ h/a}) \times (1\text{kW})/1000 \text{ W}$$

$$PAE = \frac{1}{2} \times (d) \times U^3 \times A \times (\text{eficiencia}) \times (8760 \text{ h/a}) \times (1 \text{ kW}/1000 \text{ W})$$

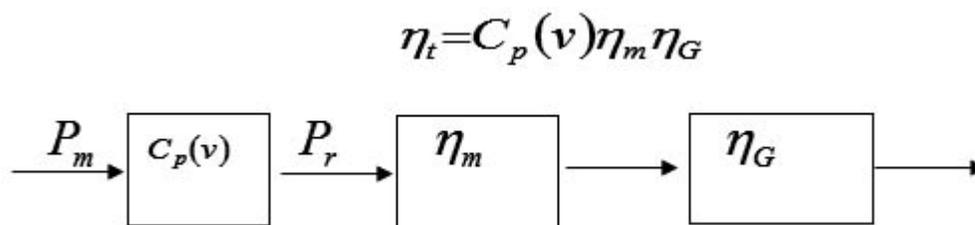
Eficiencia:

Pequeñas turbinas 15-25 %

Medianas turbinas 30-35 %

Grandes turbinas 35-40%

### Eficiencia de conversión de una turbina



Turbina de 1 MW

$\eta_t$  = Eficiencia de conversión = 0,40

$C_p(v)$  = Eficiencia del rotor = 0,44

$\eta_m$  = Eficiencia del tren de potencia = 0,968

$\eta_G$  = Eficiencia del generador = 0,965

$P_v$  = Potencia del viento = 2493 kW

$P_r$  = Potencia a la salida del rotor = 1097 kW

$P_m$  = Potencia mecánica = 1062 kW

$P_e$  = Potencia eléctrica = 1025 MW

$P_c$  = Potencia después del convertidor = 1000 MW

### 1.5.2 Método del uso de las estimaciones de los fabricantes

**Producción de energía de una turbina aislada:** El aprovechamiento del potencial eólico se cuantifica a través del cálculo de la energía que se puede obtener de un parque eólico. Primeramente se hace una estimación para el caso de una turbina aislada, combinando la curva de potencia de la máquina con la curva de distribución de frecuencias de la velocidad del viento. A continuación se aborda el cálculo energético, algo más complejo, del parque eólico en el que hay que tener en cuenta otros factores como el efecto del terreno y de las estelas (eficiencia aerodinámica del parque) y, las paradas por mantenimiento y averías (coeficiente de disponibilidad) (Matos 2013).

**Producción de energía de una turbina aislada:** La expresión analítica que ha sido más empleada para representar las probabilidades de ocurrencia de una velocidad del viento o sea la frecuencia de aparición de cada velocidad del viento es la distribución de Weibull (función de densidad de probabilidad), cuya fórmula general es  $p(v)$  es la probabilidad estadística, adimensional, de que ocurra la velocidad  $v$ ;  $k$  es el factor de forma, adimensional; Potencia Generada Teórica (Matos 2013).



La energía que produce un aerogenerador es el resultado de sumar todos los productos de las potencias  $P_i$  que entrega en cada intervalo de tiempo  $T_i$ , por la duración de cada intervalo, en horas, durante un período dado (día, mes, año, según se desee calcular). Por ello, la energía  $E$  se expresa de modo simplificado como se muestra en la ecuación 1.5.

$$E = \Sigma(P_i \cdot T_i) \quad (1.5)$$

Dónde:  $P_i$  es la potencia a la que trabaja en el intervalo de tiempo  $i$ , en kW.  
 $T_i$  es la duración del intervalo de tiempo  $i$ , en hora.

### 1.5.3 Método de la curva de potencia

La **Curva de Potencia** es el método más factible para el uso de producción anual y es mucho más exacto que los métodos aplicados mundialmente. En la tabla 1.1 se muestran las características de un aerogenerador que se utiliza para el análisis de la curva de potencia.

Tabla 1.1 Características técnicas del aerogenerador VESTAS.

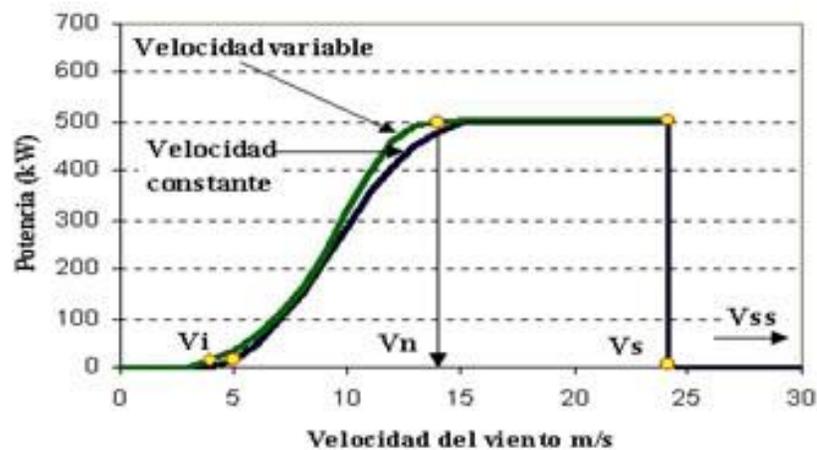
Fabricante	VESTAS
País	dk
Potencia generada	500 kW
Generador pequeño	0 kW
Diámetro de rotor	39 m
Área de barrido	1195 m <sup>2</sup>
Potencia por m <sup>2</sup>	0.419 kW/m <sup>2</sup>
Altura de torre	40.5 m
Tipo de torre	tubular
Precio	311 000 USD
No. instaladas	438



Ejemplo: Encontrar la potencia media generada con aerogenerador cuya curva de potencia es la descrita en la tabla si los factores de la función de distribución de probabilidad de Weibull son  $k=2,32$  (adim) y  $c= 5,87$  m/s, mediante la ecuación 1.6.

$$P_{me} = \int_{v_i}^{v_s} P_e(v) \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} dv \quad (1.6)$$

La energía que produce (o consume) una máquina cualquiera se define de modo general como el producto de la potencia que desarrolla (o absorbe) la máquina, por el tiempo que se mantiene desarrollando esa potencia. Luego se obtiene la curva de potencia de este aerogenerador Vesta mostrada en la figura 1.6. Aquí se observa el comportamiento de las Curvas de Potencia para Sistemas de Velocidad Constante y de Velocidad Variable (Matos 2013).



**Figura 1.6 Curva de potencia para Sistemas de Velocidad Constante y de Velocidad Variable.**

La “velocidad de inicio o de arranque” de los aerogeneradores es de 3,5 o 4 metros por segundo (12,6 o 14,4 kilómetros por hora, respectivamente).

La “velocidad nominal” a la que alcanzan su potencia nominal o máxima potencia admisible para el generador eléctrico, es entre 13,5 y 14 metros por segundo (respectivamente entre 48,6 y 50,4 kilómetros por hora).

La “velocidad de corte, parada o frenado” se sitúa entre los 20 y 25 metros por segundo (entre 72 y 90 kilómetros por hora).

Los aerogeneradores comienzan a girar a una velocidad del viento menor de 3 metros por segundo (10,8 kilómetros por hora), pero inician la generación (alcanzan la velocidad de rotación sincrónica y se produce el acoplamiento del generador eléctrico a la red) cuando el viento alcanza 3,5 o 4 metros por segundo (12,6 o 14,4 kilómetros por hora, respectivamente), que se identifica como “Velocidad de inicio o de arranque”.

Alcanzan su potencia nominal o máxima (la potencia para la que está diseñado el generador eléctrico) generalmente cuando el viento alcanza una velocidad entre 13,5 y 14 metros por segundo (respectivamente entre 48,6 y 50,4 kilómetros por hora), denominada velocidad Nominal.

Si la velocidad del viento sigue en aumento, la máquina deberá ser frenada para evitar que el generador eléctrico se sobrecargue, y que la máquina se embale, girando a una velocidad incontrolablemente creciente, que puede provocar su destrucción. Esa velocidad es la “Velocidad de corte, parada, frenado o salida” y dependiendo del diseño de la máquina, se sitúa entre los 20 y 25 metros por segundo (entre 72 y 90 kilómetros por hora).

## **1.6 Trabajos precedentes realizados en Moa**

Desde 1993 en el Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa (ISMMM) se inician trabajos de medición e investigación del potencial eólico en el territorio de Moa por un colectivo de profesores, destacándose la publicación del artículo:



"Perspectiva de desarrollo de la energía eólica en el nordeste holguinero" por E. Terrero en 2006 (Matos 2006). En el mismo se describen las regularidades eólicas de la región de Moa, revelándose anomalías que identifican sitios prospectivos para el estudio de prospección eólica, así como el comportamiento de la velocidad media mensual, medida a los diez metros de altura. En la figura 1.7 se muestran los puntos prospectados en la región de Moa.



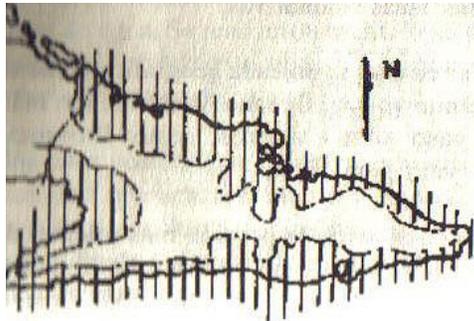
**Figura 1.7 Puntos prospectados en la región de Moa. Escala original 1:100 000.**

Otros trabajo realizado en nuestro municipio es el (Carcassés 2014) donde realiza las metodologías para el diseño de parques eólicos, las metodologías para la adquisición de datos eólicos, la modelación topográfica, la modelación de la rugosidad del terreno y los métodos de estimación de la velocidad del viento y del error de estimación. En este trabajo se plantean los fundamentos y un procedimiento para la ubicación de torres anemométricas para el muestreo durante la caracterización detallada del potencial de sitios promisorios a partir de la información topográfica, de rugosidad del terreno y de los mapas de velocidad de viento disponibles. También se determinan los sitios más adecuados para situar torres anemométricas para el muestreo durante la caracterización detallada del potencial de una región promisorio en el municipio Moa.

Otro trabajo realizado en esta zona es de (Ortiz 2008) Doralis Garrido Ortiz donde se emplea el software Delphi para calcular el potencial eólico en la zona colina 4 ubicada al noroeste del municipio Moa.

### **1.7 Características físico - geográficas de la región de Moa**

La orografía comprende la porción más oriental de las montañas del noreste cubano. El sistema orográfico está orientado en dirección de E-W a NE-SW, direcciones que siguen líneas paralela o sub-paralelas con el eje longitudinal de la Isla de Cuba. Se encuentran las elevaciones montañosas de la Sierra Cristal y la Sierra de Nipe, en la provincia de Holguín, la Sierra del Purial y la Sierra del Convento, en la provincia de Guantánamo y la Sierra Maestra, en la provincia de Santiago de Cuba. Entre estas elevaciones y la costa se aprecia una zona de acción de la brisa marina y el terral. En la figura 1.8 se observa la acción de estos vientos (Ortiz 2008).



**Figura 1.8 Zona de penetración de la brisa marina en la parte oriental de Cuba.**

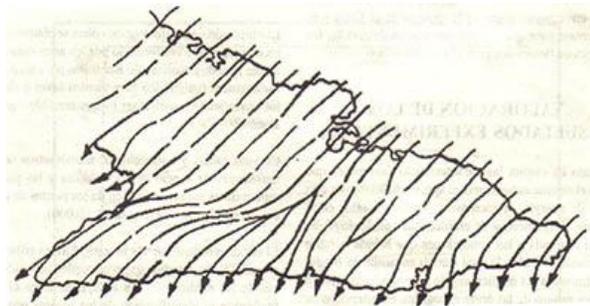
Se caracteriza por una densa red fluvial que constituye la red hidrográfica más importante de la nación por el volumen de sus aguas, representada por los ríos Toa, Cauto, Miel y otros que están entre los más caudalosos del país, acompañados de ríos tributarios y una densa red de cañadas que mantienen sus corrientes durante todas las épocas del año, las cuales son originadas por las copiosas precipitaciones que se producen. En los valles de los ríos se

forman los vientos gravitacionales (Ortiz 2008). Un ejemplo representativo se aprecia en la figura 1.9.

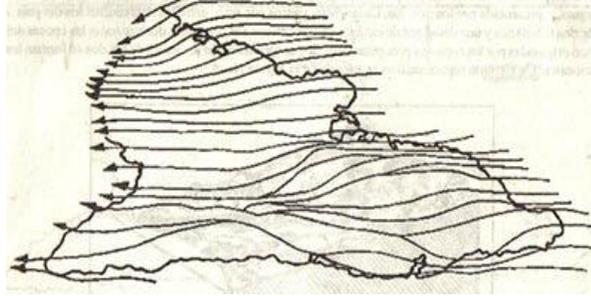


**Figura 1.9 Comportamiento de los vientos gravitacionales**

En la parte Oriental de Cuba predomina la acción de los vientos alisios (Ortiz 2008). La conjugación del relieve y su alineación entre el E y del NE, con la dirección de los vientos alisios procedentes del Océano atlántico ocasionan que el aire cargado de humedad sea frenado por el sistema montañoso, originando las intensas precipitaciones que se producen en la mayor parte del año (figura 1.10 y 1.11).



**Figura 1.10 Líneas que siguen el flujo de los vientos alisios que soplan del noreste sobre el oriente cubano.**



**Figura 1.11 Líneas que siguen el flujo de los vientos que soplan del este sobre el oriente cubano.**

Según los estudios realizados en la parte norte de Oriente, existen condiciones favorables para este aprovechamiento energético, porque la brisa marina y los vientos alisios se suman durante el día reforzándose en velocidad y rumbo. Según la literatura, en los lugares donde la topografía es accidentada, esta sirve como apantallamiento, lo que hace que los vientos al tratar de cambiar su rumbo refuercen su velocidad considerablemente. Este efecto ocurre en regiones como en la costa norte de Cuba y es una ventaja para que en esta parte sean detectadas las condiciones favorables para el estudio eólico (Ortiz 2008).

## **CAPÍTULO II. MATERIALES Y MÉTODOS**

### **2.1 Introducción**

En este capítulo se exponen los métodos utilizados para calcular la producción anual de energía de los aerogeneradores. Estos métodos fueron plasmados en la programación para crear la Interfaz Gráfica de Usuario realizada en Matlab. También se explica la metodología de las mediciones de los vientos y la estructura del archivo que contiene las mediciones.

### **2.2 Selección del método para el cálculo del PAE**

De los métodos descritos en el Capítulo 1 para calcular la producción anual de energía, para este trabajo se decidió trabajar con el método de curva de potencia ya que es más exacto que los muchos otros métodos aplicados mundialmente.

### **2.3 Caracterización del área prospectada**

La prospección eólica es el arte de buscar sitios o zonas con puntos prospectados factible para el aprovechamiento del recurso eólico, efectuando mediciones físicas de variables climatológicas de velocidad, dirección del viento, densidad, temperatura del aire, con estaciones anemométricas, cuyo datos de los estudios eólicos para ser eficaces, deben expresarse en un término de tiempo superior a los tres año, y el valor que pueda concederse al cuadro eoloenergético así obtenido, mayor para unas técnicas que para otras, depende de la calidad de los datos y de la pericia con que son interpretados. La prospección debe estar precedida de una cuidadosa exploración, ya que las características físicas geográficas regionales influyen en gran medida en la intensificación local del régimen de vientos.

### **2.4 Instrumento de medición empleado**

El instrumento de medición que se utilizó fue el Anemómetro de cazoletas que



consiste en tres o cuatro cazoletas montadas simétricamente alrededor de un eje vertical. La fuerza que ejerce el aire en el lado cóncavo es mayor que en el lado convexo, la rueda de cazoletas gira. La velocidad de rotación es proporcional a la velocidad del viento. Dicha rotación puede medirse de varios modos: contando mecánicamente el número de revoluciones, conectando el eje de la rueda de cazoletas a un pequeño generador eléctrico y midiendo el voltaje instantáneo, o a un interruptor optoelectrónico y midiendo su salida. La principal ventaja de los anemómetros de cazoletas es que miden las dos componentes horizontales del viento.

## 2.5 Metodología de las mediciones

Las variables con las que se cuentan para obtener la información necesaria son la velocidad y la dirección del viento.

- **La dirección de viento** se mide únicamente para cada punto a 50 m de altura. Esta medición se realiza cada 10 minutos mediante un anemómetro.
- **La velocidad del viento** se mide a tres alturas por encima del terreno: a 10 m, a 30 m y a 50 m. Se mide además, la velocidad media, la desviación estándar y la velocidad máxima cada 10 minutos. Estas mediciones se realizaron desde octubre del 2006 hasta el abril del 2008.

Para la realización de este trabajo se tomó solamente el año 2007 por ser el único que contaba con todos los meses medidos.

## 2.6 Estructura de los datos medidos

Las tablas originales que se informan en las mediciones vienen dadas por meses. Por ejemplo 2007\_06.row que contiene las mediciones del mes 6 (junio) del 2007. El contenido de uno de estos archivos está organizado en una tabla



de 20 columnas y tantas filas como intervalos de 10 m se midieron. Estas mediciones se exportaron para un documento Excel para mejorar su procesamiento en el Matlab. En la tabla 2.1 se muestra un ejemplo de cómo está estructurada la misma.

**Tabla 2.1 Estructura de las tablas de mediciones de velocidad y dirección del viento.**

loggername	date_____	time_____
------------	-----------	-----------

Continuación:

s1a[m/s]	s1x[m/s]	s1i[m/s]	s1s[m/s]
----------	----------	----------	----------

Continuación:

s2a[m/s]	s2x[m/s]	s2i[m/s]	s2s[m/s]
----------	----------	----------	----------

Continuación:

s3a[m/s]	s3x[m/s]	s3i[m/s]	s3s[m/s]
----------	----------	----------	----------

Continuación:

d	d1a[°]	d1s[°]	[-1=error]	[ser.no.]
---	--------	--------	------------	-----------

La columna 1 es un indicador de la fuente de datos.

La columna 2 indica la fecha y la columna 3 la hora de la medición.

Las columnas 4, 5, 6 y 7 indican respectivamente la velocidad media, la velocidad máxima, la velocidad mínima y la desviación estándar en el período de 10 minutos y para la altura de 50 m.



Las columnas 7, 8, 9 y 10 indican lo mismo que la 4, 5, 6 y 7 pero para 30 m de altura. Análogamente las columnas 10, 11, 12 y 13 indican lo mismo pero para 10 m de altura.

La columna 14 indica la dirección del viento dada en grados sexagesimales.

La columna 15 indica la existencia de algún error en la medición y la columna 16 informa del número de serie de la medición.

Estos son los datos necesarios para la caracterización eoloenergética d la región Noroeste de Moa.

Para mejorar la programación de la aplicación en Matlab, se exportaron las mediciones de la velocidad y dirección del viento con extensión *.pow* a documentos de Microsoft Excel con extensión *.xls* ó *.xlsx*. el documento Excel con las mediciones debería tener:

8760 horas al año\*60 minutos/10minutos de muestra = 52 560 mediciones

Pero en realidad tiene un total de 48 022 mediciones.

## **2.7 El lenguaje de programación de Matlab**

El lenguaje de Matlab soporta las operaciones vectoriales y matriciales que son fundamentales para problemas en ingeniería y científicos. Esto permite un desarrollo y ejecución rápida. Permite programar y desarrollar algoritmos más rápidamente que con los lenguajes de programación tradicionales porque no necesita desarrollar tareas administrativas de bajo nivel, como declarar variables, especificar tipos de datos y reservar memoria. Como un resultado, en una línea de código Matlab puede ser remplazado diversas líneas de código C o C++ (Multion 2013).

Al mismo tiempo posee las características de un lenguaje de programación



tradicional, incluyendo operadores aritméticos, control de flujo, estructura de datos, programación orientada a objetos y características de depurado.

Posee también la herramienta interactiva GUIDE (*Graphical User Interface Development Environment*) para diseñar y editar las interfaces de usuario. GUIDE permite incluir listados, menús desplegables, botones, botones radiales, y barras deslizables, así como gráficas de Matlab y controles de Microsoft ActiveX®. Alternativamente, se puede crear GUIs programadas con funciones de Matlab (Multion 2013).

Matlab permite crear algoritmos y distribuirlos a otros usuarios directamente como código de Matlab, esto es posible gracias a que Matlab Compiler™ puede desplegar el algoritmo, como una aplicación autónoma o como un módulo de software para incluirlo en cualquier proyecto, con usuarios que no tienen Matlab instalado en su computadora (Guerrero 2012).

## 2.8 Ajuste a la distribución de Weibull

Una de las formas más aceptadas de modelar el comportamiento de la velocidad del viento es mediante la llamada Distribución de Weibull cuya función está dada por la ecuación 2.1 (Castañeda *et al.* 2013) (Matos 2013) (Oyarzo 2008).

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (k > 0, v > 0, c > 1) \quad (2.1)$$

De lo que se trata es de encontrar los parámetros  $c$  y  $k$  tal que la distribución se ajuste a la distribución de frecuencias de los datos medidos. Mediante la



programación de un script en Matlab (que tiene por nombre *Weibull*) se pudo graficar las curvas y de una vez se encontró el valor de c y k:

```
clear,clc
%% cargar doc excel
[File_xls,PathName] = uigetfile('*.xls;*.xlsx','Seleccione el archivo
con los datos');
if isequal(File_xls,0)
    return
else
copyfile([PathName,File_xls],[pwd,'\datos_xls\',File_xls])
velocidad=xlsread([pwd,'\datos_xls\',File_xls],'Hojal','E2:E65536');
    %% interpolar si es necesario
    if any(isnan(velocidad)) %si hay algún NaN
        x=1:length(velocidad);
        i=find(~isnan(velocidad));
        velocidad=interp1(x(i),velocidad(i),x);
    end
    %% histograma
    x=0.5:1:max(velocidad);
    Horas=1/6*hist(velocidad,x);
    %% convierte a frecuencias y ajusta a la función de Weibull
    frec=horas/sum(horas);
    f=@(a,x) (a(1)/a(2))*((x/a(2)).^(a(1)-1)).*exp(-(x/a(2)).^a(1));
    a0=[2 8]; %valor inicial de los parámetros
    ck=nlinfit(x,frec,f,a0);
    fprintf('Valor de k: %1f, Valor de c: %1f \n',ck)
    hold on
    %% velocidad media
    media = mean(velocidad);
    fprintf('La velocidad media es: %1f\n',media)
    %% desviación estandar
    estandar = std (velocidad);
    fprintf('La desviación estandar es: %1f\n',estandar)
    %% diagrama de frecuencias
    bar(x,frec,'c');
    max_frec=max(frec);
    %% representa la curva de ajuste
    x=linspace(0,max(velocidad),100);
    y=f(ck,x);
    plot(x,y,'r')
    title('Ajuste a la función Weibull')
    xlabel('Velocidad (m/s)')
    ylabel('Frecuencia')
    %%muestra datos en el gráfico
    str=sprintf(' k=%1f \n c=%1f \n v.máxima=%2.2f \n v.media=%2.2f \n
v.mínima=%2.2f \n d.estandar:%2.2f \n',...
        ck,max(velocidad),mean(velocidad),min(velocidad),std
(velocidad));
    text(max(velocidad)-3,max(frec)-0.10*max(frec),str)
    hold off
end
```



Como se puede observar en el script anterior, el valor de  $x$  corresponde a cada una de las mediciones obtenidas en el archivo Excel. En este script se le encontró el ajuste de Weibull a los datos de la velocidad del viento a la altura de 50 metros correspondiente a la columna **E** de la **Hoja1** del documento Excel.

Donde la velocidad de la función de distribución de Weibull alcanza un máximo, se obtiene derivando  $f(x)$  e igualando a cero como se muestra la ecuación 2.2 (Eibar 2011b).

$$\frac{k}{c^k} \exp \left[ - \left( \frac{x}{c} \right)^k \right] x^{k-2} \left\{ (k-1) - \frac{k}{c^k} x^k \right\} = 0$$

$$x_{\max} = c \left( \frac{k-1}{k} \right)^{1/k} \quad (2.2)$$

El valor medio de  $\langle x \rangle$  se calcula mediante la ecuación 2.3:

$$x = \int_0^{\infty} x \cdot f(x) \cdot dx = \int_0^{\infty} x \cdot \frac{k}{c} \left( \frac{x}{c} \right)^{k-1} \exp \left[ - \left( \frac{x}{c} \right)^k \right] \cdot dx =$$

$$c \int_0^{\infty} y^{1/k} e^{-y} dy = c \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right)$$

(2.3)

Donde se ha hecho el cambio de variable  $y=(x/c)^k$ ,

La función gamma  $\Gamma(x)$  se define según la ecuación 2.4 (Eibar 2011b).

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt \quad (2.4)$$



Si  $n$  es un número entero  $\Gamma(n+1) = n!$  (factorial de  $n$ ). Para otros valores  $x$  la función *gamma* de Matlab devuelve el valor de la integral (Eibar 2011b).

Se comprobó en la ventana de comandos que el área bajo la curva de cualquiera de las gráficas es la unidad, y que el valor medio  $\langle x \rangle = c \cdot \Gamma(1+1/k)$

```
>> k=2.8; c=1;
>> f=@(x) (k/c)*((x/c).^(k-1)).*exp(-(x/c).^k);
>> quad(f, 0,3) %area bajo la curva f(x)
ans =
    1.0000
>> g=@(x) x.*f(x);
>> quad(g, 0,3) %valor medio
ans =
    0.8905
>> c*gamma(1+1/k) %valor medio
ans =
    0.8905
```

La desviación estándar  $\sigma$  se calcula según la ecuación 2.5 (Eibar 2011b).

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (x - \langle x \rangle)^2 \cdot f(x) \cdot dx = c^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]$$

(2.5)

La probabilidad de que la velocidad del viento  $x$  sea mayor o igual que  $x_0$  se calcula según la ecuación 2.6 (Eibar 2011b).

$$P(x \geq x_0) = \int_{x_0}^{\infty} f(x) \cdot dx = \exp\left[-\left(\frac{x_0}{c}\right)^k\right] \quad (2.6)$$

La probabilidad de que la velocidad del viento  $x$  este en el intervalo comprendido entre  $x_0$  y  $x_1$  se calcula según la ecuación 2.7 (Eibar 2011b).



$$P(x_0 \leq x < x_1) = \int_{x_0}^{x_1} f(x) \cdot dx = \exp \left[ -\left( \frac{x_0}{c} \right)^k \right] - \exp \left[ -\left( \frac{x_1}{c} \right)^k \right]$$

(2.7)

Para calcular la frecuencia acumulada se ha llamado a la función **cumsum** de Matlab.

```
>> horas/sum(horas) %frecuencia
>> cumsum(horas)/sum(horas) %frecuencia acumulada
```

### Ajuste no lineal

Para ajustar los datos de la columna frecuencia a la función de Weibull se determinara los valores de los parámetros c y k. Se hará un ajuste no lineal con la función **nlinfit** de Matlab (The Mathworks 2013), para lo cual se hallará a (1) al parámetro k y a (2) al parámetro c.

El diagrama de frecuencias y la función de Weibull que mejor ajusta. Para producir la figura se ha creado el script **weibull\_3**:

```
clear, clc
velocidad=xlsread('Año2007','Hoja1','F2:F48022');
%interpoliar si es necesario
if any(isnan(velocidad)) %si hay algún NaN
    x=1:length(velocidad);
    i=find(~isnan(velocidad));
    velocidad=interp1(x(i), velocidad(i), x);
end
%histograma
x=0.5:1:max(velocidad);
Horas=1/6*hist(velocidad, x);
%convierte a frecuencias y ajusta a la función de Weibull
Frec=horas/sum(horas);
f=@(a,x) (a(1)/a(2))*((x/a(2)).^(a(1)-1)).*exp(-(x/a(2)).^a(1));
a0=[2 8]; %valor inicial de los parámetros
af=nlinfit(x,frec,f,a0)
hold on
%diagrama de frecuencias
bar(x,frec,'c');
%representa la curva de ajuste
x=linspace(0,max(velocidad),100);
y=f(af,x);
plot(x,y,'r')
```



```
title('Ajuste a la función Weibull')
xlabel('Velocidad')
ylabel('Frecuencia')
hold off
```

En la ventana de comandos se correrá el script *weibull\_3* proporciona los datos de los parámetros *k* y *c* de ajuste. El dato de  $k=af(1)=2.0486$ , y  $c=af(2)=9.4165$

```
>> weibull_3
    af =
    2.0486    9.4165
```

## 2.9 Dirección predominante de los vientos

En primer lugar, se examinan los datos de las direcciones de la velocidad del viento del año 2007, para lo se carga en el Matlab los datos contenidos en la hoja **Hoja1** columna **P** desde la fila 2 a la fila 48 022, que corresponden a las direcciones medias del viento tomadas en el año 2007 asignados a las horas 0 a 23.

Mediante la función *xlsread* los datos de hoja **Hoja1** y la columna **R** desde la fila 2 a la fila 48 022 y se le asigna al vector *ángulo* (Eibar 2011c).

```
angulo=xlsread('Año2007','Hoja1','R2:R48022');
>> length(angulo)
ans =
    48021
```

Se comprobó en la ventana **Workspace** y mediante el comando **length** que el vector *ángulo* contiene 48 021 elementos.

Ahora, se examinan si hay alguna celda que no contiene datos y que al cargarse en Matlab se ha transformado en **NaN**.

```
>> c=find(isnan(angulo))
c =
    464
>> angulo(c)=[];
>> length(angulo)
ans =
    48021
```



Se va a la hoja de cálculo **Hoja1** y se observará que la celda situada en la fila 465 y en la columna **R** está vacía, no contiene ningún dato. Nuestra opción ahora es eliminar este dato o interpolarlo. Eliminarlo es un proceso sencillo como se muestra en el cuadro más arriba, interpolarlo es algo más complicado, pero conserva el número total de datos y la secuenciación en el tiempo. Se elige la segunda opción (Eibar 2011c).

```
>> angulo=xlsread('Año2007','Hoja1','R2:R48022');
>> c=find(isnan(angulo))
c =
    464
>> angulo(464)
ans =
    NaN
>> x=1:length(angulo);
>> i=find(~isnan(angulo));
>> y=interp1(x(i),angulo(i),x);
>> angulo=y;
>> angulo(464)
ans =
    44
```

Después de interpolar linealmente el elemento 464 del vector **angulo** que contenía un **NaN** ahora guarda un ángulo de 44 grados. Fijarse que 44 es el valor medio entre el ángulo inmediatamente anterior **angulo** (463)=38 y el ángulo inmediatamente posterior **angulo** (465)=50.

Se agrupan los 48021 datos de ángulos en intervalos de 10 grados mediante la función *hist* de Matlab, la cual admite un vector *x* como segundo argumento que le indica a *hist* como agrupar los datos guardados en el vector **angulo**. Así *hist* agrupará los datos en intervalos de anchura 10 grados centrados en los ángulos 5, 15, 25, 35... grados (Eibar 2011c).

```
>> x=5:10:355;
>> Horas=1/6*hist(angulo,x);
>> bar(x,horas);
```



La función **hist** devuelve el vector **horas** que contiene el número de ángulos que caben en cada intervalo definido por el vector **x**. La función **bar** representa gráficamente el histograma. En el eje horizontal los ángulos divididos en intervalos de 10 grados. En el eje vertical el número de ángulos del vector **angulo** que caben en cada intervalo. El número de ángulos es igual al número de horas en el año 2007 que la veleta apunta en una determinada dirección angular.

El valor máximo guardado en el vector **horas** se obtiene mediante la función **max** y luego, mediante la función **find** se obtiene el índice del elemento que guarda el valor máximo:

```
>> find(horas==max(horas))
ans =
    21 %índice
>> x(21)
ans =
    125
>> horas(21)
ans =
    8000 %valor máximo
```

La dirección predominante del viento es 125 grados. En la dirección comprendida entre 150 y 140 grados la veleta ha estado orientada 8000 horas.

En un diagrama polar se puede apreciar mejor las direcciones predominantes del viento medidos por la estación (Eibar 2011c).

Con los fragmentos de código de esta sección se hizo el script **viento**, para obtener una representación polar y un diagrama de barras.

```
clc,clear
angulo=xlsread('Año2007','Hoja1','R2:R48022');
%interpolador
if any(isnan(angulo)) %si hay algún NaN
    x=1:length(angulo);
    i=find(~isnan(angulo));
    angulo=interp1(x(i),angulo(i),x);
end
%agrupar los datos en intervalos. Histograma
```



```
x=5:10:355;
Horas=1/6*hist(angulo,x);
%diagrama polar
x1=[x 365];
ang=x1*pi/180;
horas1=[horas horas(1)];
gc=polar(ang,horas1,'r');
set(gc,'linewidth',2);
title('Direcciones del viento')
%diagrama de barras
figure
bar(x,horas,'r');
xlim([0 360])
title('Direcciones del viento')
xlabel('ángulo')
ylabel('horas')
```

## 2.10 Potencia suministrada por el viento

La potencia por unidad de tiempo (energía) del viento cuando pasa a través de un área  $A$  perpendicular a la dirección del viento se calcula según la ecuación 2.8.

$$P_v = A \frac{1}{2} \rho x^3 \quad (2.8)$$

$A=\pi R^2$  es el área barrida por las palas del aerogenerador de longitud  $R$ , y  $\rho=1.225 \text{ kg/m}^3$  es la densidad del aire a nivel del mar a  $15^\circ\text{C}$  y  $x$  la velocidad del viento.

Se puede calcular el valor medio de  $P_v$  directamente de las mediciones de la velocidad del viento mediante la ecuación 2.9.

$$P = A \frac{1}{2} \rho \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i^3 \quad (2.9)$$

Si se establece un modelo estadístico que describa las medidas de las velocidades y sus frecuencias mediante una función continua  $f(x)$ , el valor medio de la potencia para la función de distribución de Weibull queda como la ecuación 2.10.



$$P_v = A \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} x^3 f(x) dx = A \frac{1}{2} \rho \langle x \rangle^3 \frac{\Gamma(1 + 3/k)}{\Gamma^3(1 + 1/k)} \quad (2.10)$$

Si la función de Weibull se ajusta perfectamente a los datos del viento, la potencia calculada mediante esta fórmula será similar a la calculada directamente de los valores de la velocidad del viento. Cuanto mayor sea la diferencia entre los dos resultados peor será el ajuste de la función de distribución de Weibull a las medidas de las velocidades del viento.

Para ello se descarga un fichero Excel que contiene los datos de la curva de potencia de varios modelos de aerogenerador de distintos fabricantes desde el sitio Idaho National Laboratory.

## 2.11 Energía suministrada por el aerogenerador

Si  $P_e(x)$  es la función que describe la potencia del aerogenerador en función de la velocidad  $x$ . La potencia media  $\langle P_w \rangle$  producida por el aerogenerador se obtiene a través de la ecuación 2.11 (Eibar 2011a).

$$P_w = \int_0^{\infty} P_e(x) f(x) dx \quad (2.11)$$

Este dato se puede calcular mediante la ecuación 2.12.

$$P_w = \sum_{j=1}^m f_j P_e(x_j) \quad (2.12)$$

Para hacer el producto elemento a elemento del vector *potencia* por el vector *frecuencia* tienen que tener las mismas dimensiones.

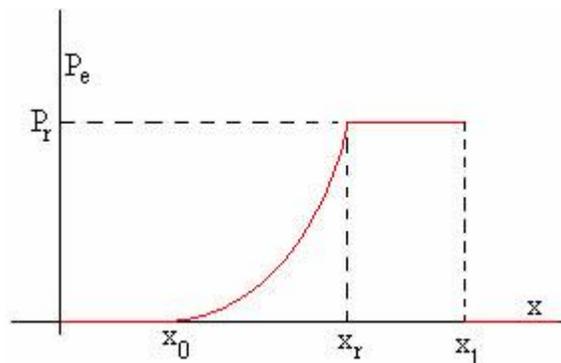
El script *potencia\_1* realiza el cálculo de la potencia suministrada por el generador directamente a partir de los datos de las velocidades del viento y de la curva de potencia del aerogenerador (en este caso es el aerogenerador NEG MICON NM48\_750 y las mediciones del viento a 50 m de altura).

```
clear,clc
potencia=xlsread('NEG MICON NM48_750','Hoja1','B2:B65000');
```



```
x=0:0.5:25; %velocidad
velocidad=xlsread('Año2007','Hoja1','E2:E48022');
%interpoliar si es necesario
if any(isnan(velocidad)) %si hay algún NaN
    x=1:length(velocidad);
    i=find(~isnan(velocidad));
    velocidad=interp1(x(i), velocidad(i),x);
end
%histograma
Horas=1/6*hist(velocidad, x);
%convierte a frecuencias
frec=horas/sum(horas); %potencia es vector columna y frec es vector
fila
res=sum(frec*potencia); %potencia por unidad de area
fprintf('La potencia por unidad de área es %3.1f\n',res)
```

Este aerogenerador produce energía en un intervalo de velocidades mínima (cut-in)  $x_0$  y máxima (cut-out)  $x_1$  según lo muestra la figura 2.1 A una velocidad intermedia  $x_r$  (rated) alcanza la máxima potencia  $P_r$  que es casi constante. Para el aerogenerador de la marca NEG MICON NM48\_750 que ha servido de ejemplo:  $P_r=750$  kW,  $x_0=3.0$  m/s,  $x_r=16$  m/s y  $x_1=25$  m/s.



**Figura 2.1 Intervalo de velocidades de trabajo del aerogenerador NEG MICON NM48\_750**

Se pueden establecer varios tipos de ecuaciones que describen la región intermedia entre  $x_0$  y  $x_r$ . Se puede ajustar a polinomios de varios grados u otro tipo de función. Para este trabajo, los datos de la potencia del aerogenerador comprendidos entre  $x_0$  y  $x_r$  se ajustaron mediante un polinomio de tercer grado utilizando la función ***polyfit*** de Matlab.

Finalmente, se calcula la potencia media por unidad de área que produce el aerogenerador con el régimen de vientos del año 2007 en el Noroeste de Moa mediante la ecuación 2.13.

$$P_w = \int_{x_0}^{x_r} P_e(x) f(x) dx + P_r \int_{x_r}^{x_1} f(x) dx \quad (2.13)$$

El script *potencia\_2* traza la gráfica y calcula las integrales definidas empleando la función **quad** de Matlab:

```
clear,clc
Pr=1500; x0=3.0;xr=14;x1=25; %datos de la curva de potencia
k=2.0486; c=9.4165; %parámetros de ajuste de la función de Weibull
potencia=xlsread(' NEG MICON NM48_750','Hojal','B2:B65000');
x=0:1:25;
pot=potencia(x>=x0 & x<=xr);
hold on
x=x0:0.5:xr;
plot(x,pot,'ro','markersize',2,'markerfacecolor','r')
title('Ajuste de la curva de potencia de un aerogenerador');
axis([0 15 -10 1550])
xlabel('velocidad')
ylabel('potencia')
grid on
%ajuste
p=polyfit(x,pot',3); %ajuste a un polinomio de tercer grado
yp=polyval(p,x);
plot(x,yp,'k')
hold off
%cálculo de la potencia media
f=@(x) (k/c)*((x/c).^(k-1)).*exp(-(x/c).^k); %función de Weibull
h=@(x) f(x).*polyval(p,x);
power=quad(h,x0,xr)+Pr*quad(f,xr,x1);
fprintf('La potencia media es: %3.1f\n',power)
```



## CAPÍTULO III. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

### 3.1 Introducción

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en la aplicación del Matlab, donde se realiza la caracterización eoloenergética del noroeste de Moa. Para ello, se integraron todos los script del capítulo anterior y se confeccionó una aplicación GUI con el Toolbox GUIDE del Matlab. Se calculó la producción anual de energía de varios modelos de aerogeneradores, y se realizó una breve valoración económica de la aplicación propuesta y finalmente se expone el impacto del uso de la tecnología eólica sobre el medio ambiente.

### 3.2 GUI de la aplicación

La aplicación realizada en Matlab a partir de los scripts presentados en el capítulo anterior se muestra en la figura 3.1. Esta ventana principal brinda toda la información sobre la caracterización eoloenergética del noroeste de Moa.

A continuación se mostrarán los resultados obtenidos con el fin de mostrar la potencialidad eólica de la región.

En la parte izquierda de la aplicación (debajo del combo **Graficar**) se muestra el combo de **Estadísticas de los vientos**. En esta sección del programa se muestran los resultados obtenidos directamente de las mediciones de los vientos, en el año 2007 y a una altura de 50 m, donde:

Velocidad Mínima: 0 m/s

Velocidad Media: 6,85 m/s

Velocidad Máxima: 20 m/s

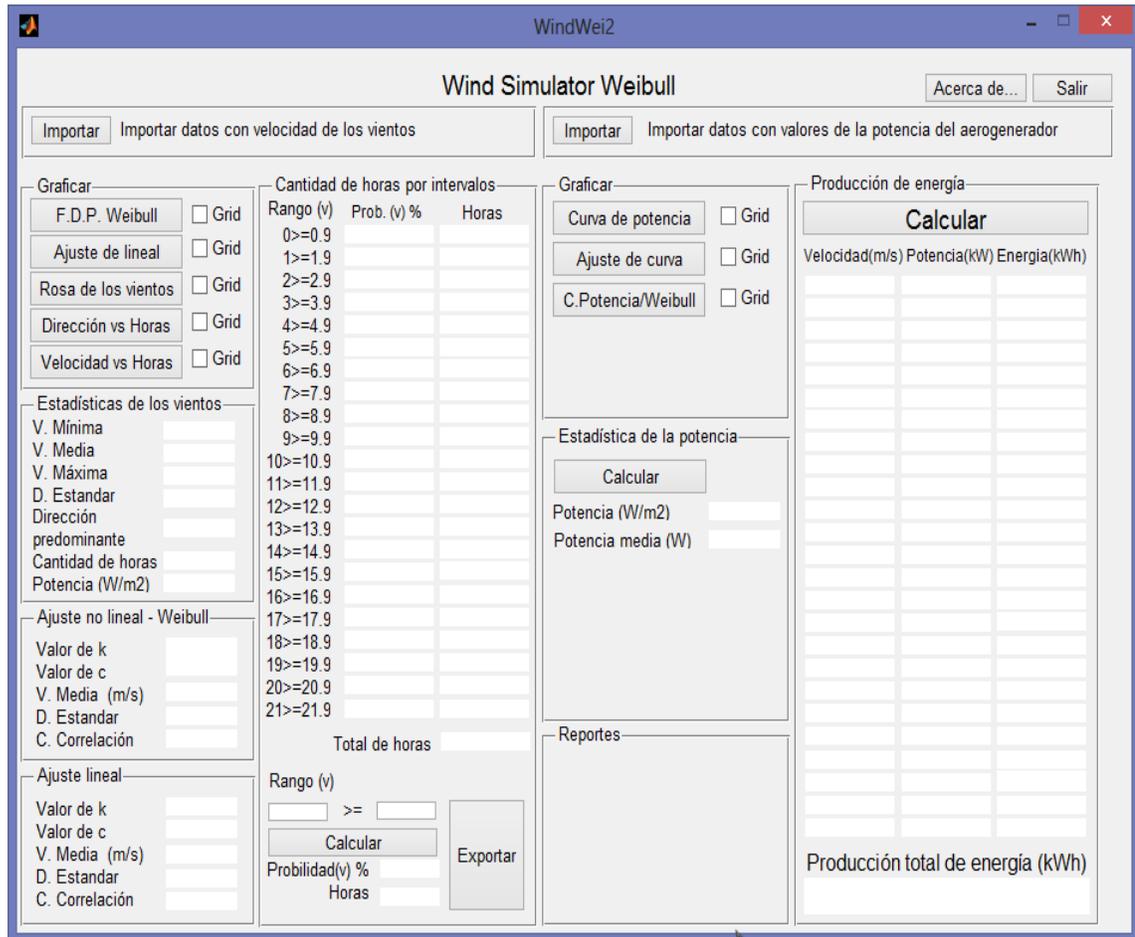
Desviación estándar: 3,61

Dirección predominante de los vientos (DPV): 125°

Cantidad de horas observadas de la DPV: 8049



Potencia: 426,815 W/m<sup>2</sup>



**Figura 3.1 Pantalla principal del GUI de la aplicación en Matlab.**

En la figura 3.1 también puede observarse la probabilidad de ocurrencia de los vientos así como la cantidad de horas observadas. Con el número de horas observadas por intervalos de velocidades se calculó la producción anual de energía de varios aerogeneradores, esto se explica en el epígrafe 3.2.6.

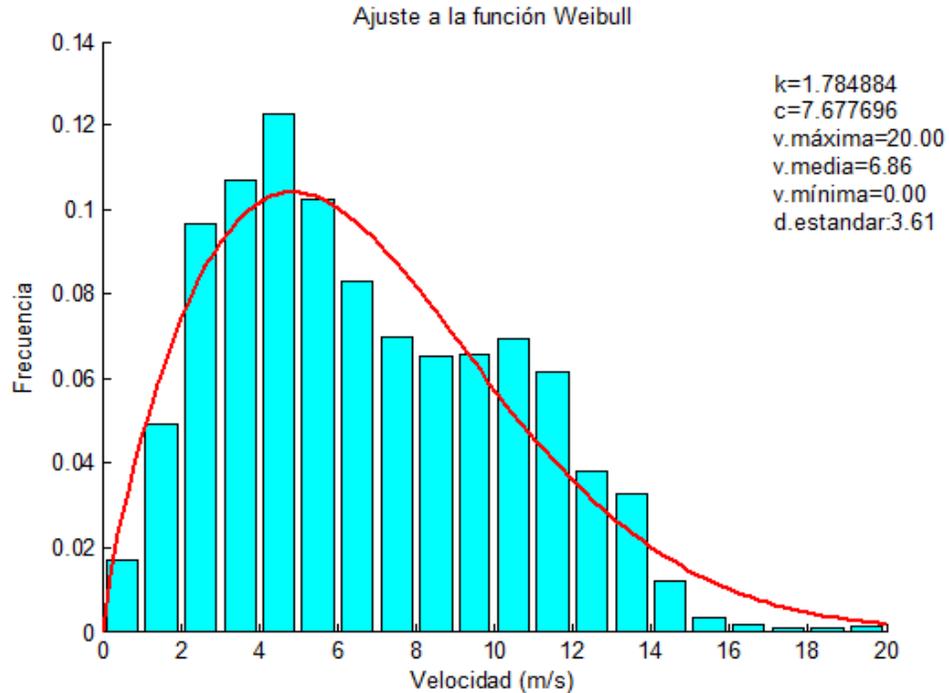
### 3.3 Características eoloenergéticas del noroeste de Moa

A continuación se muestran las simulaciones realizadas en de GUI de la aplicación que permiten determinar las características eoloenergéticas de la región Noroeste de Moa.



### Ajuste a la distribución de Weibull

En la figura 3.2 se muestra la gráfica del ajuste a la función de distribución de probabilidad de Weibull de los datos medidos a 50 metros de altura.



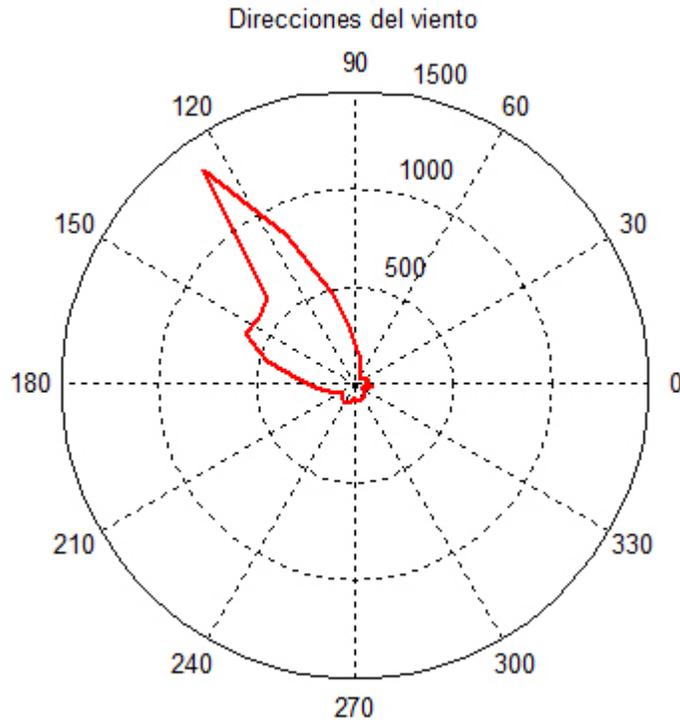
**Figura 3.1 Ajuste a la distribución de Weibull de las mediciones del viento del año 2007. Altura de 50 m.**

Nótese que en el gráfico de la figura 3.2, se muestran los valores de  $k$  y  $c$ . estos datos se calcularon según la ecuación 2.1.

### Dirección predominante de los vientos

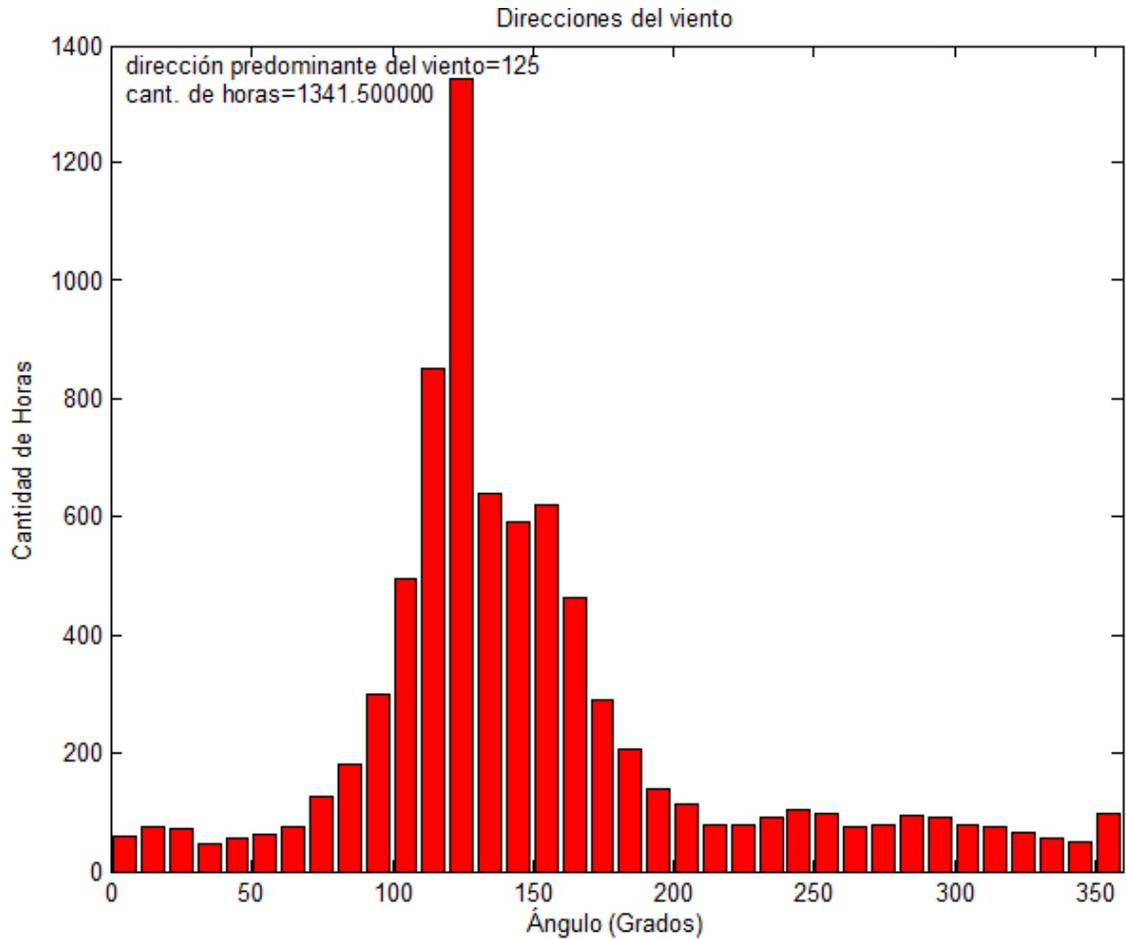
En el diagrama polar de la figura 3.2 se puede apreciar las direcciones predominantes del viento medidos por la estación. Como se puede apreciar, la

velocidad predominante fue en la dirección del ángulo 125° (Noroeste), con un total de 1341,5 horas. Esto representa un 16,73 % del total de horas de del año.



**Figura 3.2 Rosa de los vientos. Altura de 50 m.**

En el gráfico de la figura 3.3 se muestran los mismos resultados que en la gráfica anterior, pero esta vez, se graficó en forma de barras para mejorar el entendimiento de los resultados.



**Figura 3.3 Dirección predominante de los vientos en forma de histograma. Altura de 50 m.**

### **Probabilidad de velocidad por intervalos**

En la figura 3.4 se muestran los valores de probabilidad (en por ciento %) de las velocidades de los vientos registradas en el periodo de mediciones y a la altura de 50m, 30m y 10m. Como se puede apreciar, los máximos valores de probabilidad y cantidad de horas corresponden a la velocidad de 4 a 4,9 m/s lo cual está en concordancia con lo mostrado en la figura 3.1. Igualmente a medida que disminuye la altura disminuye la velocidad máxima de los vientos. El total de horas por intervalo de velocidades es fundamental conocerlo, ya que son éstos los valores que se usarán para calcular la producción anual de energía del aerogenerador seleccionado.



Cantidad de horas por intervalos			Cantidad de horas por intervalos			Cantidad de horas por intervalos		
Rango (v)	Prob. (v) %	Horas	Rango (v)	Prob. (v) %	Horas	Rango (v)	Prob. (v) %	Horas
0>=0.9	2.15721	172.436	0>=0.9	2.3429	187.503	0>=0.9	2.78058	222.535
1>=1.9	5.34367	427.146	1>=1.9	5.75668	460.707	1>=1.9	6.8688	549.722
2>=2.9	7.46791	596.947	2>=2.9	7.9765	638.359	2>=2.9	9.41667	753.632
3>=3.9	8.76188	700.381	3>=3.9	9.26484	741.465	3>=3.9	10.7108	857.204
4>=4.9	9.32565	745.446	4>=4.9	9.74584	779.96	4>=4.9	10.9386	875.432
5>=5.9	9.27782	741.623	5>=5.9	9.56655	765.611	5>=5.9	10.3431	827.773
6>=6.9	8.75819	700.086	6>=6.9	8.89563	711.917	6>=6.9	9.19643	736.005
7>=7.9	7.91357	632.572	7>=7.9	7.90477	632.619	7>=7.9	7.75911	620.975
8>=8.9	6.88256	550.158	8>=8.9	6.75058	540.249	8>=8.9	6.24851	500.079
9>=9.9	5.78386	462.333	9>=9.9	5.56186	445.116	9>=9.9	4.82259	385.96
10>=10.9	4.70963	376.464	10>=10.9	4.43359	354.82	10>=10.9	3.57778	286.336
11>=11.9	3.72368	297.652	11>=11.9	3.42669	274.238	11>=11.9	2.55719	204.657
12>=12.9	2.86345	228.89	12>=12.9	2.57223	205.855	12>=12.9	1.76402	141.178
13>=13.9	2.14442	171.415	13>=13.9	1.87777	150.278	13>=13.9	1.17615	94.129
14>=14.9	1.56569	125.154	14>=14.9	1.33462	106.81	14>=14.9	0.75885	60.732
15>=15.9	1.1155	89.1679	15>=15.9	0.924398	73.9796	15>=15.9	0.474268	37.9564
16>=16.9	0.776137	62.0405	16>=16.9	0.62444	49.9739	16>=16.9	0.287368	22.9986
17>=17.9	0.52771	42.1825	17>=17.9	0.41167	32.946	17>=17.9	0.168938	13.5204
18>=18.9	0.350828	28.0435	18>=18.9	0.265031	21.2104	18>=18.9		
19>=19.9	0.228169	18.2387	19>=19.9	0.16671	13.3418	19>=19.9		
20>=20.9	0.145238	11.6096	20>=20.9	0.102506	8.20352	20>=20.9		
21>=21.9			21>=21.9			21>=21.9		
Total de horas 7179.98			Total de horas 7195.16			Total de horas 7190.82		

a)

b)

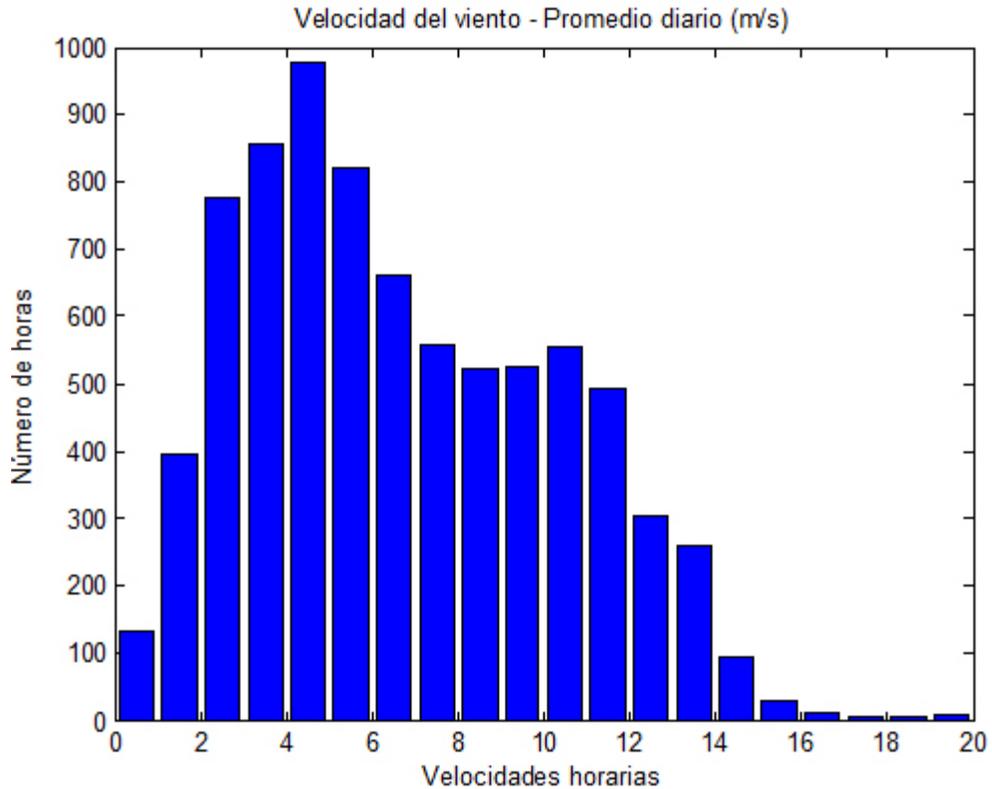
c)

**Figura 3.4 Probabilidad de ocurrencia de los vientos y cantidad de horas asociadas: a) 50 m b) 30 m c) 10 m**

### Cantidad de horas según velocidad de los vientos

En la figura 3.5 se muestra la cantidad de horas asociadas a cada velocidad del viento, pero esta vez se graficó en intervalos de 0,5 y no de 0,9 como en el gráfico de la figura 3.4, es por eso que ahora la cantidad de horas asociada a la velocidad de 5 m/s supera las 900 horas.





**Figura 3.5 Cantidad de horas vs velocidades de los vientos. Altura de 50 m.**

### 3.4 Producción anual de energía de algunos aerogeneradores

Para calcular la producción anual de energía se seleccionaron varios aerogeneradores teniendo que difieren en marca, potencia y altura. Es preciso recordar que el método seleccionado fue el de curva de potencia de los aerogeneradores.

Para el modelo del aerogenerador NEG MICON NM48/750 se obtuvo la producción anual de energía (PAE) para una altura de 50 metros como lo muestra la tabla 3.1. La columna de velocidad y potencia es la que proporciona el fabricante en su ficha técnica mediante la cual se puede representar su curva de potencia. La columna de velocidad y horas/periodo corresponde al procesamiento de los datos en el lugar de las mediciones tal y como se muestra en la figura 3.4.

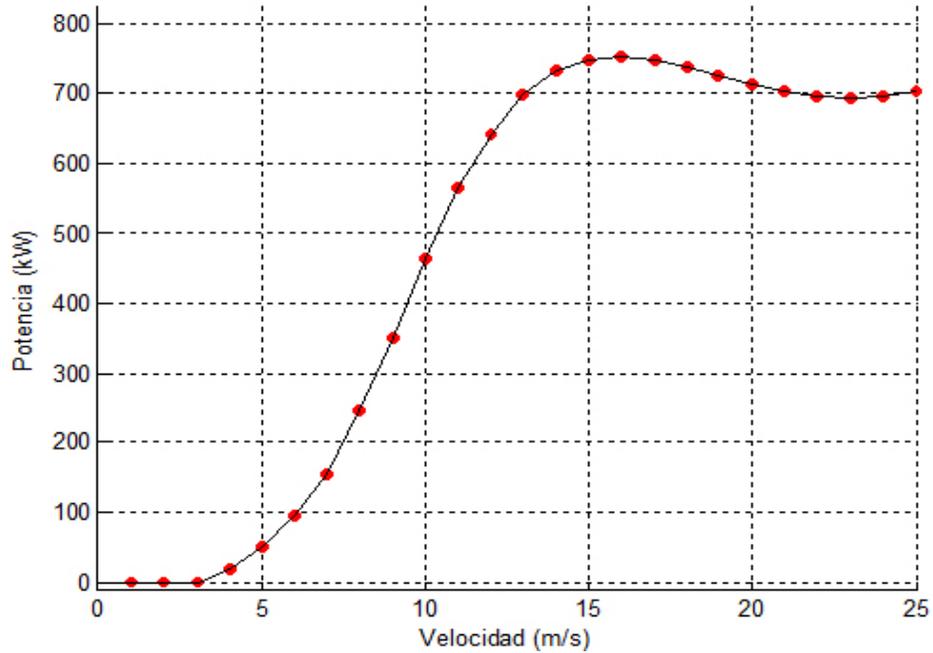
**Tabla 3.1 PAE de aerogenerador NEG MICON NM48/750 750 kW (altura de 50m)**

Velocidad (m/s)	Horas/Periodo	Potencia (kW)	Energía generada (kW/h)
0-0,9	172,436	0,000	0
1-1,9	427,146	0,000	0
2-2,9	596,947	0,000	0
3-3,9	700,381	19,500	13657,4295
4-4,9	745,446	53,100	39583,1826
5-5,9	741,623	97,400	72234,0802
6-6,9	700,086	155,300	108723,3558
7-7,9	632,572	244,600	154727,1112
8-8,9	550,158	349,200	192115,1736
9-9,9	462,333	462,200	213690,3126
10-10,9	376,464	564,500	212513,928
11-11,9	297,652	640,500	190646,106
12-12,9	228,860	696,300	159355,218
13-13,9	171,415	729,800	125098,667
14-14,9	125,154	745,500	93302,307
15-15,9	89,167	750,000	66875,25
16-16,9	62,040	744,600	46194,984
17-17,9	42,182	734,800	30995,3336
18-18,9	28,043	723,000	20275,089
19-19,9	18,238	711,900	12983,6322
20-20,9	11,610	701,400	8143,254
<b>Total</b>			<b>1761114,414</b>

De la tabla anterior se deduce que el aerogenerador NEG MICON NM48/750 de 650 kW tiene una producción anual de energía de 1761,114 MWh en el Noroeste de Moa.

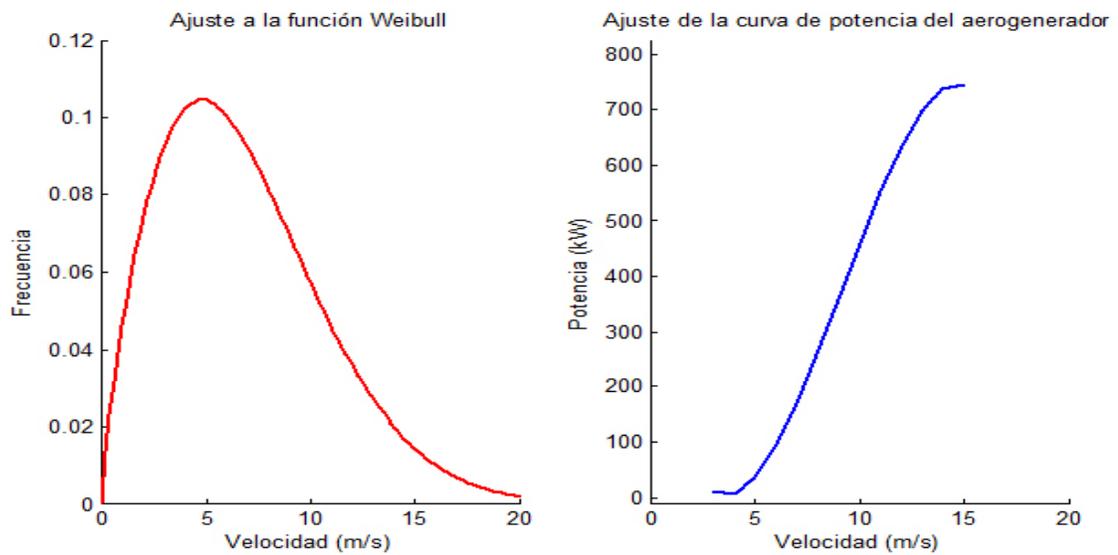
También se observa que la máxima potencia de 750 kW la alcanza a la velocidad de 16 m/s aproximadamente, la cual tiene una cantidad de horas de 744, 6. Como se puede apreciar en la figura 3.6, el NEG MICON NM48/750 genera potencia hasta la velocidad de 16 m/s donde se mantiene constante hasta que comienza a disminuir.





**Figura 3.6 Curva de potencia del aerogenerador NEG MICON NM48/750**

En la figura 3.7 se muestran el ajuste según la distribución de Weibull y el ajuste de la curva de potencia en el intervalo donde el aerogenerador mantiene constante su potencia (3 – 16 m/s).



**Figura 3.7 Ajuste de curva de los vientos y de la potencia del aerogenerador NEG MICON NM48/750.**



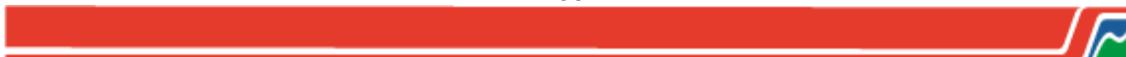
Para el modelo del aerogenerador Electriawind Garbi se obtuvo la producción anual de energía (PAE) para una altura de 30 metros como lo muestra la tabla 3.2.

**Tabla 3.2 PAE de aerogenerador Electriawind Garbi 200 kW (altura de 30m)**

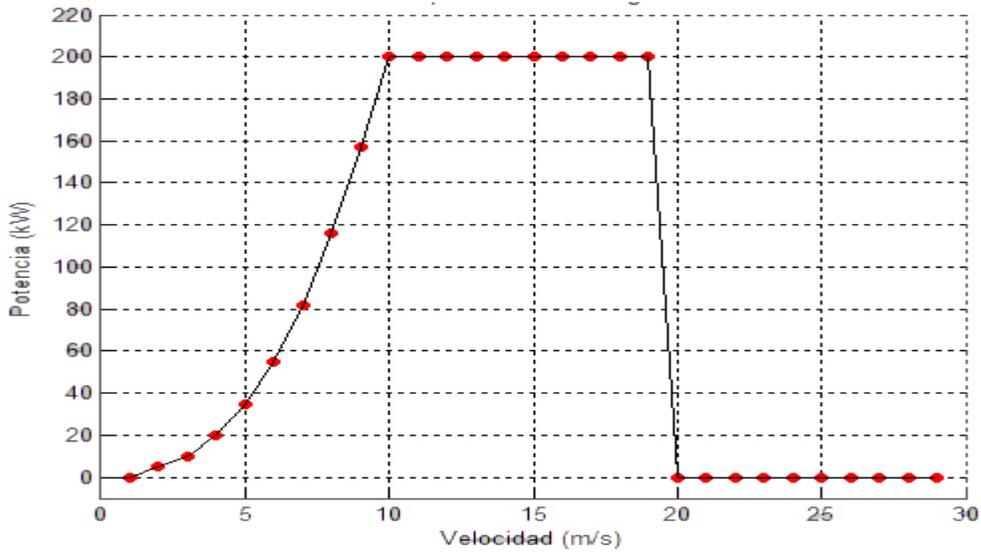
Velocidad(m/s)	Horas/Periodo	Potencia(kW)	Energía generada (kW/h)
0-0,9	187,503	0,000	0
1-1,9	460,707	0,000	0
2-2,9	638,359	5,000	3191,795
3-3,9	741,465	10,000	7414,65
4-4,9	779,960	20,000	15599,2
5-5,9	765,611	35,000	26796,385
6-6,9	711,917	55,000	39155,435
7-7,9	632,619	82,000	51874,758
8-8,9	540,249	116,000	62668,884
9-9,9	445,116	157,000	69883,212
10-10,9	354,820	200,000	70964
11-11,9	274,238	200,000	54847,6
12-12,9	205,855	200,000	41171
13-13,9	150,278	200,000	30055,6
14-14,9	106,810	200,000	21362
15-15,9	73,979	200,000	14795,8
16-16,9	49,973	200,000	9994,6
17-17,9	32,946	200,000	6589,2
18-18,9	21,210	200,000	4242
19-19,9	13,340	200,000	2668
20-20,9	8,203	0,000	0
<b>Total</b>			<b>533274,119</b>

De la tabla anterior se deduce que el aerogenerador Electriawind Garbi de 200 kW tiene una producción anual de energía de 533,274 MWh en el Noroeste de Moa.

También se observa que la máxima potencia de 200 kW la alcanza a la velocidad de 11 m/s aproximadamente, la cual tiene una cantidad de horas igual a 354,820. Como se puede apreciar en la figura 3.8, el Electriawind Garbi

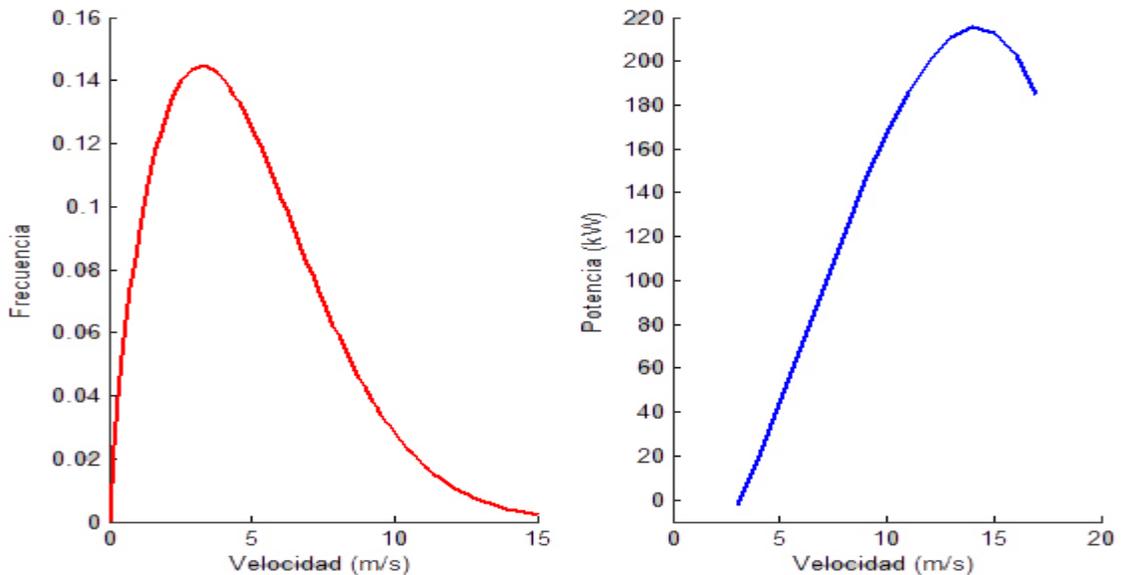


genera potencia hasta la velocidad de 10 m/s donde se mantiene constante hasta que comienza a disminuir.



**Figura 3.8** Curva de potencia del aerogenerador Electriwind Garbi

En la figura 3.9 se muestran el ajuste según la distribución de Weibull y el ajuste de la curva de potencia en el intervalo donde el aerogenerador mantiene constante su potencia (3 – 10 m/s).



**Figura 3.9** Ajuste de curva de los vientos y de la potencia del aerogenerador Electriwind Garbi.

Para el modelo del aerogenerador Bergey se obtuvo la producción anual de energía (PAE) para una altura de 10 metros como lo muestra la tabla 3.3.

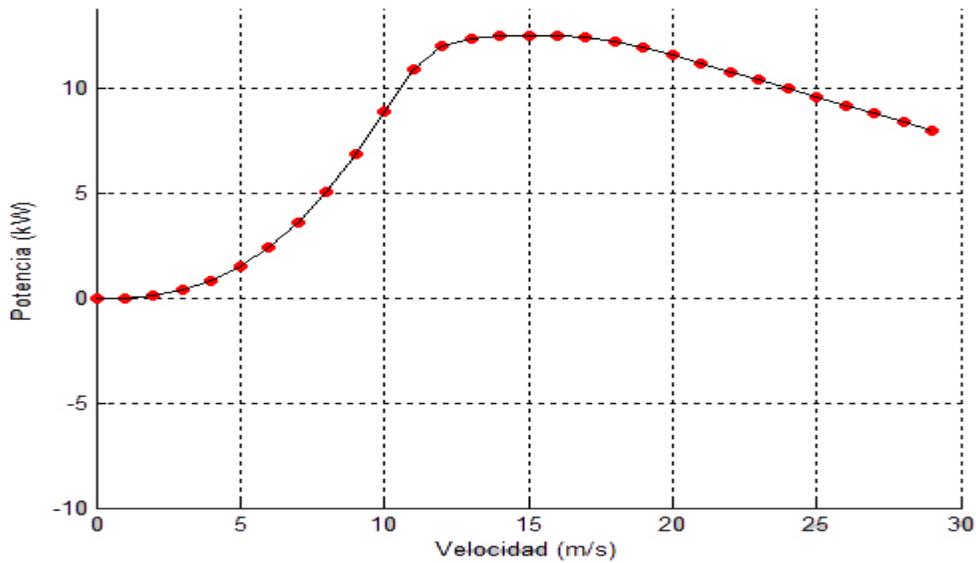
**Tabla 3.3 PAE de aerogenerador Bergey 10 kW (altura de 10m)**

Velocidad (m/s)	Horas/Periodo	Potencia(kW)	Energía generada(kW/h)
0-0,9	222,535	0,000	0
1-1,9	549,722	0,000	0
2-2,9	753,632	0,102	76,870464
3-3,9	857,204	0,399	342,024396
4-4,9	857,432	0,848	727,102336
5-5,9	827,775	1,510	1249,94025
6-6,9	736,005	2,403	1768,620015
7-7,9	620,975	3,602	2236,75195
8-8,9	500,079	5,071	2535,900609
9-9,9	385,960	6,856	2646,14176
10-10,9	286,336	8,863	2537,795968
11-11,9	204,665	10,885	2227,778525
12-12,9	141,178	12,019	1696,818382
13-13,9	94,129	12,395	1166,728955
14-14,9	60,732	12,495	758,84634
15-15,9	37,965	12,546	476,30889
16-16,9	22,998	12,503	287,543994
17-17,9	13,520	12,442	168,21584
18-18,9		11,989	0
19-19,9		11,6	0
20-20,9		11,2	0
<b>Total</b>			<b>20903,38867</b>

De la tabla anterior se deduce que el aerogenerador Bergey de 10 kW tiene una producción anual de energía de 20,903 MWh en el Noroeste de Moa.

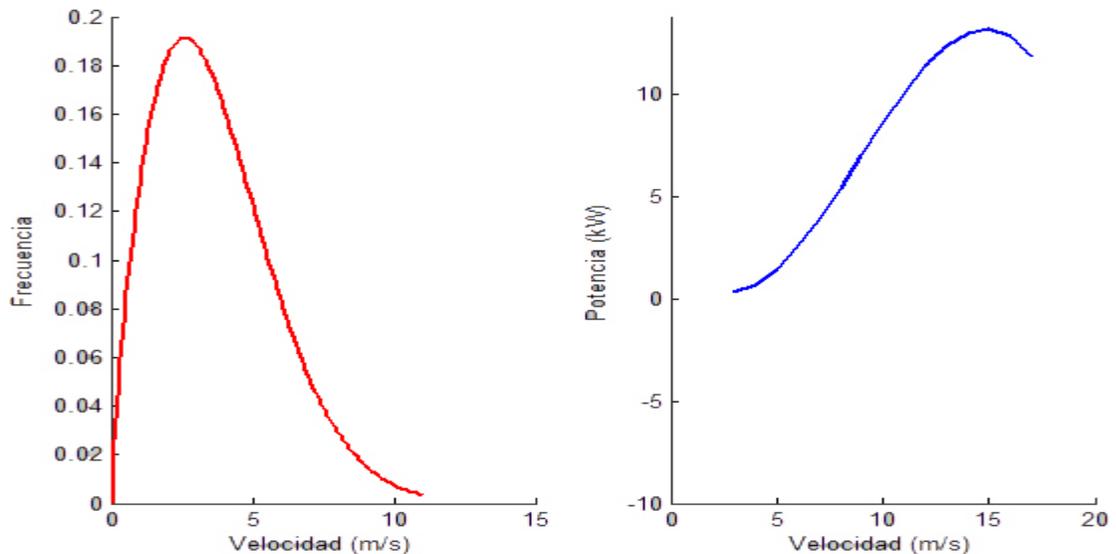
También se observa que la máxima potencia de 10 kW la alcanza a la velocidad de 5 m/s aproximadamente, la cual tiene una cantidad de horas igual a 857,432. Como se puede apreciar en la figura 3.10, el Bergey genera potencia hasta la velocidad de 12 m/s donde se mantiene aproximadamente constante hasta que comienza a disminuir.





**Figura 3.10 Curva de potencia del aerogenerador Bergey**

En la figura 3.11 se muestran el ajuste según la distribución de Weibull y el ajuste de la curva de potencia en el intervalo donde el aerogenerador mantiene constante su potencia (3 – 12 m/s).



**Figura 3.11 Ajuste de curva de los vientos y de la potencia del aerogenerador Bergey.**

### 3.9 Valoración económica

Como este trabajo está dirigido a la programación de una aplicación para apoyar la toma de decisiones en cuestiones derivadas de las energías eólicas, la valoración económica que se evaluó fue la del tiempo de trabajo empleado en el desarrollo de la aplicación y el precio comercial del propio Matlab.

El precio de la versión de Matlab Home que se empleó para la programación del GUI fue Matlab2013b y cuesta 127 USD el WorkSpace y 59 USD cada Toolbox (The Mathworks 2014).

En la tabla 3.4 se resume el costo total de la energía consumida en la programación del GUI de la aplicación en Matlab. Para esto, se tuvo en cuenta que el total de días empleados en la programación fue de dos meses con un máximo de 10 horas diarias, lo que equivale a  $2 * 30 * 10 = 600$  horas de uso de los equipos. (la tabla refleja sólo el primer mes)

**Tabla 3.4 Costo de la energía eléctrica consumida en la programación del GUI.**

Equipo	Potencia (W)	Tiempo de uso (horas)	Energía consumida (kW/h)
PC escritorio	100	310	31000
Monitor	50	310	15500
Lámpara fluorescente	18	310	5580
<b>Energía total consumida (kW/h)</b>			<b>52,080</b>
<b>Costo Total (CUP)</b>			<b>4,68</b>

Según la tarifa vigente para viviendas particulares de la Unión Eléctrica (UNE) de Cuba, el kWh se cobra a 0,09 pesos de 0 a 100 kWh, por lo que  $52,080 * 0,09 = 4,68$  CUP. Luego multiplicado por 2 queda un costo total de 9,36 CUP.



**El costo total en CUP de la aplicación sería:**

Matlab: 127 USD = 2857,5 CUP

Toolbox GUIDE: 59 USD = 1327,5 CUP

Costo total de la energía consumida: 9,36 CUP

Costo total: 4194,36 CUP

**Comparación con otros software:**

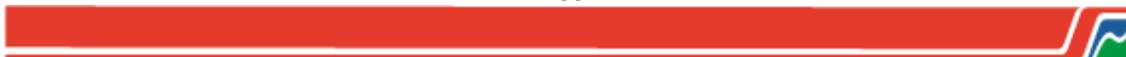
En el mercado internacional existen programas computacionales altamente especializados como WAsP y WindPro para obtener los potenciales energéticos de diferentes sitios.

Uno de los más usados en nuestro país es el WindPro, es un programa de estructura modular, lo cual permite adaptar su compra según las necesidades del cliente (Windpro 2014). Según se informa en su sitio web <http://www.emd.dk/> el precio del programa básico es de 1000 Euros ó 1300 USD y los demás módulos están en un rango de 750 a 1500 Euros.

En la tabla 3.5 se muestra el precio del WAsP proporcionado por el mismo fabricante del WindPro en su web.

**Tabla 3.5 Precios del WAsP**

<b>Módulo</b>	<b>Precio (Euro)</b>
Catálogo de AGs en Dinamarca	101
EMD/ConWx meso-scale data (Europa)	1500
Copia adicional de WasP 11.0	1800
Actualización de 4/5/6/7/8/9 a 11.0	1100
WasP Engineering 3.0	3600
European Wind Atlas	135
WasP/CFD Claculation Credits	200



### **3.10 Impacto ambiental de la energía eólica**

La energía eólica no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático. Es una tecnología de aprovechamiento totalmente madura y puesta a punto.

Es una de las fuentes más baratas, puede competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales como las centrales térmicas de carbón (considerado tradicionalmente como el combustible más barato), las centrales de combustible e incluso con la energía nuclear, si se consideran los costos de reparar los daños medioambientales.

El generar energía eléctrica sin que exista un proceso de combustión o una etapa de transformación térmica supone, desde el punto de vista medioambiental, un procedimiento muy favorable por ser limpio, exento de problemas de contaminación, etc. Se suprime radicalmente los impactos originados por los combustibles durante su extracción, transformación, transporte y combustión, lo que beneficia la atmósfera, el suelo, el agua, la fauna, la vegetación, etc.

La utilización de la energía eólica para la generación de electricidad presenta nula incidencia sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosionabilidad, ya que no se produce ningún contaminante que incida sobre este medio, ni tampoco vertidos o grandes movimientos de tierras.

Al contrario de lo que puede ocurrir con las energías convencionales, la energía eólica no produce ningún tipo de alteración sobre los acuíferos ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos. La generación de electricidad a partir del viento no produce gases tóxicos, ni contribuye al efecto invernadero, ni a la lluvia ácida. No origina productos secundarios peligrosos ni residuos



contaminantes. Cada kW/h de electricidad generado por energía eólica en lugar de carbón, evita (Matos 2014):

- 0,60 Kg de CO<sub>2</sub>, (dióxido de carbono)
- 1,33 gr de SO<sub>2</sub>, (dióxido de azufre)
- 1,67 gr de NO<sub>x</sub>, (óxido de nitrógeno)

La electricidad producida por un aerogenerador evita que se quemem diariamente miles de kilogramos de lignito negro en una central térmica. Ese mismo generador produce idéntica cantidad de energía que la obtenida por quemar diariamente 1.000 Kg. de petróleo. Al no quemarse esos Kg. de carbón, se evita la emisión de 4.109 Kg de CO<sub>2</sub>, lográndose un efecto similar al producido por 200 árboles. Se impide la emisión de 66 Kg de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y de 10 Kg. de óxido de nitrógeno -NO<sub>x</sub>- principales causantes de la lluvia ácida.

La energía eólica se obtiene en forma mecánica y por tanto es directamente utilizable. Al finalizar la vida útil de la instalación, el desmantelamiento no deja huellas.

Otra de las ventajas que ofrece la utilización de este recurso para la generación de electricidad es apreciable al comparar esta con diferentes fuentes de energía. Si se compara la generación de una misma cantidad de MW con diferentes fuentes incluyendo hasta los contaminantes emitidos durante el periodo de construcción del equipo obtuviésemos que mientras una Central Termoeléctrica envía 1058,2 toneladas de CO<sub>2</sub>, en fin un total de 1066,1 toneladas de partículas, utilizando energía eólica solo se emitirían 7,4 toneladas de CO<sub>2</sub>, todo en el periodo de construcción.

Pese a las bondades anteriores posee algunas desventajas:



- El aire al ser un fluido de pequeño peso específico, implica fabricar máquinas grandes y en consecuencia caras. Su altura puede igualar a la de un edificio de diez o más plantas, en tanto que la envergadura total de sus aspas alcanza la veintena de metros, lo cual encarece su producción.
- Desde el punto de vista estético, la energía eólica produce un impacto visual inevitable, ya que por sus características precisa unos emplazamientos que normalmente resultan ser los que más evidencian la presencia de las máquinas (cerros, colinas, litoral). En este sentido, la implantación de la energía eólica a gran escala, puede producir una alteración clara sobre el paisaje, que deberá ser evaluada en función de la situación previa existente en cada localización.
- Un impacto negativo es el ruido producido por el giro del rotor, pero su efecto no es más acusado que el generado por una instalación de tipo industrial de similar entidad, y siempre que estemos muy próximos a los molinos.
- También ha de tenerse especial cuidado a la hora de seleccionar un parque si en las inmediaciones habitan aves, por el riesgo mortandad al impactar con las palas, aunque existen soluciones al respecto como pintar en colores llamativos las palas, situar los molinos adecuadamente dejando “pasillos” a las aves, e, incluso en casos extremos hacer un seguimiento de las aves por radar llegando a parar las turbinas para evitar las colisiones.

Debido a la existencia de ventajas y desventajas desde el punto de vista ambiental se hace necesario un estudio de impacto que recoja estos elementos, por lo que se propone ciertas condiciones a tenerse en cuenta para el referido estudio.



## Conclusiones

1. El desarrollo del marco teórico de la investigación permitió establecer los fundamentos técnicos necesarios para la comprensión del objeto de estudio a partir de la caracterización físico-geográfica del noroeste de Moa.
2. Los resultados obtenidos en la aplicación demostraron que la velocidad media del viento en el noroeste de Moa es de 6,86 m/s y la máxima de 20 m/s, demostrando el alto potencial eoloenergético de la región.
3. La curva de potencia de la mayoría de aerogeneradores comprende el intervalo de velocidades medidos en el noroeste de Moa, por lo que resulta factible el emplazamiento de parques eólicos en la región.
4. Se demostró las potencialidades del entorno de programación de Matlab para la estimación de la producción anual de energía de varios aerogeneradores, lo cual constituye una alternativa frente a otros software más costosos del mercado.



## **Recomendaciones**

1. Comparar los resultados obtenidos en Matlab con otro software profesional para estimar el nivel de verdad del mismo.
2. Utilizar la aplicación en Matlab como una herramienta didáctica para fines docentes en pregrado y de investigación en posgrado en el ISMMM.
3. Presentar los resultados del presente trabajo al Grupo Nacional de Energía Eólica.



## Bibliografía

1. AMADA, J. M. 2012. CURSO DE ENERGÍA EÓLICA. In U.D. ZARAGOZA. p. 108.
2. ASOCIACIÓN DANESA DE LA INDUSTRIA EÓLICA, A. 2003. Curva de potencia de un aerogenerador In.
3. CARCASSÉS, J. C. Procedimiento para la ubicación de torres anemométricas para la caracterización detallada del potencial eólico en regiones promisorias. 2014.
4. CASTAÑEDA, W. F. Á., L. A. M. TEJADA & A. C. A. FAJARDO. 2013. Aplicación de la ecuación de Weibull para determinar potencial eólico en Tunja-Colombia. *XX SIMPOSIO PERUANO DE ENERGIA SOLAR*. 8.
5. EIBAR, E. D. 2011a. Energía suministrada por el aerogenerador.
6. EIBAR, E. D. 2011b. Función de distribución de Weibull.
7. EIBAR, E. D. 2011c. Medidas de la velocidad y dirección del viento.
8. FIGUEREDO, C. M., J. M. ESCANAVERINO, G. L. VIAMONTE, R. N. MESEGUÉ, *et al.* 2006. *Diez Preguntas y Diez Respuestas Sobre Energía Eólica* 211 p. ISBN 1254-5698-23.
9. GUERRERO, D. O. B. 2012. Manual de interfaz gráfica de usuario en Matlab. Parte II. In., p. 75.
10. MATOS, E. T. 2006. Perspectiva de desarrollo de la energía eólica en el nordeste holguinero.
11. MATOS, E. T. 2011. MAESTRIA DE GESTIÓN ENERGETICA. Módulo III Energía eólica. In *Proceedings of 2011*, 113.
12. MATOS, E. T. 2013. Análisis de la producción anual de energía. In.: INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO, p. 52.
13. MATOS, E. T. 2014. Método de inverso de la potencia de la distancia para estimar la velocidad del viento. *Revista Energética*. 11.
14. MULTION. 2013. Matlab para cómputo científico y técnico. In.



15. ORTIZ, D. G. Evaluación y aprovechamiento de la energía Eólica de Colina Cuatro en la región de Moa. INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO, 2008.
16. OYARZO, H. P. Modelización matemática para evaluar energías para sistemas eólicos e híbridos eólico-diesel UNIVERSIDAD POLITECNICA DE MADRID, 2008.
17. THE MATHWORKS, I. 2013. [www.mathworks.com/documentation](http://www.mathworks.com/documentation). In.
18. THE MATHWORKS, I. 2014. [www.mathworks.com](http://www.mathworks.com). In.
19. WINDPRO. [http://www.emd.dk/files/Pricelists/ES\\_WP\\_Pricelist\\_2014.pdf](http://www.emd.dk/files/Pricelists/ES_WP_Pricelist_2014.pdf). 2014.

