

# Estudio de las características cualitativas de aerogeneradores mediante un modelo a escala<sup>1</sup>

**Boris Voronin**

**Mariano David Zerquera-Izquierdo**

Universidad de Guadalajara  
Centro Universitario de Ciencias Exactas e Ingenierías,  
División de Ingenierías, Depto. de Ingeniería Mecánica Eléctrica.  
Blvd. Marcelino García Barragán núm. 1421,  
esq. Calzada Olímpica, CP 44430, Guadalajara, Jalisco,  
MÉXICO.

correo electrónico (email): boris.voronine@cucei.udg.mx

Recibido 26-07-2011, aceptado 30-11-2011.

## 1. Resumen

El artículo está dedicado al estudio de dos tipos de aerogeneradores, uno equipado con una sola turbina helicoidal y el otro con dos, instaladas en una sola flecha, una a barlovento y la otra a sotavento. Las investigaciones están realizadas mediante un modelo a escala con el uso de un túnel de viento. En el artículo se muestra el método de la medición de la potencia mecánica que desarrollan las turbinas y los beneficios del generador eólico equipado con dos turbinas instaladas en una sola flecha. El artículo se dirige a los ingenieros mecánicos diseñadores de molinos eólicos y a los ingenieros investigadores que trabajan en esta esfera.

**Palabras clave:** energía renovable, generador eólico, turbina helicoidal.

## 2. Abstract (Study of Qualitative Characteristics of Windmill by Means of Model)

The article is dedicated to the study of two types of windmill, one equipped with only one helical turbine and another with two installed ones in only one shaft, one to windward and other one to leeward. The research was done by means of a

model to scale with the use of a wind tunnel. In the article the method for measuring of the mechanical power that is produced by the turbines and the benefits of using of the wind generator equipped with two turbines are shown. The article is directed to mechanical engineers, developers of wind generators and researchers who work in this area.

**Key words:** renewable energy, windmill, helical turbine.

## 3. Introducción

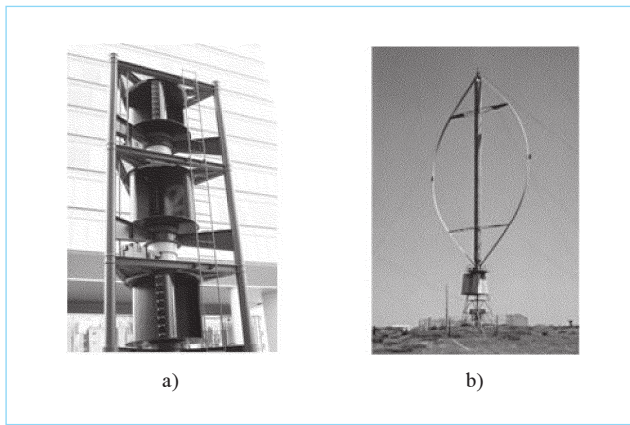
El desarrollo de la industria desde el siglo XIX hasta la actualidad no hubiese sido tan impetuoso sin el consumo progresivo de hidrocarburos como: petróleo, gas, carbón, etc. En la actualidad más de  $15 \times 10^6$  kW-h de electricidad se generan anualmente en todo el mundo, de esto, cerca de 65 por ciento es producido quemando hidrocarburos [5]. Esta energía disipándose no puede ser restablecida, ni renovada [4]. El agotamiento de los hidrocarburos somete al mundo a una crisis energética que provoca conflictos locales y puede conducir a un conflicto mundial. Esto resulta catastrófico para la humanidad.

El desarrollo de fuentes energéticas renovables posiblemente ayudará al ser humano a evitar el riesgo de la destrucción total y suavemente pasar a la nueva etapa de desarrollo de la civilización humana. Actualmente están en desarrollo las siguientes fuentes energéticas renovables: el uso directo de energía solar para calentar agua, para producir energía eléctrica mediante celdas solares, el uso de la energía solar almacenada en las plantas para la obtención de biocombustibles y el uso de la energía cinética del viento. Los autores del presente se dedican al desarrollo de esto último.

Para generar la energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía cinética del viento se usan diferentes tipos de aerogeneradores. La parte principal de estos es la turbina que transforma la energía cinética del viento en la mecánica que gira el rotor del generador eléctrico.

Como turbinas de viento se usan las de eje vertical y horizontal. Las de eje vertical son: Savonius y Darrieus (y sus modificaciones), presentadas en la figura 1. La superioridad de las turbinas de eje vertical consiste solamente en que no

<sup>1</sup> El tema se discutió en el XVII Congreso Internacional Anual de la SOMIM.



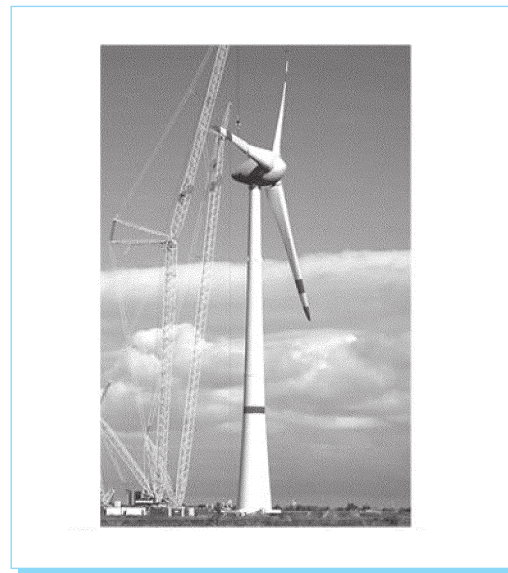
**Fig. 1.** Turbinas: a) Savonius, b) Darrieus.

exigen la orientación en la dirección del viento. De estos dos, la construcción de los generadores de Savonius es más simple, lo cual es atractivo para los fabricantes [6].

Sin embargo, la baja eficiencia del uso de la energía cinética del viento no les permite ocupar un lugar significativo para la producción de la energía eléctrica. La mayor eficiencia la presentan las turbinas helicoidales de eje horizontal [3,5,8], por esta razón la mayoría de los fabricantes las manufacturan.

El desarrollo de los generadores eólicos va por la vía de incremento del tamaño: del diámetro del rotor y de la altura del aerogenerador, ya que con esto se disminuye el costo de un kilovatio-hora de la energía eléctrica. En la figura 2 se muestra la construcción de uno de los dos aerogeneradores más grandes del mundo, Enercon E-126, construidos en 2008 por la empresa alemana Enercon en Rysumer Nacken, cerca de Emden en el noroeste de Alemania y generan 6 MW de energía eléctrica cada uno. Estos tienen el rotor helicoidal de diámetro 126 metros y la altura mide 135 metros. Los generadores de diseño igual, pero menos emocionantes por su tamaño y potencia se construyeron y siguen construyéndose en México: en Campeche, Quintana Roo, Oaxaca, Baja California y algunas otras regiones. Sin embargo estos generadores están diseñados para las condiciones europeas y son fabricados en Europa. El territorio europeo en la mayor parte es plano o ligeramente ondulado, el de México más del 70 por ciento está cubierto por montañas. Por lo tanto su instalación en la mayor parte de México no está conforme a las condiciones geográficas de este país.

Los autores del presente artículo investigan la posibilidad de desarrollo de otros tipos de aerogeneradores más adaptados a



**Fig. 2.** El proceso de montaje del generador de la empresa alemana Enercon con potencia de 6 megavattios.

las condiciones de México, que tengan menor tamaño, suficiente eficiencia energética y sean más eficientes económicamente. Aquí se presentan los resultados de una de las investigaciones.

#### 4. Suposiciones

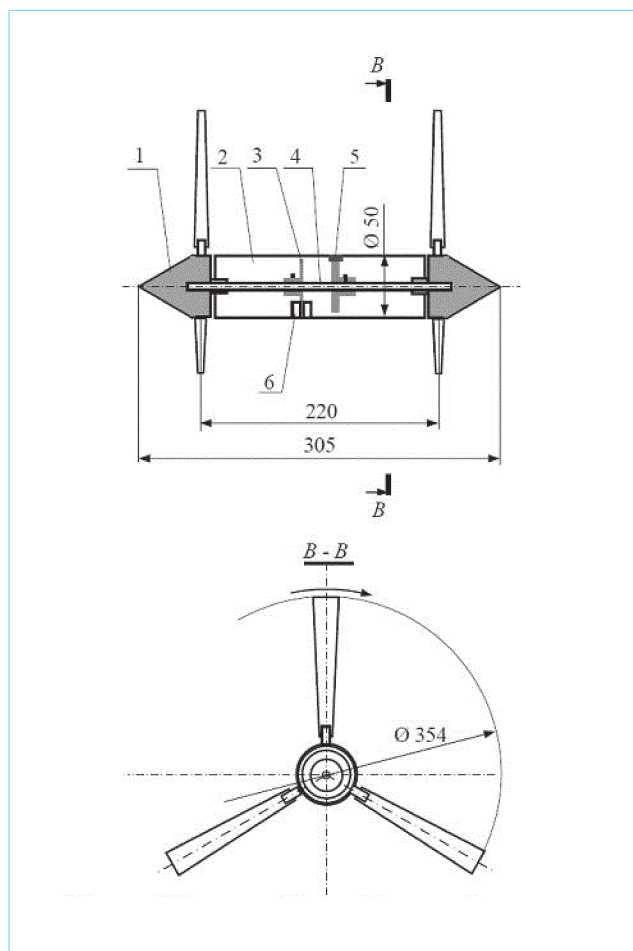
En el año 2005 en el XVI Congreso Nacional de Ahorro de Energía, por primera vez, fue presentada una propuesta de fabricar en México molinos eólicos equipados con dos turbinas helicoidales instaladas una a barlovento y otra a sotavento [7]. Se suponía que las turbinas podían girarse en un solo sentido o en sentido opuesto.

Se augura que un generador equipado con dos turbinas helicoidales puede desarrollar mayor potencia. Esta conjetura se funda sobre el límite de Betz [1] en aquello que una sola turbina puede aprovechar no más de 59 por ciento de la energía cinética del viento. Entonces, si en un generador eólico se instalan dos turbinas alineadas, una a barlovento y la otra a sotavento, la segunda turbina, con características iguales que la primera, también va a aprovechar 59 por ciento de la energía cinética del viento no usada por la primera turbina. Así, el aprovechamiento de la energía cinética del viento del generador eólico puede incrementar  $100 \times (1-0.59) \times 0.59 = 24.2\%$  y el aprovechamiento total teóricamente puede alcanzar  $59 + 24.2 = 83.2\%$ . Entonces si la relación entre las propiedades de los aerogeneradores se mantiene se puede esperar el incre-

mento de la potencia del aerogenerador con dos turbinas a un  $24.2:59 = 41\%$  con respecto al de una sola turbina. Es decir, un aerogenerador equipado con dos turbinas helicoidales puede tener potencia 1.41 veces con respecto al de una sola turbina.

## 5. Equipo y métodos de la medición

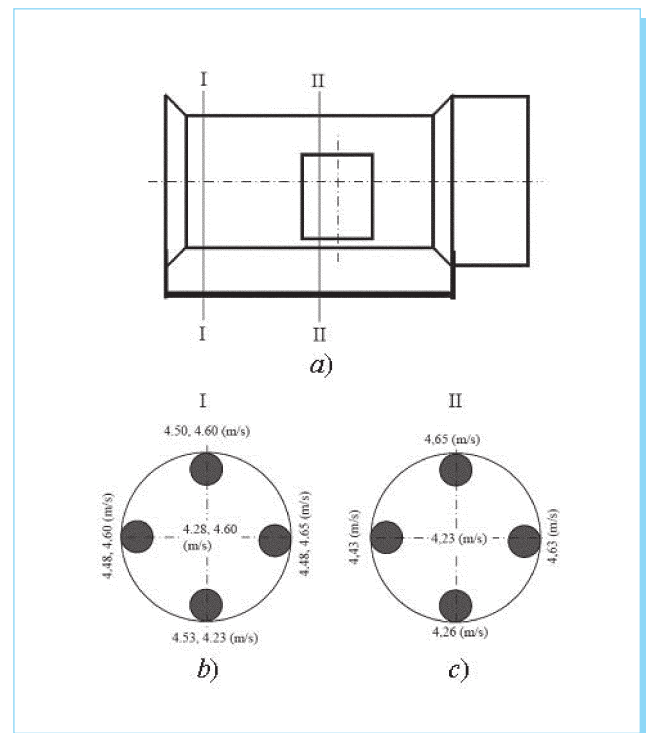
En la figura 3 se muestra el esquema del modelo a escala que consta de la góndola 2), dentro se coloca la flecha 4), freno 5) y disco ranurado 3) con el medidor 6) de la velocidad de rotación de las turbinas 1). Para la investigación se emplearon turbinas con aspas rectangulares torcidas de modo que cada sección presente el mismo paso. El diámetro de las turbinas es de 354 mm y la distancia entre ellas se tomó  $\sim 0.6$  del diámetro. Cada turbina separadamente fue sometida al balanceo.



**Fig. 3.** Esquema del modelo a escala: 1) turbina helicoidal, 2) góndola, 3) disco ranurado, 4) flecha, 5) freno, 6) medidor de la velocidad de rotación.

Las pruebas se realizaron con el uso del túnel de viento de diámetro 600 mm. Para la generación del flujo de aire se empleó un ventilador de modelo FES-76B de potencia 200 W equipado con turbina de  $\varnothing 726$  mm. Para que la vibración del ventilador no ejerciera ninguna influencia sobre las pruebas, este y el túnel de viento se instalaron separados, cada uno sobre su propia base.

Antes de todo, con el uso del termoanemómetro CFM/CMM DT-619 (rango de medición de la velocidad del viento de 0.4 a 30 m/s y resolución de 0.01 m/s) se midió la velocidad del flujo de aire en diferentes secciones. En la figura 4 se ilustran los resultados de las mediciones con esto, en la figura 4a se muestran secciones del túnel de viento en que fueron realizadas las mediciones y en las figuras 4b y 4c se ilustra la ubicación del anemómetro en cada sección y los resultados de la medición de la velocidad del flujo de aire. Los resultados mostraron ausencia del movimiento de aire circular o espiral, la velocidad a lo largo del túnel varía de entre 4.23 y 4.63 m/s, lo que es satisfactorio para estas investigaciones. El movimiento del aire casi laminar fue



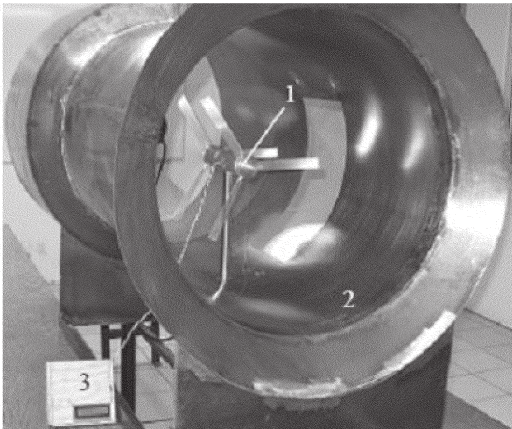
**Fig. 4.** Resultados de la medición de la velocidad del flujo de aire en el túnel de viento: a) esquema del túnel de viento con indicación de las secciones de medición, b) resultados de la medición en la sección I-I, c) resultados de la medición en la sección II-II.

logrado debido a que el ventilador fue instalado de modo que absorbiera y no soplara aire.

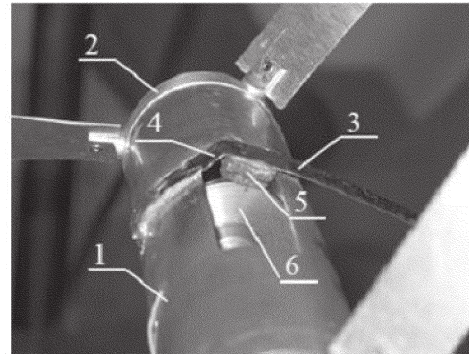
La eficiencia de los aerogeneradores es posible definirla mediante la determinación de la potencia que desarrolla un generador. La potencia  $P$  en vatios (W) se calcula por la fórmula conocida de mecánica:

$$P = T \cdot \omega \quad (1)$$

en donde  $\omega$  es la velocidad angular de las turbinas en rad/s,  $\omega = \pi n/30$ ;  $s^{-1}$ , se determina con la medición de la velocidad de rotación  $n$  en  $min^{-1}$ ;  $T$  es el torque en N·m que se vence con esta velocidad. En la figura 5 se muestra la instalación del equipamiento de investigación en donde la velocidad de rotación de las turbinas se mide con el uso del medidor 3 elaborado por uno de los alumnos de la UDG. Este está adaptado al disco ranurado presentado en la figura 3. El disco tiene 20 ranuras y se fija en la flecha 4. Entonces en una sola vuelta del disco, desde un par óptico el medidor registra 20 pulsos. De esta manera mediante el contador de un PIC16-F877 cada segundo se toma los pulsos obtenidos y se dividen entre 20. Con esto se obtiene el valor de la velocidad de rotación en rev/s. El valor se muestra en la pantalla del medidor 6) presentado en la figura 3. Para que sea posible la visualización, los datos se muestran en periodos de 3 segundos. De esta manera, usando el disco ranurado y el medidor, se realiza la medición más precisa de la velocidad de rotación.



**Fig. 5.** Modelo a escala instalado en el túnel de viento: 1) modelo a escala, 2) túnel de viento, 3) medidor de velocidad de rotación de las turbinas.

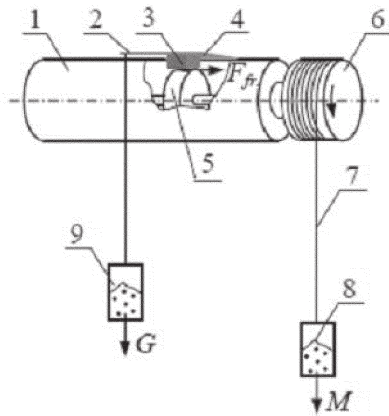


**Fig. 6.** La carga de la flecha se realiza mediante el freno de fricción: 1) góndola, 2) turbina helicoidal, 3) brazo de freno, 4) resorte de freno, 5) balata, 6) disco de freno.

Puesto que la velocidad del flujo de aire es constante la velocidad de rotación de las turbinas dependerá solamente de la carga aplicada a la flecha. La carga se simula mediante el freno de rozamiento presentado en la figura 7 que consta del brazo 3, sobre que se cuelga el peso y el resorte 4 que regresa el freno a la posición de inicio al descargar éste. Al brazo 3 está pegada la balata 5 de un material de alta fricción, que debido a la carga hace contacto con la superficie cilíndrica del disco 6 sujetado a la flecha y provoca el torque de frenado. Entonces en el movimiento giratorio de las turbinas la flecha gira el disco cargado con el torque  $T$  provocado por la fuerza de fricción. Puesto que el coeficiente de fricción es desconocido y la carga actúa no directamente sobre la superficie del disco, sino a través de un brazo, después de las mediciones de la velocidad de rotación se realiza la calibración del freno.

En la figura 7 se ilustra el esquema de calibración. Para esto en la flecha, en lugar de una turbina, se fija el calibrador que representa el cilindro 6 sobre el que se envuelve el hilo 7 y al mismo se amarra la taza de pesas 8. La calibración se realiza del siguiente modo. Al cargar la taza 9, amarrada al brazo 2 del freno con la masa  $G$ , en la taza 8 con mucho cuidado se coloca la carga  $M$ . La taza se carga hasta el momento cuando ésta empieza a descender con velocidad constante. Esto sucede cuando la carga  $M$  va a generar un torque prácticamente igual al de frenaje. Para determinar el momento con mayor precisión, la taza 8 se carga con sal comestible de molido fino. El torque que provoca el freno se calcula por la fórmula:

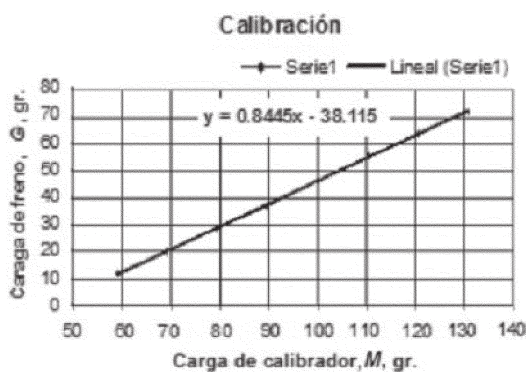
$$T = \frac{MRg}{10^6} \quad (2)$$



**Fig. 7.** Esquema de calibración del freno: 1) góndola, 2) brazo del freno, 3) balata del freno, 4) resorte del freno, 5) disco del freno, 6) calibrador, 7) hilo, 8) taza de carga del calibrador, 9) taza de carga del freno.

en donde  $M$  es la masa de la carga del calibrador en gramos;  $R$  es el radio del cilindro en milímetros,  $R = 25$  mm;  $g$  es la gravedad,  $g = 9.81$  m/s. Las masas fueron medidas con el empleo de una báscula CAS MW-II 300 con el rango de medición de 5 a 300 g y con una precisión de 0.01 g.

En la figura 8 se ilustra el grafico de calibración realizado en el formato Excel; como se observa, se presenta un carácter lineal lo que corresponde con este tipo de dependencia



**Fig. 8.** Diagrama de calibración del freno.

de los componentes del freno: el resorte tiene dependencia lineal, si la deformación del brazo está en los límites del módulo de elasticidad del material, y la fuerza de fricción  $F_f$ , que provoca torque, es proporcional al coeficiente de rozamiento.

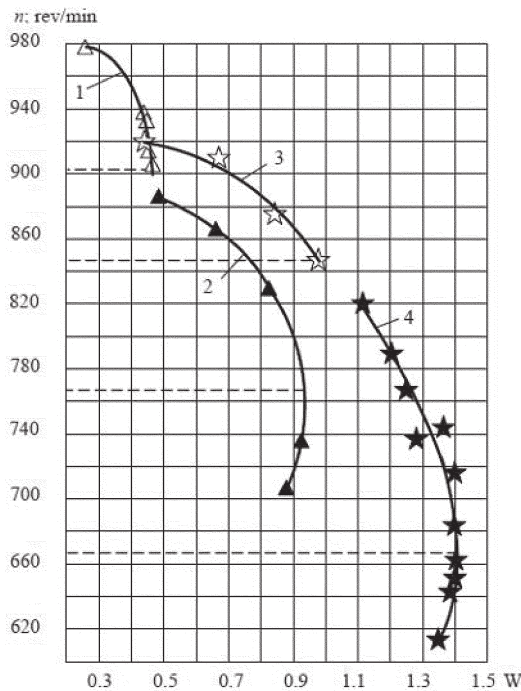
## 6. Medición de la eficiencia de los generadores eólicos

Para los generadores tanto de una sola turbina como de dos, al principio se realiza la medición de la velocidad de rotación de las turbinas en función de la carga en el estado de arranque. Este estado corresponde a los aerogeneradores simples con la transmisión no desacoplada, en que las turbinas se encuentran bajo la carga constantemente. Esto se realiza del siguiente modo. Se carga el freno con una masa  $G$  y luego el ventilador del túnel de viento se pone en marcha. El registro de la velocidad de rotación se realiza cuando el movimiento giratorio de las turbinas se estabiliza. Al tomar las mediciones durante varios minutos el ventilador se apaga, se cambia la masa  $G$  y el ventilador nuevamente se pone en marcha. Este proceso se realiza hasta el momento cuando la potencia del flujo de aire sea insuficiente para jalar las turbinas.

Durante las operaciones se prestó mucha atención a aquello que fuera posible vencer el torque más grande si la turbina se cargara después de obtener la velocidad de rotación máxima con arranque en vacío, sin carga. Este estado puede corresponder a los aerogeneradores más complejos, que tienen acoplamiento que une o desacopla la turbina y la transmisión con el generador eléctrico. Por esta razón se investigó esta condición. Entonces al poner el generador en marcha en vacío sin carga y obtener la velocidad máxima de rotación de las turbinas, se carga la flecha con la masa  $G$ . Con esto la velocidad de rotación disminuye hasta el movimiento estable, correspondiente a la carga utilizada, y luego se realiza el registro de dicha velocidad. Luego se cambia la masa  $G$  y la prueba se repite nuevamente desde la marcha en vacío.

En ambos casos, la medición de la velocidad de rotación de las turbinas se realizó con un movimiento estable. Sin embargo, debido a que el flujo de aire no es absolutamente uniforme se observa cierta variación de la velocidad de rotación de las turbinas. Por eso el registro se llevó a cabo durante un periodo de aproximadamente 2 minutos con toma de datos con periodos de 3 segundos. Luego se calculó el promedio que se empleó para la construcción de los gráficos y la realización de los cálculos.

En la figura 9 se ilustran los gráficos de la dependencia  $n = n(P)$ , el gráfico 1 corresponde con el generador de una sola turbina cargado antes del arranque; el gráfico 2 es del generador de una sola turbina cargado durante la marcha en vacío; el



**Fig. 9.** Dependencia de la velocidad de rotación de las turbinas (rev/min) de la potencia de carga (W): 1) puntos experimentales del generador de una sola turbina cargado antes del arranque, 2) puntos experimentales del generador de una sola turbina cargado en la marcha en vacío, 3) puntos experimentales del generador de dos turbinas cargado antes del arranque, 4) puntos experimentales del generador de dos turbinas cargado en la marcha en vacío.

gráfico 3 es del generador de dos turbinas cargado antes del arranque; el gráfico 4 es del generador de dos turbinas cargado durante la marcha en vacío.

## 7. Discusión de resultados

En los gráficos presentados en la figura 9, se observa que los puntos de las pruebas (en el 1 tienen forma de contorno triangular y en el 2 forma de triángulo relleno) forman curvas suaves casi ideales, esto manifiesta un trabajo uniforme de la turbina. En los gráficos 3 y 4 los puntos, que tienen la forma de una estrella de cinco puntas, presentan gran variación. Además en el gráfico 3 que corresponde al estado de arranque se nota que con la carga pequeña, o sin carga, la eficiencia del aerogenerador equipado por dos turbinas puede ser menor que la eficiencia del aerogenerador

equipado con una sola turbina. En todo esto se manifiesta la influencia negativa del flujo de aire usado por la turbina de barlovento sobre la de sotavento. Pero, prácticamente en toda la zona de trabajo la eficiencia del generador de dos turbinas es esencialmente mayor que la de una sola. Tomando en cuenta los datos obtenidos se puede hacer el cálculo comparativo de la eficiencia del generador de una sola turbina y de dos.

Se tomaron datos de la potencia máxima de un generador y del otro. Para el generador de una sola turbina cargado antes de arranque la potencia máxima ocurre con la velocidad de rotación de las turbinas  $n(1) = 905.28 \text{ min}^{-1}$ , con esto el torque medido es de  $T(1) 0.00493 \text{ Nm}$  y la potencia calculada es  $P(1) = 0.4674 \text{ W}$ , para el generador de dos turbinas (gráfico 3) ocurre con la velocidad de rotación  $n(2) = 846.6 \text{ min}^{-1}$ , con esto el torque es de  $T(2) 0.01078 \text{ Nm}$  y la potencia calculada es  $P(2) = 0.956 \text{ W}$ . Entonces la eficiencia del aerogenerador de dos turbinas será:

$$\eta_{(arr.)} = \frac{P(2)}{P(1)} = \frac{0.956}{0.4674} = 2.045 \quad (3)$$

De igual forma, para la carga después del arranque en vacío, de los gráficos 2 y 4 respectivamente, se cumplen los datos siguientes:  $n(1) = 767.3 \text{ min}^{-1}$ ,  $T(1) 0.012 \text{ Nm}$  y  $P(1) = 0.975 \text{ W}$ ,  $n(2) = 666.3 \text{ min}^{-1}$ ,  $T(2) 0.0149 \text{ Nm}$  y  $P(2) = 1.406 \text{ W}$ . Entonces:

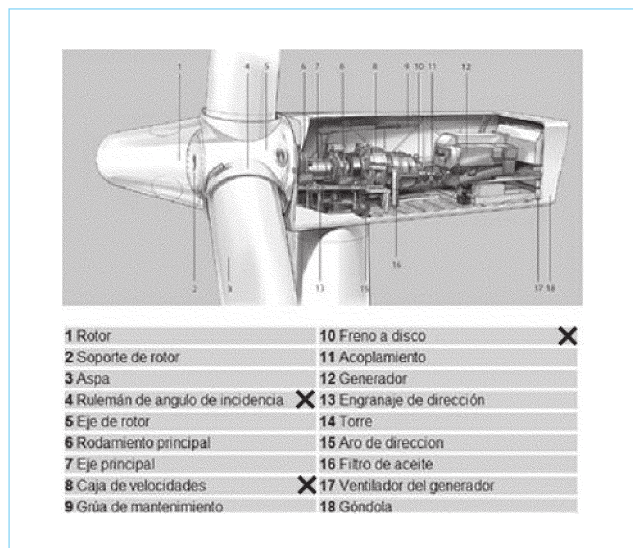
$$\eta_{(en \text{ giro})} = \frac{P(2)}{P(1)} = \frac{1.406}{0.975} = 1.44 \quad (4)$$

Entonces los resultados ilustran la eficiencia del generador de dos turbinas con respecto al de una sola. Además del mejor aprovechamiento de la energía cinética del viento, el generador de dos turbinas tiene otras ventajas técnicas. Una de éstas consiste en lo siguiente. Si ambas turbinas están instaladas simétricamente respecto al eje de giro de la góndola, entonces la fuerza lateral del viento también va a actuar simétricamente al mismo eje. Por consiguiente la fuerza, que se aplica para realizar el movimiento giratorio de la góndola, será menor que la del generador de una sola turbina. En el generador de una sola turbina el viento actúa sobre un solo extremo, provocando un momento de par que debe ser vencido junto con otras fuerzas de resistencia. Esto lleva a la segunda ventaja que consiste en la simplificación del sistema mecánico del generador ya que los generadores equipados con dos turbinas no necesitan el uso de frenado de la flecha de las turbinas y tampoco el empleo del rulemán del ángulo de incidencia. Con los generadores propuestos la variación de la velocidad de rotación de las turbinas será posible realizarla mediante el giro de la góndola alrededor de su eje. En

el caso extremo, cuando el viento sopla perpendicularmente a la góndola, las turbinas se detienen.

En la figura 10 se muestra el generador típico de una sola turbina de diseño europeo y los elementos que se puede excluirse en el caso de la instalación de la segunda turbina. Esto compensará el incremento del precio del empleo de la segunda turbina.

Para el estudio se emplearon turbinas equipadas con aspas de forma rectangular torcidas de modo que cada sección presente el mismo paso. Sin embargo en la práctica se emplean turbinas equipadas con aspas de forma aerodinámica [2] la carcasa de la góndola y carenaje de las turbinas también tienen forma aerodinámica. Se tomó en consideración que la simplificación aceptada en la fabricación del modelo a escala puede provocar un error. Pero el destino del estudio es la comparación de las propiedades de dos tipos de aerogeneradores, uno equipado con una sola turbina y segundo equipado con dos turbinas helicoidales. Se considera que en ambos casos los errores son idénticos, pero la relación entre los generadores de una y de dos turbinas queda igual. Por consiguiente, el resultado obtenido es posible aplicarlo a los generadores reales. Se puede suponer que sobre la potencia del generador de dos turbinas puede influir la distancia entre las mismas, por consiguiente para cada diseño se necesita realizar su propia investigación.



**Fig. 10.** Elementos que se pueden quitar de un generador eólico con el uso de dos turbinas helicoidales.

## 8. Conclusiones

Las pruebas mostraron que la mayor eficiencia se presenta con los aerogeneradores equipados con dos turbinas colocadas en los extremos de la góndola una a barlovento y otra a sotavento que giran en un mismo sentido. Con esto se obtiene una potencia adicional mínima de 44 por ciento, lo que es prácticamente igual a la que se esperaba con el cálculo previo con el uso del límite de Betz.

La disposición de las turbinas a una distancia igual respecto al eje de giro de la góndola da como resultado que las fuerzas, que actúan sobre la parte izquierda y la derecha de la góndola, sean iguales en magnitud. Esto permite disminuir la potencia del mecanismo que gira la góndola. Además, permite excluir el mecanismo de freno, que se usa para disminuir la velocidad de rotación de las turbinas, y rulemán del ángulo de incidencia, ya que la variación del rendimiento del generador eólico y de la velocidad de rotación de las turbinas es posible obtenerla mediante el control del ángulo de orientación de la góndola con respecto a la dirección del viento.

## Agradecimientos

Los autores agradecen a las autoridades del CUCEI de la Universidad de Guadalajara por el apoyo y la oportunidad de realizar el trabajo el que se considera va a ser útil para México. Se espera que los fabricantes de México aprecien los resultados de la investigación y utilizarlos para garantizar el futuro del pueblo mexicano.

## 9. Referencias

- [1] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, John Wiley & Sons, Ltd, 2005.
- [2] V. L. Aleksandrov, *Hélices*, Editorial Estatal de la Industria de Defensa, URSS, 1951.
- [3] C. T. Crowe, D. E. Elger, y J. A. Roberson, *Mecánica de fluidos*, Grupo Editorial Patria, México, 2007.
- [4] U. Domínguez, *Energías renovables y medio ambiente*, Secretariado de Publicaciones, Universidad de Valladolid, España, 1994.
- [5] E. W. Golding. *The Generation of Electricity by Wind Power*. E. & F. N., Spon, 1980.
- [6] J. A. Leautaud. El viento hace de Pachuca su gran patio. *Energía hoy*, diciembre, 2009, pp. 54-57.
- [7] B. F. Voronin, J. A. Gómez Reyna, M. D. Zerquera Izquierdo, *Conceptos principales del uso de Energía Eólica en México*. Memorias del XVI Congreso Nacional de Ahorro de Energía. Tlaquepaque, México. 2005.
- [8] R. E. Wilson, y P. B. S. Lissaman. *Applied Aerodynamics of Wind Power Machines*, Oregon, State University, 1974.