

Diseño y construcción de aerogenerador de eje horizontal de 1 kW

Manuel Reta Hernández, Jorge de la Torre y Ramos, José Luis Núñez Contreras, Guillermo Romo Guzmán, Jesús Rivas Martínez, Francisco Bañuelos Ruedas

Design and construction of a 1 kW horizontal-axis wind generator

Recibido: enero 12, 2012
Aceptado: febrero 23, 2012

Palabras clave: Microgeneración eólica; turbinas eólicas de eje horizontal; micro generadores de imanes permanentes

Abstract:

It is presented the design and construction of a three-phase wind generator prototype, for battery charging purposes, using a horizontal-axis wind turbine, and an axial-flux electric generator with permanent magnets (NdFeB). The prototype was designed with 1 kW nominal power at 67 Vac per phase, running at 458 rpm when the wind speed is 12 m/s. The generator was tested under different rotational speeds and electric loads to know its performance. The wind system was able to supply, in average, 1.5 kWh/day during several testing days.

Keywords: Micro wind generation; horizontal-axis wind turbines; permanent-magnet micro generators

DURANTE las últimas décadas, el interés en el desarrollo de sistemas de aerogeneración a gran escala se ha incrementado notablemente en todo el mundo. De acuerdo a World Wide Energy Association [1], la capacidad eólica global instalada, se incrementó de 196.68 GW en 2010 a 240.5 GW a mediados de 2011. China, el país con mayor capacidad eólica instalada, logró en 2011, una capacidad instalada de 52.8 GW en aerogeneración. Dicha cifra se compara con la capacidad eléctrica instalada de México, incluyendo la totalidad de plantas eléctricas a base de energías renovables y no renovables.

El desarrollo de los grandes sistemas eólicos se ha enfocado sobretodo en las turbinas de eje horizontal con tres aspas

El costo de producción de energía eléctrica en los grandes sistemas eólicos (mayores a 1 MW) conectados a la red eléctrica se ha reducido en los últimos años, y ha permitido ser competitivo con el costo de producción de algunas plantas termoeléctricas, gracias al desarrollo de mejores materiales y a la implementación de generadores eléctricos de imanes permanentes de baja velocidad con acoplamiento directo a la turbina.

El desarrollo de los grandes sistemas eólicos se ha enfocado

sobretudo en las turbinas de eje horizontal con tres aspas, que operan desde los 5 m/s de velocidad de viento, debido a la mayor eficiencia mostrada, en comparación a los modelos de dos y un aspa, o a las turbinas de eje vertical.

En los sistemas eólicos de pequeña escala (de 10 kW a 100 kW) y de micro escala (hasta 10 kW), el costo de producción por kWh es más alto que el costo de producción en plantas eléctricas convencionales, y su aplicación solamente podría justificarse para lugares aislados de la red eléctrica, o para complementar autoabastecimiento del sitio. Sin embargo, dado que la mayoría de los microsistemas pueden operar con velocidades de viento desde 2 m/s, esto permite aprovechar un rango de velocidades de viento de entre 2 m/s y 5 m/s que no es aprovechado por los grandes sistemas. Esta característica de los micro sistemas permite su instalación en sitios con un potencial eólico mucho menor que el requerido por los grandes sistemas eólicos.

POTENCIAL EÓLICO

El viento es la corriente de aire resultante de las diferencias de presión en la atmósfera, provocadas por variaciones de temperatura debidas, a su vez, por las diferencias de calentamiento por radiación solar en distintos puntos de la superficie del planeta.

Existe una serie de variables que afectan las características de viento en un sitio determinado y que determinan el potencial eólico del lugar: características climáticas (altitud, presión atmosférica, temperatura), estructura topográfica, altura sobre el nivel del suelo. El estudio y correlación de estas variables es importante para el correcto dimensionamiento del potencial eólico del sitio. La potencia instantánea P_v entregada por el viento, en watts, a un sistema eólico está determinada por la Ec. (1).

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

donde:

ρ = densidad del aire, en kg/m³

A = área de barrido de la turbina que recibe al viento, en m²

v = velocidad del viento, en m/s.

La potencia eléctrica P_e , en watts, que puede obtenerse de un sistema eólico, está determinada por la Ec. (2).

$$P_e = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \eta \quad (2)$$

donde:

C_p = coeficiente de potencia (eficiencia) de la turbina.

η = eficiencia del resto de componentes del sistema.

De entre las fuentes renovables, la energía eólica es una de las fuentes más rentables, exceptuando a la energía cinética del agua de las plantas hidroeléctricas. Los costos de instalación varían desde \$850 hasta \$1700 US dls/kW dependiendo de si se contempla sólo a los aerogeneradores o si se incluye al sistema eléctrico completo conectado a la red eléctrica. Actualmente, el costo de la aerogeneración es de \$49 US dls/MWh [2].

En México, el potencial eólico ha sido estimado por diferentes organismos [3]-[5], en un potencial superior a los 40 GW. Las regiones con mayor potencial son el Istmo de Tehuantepec, las penínsulas de Yucatán y Baja California, y varias regiones de Tamaulipas, Zacatecas e Hidalgo. El potencial eólico en el Istmo de Tehuantepec es uno de los mejores a nivel mundial, registrando algunas zonas velocidades medias de viento anual superiores a 8.5 m/s a 50 m de altura, con un potencial estimado de 6.25 GW, y otras regiones con velocidades medias entre 7.7 y 8.5 m/s, con un potencial estimado de 8.8 GW.

En México, el potencial eólico ha sido estimado en un potencial superior a los 40 GW.

En Baja California, las mejores zonas están en las sierras de La Rumorosa y San Pedro Mártir (274 MW estimados). En Yucatán y en la Riviera Maya se estima un potencial de 509 MW.

En Zacatecas, en un estudio realizado [6] con análisis de datos meteorológicos del 2006 al 2009 de varias estaciones agronómicas del Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias (INIFAP) y del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) distribuidas en el Estado, ha permitido elaborar un mapa eólico preliminar (Fig. 1) que indica algunos puntos interesantes de densidad de potencia eólica, en W/m² a 50 m sobre el nivel de piso.

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL AEROGENERADOR

El micro generador eólico presentado en este trabajo se diseñó para operar con turbina de eje horizontal de 3 aspas, utilizando un generador de CA, trifásico, de flujo axial, de imanes permanentes de Neodimio-Fierro-Boro (Ne-FeB), con capacidad nominal de 1 kW, 67 V por fase, y 458 rpm, obtenidos a una velocidad de viento es de 12 m/s. La turbina se diseñó con timón para un control mecánico de direccionamiento y frenado.

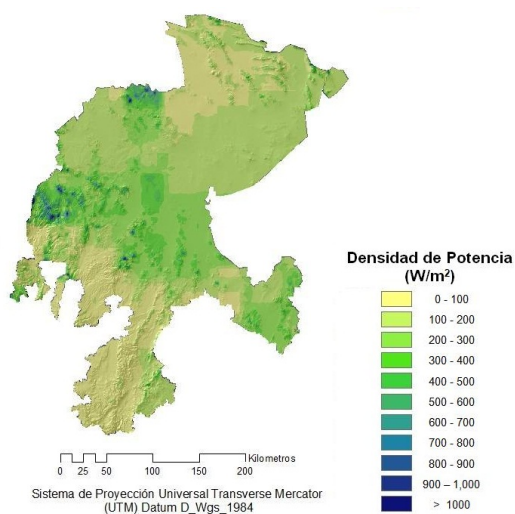


Figura 1. Densidad de potencia eólica (W/m²) en el Estado de Zacatecas, a 50 msnp, evaluada con datos de 2006 al 2009 [6].

Turbina

La turbina eólica (aspas) es una parte fundamental del aerogenerador y debe considerarse su capacidad aerodinámica y la resistencia mecánica del material. Para desarrollar potencia mecánica requiere de fuerza y velocidad; las turbinas para bombeo requieren alto torque y baja velocidad, y las turbinas de aerogeneración requieren mayor velocidad y menor par. La potencia producida es obtenida por el producto del torque y velocidad.

En el caso de las turbinas de eje horizontal, el movimiento rotatorio, perpendicular a la dirección del viento, se produce cuando la fuerza de sustentación del viento es mayor a su fuerza de arrastre. Para ello, las aspas requieren de una

forma aerodinámica que reciba al viento de modo que se minimice la relación del coeficiente de arrastre C_D y el coeficiente de sustentación C_L . El ángulo de ataque es el ángulo entre la línea de la cuerda (ancho del aspa) y la dirección del viento que ve esa sección del aspa (Fig. 2). El coeficiente de sustentación se incrementa si el ángulo de ataque crece hasta un punto límite donde la fuerza de arrastre es mayor y la fuerza de sustentación se minimiza. Experimentalmente se ha encontrado que el valor de ángulo de ataque óptimo es entre 4 y 5 grados.

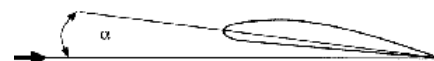


Figura 2. Ángulo de ataque de una sección transversal de aspa, definido como el ángulo entre la línea del ancho del aspa y la línea de dirección relativa del viento que recibe.

Para el diseño de aspas existe una gran cantidad de datos obtenidos por the National Advisory Committee for Aeronautics (NACA) [7], obtenidos experimentalmente en túneles de viento, en donde se muestran las curvas de comportamiento de C_L y C_D para una variedad de formas de secciones transversales (perfiles). Un perfil común en aspas para aerogeneradores pequeños es NACA 4412.

Existen otros dos ángulos importantes para el diseño del aspa. El ángulo β es el ángulo entre la línea de cuerda de la sección del aspa y el plano de giro de la turbina. El ángulo ϕ es la suma del ángulo α y ángulo β .

El ángulo ϕ para cierta sección de aspa depende del valor de la velocidad específica λ , de acuerdo con la Ec. (3).

$$\phi_{sec} = \frac{2}{3} \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_{sec}} \right) \quad (3)$$

donde:

λ_{sec} = velocidad específica de la sección del aspa (relación de la velocidad angular de la sección del aspa y la velocidad del viento que impacta sobre la turbina).

Como la velocidad específica λ_{sec} es distinta en cada sección a lo largo del aspa, esto significa que el ángulo ϕ_{sec} de cada sección a lo largo del aspa también será distinta, entendiendo que el ángulo de ataque λ se debe mantener constante a lo largo del aspa. Esto explica la forma “torcida” del aspa en su longitud.

Las aspas del aerogenerador propuesto fueron construidas con madera por ser un material ligero, resistente, barato y fácil de moldear para obtener su perfil aerodinámico.

De acuerdo a la Ec. (2), para 1 kW de capacidad nominal de salida, teniendo $v = 12$ m/s, $\rho = 0.928$ kg/m³ (regiones cercanas a la Cd. de Zacatecas), turbina de eje horizontal de tres aspas con $C_p = 0.25$, y una eficiencia $\eta = 0.75$ del generador eléctrico, se requiere un área de barrido de las aspas de 6.65 m². Esto significa un diámetro de barrido de 2.9 m. Se seleccionaron aspas con 1.5 m de longitud.

Una vez determinada la longitud del aspa, se seleccionó una velocidad específica nominal de la turbina, $\lambda = 6$ (relación de la velocidad de la punta del aspa y la velocidad del viento que impacta sobre la turbina). La velocidad angular nominal de la turbina, n_{turb} en rpm, se determinó a partir de la Ec. (4).

$$n_{\text{turb}} = \frac{60\lambda v}{2\pi l_{\text{aspa}}} \quad (4)$$

donde:

n_{turb} = longitud del aspa, en m.

Con los valores dados, la velocidad angular nominal fue de 458 rpm.

El valor de cuerda de cada sección, en cm, se evaluó con la Ec. (5).

$$\text{Cuerda}_{\text{sec}} = \frac{8\pi l_{\text{sec}}(1 - \cos(\phi_{\text{sec}}))}{Z C_L} \quad (5)$$

donde:

l_{sec} = longitud de sección del aspa, en cm.

ϕ_{sec} = ángulo de la sección del aspa, en grados.

Z = número de aspas de la turbina.

C_L = Coeficiente de sustentación definida por el perfil.

Para el modelo aerodinámico de las aspas se eligió el perfil de sección transversal NACA 4412. Del perfil seleccionado se obtiene el coeficiente de sustentación (C_L), el cual indica la fuerza sobre el perímetro del perfil perpendicular al flujo del aire, tomando como base el ángulo de ataque $\alpha = 5^\circ$.

Para la construcción de las aspas fue suficiente dividir a cada aspa en seis secciones (Fig. 3). Los valores estimados de cuerda y ángulos α , ϕ y β para cada sección se muestran en la tabla 1.

Las tres aspas de la turbina fueron talladas utilizando diferentes instrumentos de carpintería de acuerdo a los datos de la Tabla 1.



Figura 3. Secciones longitudinales de cada aspa.

Tabla 1. Valores de cuerda y ángulos, y para cada sección longitudinal del aspa.

No. sección	Long (cm)	α (°)	ϕ (°)	Cuerda (cm)	β (°)
1	25	5	30.00	25.39	25
2	50	5	17.71	17.96	12.71
3	75	5	12.29	13.03	7.29
4	100	5	9.35	10.08	4.37
5	125	5	7.54	8.19	2.54
6	150	5	6.30	6.88	1.30

Generador eléctrico

El generador eléctrico se diseñó para salida trifásica, en conexión estrella, con valores nominales de 1 kW y 67 V por fase, sin carga. La corriente nominal calculada fue de 4.97 A por fase, seleccionando un calibre de alambre magneto calibre 15 AWG, con capacidad de hasta 11 A de valor eficaz.

El generador se diseñó de forma axial, con un rotor consistente en dos discos de acero, cada uno conteniendo 12 imanes permanentes (polos) en la periferia de una de sus caras, distribuidos con polaridad alternada. Los dos discos con las caras conteniendo a los imanes permanentes frente a frente, fueron separados por un entrehierro y por el propio estator (Fig. 4).

Los imanes permanentes fueron rectangulares de Neodimio-Fierro-Boro (NdFeB), grado 42, con densidad remanente máxima ($B_{r_{\text{max}}}$) de 13,200 gauss, y con una energía máxima (BH_{max}) de 341.85 kJ/m³. El área de la cara frontal, A_m , de cada imán permanente fue de 12.903 cm². La longitud seleccionada de entrehierro, l_g , fue de 2 cm, y el área transversal del entrehierro (área que cubren las caras de los imanes más la distancia de entrehierro), A_g , fue de 32.143 cm². Estos valores permitieron evaluar la densidad de flujo magnético promedio en el entrehierro, B_g (cantidad de flujo magnético que circula a través del área cubierta por las

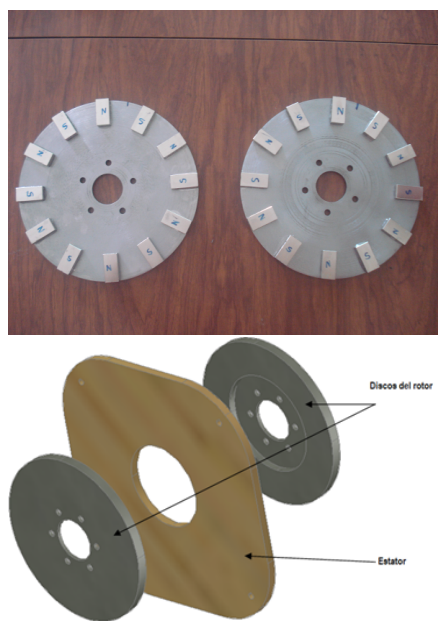


Figura 4. Arreglo de imanes permanentes en discos del rotor.

caras encontradas de los imanes), en Teslas, la intensidad de campo magnético promedio en el entrehierro, H_m , en A/cm, y el flujo magnético en el entrehierro, ϕ_{entreh} , en webers (Ec. 6, 7 y 8).

$$B_g = \frac{A_m}{A_g} B_{rmax} \quad (6)$$

$$H_m = \frac{B_{rmax}}{\mu_0 \left(\frac{A_g 2c}{A_m l_g} \right)} \quad (7)$$

$$\phi_{entreh} = B_g A_m \quad (8)$$

donde:

μ_0 = permeabilidad del espacio libre.

c = grosor de cada imán, en cm.

Los valores calculados fueron $B_g = 0.53$ T, $H_m = 0.00332$ A/cm, y $\phi_{entreh} = 0.0006837$ Wb. La frecuencia de generación a velocidad nominal fue de 45.8 Hz. Con estos valores, fue posible determinar el voltaje nominal, sin carga, por vuelta, $V_{vuelta} = 0.139$ volts en el devanado del estator, a través de la Ec. (9).

$$V_{vuelta} = 4.44 f \phi_{entreh} \quad (9)$$

donde: f = frecuencia nominal de voltaje, en Hz.

Para obtener un voltaje nominal por fase, sin carga, de 67 V, a frecuencia nominal de 45.8 Hz, el número de vueltas necesarias del devanado de fase fue de 480 vueltas. Si estas

vueltas se distribuyen en tres bobinas por fase, cada una de estas bobinas contiene 160 vueltas.

Con las dimensiones físicas de cada bobina (Fig. 5) y los datos del conductor, se evaluaron los valores nominales de resistencia y reactancia inductiva del devanado de fase, sin carga, de $R_{fase} = 1.298$ ohms, y $X_{L_{fase}} = 0.036$ ohms. Estos valores permitieron obtener el circuito equivalente del generador a frecuencia nominal, y con ello las caídas de tensión y pérdidas en el devanado por efecto Joule con carga. Para otras frecuencias de salida, la reactancia inductiva se recalcula.

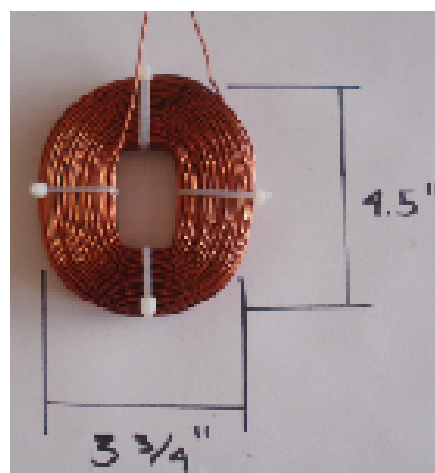


Figura 5. Dimensiones de una bobina.

El estator se construyó en forma de disco a fin de insertarlo en posición fija entre los discos del rotor. Para este tipo de generador de flujo axial, las bobinas no contienen núcleo ferromagnético, dado que el flujo entre los imanes permanentes atraviesa directamente las bobinas. El conjunto de bobinas se distribuyó en forma de disco, en un diámetro de 17 cm. Posteriormente se rellenaron los espacios con resina cristal. Las Fig. 6 y 7 muestran el proceso de construcción del disco del estator.

La separación de entrehierro entre los discos del rotor se logró utilizando un separador de material sintético ligero y duro (Nylacero). El acoplamiento de los discos del rotor con movimiento rotatorio a una estructura metálica fija (bastidor) se realizó utilizando una maza automotriz como chumacera del eje. Entre los discos del rotor se montó el disco del estator fijándolo al bastidor a través de tornillos en su periferia. Posteriormente, las aspas se fijaron al conjunto del rotor. La Fig. 8 muestra vistas lateral y posterior del acoplamiento de rotor y estator al bastidor.

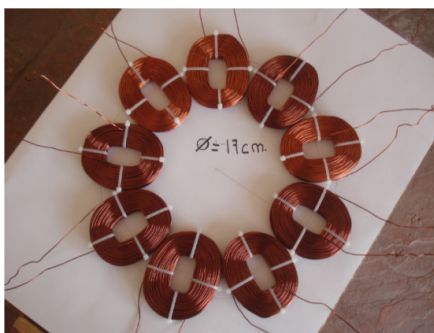


Figura 6. Arreglo de bobinas para el disco del estator.



Figura 7. Encapsulado de bobinas con resina.

Sobre el bastidor está fija una pieza tubular con cierta inclinación respecto al eje vertical. Sobre esta pieza tubular se inserta el timón o coleta del aerogenerador que servirá como control mecánico de direccionamiento (Fig. 9)

El bastidor se diseñó con una estructura tubular vertical sobre la cual van unidos los brazos que sostienen al rotor y estator. Esa estructura tubular se inserta sobre el poste o torre del aerogenerador. Al insertarse sobre el poste, éste actúa como pivote, permitiendo girar al conjunto rotor, estator y aspas cuando el viento tiene velocidades más allá de los valores de diseño.

Mecanismo de direccionamiento y control de velocidad

La coleta es un sistema de orientación mecánico, que mantiene a las aspas del generador frente al viento para aprovechar al máximo su energía. El arreglo conveniente de la veleta y el conjunto de turbina-generator, montados sobre el poste que sostiene al sistema, permite también tener un control mecánico de velocidad de la turbina que limite su

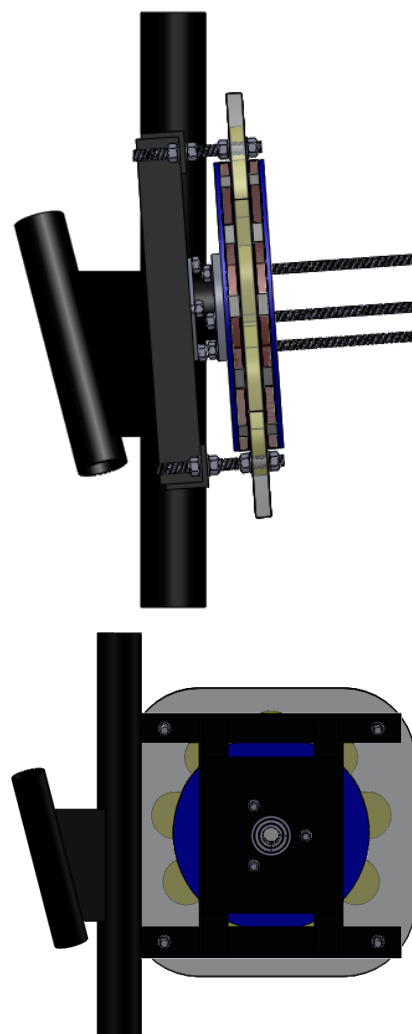


Figura 8. Vista lateral y posterior del arreglo de rotor y estator sobre la estructura metálica fija (bastidor).

velocidad angular a un punto donde el generador eléctrico no produzca excesiva electricidad que ponga en peligro su capacidad nominal. Si la velocidad del viento excede la velocidad nominal de la turbina, el sistema mecánico de control de velocidad actúa modificando la posición de las aspas para reducir la velocidad de la turbina.

Para lograr el control mecánico de velocidad, el conjunto turbina-generator se coloca sobre el poste en una posición donde su eje vertical no coincida con el eje vertical del poste, y el eje horizontal no coincida con el eje horizontal de la coleta.

Cuando la velocidad del viento es menor que la velocidad nominal, la posición entre el eje horizontal del conjunto turbina-generator y el eje de la coleta siempre será de 90

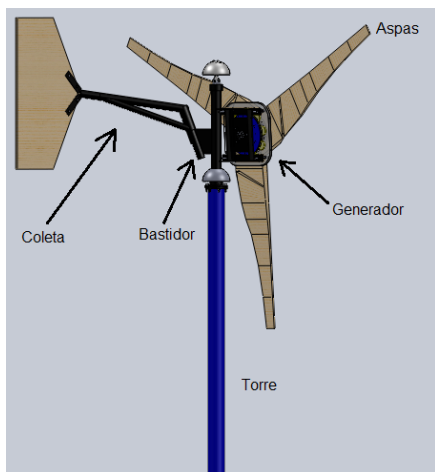


Figura 9. Armado completo de rotor, estator, aspas y coleta.

grados, a fin de que la turbina se posicione de frente al viento. En este caso habrá un equilibrio de momentos. La fuerza de empuje del viento sobre la turbina será menor que el peso de la veleta, y no se producirá giro sobre su pivote.

Cuando la velocidad del viento excede a la nominal, la fuerza del viento sobre el conjunto turbina-generador será mayor que el peso de la coleta y dicho conjunto tenderá a girar sobre su pivote, produciendo un momento de giro. En este caso, el ángulo entre el conjunto y la veleta será menor a 90 grados, y la dirección del viento ya no pegará de frente a la turbina, reduciendo así su velocidad angular.

El pivote de la veleta debe estar a un cierto ángulo con respecto a la vertical del poste para hacer que el peso de la veleta tienda a caer. Dicho ángulo evitará, además, que en algún momento en que el conjunto turbina-generador se acerque a la veleta, no produzca un colapso entre ellos. El área de la veleta se calculó de 0.63 m^2 y su longitud de 1.68 m . La distancia del conjunto turbina-generador a su pivote se estimó en 25 cm . Como el diámetro de la turbina es de 3 m , entonces el área de la turbina es de 2.25 m^2 . La Fig. 10 muestra las dimensiones de la coleta.

PRUEBAS Y RESULTADOS

Para caracterizar el generador eléctrico se construyó un banco de pruebas acoplado el eje de giro del generador, mediante un sistema de poleas, a un motor trifásico de inducción jaula de ardilla Siemens, de 5 HP , 220 V , controlado

por un variador de velocidad Siemens, modelo 420, de 5.36 HP (Fig. 11).

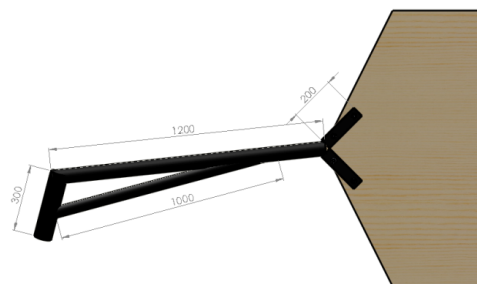


Figura 10. Dimensiones de la coleta.



Figura 11. Banco de pruebas para aerogenerador de flujo axial.

Se realizaron varias pruebas en vacío y con carga resistiva, obteniéndose voltaje de salida muy similar al calculado. Las Fig. 12 y 13 muestran los resultados de voltaje vs velocidad angular obtenidos. En las figuras se puede observar cómo los voltajes generados medidos por fase tienen una tendencia muy similar a los valores calculados. Las pequeñas variaciones son debidas a las imperfecciones de construcción de los devanados.

Al emplazar todo el sistema eólico sobre una torre de 6 m (Fig. 14), se realizaron varias mediciones teniendo las terminales de salida conectadas a un rectificador trifásico y, éste a su vez, a 4 baterías de 12 V en serie (48 V). A fin de evitar sobrecargas en las baterías, se conectó un controlador de carga a la salida de las baterías en configuración *dump load* para permitir el desvío del exceso de carga de las baterías a varios focos incandescentes (carga resistiva). El objetivo fue medir la capacidad de producción de energía eléctrica del sistema eólico durante varios días, en forma consecutiva. Para ello se utilizó un medidor de calidad de energía.

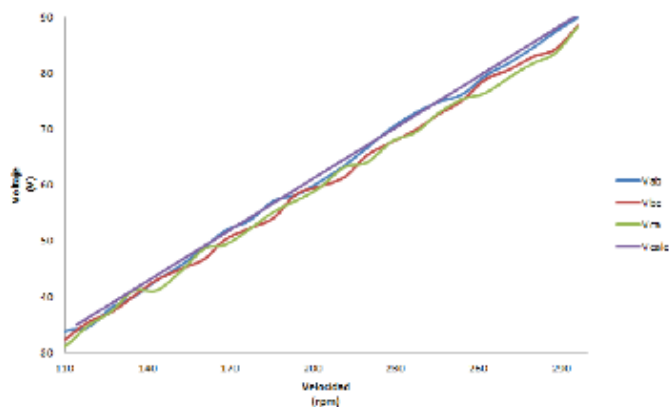


Figura 12. Resultados de voltaje vs velocidad angular calculado y medido, en vacío.

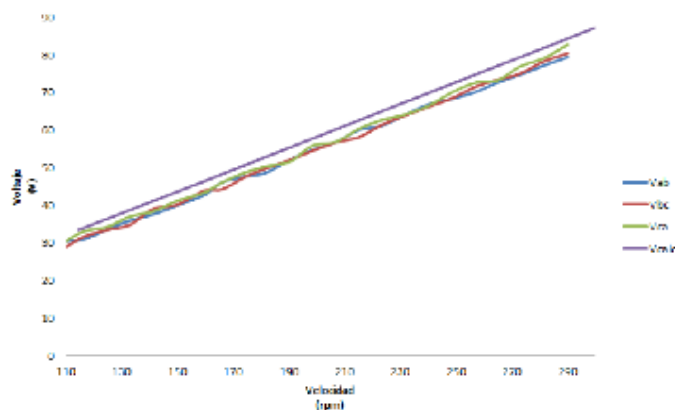


Figura 13. Resultados de voltaje vs velocidad angular calculado y medido, con carga resistiva.

La Fig. 15 muestra los resultados de la energía eléctrica entregada por el aerogenerador del 5 al 16 de diciembre del 2011.

. En el período de medición hubo viento disponible que permitió generar energía eléctrica de hasta 2.2 kWh por día, teniendo vientos con velocidades desde 2 hasta 10 m/s. La totalidad de la energía eléctrica generada en los días de prueba fue de 22.22 kWh. De los resultados obtenidos, se puede concluir que el aerogenerador tiene la capacidad producir más de 1.5 kWh/día, dependiendo del potencial eólico disponible durante el día.



Figura 14. Emplazamiento en campo del sistema eólico.

CONCLUSIONES

El prototipo de microgeneración eólica permite captar la energía del viento para propósitos de carga de baterías, de acuerdo a los valores esperados de diseño, operando con velocidades de viento desde 2 m/s. Aunque su capacidad nominal es de 1 kW, este valor sólo se obtiene a velocidad de viento nominal de 12 m/s. La energía eléctrica producida promedio diaria de 1.5 kWh durante los días de prueba sugiere su aplicación en comunidades rurales de bajo con-

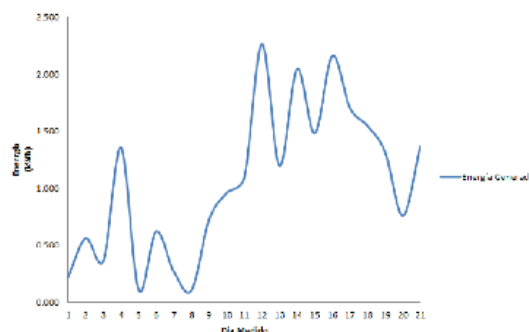


Figura 15. Energía eléctrica entregada por el generador del 5 al 16 de diciembre del 2011.

sumo.

AGRADECIMIENTOS

El micro generador eólico se diseñó y construyó en las instalaciones de la Unidad Académica de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Autónoma de Zacatecas, como parte del proyecto No. 121763 de Fondos Mixtos CONACYT-Gob. del Estado de Zacatecas.

Bibliografía

- [1] World Wind Energy Association, “Half - year Report 2011”. Junio, 2011. <http://www.wwindea.org>.
- [2] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “2010 Wind Technologies Market Report”. Junio, 2011. <http://www1.eere.energy.gov/wind/pdfs/51783.pdf>.
- [3] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “Wind Energy Resource Atlas of Oaxaca”. 2003. USA.
- [4] Universidad Autónoma de México (UAM), “Una Visión al 2030 de la Utilización de las Energías Renovables en México”. 2005.
- [5] Instituto de Investigaciones Eléctricas. Subdirección de Fuentes Alternas de Energía. <http://vmw11.iie.org.mx/sitioIIE/site/indice.php>
- [6] Manuel Reta Hernández et al., Proyecto 16452, Fondo Mixto CONACYT-Gob. del Edo. de Zacatecas, “Aplicación y Desarrollo de Sistemas de Energías Eólica y Solar en el Estado de Zacatecas”. 2010.
- [7] NACA Airfoil Series, <http://www.aerospaceweb.org/question/airfoils/q0041.shtml>

Acerca del autor o autores

Los autores son profesores de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Autónoma de Zacatecas, López Velarde 801, Centro. Zacatecas, Zac, 98000. México. Cubren los programas académicos de Ingeniería en Comunicaciones y Electrónica, y el de Ingeniería en Computación.