



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA CHAPINGO
INGENIERÍA AGRÍCOLA Y USO INTEGRAL DEL AGUA

DISEÑO Y EVALUACIÓN DE UN AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL

TESIS

QUE COMO REQUISITO PARCIAL

PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA AGRÍCOLA
Y USO INTEGRAL DEL AGUA**

PRESENTA:

MAURICIO PABLO BALDOMERO



DIRECCION GENERAL ACADEMICA
DEPTO. DE SERVICIOS ESCOLARES
OFICINA DE EXAMENES PROFESIONALES



DICIEMBRE DE 2012

Chapingo, Estado de México



Universidad Autónoma Chapingo

Ingeniería Agrícola y Uso Integral del Agua



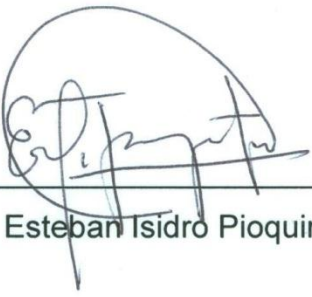
DISEÑO Y EVALUACIÓN DE UN AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL

Tesis realizada por **Mauricio Pablo Baldomero** bajo la dirección del Comité Asesor indicado, aprobada por el mismo y aceptada como requisito parcial para obtener el grado de:

MAESTRO EN INGENIERÍA AGRÍCOLA Y USO INTEGRAL DEL AGUA

DIRECTOR: 
Dr. Federico F. Hahn Schlam

ASESOR: 
M.C. Omar Reséndiz Cantera

ASESOR: 
M.I. Esteban Isidro Pioquinto



DISEÑO Y EVALUACIÓN DE UN AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL

El jurado que revisó y aprobó el examen de grado de **Mauricio Pablo Baldomero** autor de la presente tesis de Maestría en Ingeniería Agrícola y Uso Integral del Agua estuvo constituido por:

PRESIDENTE:

Dr. Federico F. Hahn Schlam

ASESOR:

M.C. Omar Reséndiz Cantera

ASESOR:

M.I. Esteban Isidro Pioquinto



DEDICATORIA

A mis padres:

Mauricio Pablo Santiago

Silvia Baldomero Sarmiento

Por el amor, cariño, orgullo y confianza que han depositado en mi durante toda mi vida. Porque sin su apoyo incondicional este trabajo no sería posible.

A mis hermanos:

Gil, Miriam, Teresa, José Luis y Jorge

Por estar siempre conmigo en las buenas y en las malas y ser parte de mi motivación para seguir adelante y nunca darme por vencido.

A mi familia por su apoyo y siempre alentarme a superarme día a día.

A todos mis amigos con los cuales he pasado buenos momentos a lo largo de mi trayectoria escolar y en la vida diaria.



AGRADECIMIENTOS

Gracias a todas las personas e instituciones que me han apoyado para la realización de mis estudios y la terminación de este trabajo, especialmente:

A la Universidad Autónoma Chapingo, especialmente al Posgrado en Ingeniería Agrícola y Uso integral del Agua por darme la oportunidad de ser parte de este gran grupo de investigadores y por el apoyo otorgado durante mi estancia allí.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por la beca otorgada para la realización de mis estudios.

Al Dr. Federico F. Hahn Schlam por la asesoría, apoyo y consejos dados, especialmente por haber creído en mí y en la realización de este trabajo de investigación. Por ser un ejemplo a seguir como investigador y persona.

Al M.C. Omar Reséndiz Cantera por el interés y dedicación en el asesoramiento de este trabajo. Por sus enseñanzas y consejos que me han sido de gran utilidad para mi formación académica y personal.

Al M.I. Esteban Isidro Pioquinto por su dedicación y haberme prestado su apoyo incondicional durante mis estudios de posgrado y realización de este trabajo.

A todos los profesores y personal de los departamentos de Irrigación e Ingeniería Mecánica de la universidad por su ayuda y enseñanzas.

A todos mis compañeros y amigos que me han apoyado desinteresadamente para la realización de este proyecto y que siempre me brindaron su amistad.



DATOS BIOGRÁFICOS

Mauricio Pablo Baldomero nace un 18 de noviembre de 1987 en Nezahualcoyotl, Estado de México. Desde 1993 hasta 1999 realizó sus estudios de primaria en la escuela “Profesor Otilio Montaño” localizada en el mismo municipio. Posteriormente, de 1999 al 2002, cursó sus estudios en la secundaria oficial No. 560 “Leyes de reforma” en Chicoloapan, Estado de México.

Para el 2002 ingresa a la Universidad Autónoma Chapingo donde realiza con grandes méritos sus estudios de nivel medio superior, para después ingresar al Departamento de ingeniería Mecánica Agrícola de dicha universidad y finalizar sus estudios en 2009, obteniendo su titulación por merito académico. Durante este periodo realizó su estancia profesional en la empresa “Maquinaria Jersa S.A. de C.V.” y su servicio social fue desarrollado en la Secretaria de Trabajo y Previsión Social (STPS), en la cual ayudo en la realización de un manual para prevenir accidentes titulado “Mantenimiento de Maquinaria Agrícola. Prácticas Seguras en el Sector Agrícola”.

En 2010 es admitido en el Posgrado en Ingeniería Agrícola y Uso Integral del Agua y decide orientarse por la Mecanización agrícola realizando su proyecto de investigación sobre la energía eólica, específicamente en el diseño y evaluación de un aerogenerador de eje vertical.



DISEÑO Y EVALUACIÓN DE UN AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL

DESIGN AND EVALUATION OF A VERTICAL AXIS WIND TURBINE

Mauricio **Pablo Baldomero**¹ y Federico F. **Hahn Schlam**²

RESUMEN

El desarrollo de un aerogenerador de eje vertical de fácil construcción, económico y eficiente a bajas velocidades de viento fue estudiado bajo condiciones de viento controladas utilizando un túnel de viento. Para ese propósito se fabricó y colocó en este una pequeña turbina probando tres diferentes tipos de álabes colocados a diferentes ángulos y con una diferente cantidad de alabes. Los resultados de las distintas configuraciones fueron comparadas, siendo la turbina con seis álabes semicirculares a 45 grados la que mejor se desempeñó.

Una turbina más grande se construyó con esta configuración y se evaluó bajo condiciones de viento reales, colocándose sobre un edificio a diez metros de altura. Las variables monitoreadas fueron la velocidad del viento, velocidad angular de la turbina y ruido producido. Los resultados muestran un buen desempeño a velocidades de viento superiores a un metro por segundo y que la turbina no produjo ruido.

Palabras clave: Aerogenerador de eje vertical, velocidad del viento, velocidad angular, ruido.

¹ Tesista

² Director

ABSTRACT

The development of a simple, cheap and low wind speed efficient vertical axis wind turbine was studied under controlled wind conditions using a wind tunnel. A small wind turbine was constructed testing three different blade types tested at different angles and using different quantity of blades. Data from different configurations were compared. The results were compared and the best performance was obtained using a turbine with six semi-circular blades at forty five degrees.

A bigger turbine was constructed using this configuration and tested with real wind conditions mounted at a building at a height of ten meters. The monitored variables were wind speed, turbine angular speed and noise. Data shows a good performance at wind speed over one meter per second and that turbine isn't noisy.

Key words: vertical axis wind turbine, wind speed, angular speed, noise.



ÍNDICE

	PÁGINA
RESUMEN	i
ABSTRACT	i
ÍNDICE	ii
ÍNDICE DE FIGURAS	iv
 INTRODUCCIÓN	 1
 CAPITULO 1: MARCO TEÓRICO	 3
1.1 Energía eólica	3
1.1.1 Consideraciones históricas sobre la explotación del viento.....	4
1.1.2 Aerogeneradores de eje horizontal.....	9
1.1.3 Aerogeneradores de eje vertical.....	10
1.1.4 Tipos de aerogeneradores de eje vertical.....	11
1.1.5 Principales sistemas de los aerogeneradores.....	16
1.1.5.1 Sistemas de control de velocidad.....	16
1.1.5.2 Generadores.....	17
1.1.5.3 Estructura y soporte.....	20
1.2 Potencial eólico en México.....	21
1.3 Tecnología eólica desarrollada en el país.....	27
1.4 Modelos para el uso de la energía eólica.....	33
1.4.1 Potencia eólica.....	33
1.4.2 La ley de Betz.....	36
1.4.3 Rendimiento de los aerogeneradores.....	37



PÁGINA

CAPITULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS.....	42
2.1 Evaluación de las turbinas en el túnel de viento.....	42
2.2 Construcción del aerogenerador.....	46
2.3 Evaluación del aerogenerador.....	50
CAPITULO 3: RESULTADOS.....	56
3.1 Evaluación de las turbinas en el túnel de viento.....	56
3.2 Evaluación del aerogenerador.....	60
CONCLUSIONES.....	71
LITERATURA CITADA.....	72
APÉNDICE A.....	74
APÉNDICE B.....	84
APÉNDICE C.....	86



ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Fig. 1.1 Aerogenerador Savonius.....	11
Fig. 1.2 Aerogenerador Darrieus.....	12
Fig. 1.3 Aerogenerador Giromill.....	14
Fig. 1.4 Aerogenerador Windside.....	14
Fig. 1.5 Aerogenerador WM.....	15
Fig. 1.6 Distribución geográfica de los proyectos eólicos.....	22
Fig. 1.7 Sitios de estudio de potencial eólico.....	25
Fig. 1.8 Velocidad del viento al atravesar una turbina.....	36
Fig. 1.9 Coeficiente de potencia de Schmitz como función del TSR.....	40
Fig. 2.1 Dimensiones generales de los álabes.....	42
Fig. 2.2 Base de la turbina.....	43
Fig. 2.3 Ensamble general de la turbina.....	43
Fig. 2.4 Túnel de viento.....	44
Fig. 2.5 Optoacoplador y su conexión.....	44
Fig. 2.6 Sensor de velocidad de viento.....	45
Fig. 2.7 Ángulo de ataque de los álabes.....	45
Fig. 2.8 Dimensiones generales del álabe.....	46
Fig. 2.9 Acomodo de los álabes.....	46
Fig. 2.10 Dimensiones generales del eje.....	47
Fig. 2.11 Ensamble de la turbina.....	48
Fig. 2.12 Instalación de la turbina en el sitio de pruebas.....	49
Fig. 2.13 Posición de las chumaceras.....	49
Fig. 2.14 Localización de los sensores.....	50
Fig. 2.15 Programación del datalogger Novus.....	51
Fig. 2.16 Calibración del anemómetro.....	51
Fig. 2.17 Calibración del motor.....	52



PÁGINA

Fig. 2.18 Calibración del sonómetro.....	53
Fig. 2.19 Colocación de las soleras en las pruebas 6, 7 y 8.....	55
Fig. 3.1 Gráfica de resultados para turbinas con 6 álabes.....	57
Fig. 3.2 Gráfica de resultados para turbinas con 4 álabes.....	58
Fig. 3.3 Gráfica de resultados para turbinas con 3 álabes.....	58
Fig. 3.4 Gráfica de resultados para turbinas con 2 álabes.....	59
Fig. 3.5 Velocidad inicial de giro de cada turbina.....	60
Fig. 3.6 Resultados de la prueba 1 (Día 1).....	61
Fig. 3.7 Resultados de la prueba 1 (Día 2).....	62
Fig. 3.8 Resultados de la prueba 1 (Día 3).....	63
Fig. 3.9 Operación de la turbina durante la prueba 1 (Día 3).....	64
Fig. 3.10 Resultados de la prueba 2 (Día 1).....	64
Fig. 3.11 Resultados de la prueba 2 (Día 2).....	65
Fig. 3.12 Operación de la turbina durante la prueba 2 (Día 2).....	66
Fig. 3.13 Resultados de la prueba 3.....	66
Fig. 3.14 Operación de la turbina durante la prueba 3.....	67
Fig. 3.15 Resultados de la prueba 4.....	68
Fig. 3.16 Operación de la turbina durante la prueba 4.....	68
Fig. 3.17 Resultados de la prueba 5.....	69
Fig. 3.18 Operación de la turbina durante la prueba 5.....	70
Fig. 3.19 Potencia y área de la turbina calculados.....	71



INTRODUCCIÓN

La utilización e investigación en energías alternas, incluida la eólica, se encuentra en auge debido, en principal medida, a los cambios climáticos por los cuales pasa el planeta; sin embargo también son una buena opción para generar energía en zonas donde no se puede tener acceso a la red de energía eléctrica, dichas zonas necesitan también de fuentes de agua potable que, de no contar con una de origen natural y accesible, deben ser creadas a través de pozos, pero al no contar con energía eléctrica se dificulta su utilización. Además, en muchas actividades agrícolas y pecuarias, la utilización de energía eléctrica, especialmente para actividades que requieren el manejo de agua, representa más del 50% del costo de producción en dichas actividades.

La utilización de aerogeneradores es una gran opción para resolver los problemas planteados, en especial los de eje vertical ya que estos tienen mayores ventajas para su implementación en instalaciones con poco espacio y/o baja altura, en comparación con los aerogeneradores de eje horizontal.

El objetivo principal de consiste en desarrollar un aerogenerador capaz de operar a velocidades de viento bajas, de bajo costo y construcción simple, con el objetivo de hacerlo accesible a la comunidad. Se ha diseñado con la finalidad de utilizarse para el bombeo de agua, ya sea para uso humano, agrícola o pecuario donde no se cuente con energía eléctrica o se desee disminuir costos de producción debido al consumo de energía. Sin embargo también se puede utilizar en distintas actividades que requieran de la generación de energía eléctrica.



Durante este proyecto las principales limitantes encontradas fueron la escasa información referente al tipo de aerogenerador planteado, así como el tiempo necesario para las evaluaciones, ya que al depender totalmente de un elemento natural como lo es el viento es necesario tomar una gran cantidad de datos para poder obtener una mejor conclusión debido a la gran variabilidad de este.

Con este proyecto se pretende obtener información necesaria para poder comprender mejor el funcionamiento de este tipo de dispositivos, conocer como es afectado su desempeño por algunas variables y estimar la potencia generada por la turbina. Los datos obtenidos servirán para un posterior mejoramiento y/o creación de tecnologías similares.



CAPITULO 1: MARCO TEÓRICO

1.1 Energía eólica

La necesidad de combatir el cambio climático global, ha motivado en gran medida a la expansión de la energía eólica, al evitar la emisión de dióxido de carbono, sin producir ninguno de los otros contaminantes asociados con la generación a partir de combustibles fósiles, o con la generación nuclear. Un desarrollo energético de esta naturaleza favorece mayoritariamente a que sea aceptado por la sociedad, al no provocar emisiones de gases contaminantes y sin originar residuos de larga duración. Según los últimos datos publicados la generación eléctrica de las plantas eólicas ha evitado la emisión a la atmósfera de unos 18 millones de toneladas de CO₂, en 2007, que se habrían emitido si se hubieran generado en centrales térmicas de carbón, gas o petróleo, lo que permite contribuir al cumplimiento de los compromisos derivados del Protocolo de Kioto (Tech4CDM, 2008).

El viento es generado por masas de aire que se desplazan entre zonas de alta presión atmosférica hacia regiones de baja presión con velocidades proporcionales al gradiente de presión. Estos gradientes son generados a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre por la radiación solar, combinado con el movimiento rotatorio del planeta. Se estima que del 1 al 2 % de la energía solar incidente se convierte en viento, lo cual representa una energía alrededor de 50 a 100 veces superior a la conversión de biomasa o a la fijación de carbono por todas las plantas de la Tierra (Matsumoto y Saldaña, 2009).

Mediciones realizadas por distintos investigadores han calculado que se podría satisfacer las necesidades eléctricas de todo el mundo utilizando únicamente



energía eólica, sólo con la condición de usarla eficazmente (Matsumoto y Saldaña, 2009).

Para poder aprovechar la energía eólica es necesario conocer las variaciones diurnas, nocturnas y estacionarias de los vientos, la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, la presencia de ráfagas en tiempos breves y los valores máximos ocurridos en series históricas. Así mismo, es importante conocer la velocidad máxima del viento.

Para 2007, los aerogeneradores generaban poco más del 1% de la energía eléctrica en el mundo; sin embargo su crecimiento anual es exponencial. El mercado de la energía eólica se está desarrollando con tasas anuales de crecimiento alrededor del 30%, habiendo pasado de los 2.500 MW en el año 1992, a 94.000 MW para el 1 de enero de 2008, con lo que se proporciona energía suficiente para satisfacer las necesidades de unos 50 millones de hogares, es decir, es decir, más de 120 millones de personas (Hogg, 2008; Tech4CDM, 2008).

1.1.1 Consideraciones históricas sobre la explotación del viento

Las energías renovables tales como la solar, eólica, hidráulica y geotérmica, han constituido parte importante de la energía utilizada por los humanos desde tiempos remotos. El término eólico viene del latín *Aeolicus*, perteneciente a Eolo, Dios de los vientos en la mitología griega (Matsumoto y Saldaña, 2009).

El viento es una fuente de energía gratuita, limpia e inagotable. Ha sido ocupada desde siglos para impulsar barcos y mover molinos; para bombear agua y moler trigo. Aunque el aprovechamiento de la energía eólica data de las épocas más remotas de la humanidad, los egipcios ya navegaban a vela en el año 4.500 a.C. La primera noticia que se tiene sobre el uso del viento mediante



un molino proviene de Herón de Alejandría que construyó una estructura en el siglo II a.C. para proporcionar aire a un órgano musical (Drachmann, 1961).

Una de las primeras fuentes de energía no animal usada por el hombre fue la turbina de viento. Estas turbinas han sido documentadas desde hace más de 1000 años. Las primeras turbinas eólicas diseñadas eran extremadamente simples ya que solo podían rotar a una velocidad proporcional a la velocidad del viento para poder funcionar. Estas fueron usadas para bombear agua, moler granos, cortar madera y realizar varias otras tareas (Carlin *et al.*, 2001).

Los primeros molinos de uso práctico fueron construidos en Sistán, Afganistán, en el siglo VII. Estos fueron molinos de eje vertical con hojas rectangulares. Los aparatos contenían de 6 a 8 velas cubiertas con telas y fueron usados para moler cereales o extraer agua (Hassan y Routledge, 1986).

En Europa los primeros molinos aparecieron en el siglo XII en Francia e Inglaterra y se distribuyeron por todo el continente, eran unas estructuras de madera, conocidas como torres de molino, que se hacían girar a mano alrededor de un poste central para levantar sus aspas al viento. El molino de torre desarrollado en Francia durante el siglo XIV, consistía en una torre de piedra coronada por una estructura rotativa de madera que soportaba el eje del molino y la maquinaria superior del mismo (Matsumoto y Saldaña, 2009).

El desarrollo de los molinos de viento se interrumpe con la revolución industrial. Se hace masiva la utilización del vapor, aparece la electricidad y los combustibles fósiles como fuentes de energía motriz. En la segunda mitad del siglo XIX tiene lugar uno de los más importantes avances en la tecnología del aprovechamiento del viento: la aparición del popular modelo “multipala americano”. Este modelo, utilizado para bombeo de agua prácticamente en todo



el mundo, habría de sentar las bases para el diseño de los modernos generadores eólicos (Antezana, 2004).

En Estados Unidos, el desarrollo de molinos de bombeo, reconocibles por sus múltiples velas metálicas, fue el factor principal que permitió el desarrollo de la agricultura y la ganadería en vastas áreas de Norteamérica en donde el acceso del agua era complicado. Estos molinos contribuyeron a la expansión del ferrocarril alrededor del mundo, supliendo las necesidades de agua de las locomotoras a vapor (Carlin *et al.*, 2001).

A principios del siglo XX comenzó la era eléctrica. Los rápidos avances en motores, generadores, alumbrado y otros artefactos diseñados por Edison, Steinmetz, Tesla y otros ofrecieron una esperanza de una utopía potenciada por la electricidad. Las casas y granjas de Estados Unidos no eran indiferentes a este deseo, y en localidades remotas los aerogeneradores se volvieron indispensables (Carlin *et al.*, 2001).

El primer aerogenerador capaz de generar corriente continua fue fabricado por Charles Brush en 1888 en Cleveland, Ohio. Tenía un rotor de 17 m de diámetro y estaba constituido por 144 palas de madera. Podía generar hasta 12 KW de potencia (Antezana, 2004; Carlin *et al.*, 2001).

En 1925, Marcelleus y Joseph Jacobs comenzaron a trabajar en la primera pequeña turbina de alta velocidad con batería recargable. Miles de estas máquinas de 32 y 110 volts de corriente directa fueron construidas a fines de la década de 1920 continuando hasta los 50's. A esta le siguieron otras como el "windcharger", el cual podía instalarse fácilmente y requería poco mantenimiento. Se construyeron y distribuyeron gran cantidad de productos diseñados para trabajar con corriente directa y así poder satisfacer las



necesidades de granjas y ranchos utilizando baterías. Estos aerogeneradores eran de corriente directa y velocidad variable (Carlin *et al.*, 2001).

Igualmente en 1925 el finlandés J. Savonius fue el primero en utilizar el concepto del eje vertical, desarrollado por la civilización Persa, para estructurar un rotor vertical para la generación eléctrica. En la actualidad es una solución interesante sobre todo en la conversión a energía mecánica (Antezana, 2004).

Más exitoso que el anterior fue el rotor de eje vertical patentado en 1931 en Estados Unidos por el ingeniero francés Darrieus el cual cayó en un olvido casi total. Su estudio se retomó en Canadá en 1973 y en Estados Unidos a partir de 1975 ya que estas máquinas, de 1 a 60 KW, podían construirse a precios inferiores al de los molinos de viento clásicos de eje horizontal. En Estados Unidos, los laboratorios Sandia en Albuquerque (Nuevo México) estudiaron y comercializaron los molinos de viento Darrieus (Antezana, 2004).

Alrededor de 1956 apareció uno de los primeros aerogeneradores de gran potencia en Gedser, Dinamarca. Tenía muchas innovaciones tecnológicas, no sólo en lo que concierne a la generación de electricidad, sino también en el campo de la aerodinámica y sistema de control (frenos aerodinámicos y regulación por pérdida de velocidad). Presentaba 200 KW de potencia y entregaba una potencia muy costosa con respecto a otros tipos de generación; esta forma de producir energía eólica está en constante evolución. El concepto más usado siempre fue un aparato tripala de eje horizontal alimentando una red trifásica (Antezana, 2004; Muñoz, 2008).

El bajo precio del petróleo suspendió todos los grandes proyectos eólicos en el mundo. Pero en la década de los setenta, coincidiendo con la primera crisis del petróleo, se inició una nueva etapa de investigación en el aprovechamiento de la energía eólica. Las aplicaciones de las modernas tecnologías, y en especial



de las desarrolladas para la aviación, dieron como resultado la aparición de una nueva generación de máquinas eólicas muy perfeccionadas que permitieron su explotación, bajo criterios de rentabilidad económica, en zonas de potencial eólico elevado (Antezana, 2004).

Las turbinas modernas fueron desarrolladas a comienzos de 1980 pero los diseños continúan en desarrollo. La industria de la energía eólica en tiempos modernos comenzó en 1979 con la producción en serie de turbinas de viento. Aquellas turbinas eran pequeñas para los estándares actuales, con capacidades de 20 a 30 KW cada una. Desde entonces, la talla de las turbinas ha crecido enormemente, y la producción se ha expandido a muchos países (OPEX energy, 2011).

Durante las últimas dos décadas la potencia de las turbinas eólicas aumentó hasta superar los 3MW. Entre las modificaciones y evoluciones más importantes en el área de control se encuentran la implementación del paso variable de las palas (cambio del ángulo de incidencia) y el control por entrada en pérdida aerodinámica de las palas. Los conceptos asociados a máquinas eléctricas utilizadas sufrieron grandes cambios creándose nuevas alternativas (Muñoz, 2008).

Desde 1993 algunos fabricantes reemplazaron los tradicionales generadores asincrónicos por los sincrónicos mientras que otros fabricantes implementaron generadores asincrónicos con rotor bobinado en lugar del rotor de jaula de ardilla. Los desarrollos eléctricos incluyen el uso de electrónica de potencia, con lo que se logra que la velocidad del rotor sea variable (Muñoz, 2008).

Debido a la rápida evolución de la electrónica de potencia, que ofrece tanto mayor potencia transmitida como menor precio/KW. La implementación de



dicha electrónica se encuentra en aumento; actualmente se evalúan nuevos conceptos (Muñoz, 2008).

Estas mejoras han contribuido a la disminución en gran escala de los costos de generación eólica de 35 centavos de dólar por KW en 1980, a un costo de 6 centavos por KW en 2008. Con todo esto, la energía eólica ha llegado a ser una de las fuentes más rentables (Morales, 2009).

1.1.2 Aerogeneradores de eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal son máquinas con un rotor giratorio, cuyo movimiento es producido por la energía cinética del viento al incidir sobre las paletas del rotor. Estas aprovechan al máximo la velocidad del viento debido al avanzado diseño de los perfiles aerodinámicos de las palas. El movimiento de rotación es transmitido e incrementado a través de un multiplicador de velocidad para posteriormente conectarse a un generador eléctrico (Morales, 2009).

En la actualidad la gran mayoría de los aerogeneradores que se construyen conectados a red son tripalas de eje horizontal. Los modelos de eje horizontal puede subdividirse a su vez por el número de palas empleado: tripala, bipala y monopala; por la orientación respecto a la dirección dominante del viento: orientadas a barlovento o sotavento; y por el tipo de torre utilizada: torres de celosía y torres tubulares (OPEX energy, 2011).

Algunos problemas encontrados por este tipo de aerogeneradores son que:

- Necesita girar hacia la dirección del viento
- No puede operar ni a bajas velocidades ni a velocidades muy elevadas
- Se requiere de una gran altura
- Ocasiona riesgos al ecosistema
- Presenta fatiga inducida por el peso (Hogg, 2008)



1.1.3 Aerogeneradores de eje vertical

Una alternativa para los aerogeneradores de eje horizontal son los de eje vertical, los cuales son, básicamente, máquinas en las que el rotor se mueve debido a los esfuerzos de arrastre que el viento origina en dirección perpendicular al eje de giro (Morales, 2009).

Los aerogeneradores de eje vertical tienen la ventaja de adaptarse a cualquier dirección del viento y por ello se les llama panémonos (todos los vientos). No precisan dispositivos de orientación; trabajan por la diferencia de coeficiente de arrastre entre las dos mitades de la sección expuesta al viento. Esta diferencia de resistencia al viento hace que el rotor sea propenso a girar sobre su eje en una dirección específica. A excepción del rotor Darrieus, los aerogeneradores de eje vertical operan con vientos de baja velocidad donde difícilmente superan las 200 rpm (Los aerogeneradores horizontales de alta velocidad empiezan a generar a las 1000 rpm) y soportan mayores velocidades de viento que los de eje horizontal, también pueden trabajar con vientos turbulentos. Se emplean para generar potencias que van desde los 200 W hasta los 4MW presentando altos torques de partida y no necesitan de una torre (Antezana, 2004).

Otra particularidad de estos aerogeneradores es que son mucho más fáciles de reparar pues todos los elementos de transformación de la energía del viento se encuentran a nivel de suelo. El inconveniente de este tipo de turbinas es que el eje no se ubica a mucha altura y las velocidades del viento disminuyen al llegar al suelo por efecto de la rugosidad del mismo (Antezana, 2004).

La velocidad del viento crece de forma importante con la altura, por lo que estos aerogeneradores han sido desplazados por los de eje horizontal. De todas formas, colocar un aerogenerador a más altura mediante una torre implica incurrir en costos adicionales ligados a la seguridad del soporte del aerogenerador (Antezana, 2004).



Otras ventajas de este tipo de aerogeneradores con respecto a los de eje horizontal son que:

- No se produce fatiga por su mismo peso teniendo una mayor vida útil.
- El costo de manufactura es menor ya que son más pequeños y no requieren equipos complejos.
- Se minimiza la intrusión al ambiente, ya que son fáciles de reconocer y evitan problemas con las aves.
- Trabajan de manera silenciosa (Hogg, 2008).

1.1.4 Tipos de aerogeneradores de eje vertical

Savonius

Es el modelo más simple de rotor y consiste en cilindros huecos partidos a la mitad y desplazados respecto a su eje (Fig. 1.1). Ofrecen la parte cóncava al empuje del viento y su parte convexa ofrece una menor resistencia al giro; giran en el sentido de menos resistencia (Antezana, 2004; OPEX energy, 2011).

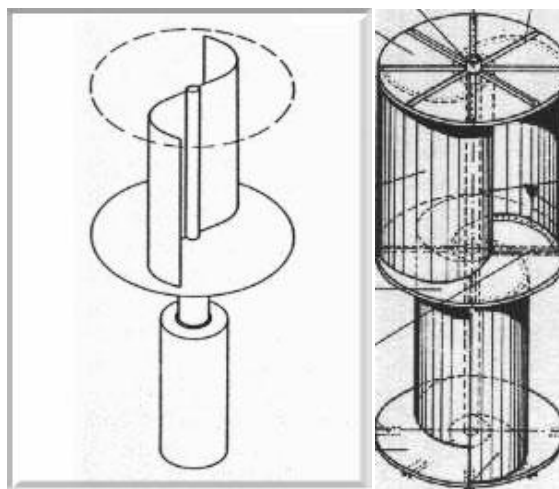


Fig. 1.1 Aerogenerador Savonius

Este sistema tiene el inconveniente de presentar una sobre presión en el interior de las zonas cóncavas al no poder salir el aire, perjudicando el rendimiento; el sistema queda mejorado separando ambas palas y dejando un hueco entre ambas para que fluya el aire (Antezana, 2004; OPEX energy, 2011).



No son útiles para la generación de electricidad debido a su elevada resistencia al aire; los multiplicadores de velocidad reducen su rendimiento. Su bajo costo y fácil construcción les hace útiles para aplicaciones mecánicas como el bombeo de agua (Antezana, 2004; OPEX energy, 2011).

Darrieus

Patentado por G.J.M. Darrieus en 1931, es el modelo de los aerogeneradores de eje vertical de más éxito comercial. Nace por la necesidad de evitar la construcción de hélices sofisticadas como las que se utilizan en los aerogeneradores de eje horizontal. Permite mayores velocidades que las del rotor Savonius, pero no alcanza a las de un rotor de eje horizontal (Antezana, 2004; OPEX energy, 2011).

Consiste en un eje vertical asentado sobre el rotor, con dos o más finas palas en curva unidas al eje por los dos extremos, el diseño de las palas es simétrico y similar a las alas de un avión (Fig. 1.2). El modelo de curva de Troposkien es el más utilizado para la unión de las palas entre los extremos del rotor, aunque pueden utilizarse también catenarias (OPEX energy, 2011).



Fig. 1.2 Aerogenerador Darrieus



Como los otros aerogeneradores de eje vertical, el Darrieus no necesita de un sistema de orientación. Esta característica de captación omnidireccional le permite ser instalado en cualquier terreno sin necesidad de levantar altas torres, lo cual se traduce en un ahorro sustancial. Al poseer una forma parecida a una cuerda para saltar, hace que los alerones del Darrieus experimenten una fuerte fuerza centrífuga. Al trabajar en pura tensión hace que los alerones sean simples y económicos (Antezana, 2004).

Este rotor presenta el problema que no puede arrancar por sí mismo, teniendo que emplearse un sistema de arranque secundario, aunque una vez en marcha es capaz de mantenerse gracias a la aerodinámica de sus palas. Muchas veces se utilizan rotores Savonius para facilitar la puesta en marcha de este aerogenerador. La otra forma es usar un sistema eléctrico durante el arranque ocupando un motor de inducción conectado a la red. Una vez que el Darrieus se encuentra girando empieza a otorgar potencia. Este tipo de generador es simple, robusto y barato respecto a los otros tipos utilizados en generación eólica (Antezana, 2004).

Giromill

Este tipo de generadores también fueron patentados por G.J.M. Darrieus. Consisten en palas verticales unidas al eje por unos brazos horizontales, que pueden salir por los extremos del aspa e incluso desde su parte central. Una variante del Giromill es la Cycloturbine, con palas verticales que cambian su orientación a medida que se produce el giro del rotor para un mayor aprovechamiento de la fuerza del viento (Fig. 1.3). Este tipo de turbina fue inventada por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) en Estados Unidos (Antezana, 2004; OPEX energy, 2011).



Fig. 1.3 Aerogenerador Giromill

Windside

Este novedoso aerogenerador de eje vertical es un prototipo concebido por la empresa finlandesa Windside. Es un sistema similar al rotor Savonius consistiendo en un perfil alabeado con torsión que asciende por el eje vertical (Fig.1.4). La principal diferencia frente a otros sistemas de eje vertical es el aprovechamiento del concepto aerodinámico, obteniendo eficiencias similares a los de los aerogeneradores de eje horizontal (Antezana, 2004; OPEX energy, 2011).



Fig. 1.4 Aerogenerador Windside



WM

Un grupo de técnicos españoles desarrollaron un nuevo generador eólico de eje vertical que mejora ampliamente la eficiencia de los generadores de eje horizontal, así como de los existentes de eje vertical; abarcando rangos de velocidades del viento hasta ahora no aprovechados (Fig. 1.5). Consiste en un molino provisto de brazos giratorios alrededor de un eje de giro; a dichos brazos se unen articuladamente unas palas abatibles (Suarez, 2002).



Fig. 1.5 Aerogenerador WM

Las palas abatibles ofrecen máxima resistencia al viento cuando se sitúan en la zona de avance de giro y prácticamente nula resistencia al viento cuando están en la zona de retorno del generador (Suarez, 2002).

El nuevo diseño que presenta este generador eólico ha dado en pruebas de campo resultados de potencia muy superiores y radicalmente revolucionarios. La curva de potencia de un típico aerogenerador de eje horizontal inicia a operar a 5 m/s, alcanzando su máximo a 15 m/s; estabilizándose o descendiendo ligeramente hasta alcanzar los 25 m/s. A esta velocidad el aerogenerador es desconectado. La curva de potencia del nuevo generador eólico se inicia a velocidades del viento inferiores y crece exponencialmente con la velocidad de este, guardando una relación directa con la verdadera energía que contiene el viento y aprovechando las velocidades más energéticas; las que están por encima de 25 m/s (Suarez, 2002).



El diseño del generador eólico de eje vertical complementa los rangos de velocidad del viento que no son abarcados por otro tipo de generadores. A bajas velocidades del viento se puede disponer de un modelo de gran superficie y bajo peso, ideal para zonas de vientos flojos o brisas. Cuando se encuentra con vientos dominantes fuertes o que esporádicamente lo sean, se necesita una máquina con una estructura sólida y que a su vez sea capaz de funcionar generando energía en el momento en el que más potencial ofrece el viento (Suarez, 2002).

La aerodinámica no es un problema con este nuevo generador, aunque debe cumplir unos requisitos mínimos para su idóneo funcionamiento. Un diseño simple de pala recta ya cumple los requisitos de máxima resistencia al viento en orientación perpendicular a éste y mínima resistencia cuando se orienta en la dirección del flujo. La naturaleza de los componentes tampoco reviste grandes dificultades: no son necesarios materiales de aleaciones especiales pues las palas no sufren grandes fuerzas de torsión al tener múltiples puntos de apoyo y ser de reducidas dimensiones. El peso de los materiales es un factor a favor del generador eólico pues aumenta el momento angular del sistema facilitando el giro (Suarez, 2002).

1.1.5 Principales sistemas de los aerogeneradores

1.1.5.1 Sistemas de control de velocidad

Uno de los grandes problemas de los aerogeneradores es su operación frente a la aleatoriedad del estímulo otorgado por el viento. Las exigencias climáticas que sufren los aerogeneradores son notables. Estos problemas, y otros más, hacen que la conversión energética sea una tarea compleja ya que las máquinas eléctricas necesitan algunas variables constantes como la velocidad de giro del rotor, la cual está directamente relacionada con la velocidad del viento. Para lograr velocidad constante en el eje del generador se utilizan



diversas soluciones que van desde la intervención mecánica en la relación de amplificación de RPM (caja de cambio, freno mecánico) hasta la alteración del comportamiento aerodinámico del aerogenerador frente al viento como la variación del ángulo de ataque de las aspas y el diseño de pérdida aerodinámica de las aspas (Antezana, 2004).

Los modernos aerogeneradores tienen sistemas de control mixtos que involucran la variación del ángulo de ataque de las aspas y adicionalmente sistemas de control sobre los parámetros eléctricos del generador. La idea es que los métodos utilizados para controlar los aerogeneradores, tiendan a aumentar al máximo la eficiencia y sobre todo que logren un control total y efectivo de la operación del aerogenerador y su seguridad (Antezana, 2004).

1.1.5.2 Generadores

En la generación de electricidad a partir de la energía del viento se utilizan dos familias de máquinas:

Generadores de corriente directa

Los generadores de corriente directa (CD) o dínamos, se utilizan en pequeños aerogeneradores ya que la estructura de delgas y múltiples enrollados los hace complejos y poco eficientes. Al aumentar la potencia generada, aumentan las pérdidas que se generan en la transición de las escobillas sobre las delgas (Antezana, 2004).

Los generadores CD convierten una energía mecánica de entrada en energía eléctrica de salida en forma de corriente directa. En la actualidad, estos generadores han caído en desuso y han sido sustituidos por rectificadores de silicio (diodos), que transforman la CA en CD en forma estática y con mayor rendimiento. Actualmente es común generar corriente directa con máquinas alternas, típicamente alternadores (Antezana, 2004).



Generadores de corriente alterna

Para generar corriente alterna (CA), se pueden utilizar generadores asíncronos, estos se basan en el fenómeno de campo magnético rotatorio resultante, al alimentar los embobinados de estator con voltajes sinusoidales trifásicos desfasados en 120° entre sí. Se definen asíncronos porque la velocidad del rotor no es la del sincronismo impuesto por la red (Antezana, 2004).

La máquina más popular es claramente el motor de inducción de jaula de ardilla, el que conectado a la red puede operar como generador manejando el deslizamiento. Generalmente estas máquinas se utilizan como motores trifásicos y no como generadores. No necesitan control, salvo el manejo de la potencia mecánica y por su estructura de rotor de jaula de ardilla no tienen escobillas conectadas, lo cual los exenta de los mantenimientos típicos que tienen las máquinas eléctricas de rotor bobinado. También se utiliza un cicloconvertidor en la salida que permite bajar el nivel de voltaje generado adaptándolo al nivel de la red (Antezana, 2004).

Estos generadores requieren de una caja multiplicadora, para poder ajustar la velocidad de giro de este, a pesar de ser el sistema más utilizado actualmente. Sus inconvenientes son su complejidad, mantenimiento a la caja multiplicadora, y necesidad de un sistema de refrigeración (EOZEN, 2010).

Otra opción son los generadores síncronos, también llamados alternadores, los cuales pueden ser con electroimanes o con imanes permanentes. Los primeros necesitan de energía eléctrica para funcionar y son de mayor tamaño, mientras que los de imán permanente no requieren energía eléctrica y son de menor tamaño. Estos generadores son de diseño más simplificado en comparación con los asíncronos y no requieren caja multiplicadora (EOZEN, 2010).



Las máquinas síncronas tienen una velocidad de rotación rígidamente vinculada a la frecuencia de la red que alimenta el estator, es decir, sincronismo. El sincronismo dependerá de la velocidad del rotor del generador, el cual puede ser ajustado con medidas aerodinámicas, (cambio de ángulo de ataque en las aspas) y/o con una caja amplificadora de razón variable (Antezana, 2004).

No es muy importante la velocidad de giro del generador ya que la frecuencia de la señal de voltaje resultante es rectificada para obtener una señal continua. Posteriormente se generan nuevamente las tres fases alternas desfasadas en 120° , típicas de los sistemas trifásicos, con la frecuencia de 60 Hz y el sincronismo perfecto con el sistema interconectado. Esto gracias a un inversor capaz de entregar la frecuencia adecuada y el nivel de voltaje necesario. De esta manera se evita un control complejo como el de la velocidad de giro del aerogenerador el cual está sujeto a una fuente motriz aleatoria como lo es el viento (Antezana, 2004).

El campo magnético es creado por las bobinas enrolladas en los polos del rotor, para lo cual en dichas bobinas debe circular una corriente eléctrica continua. Para producir esta corriente directa pueden emplearse diferentes sistemas de excitación. La corriente proveniente de la propia energía eléctrica generada se puede transformar a corriente directa. También se puede crear una corriente alterna invertida, con polos en el estator rectificado con un sistema de diodos, o un generador auxiliar regulado por un reóstato (Morales, 2009).

En el ámbito eólico, la tendencia es utilizar alternadores de múltiples imanes permanentes con igual número de embobinados de estator lo cual define un gran número de polos. El descubrimiento de materiales que manifiestan un poder magnético superior ha sido determinante en el desarrollo de pequeños y medianos generadores permitiendo disminuir considerablemente su tamaño sustituyendo los electroimanes. Colocar un mayor número de imanes en el



generador implica rebajar su rango de operación considerando revoluciones en el eje. Rebajar el rango de operación del alternador tiene el objetivo de evitar el uso de una caja multiplicadora. Dejar de lado componentes mecánicos significa evitar pérdidas que comprometan la eficiencia global de la conversión energética (Antezana, 2004).

Se justifica el uso de imanes permanentes para lograr alternadores de múltiples polos con un rotor de diámetro razonable. Si se quisiera dotar al rotor de electroimanes manteniendo el número de polos, difícilmente se lograría mantener el diámetro de la máquina y se agregaría, de todas formas, una complejidad estructural importante. Construir alternadores de múltiples polos con electroimanes es sustentable únicamente para generadores donde es posible concebir un rotor con diámetro muy grande (Antezana, 2004).

1.1.5.3 Estructura y soporte

Para el caso de grandes turbinas, especialmente las de eje horizontal, es de vital importancia el estudio de las fuerzas que actúan sobre la turbina y su torre de sustentación (Fuerza de gravedad, giroscópicas, centrífuga, aerodinámica, torsión, fatiga, etc.). En el caso de los aerogeneradores de eje vertical, no todas estas fuerzas actúan o tienen la misma importancia, sin embargo también debe realizarse un estudio y diseño apropiado. Los materiales más utilizados son el acero y el concreto (Hogg, 2008).

En el caso de los alabes, según el tipo de aerogenerador, es necesario utilizar componentes de bajo peso y alta dureza, entre los cuales se pueden mencionar las fibras de vidrio, madera y carbono, resinas y aleaciones de metales, entre otros. La tendencia en cuanto a materiales se basa en la utilización de fibra de carbono con la finalidad de disminuir peso, aumentar la dureza y reducir la carga por fatiga (Hogg, 2008).



1.2 Potencial eólico en México

Desde hace muchos años, en los estados de Coahuila y Yucatán, se usan molinos de viento para bombear agua acoplando directamente una bomba al rotor del molino, es decir, sistemas puramente mecánicos. La aplicación de estas turbinas es bombear agua para utilizarla en el abrevadero de los animales, sin embargo, se debe realizar el bombeo a poca profundidad debido a la limitada capacidad del equipo (Matsumoto y Saldaña, 2009).

En México se han identificado diferentes zonas con potencial para la explotación eólica para la generación eléctrica, entre ellas destacan la zona del Istmo de Tehuantepec, en el estado de Oaxaca, La Rumorosa en el estado de Baja California, así como en los estados de Zacatecas, Hidalgo, Veracruz, Sinaloa, y en la Península de Yucatán. A finales de 2009, la capacidad instalada en generación eólica superaba los 250 MW de potencia, mientras que la capacidad autorizada está en torno a los 2.300 MW, por lo que existe parte de la capacidad que aún están en desarrollo. El desarrollo de estos proyectos eólicos en México es consecuencia de una combinación de inversión nacional y extranjera (Tech4CDM, 2008).

La determinación de la magnitud del recurso energético eólico de un país, en términos de reservas probadas y probables, como capacidad instalable en MW y generación posible en GWh, se realiza siguiendo una metodología semejante a la evaluación del potencial hidroeléctrico de un país. Se requiere de elaborar el inventario de cuencas eólicas y su caracterización, precisando los sitios, su extensión superficial en hectáreas, sus características topográfico eólicas, la rosa de los vientos, vientos energéticos, rumbos dominantes, etc. lo que permitiría configurar la distribución topográfica de los aerogeneradores, y determinar un índice de capacidad instalable por hectárea, que multiplicado por la superficie total, indicaría la capacidad total instalable en el sitio. La velocidad media del viento en el mismo, sería indicativa del factor de planta posible y por



tanto de la generación bruta esperada en GWh/año. Este procedimiento cuantificaría reservas probables, la caracterización detallada, a nivel de estudio de factibilidad, demostraría una reserva probada (Estrada, 2010).

La Asociación Mexicana de Energía Eólica estima que el potencial de capacidad es de 10.000 MW. Por otro lado, los estudios del Instituto de Investigaciones Eléctricas establecen un potencial competitivo en 5.000 MW y un potencial probable en 15.000 MW. La perspectiva de desarrollo que maneja la Comisión Federal de Electricidad es de 7.000 MW. A continuación se muestra (Fig. 1.6) la localización y el avance de los proyectos eólicos en el país (Tech4CDM, 2008).



Fig. 1.6 Distribución geográfica de los proyectos eólicos

En 1983 la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) publicó el *Atlas Eólico Preliminar de América Latina y el Caribe*, en el cual se presentaba el mapa del potencial eólico para la República Mexicana. En este mapa se anotaron la velocidad media anual y el factor de forma k de la función de



densidad de probabilidad de Weibull para cada una de las estaciones consideradas. La información empleada para elaborar el mapa consistió en la velocidad media del viento proveniente de 62 estaciones, la velocidad media dominante de 66 estaciones y la velocidad máxima de 80 estaciones. La altura de los sensores en las estaciones era muy variable y no se conocía este dato para 34 estaciones. Según la propia OLADE el valor del Atlas es esencialmente cualitativo (Saldaña y Miranda, 2005).

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) inició en 1977 el análisis de la información meteorológica de México para determinar el potencial eólico nacional. Procesar los datos de la década de los 70's, de la información de los 67 observatorios con que contaba el Servicio Meteorológico Nacional (SMN), fue un trabajo conjunto que ocupó varios años y sufrió un importante retraso por el terremoto del 85 que destruyó las computadoras de la Secretaría de Agricultura y las del SMN tuvieron que entrar en su apoyo. Para el SMN digitalizar los registros diarios de las observaciones meteorológicas de la década de los setentas, le llevó casi tres años de trabajo a mediados de los 80's, y al IIE otros tantos en depurar y procesar la información meteorológica del SMN, la que es importante para caracterizar cualitativamente el viento, su estacionalidad, rumbos dominantes, porcentaje de calmas, vientos dominantes y energéticos, pero no así para determinar el potencial energético eólico de un país (Estrada, 2010).

En 1987, se presentó un trabajo sobre el potencial eólico en México obtenido a partir de información de velocidad y dirección de viento en la red de observatorios del Servicio Meteorológico Nacional observada de 1971 a 1979. En este trabajo se presentaba como resultado mapas con la regionalización del potencial energético del viento para su aprovechamiento en el bombeo de agua y la generación eléctrica y los listados con el potencial eólico estimado e información climatológica de cada observatorio (Saldaña y Miranda, 2005).



En 1989 se realizó un estudio de los patrones estacionales de la velocidad y dirección del viento a nivel nacional a partir de información de la red de observatorios del Servicio Meteorológico Nacional recabada entre 1971 y 1979. Esta información permitió conocer los meses de mayor intensidad del viento en las diferentes regiones geográficas del país (Saldaña y Miranda, 2005).

En 1990 se publicó un artículo sobre la evaluación del recurso eólico acerca de las perspectivas de utilización de la energía eólica en México. En dicho artículo se presenta el esquema general del viento en México, se delimitan las principales regiones con recurso eólico y se describe el comportamiento del viento en zonas con potencial comprobado. También se realiza una evaluación del potencial del viento en El Ciprés, San Luis Potosí (Saldaña y Miranda, 2005).

En 1991 se publicaron resultados sobre el comportamiento del viento en la zona costera norte y porción insular del estado de Quintana Roo. En 1992 se realizó un estudio del potencial eólico en el cerro de La Virgen, Zacatecas (Saldaña y Miranda, 2005).

En 1995 el NREL publicó el documento *Mexico Wind Resource Assessment Project*, en el cual presenta como resultado mapas donde se aprecian zonas en las que el potencial eólico puede ser aprovechado energéticamente. Según se observa en el estudio existe una gran diferencia entre los valores de OLADE y NREL (Saldaña y Miranda, 2005).

En 1998 se publicó un mapa (Fig. 1.7) con las regiones con posibilidades en México para la construcción de centrales eoloelectricas y se realizó una comparación del potencial eólico de la zona de La Ventosa, Oaxaca con otros sitios con velocidades de viento intensas a nivel mundial. En esta publicación se



indican los sitios donde la CFE y el IIE han llevado a cabo mediciones anemométricas dentro del territorio nacional (Saldaña y Miranda, 2005).



Fig. 1.7 Sitios de estudio de potencial eólico

En 2001, se reportó el estudio del potencial eólico en Santa Catarina, Nuevo León. En dicho estudio se explora el potencial eólico para la generación eoloelectrica en la cuenca Monterrey-Saltillio (Saldaña y Miranda, 2005).

Entre mediados de 2002 y finales de 2003 se llevó a cabo la evaluación del potencial energético de los recursos eólico y solar para la generación de energía eléctrica en cinco sitios ubicados en la franja fronteriza del estado de Nuevo León con apoyo económico del Banco Norteamericano de Desarrollo y del Fideicomiso para el Desarrollo del Norte del Estado de Nuevo León (Saldaña y Miranda, 2005).

A principios de 2004 el NREL publicó el *Atlas de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca* en el cual se presentan los mapas del recurso eólico del estado de Oaxaca y la región ístmica a 50 metros de altura. Según este estudio el 7.3% del estado cuenta con recurso eólico de bueno a excelente ($\geq 400 \text{ W/m}^2$).



También se dio inicio el proyecto *Plan de acción para eliminar barreras para el desarrollo de la generación eoloelectrica en México* dentro de la Gerencia de Energías No Convencionales del Instituto de Investigaciones Eléctricas, copatrocinado por el Global Environment Facility (GEF) dentro del cual se identificarán 11 sitios en la República Mexicana para la instalación de torres anemométricas con objeto de evaluar su potencial eólico. La medición en estos sitios se llevará a cabo a 20 y 40 metros de altura (Saldaña y Miranda, 2005).

Actualmente están disponibles en Internet mapas del recurso eólico elaborados por el NREL para diferentes regiones de México, estos sitios son las zonas fronterizas de Baja California, del oeste de Sonora, del este de Sonora y del noroeste de México, además de Baja California Sur, noroeste de Baja California Sur, oeste central de Baja California Sur, península de Yucatán y las costas suroeste, noroeste y sureste de la península de Yucatán. También están a disposición del público en general a través de Internet mapas del potencial eólico a 10 metros de altura para: Isla del Carmen, Pachuca, La Venta, Playa Paraíso, Moroncarit, Laguna Verde y La Virgen (Saldaña y Miranda, 2005).

Las tecnologías de energía eólica, son tecnologías maduras y conocidas, especialmente en los países más desarrollados donde el mercado ha alcanzado una cierta madurez. Pero en el caso de México, éste es un mercado incipiente en el que se han detectado barreras de carácter tecnológico que impiden su crecimiento (Tech4CDM, 2008).

Estas barreras se deben principalmente a la falta de adaptación de los aerogeneradores a los regímenes de viento específicos de cada zona. Por ejemplo, en la zona de Oaxaca, los vientos son muy fuertes y constantes, llegando a superar la velocidad de corte de las máquinas que se considera a partir de los 25 m/s. Estos regímenes de vientos, además de dificultar las labores de operación y mantenimiento de las máquinas, favorecen el deterioro



premature de las mismas. También se ha detectado la escasez de proyectistas, instaladores y mantenedores calificados (Tech4CDM, 2008).

Otro problema a solucionar es la integración de esta tecnología a la red eléctrica, tomando en cuenta que los parques eólicos se localizan generalmente en áreas con baja densidad de población, donde frecuentemente las redes eléctricas son débiles y requieren ser reforzadas y mejoradas. Además la infraestructura de las redes de transporte y distribución es muy débil y con grandes pérdidas. La aparición de huecos de tensión y el control de la potencia reactiva, son también aspectos particulares de la integración a red de los parques eólicos (Tech4CDM, 2008).

Es fundamental, además, un marco regulatorio adecuado a la tecnología y que impulse su uso. Una de las barreras del marco regulatoria actual es que los generadores eólicos no pueden vender la energía directamente al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya que no existe una venta de energía libre. Si no que deben formar sociedades, con industrias, municipios, etc. a los que entregan la energía bajo un contrato de interconexión de autoabastecimiento (Tech4CDM, 2008).

1.3 Tecnología eólica desarrollada en el país

En México, el desarrollo de la tecnología de conversión de energía eólica a electricidad, se inició con un programa de aprovechamiento de la energía eólica en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) en febrero de 1977, cuando la Gerencia General de Operación de Comisión Federal de Electricidad, cedió al IIE la Estación Experimental Eoloeléctrica de El Gavillero, en las cercanías de Huichapan, Hidalgo, donde se pretendía energizar el ejido ya electrificado y con servicio, a partir de una microcentral eólica, integrada por dos aerogeneradores australianos Dunlite de 2 kW cada uno, un banco de baterías, y un inversor de 6 kW para alimentar la red de distribución del poblado. El inversor, construido por



personal de CFE, fallaba arriba de los 2 kW de demanda por problemas de calidad de componentes, por lo que físicamente no pudo realizarse el experimento, sin embargo, estando instrumentado el sitio, se tenían los promedios horarios de velocidad del viento y conociéndose las características de respuesta de los aerogeneradores era posible estimar numéricamente la energía que podría suministrarse al ejido. El régimen de vientos del lugar producía exceso de energía en verano y déficit en invierno para el consumo normal del poblado (Estrada, 2010).

La Estación Experimental de El Gavillero se habilitó como centro de prueba de pequeños aerogeneradores y en ella se construyó además un simulador de pozo de agua para la prueba y caracterización de aerobombas. La Estación estuvo en operación hasta 1996 en que fue desmantelada. El IIE desarrolló y probó en El Gavillero, los siguientes prototipos de aerogeneradores (Estrada, 2010).

En 1978, se instaló un aerogenerador de 1.5 kW con rotor horizontal de tres aspas de lámina de aluminio con control del ángulo de ataque para regular la potencia entregada. Después de las pruebas de caracterización, que resultaron satisfactorias y corroboraban las expectativas de diseño, estando parado, frenado y con las aspas amarradas a la torre, un gran remolino lo impactó, arrancándole dos aspas y destruyéndolas. Los exámenes posteriores evidenciaron un error en los procedimientos de soldadura en atmósfera inerte, en el soporte rotatorio del mango del aspa. Dicho prototipo no fue reconstruido al evidenciarse problemas de suministro de componentes y materiales, así como del control de calidad en los procesos de fabricación (Estrada, 2010).

Con la experiencia adquirida, desde 1981 hasta 1983, se realizó el diseño y desarrollo de un aerogenerador de 2 kW denominado Fénix -por el ave que resurge de sus propias cenizas- de tres aspas fijas de lámina de hierro, el que



sometido a pruebas y mejoras, evolucionó a tres aspas de fibra de vidrio de alta eficiencia aerodinámica, generador trifásico de imanes permanentes y sistema de control a base de timón de cola plegable, que lo mismo limita la potencia que lo inhabilita para condiciones de vientos extremos. Este pequeño aerogenerador es capaz de proporcionar del orden de 250 kWh por mes, lo que permite energizar una vivienda rural. Este aerogenerador es también objeto de trámites de patentes y su transferencia a la industria está disponible (Estrada, 2010).

El Albatros I (1981-1985) constituyó el mayor aerogenerador desarrollado en México, de 10 kW de potencia eléctrica, en base a un generador de imanes permanentes de 28 polos. El rotor de tres aspas de 11 metros de diámetro cada una, fue concebido para operar como aerobomba eléctrica de velocidad variable. La bomba eléctrica convencional (sumergida o vertical) de 7.5 a 10 hp es accionada con corriente trifásica a 220 Volts y frecuencia de 40 a 80 ciclos/segundo, dependiendo de la velocidad del viento. Del Albatros I se desarrollaron dos versiones, la aerobomba mecánica, con mecanismo de carrera variable, para optimizar el aprovechamiento de la energía eólica en bombas de émbolo, y la eléctrica que trabaja a velocidad variable para mejorar la eficiencia (Estrada, 2010).

Este desarrollo se inició con el apoyo económico y asesoría de VITA (Volunteers In Technical Assistance) organización no lucrativa de divulgación técnica de los Estados Unidos para países en vías de desarrollo, que recibió financiamiento de la Fundación General Electric para este proyecto (Estrada, 2010).

Durante las pruebas de la versión eléctrica del Albatros I en El Gavillero, vientos enrachados estando en operación, provocaron la fractura de la estructura de aluminio de una aspavela, partiéndose a la mitad. La estructura del aspavela falló por errores en el proceso de soldadura al recalentar el larguero principal y



degradar sus características de resistencia a la tracción, fracturándose con el esfuerzo. El dacrón importado, de alto costo y las dificultades constructivas de la estructura de la aspavela, llevó a reconsiderar el diseño del rotor (Estrada, 2010).

El Albatros II (1986-1987), se desarrolló también alrededor del concepto de la vela, sin usar una tela de alta resistencia, alto costo y de importación, sino un remedo semi rígido de fibra de vidrio, en que por torsión del aspa se varían las características aerodinámicas de la misma y se controla y limita la potencia transferida al rotor. Este aerogenerador, mucho más esbelto y sencillo, funcionaba bien en sus primeras pruebas operacionales. Antes de ser instrumentado para su caracterización, ya que en la Estación de El Gavillero se probaban simultáneamente otros dos aerogeneradores, el Fénix de 2 kW y el Colibrí de 5 kW. Este ultimo aerogenerador fabricado y comercializado en México desde principios de los 80's lo impactó un gran remolino, estando parado y frenado, levantando el conjunto de bastidor y rotor, de más de 600 kilos, al menos 30 centímetros para sacarlo del mecanismo de tornamesa que en la cúspide de la torre de 18 metros, permite la orientación del conjunto para darle la cara al viento cuando está en operación. La caída fue catastrófica, ya que el conjunto del rotor, de tres aspas y 11 metros de diámetro, con largueros de aluminio, fue totalmente destruido (Estrada, 2010).

El IIE elaboró los anteproyectos de un aerogenerador de 50 kW y de otro de 100 kW para ser montado en las inmediaciones de la estación de El Gavillero junto a un pozo profundo donde se instaló una bomba de 100 HP. Proyecto que careció de respaldo económico para su ejecución (Estrada, 2010).

Los recortes presupuestales, obligaron a concentrarse nuevamente en pequeños aerogeneradores, desarrollándose el Avispa (1990-1995) de 300 Watts, utilizando un alternador de automóvil, el que producido industrialmente



con un generador de imanes permanentes sería nominalmente de 500 Watts. El Avispa resume la experiencia de más de una década diseñando, construyendo y probando aerogeneradores. Desde su diseño se consideraron tres criterios básicos, su confiabilidad y su reproducibilidad industrial a bajo costo. Este aerogenerador es objeto de patentes en trámite, por soluciones novedosas en los mecanismos de control y ensamble. El Avispa, equivalente ahora a seis paneles fotovoltaicos de 50 Watts pico, permitiría en una vivienda rural, energizar el alumbrado con lámparas fluorescentes compactas, el radio durante el día y una televisión en la noche, así como un pequeño refrigerador, ya que proporcionaría del orden de 50 kWh al mes, en condiciones adecuadas de viento (5 m/s de promedio anual) (Estrada, 2010).

También se desarrolló una aerobomba mecánica, denominada "Itia", de eje horizontal, 5 aspas metálicas, con potencia del orden de 1/4 de hp, que bombeaba agua de pozos de hasta 50 m de profundidad. Este sistema, probado también en El Gavillero, en el simulador de pozos, fue objeto de una patente para el IIE, y aunque se concedió licencia para su fabricación y comercialización, la carencia de un mecanismo de financiamiento de riesgo compartido, la dificultad para la creación de la red de distribución y servicios, como la falta de financiamiento a los usuarios potenciales, impidió su diseminación (Estrada, 2010).

Los trabajos en el Albatros II y el Itia se realizaron con fondos proporcionados por el Programa Mar del Plata de la Organización de Estados Americanos (OEA). Este financiamiento en periodo de devaluaciones permitió habilitar un taller móvil y la construcción de un túnel de viento en la sede del IIE en Temixco, Morelos (Estrada, 2010).

En el IIE se desarrolló también un pequeño aerogenerador de 50 Watts de 90 centímetros de diámetro, cuyo objetivo inicial era la recarga de las baterías



automotrices usadas en energizar los anemómetros electrónicos con los que se realizaban los estudios del viento en los sitios de interés. Los anemómetros requerían al cabo de un mes de mediciones continuas que reemplazaran las memorias y la batería por una batería recién cargada. La instalación de un pequeño aerogenerador en el mástil de los anemómetros mantendría permanentemente un nivel adecuado de carga en la batería. El desarrollo de la electrónica de estado sólido, permitió diseñar anemómetros electrónicos de muy bajo consumo eléctrico, siendo suficiente un par de pilas alcalinas para sustituir la batería automotriz (Estrada, 2010).

El Instituto de Investigaciones Eléctricas, ha sido la única institución que por veinte años ha mantenido una ruta consistente de desarrollo de sistemas conversores de energía eólica, lo que se complementó con el desarrollo de anemocinemógrafos electrónicos, sistemas de prueba y adquisición de datos, un túnel de viento con un sistema de adquisición de datos en tiempo real, un laboratorio móvil de meteorología eólica, un taller móvil y la estación experimental de El Gavillero (Estrada, 2010).

Al lado de estas actividades, otras instituciones han incursionado en el desarrollo de sistemas conversores de energía eólica, como la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de México, que desarrolló el Ehecatl de 1 kW. El Instituto de Ingeniería de la UNAM junto con el Centro de Investigaciones Biológicas de Baja California Sur, que desarrollaron otro prototipo de 1 kW. Las Facultades de Ingeniería de la Universidad Veracruzana y de la Universidad de Zacatecas, han realizado como trabajo de tesis, prototipos de pequeños aerogeneradores, usando alternadores automotrices (Estrada, 2010).

Otros proyectos realizados en el país son: La instalación demostrativa de un aerogenerador de 250 kW en las salinas de Guerrero Negro, BCS en 1985;



sistema híbrido de 4.32 kW fotovoltaicos, 5 kW eólicos y 18.4 kW con generador diesel en Actopan, Hidalgo en 1991; sistema híbrido de 1.6 kW fotovoltaicos y 10 kW eólicos en Mazapil, Zacatecas en 1992; sistema híbrido formado por 60 KW de generador eólicos, 11.2 KW fotovoltaicos y un generador diesel de 125 kVA en X-Calak, Quintana Roo en 1992; sistema híbrido de 12.4 kW fotovoltaicos, 20 kW eólicos y 40 kW diesel en Tenancingo, Estado de México en 1993; instalación de dos sistemas híbridos, uno de 0.8 kW fotovoltaicos y 10 kW eólicos, y otro de 1.2 kW fotovoltaicos y 10 kW eólicos, en Mazapil, Zacatecas; y la instalación de un aerogenerador de 600 kW en Guerrero Negro, BCS en 1998 (Estrada, 2010).

En general, son muy escasas las instituciones dedicadas a la investigación y el desarrollo de la energía eólica en México: el IIE, la UAM Azcapotzalco, la ESIME, Fuerza Eólica, la Asociación Nacional de energía Solar (ANES), la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) y el grupo Del Sol. En la ANES, se han llevado a cabo congresos nacionales anuales desde los 70's, en donde principalmente investigadores del IIE han publicado varios trabajos (Matsumoto y Saldaña, 2009).

1.4 Modelos matemáticos para el uso de la energía eólica

1.4.1 Potencia eólica

La energía eólica se puede definir como la producción de energía aprovechando la energía cinética del viento. Utilizando una turbina eólica se aprovecha esta energía cinética (Morales, 2009).

Es de gran importancia mencionar que la velocidad del viento varía de acuerdo a la altura y depende esencialmente de la naturaleza del terreno sobre el cual se desplazan las masas de aire (Morales, 2009).



La vegetación, edificios y el suelo mismo influyen en esta variación, provocando que la velocidad del viento disminuya cuando se acerca al suelo y aumente mientras más se aleje de este. El porcentaje de incremento de acuerdo a la altura depende fuertemente de la rugosidad del terreno y de sus cambios. Para diferentes tipos de terrenos el coeficiente de rugosidad (Z_0) puede ser determinado (Cuadro 1.1) usualmente con la media de un análisis de ráfagas de viento (Lysen, 1983).

Cuadro 1.1. Coeficiente de rugosidad de acuerdo al tipo de terreno

Tipo	Descripción	Z_0 (m)
Liso	Playas, hielo, océanos, nieve	0.005
Abierto	Pasto corto, aeropuertos, terrenos agrícolas sin cultivo	0.03
	Pasto alto, terrenos agrícolas con cultivos pequeños	0.10
Rugoso	Cultivos altos y bosques pequeños	0.25
Muy rugoso	Bosques, selvas y huertas	0.50
Cerrado	Pueblos y suburbios	1.0
Ciudades	Centros de ciudad y espacios abiertos en bosques	>2.0

Estos valores pueden utilizarse en la siguiente fórmula para estimar la velocidad del viento a una altura determinada (V_Z):

$$V_Z = V_{Z_r} \frac{\ln(Z/Z_0)}{\ln(Z_r/Z_0)} \quad (1.1)$$

Dónde:

V_{Z_r} : Velocidad a una altura de referencia Z_r

Z : Altura desde el suelo hasta un punto dado

Z_0 : Coeficiente de rugosidad

Utilizando esta fórmula se puede crear una gráfica con las velocidades a distintas alturas y con distintas rugosidades, dicha grafica será válida para lugares donde no haya grandes montañas u obstrucciones en un radio de 1 a 2 Km del aerogenerador (Lysen, 1983).



Otra forma de obtener dicha variación se representa mediante la expresión 1.2:

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^\alpha \quad (1.2)$$

Donde V_1 y V_2 representan las velocidades de viento a las alturas h_1 y h_2 respectivamente. El valor de α caracteriza al terreno, pudiendo variar entre 0.08 para superficies lisas como el hielo, lagunas, etc. y 0.4 para terrenos muy accidentados (Morales, 2009).

Una masa de aire fluyendo con una velocidad (V) a través de un área (A) representa un flujo másico ($\dot{m}$), el cual se puede calcular mediante la expresión:

$$\dot{m} = \rho AV \text{ (kg/s)} \quad (1.3)$$

Entonces un flujo de energía cinética por segundo o potencia cinética (P) del viento se puede obtener con la ecuación 1.4:

$$P = \frac{1}{2} (\rho AV) V^2 = \frac{1}{2} \rho AV^3 \text{ (W)} \quad (1.4)$$

Dónde:

ρ : Densidad del aire (kg/m^3)

A : Superficie frontal del aerogenerador (m^2)

V : Velocidad del viento (m/s)

La ecuación 1.4 expresa que la potencia eólica es proporcional a la densidad del aire. Esto significa que a mayor altura se obtiene menor potencia a la misma velocidad del viento. La potencia del viento es proporcional al área ocupada por la turbina, o es proporcional al cuadrado del diámetro del rotor. Además es proporcional al cubo de la velocidad del viento, por lo que es de gran importancia seleccionar cuidadosamente un sitio para el aerogenerador: Un 10% más de velocidad implica un incremento del 30% en la potencia (Lysen, 1983).



1.4.2 La ley de Betz

Una vez que el viento atraviesa el aerogenerador, la velocidad de este no es nula, por lo cual se puede comprender que no se aprovecha totalmente su potencia (Fig. 1.8). La velocidad del viento detrás de la turbina será menor que la de la parte frontal de esta. Esta disminución provoca que el aire fluya alrededor del aerogenerador en lugar de a través de este, provocando que la extracción máxima de potencia se alcance cuando la velocidad del viento después del rotor es $1/3$ de la velocidad del viento no alterada (V). En este caso la turbina “siente” una velocidad igual a $2/3$ de V , por lo que el flujo másico efectivo es solo $\rho A(2/3V)$. Si este flujo másico disminuye de V a $1/3 V$, la potencia extraída es igual a:

$$P = \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} V \right) V^2 - \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} V \right) (1/3V)^2 \quad (1.5)$$

Resolviendo da:

$$P = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} \rho A V^3 \right) \quad (1.6)$$

En otras palabras, la potencia máxima extraíble del viento es de $16/27$ o 59.3% para un 100% de eficiencia.

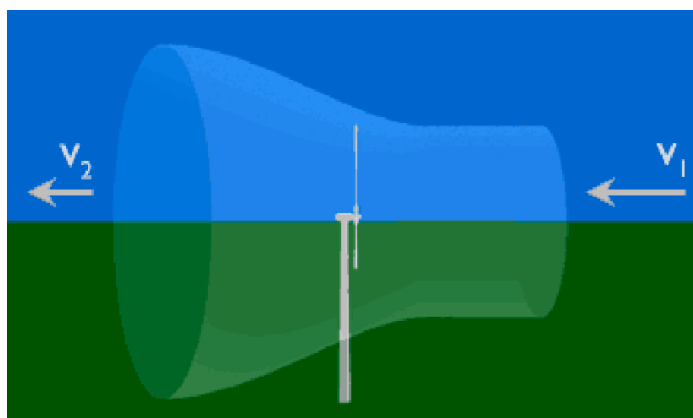


Fig. 1.8 Velocidad del viento al atravesar una turbina

Este máximo es conocido como la máxima de Betz o ley de Betz en honor al físico alemán Albert Betz pionero de la energía eólica quien descubrió por primera vez este valor en 1919 (Antezana, 2004; Lysen, 1983).



1.4.3 Rendimiento de los aerogeneradores

Tomando en cuenta que ninguna turbina es ideal, no se puede convertir toda la energía cinética del viento en energía mecánica rotacional. Este límite se ve ulteriormente disminuido por varios elementos que conllevan distintas pérdidas en el proceso de conversión de la energía eólica en energía eléctrica. Para obtener un valor más real acerca de la potencia extraíble de una masa de aire es necesario conocer el coeficiente de potencia (C_p) de la turbina (para potencia mecánica), así como la eficiencia (η) del generador (para potencia eléctrica). La potencia obtenible puede expresarse como (Antezana, 2004):

$$P = \frac{1}{2} C_p \eta \rho A V^3 \quad (1.7)$$

Donde C_p no puede superar el límite de Betz (rara vez excede el 40 %), no es constante y varía con la velocidad del viento, la velocidad angular de la turbina y con el ángulo de ataque de los alerones para los aerogeneradores que poseen esta característica (Antezana, 2004).

El rendimiento depende del tipo de aerogenerador y las condiciones de operación. En cada lugar de instalación, la turbina está sometida a vientos de diferente intensidad y las condiciones de funcionamiento para el máximo coeficiente de potencia indicado corresponden a una velocidad determinada del viento, que depende fundamentalmente del tipo de aerogenerador, su tamaño y velocidad de giro. Todo lo anterior depende fuertemente del bloqueo que el aerogenerador genera sobre el flujo de aire (Morales, 2009).

Para el caso de turbinas para bombeo de agua se puede estimar su potencia hidráulica (P_h) con la siguiente ecuación:

$$P_h = 0.1 \rho A V^3 \quad (1.8)$$

Para la generación de electricidad este factor 0.1 puede incrementarse a 0.2 o en ocasiones 0.25 para turbinas eficientes (Lysen, 1983).



El flujo (q) de agua bombeada a una altura determinada proporcionado por P_h se puede calcular con la siguiente expresión (Lysen, 1983):

$$q = \frac{P_h}{gh} \quad (l/s) \quad (1.9)$$

Donde:

g : 9.8 m/s^2

h : Altura (m)

Una manera más útil para determinar la eficiencia del aerogenerador es utilizar la TSR (Relación de velocidad tangencial). Este valor sustituye al número de revoluciones por minuto de la turbina; sirve para comparar el funcionamiento de máquinas eólicas diferentes, por lo que también se le suele denominar velocidad específica. Se define como:

$$\lambda = \frac{rw}{v} \quad (1.10)$$

Dónde:

λ = TSR

r = Radio de aerogenerador (m)

w = Velocidad angular de la turbina (rad/s)

V = Velocidad del viento (m/s)

El TSR es una buena manera para analizar el comportamiento del C_p de cada tipo de aerogenerador (Antezana, 2004).

En general, un TSR alto es deseable, ya que da lugar a una alta velocidad de rotación del eje lo que permite un funcionamiento eficiente de un generador eléctrico. Sin embargo algunas desventajas de un TSR alto son la generación de ruido (tanto audible como inaudible), demasiada vibración (especialmente en rotores de uno o dos álabes), baja eficiencia de la turbina y la utilización de grandes sistemas de frenado para evitar la desintegración de las palas de la turbina en rotores de alta velocidad (Ragheb y Ragheb, 2011).



En el cuadro 1.2 se muestran los TSR óptimos para diferentes turbinas de acuerdo al número de álabes con que cuenta.

Cuadro 1.2 TSR óptimo

No. de álabes	TSR _{óptimo}
2	6.28
3	4.19
4	3.14
5	2.51
6	2.09
7	1.8
8	1.57
9	1.4
10	1.26
11	1.14
12	1.05

En la ley de Betz, el viento no cambia su dirección después de que se encuentra con los álabes de la turbina, de hecho, cambia su dirección después del encuentro, las pérdidas debido a este cambio se conocen como pérdidas Whirlpool. Esto se explica en la forma modificada del coeficiente de potencia conocida como coeficiente de poder de Schmitz ($C_{p_{Schmitz}}$). En el cuadro 1.3 se muestran los valores del $C_{p_{Schmitz}}$ para diferentes TSR (Ragheb y Ragheb, 2011).

Cuadro 1.3 $C_{p_{Schmitz}}$ como función del TSR

$C_{p_{Schmitz}}$	TSR
0	0
0.5	0.238
1	0.4
1.5	0.475
2	0.515
2.5	0.531
3	0.537
3.5	0.538
4	0.541



En la figura 1.9 se muestra una gráfica con dichos valores

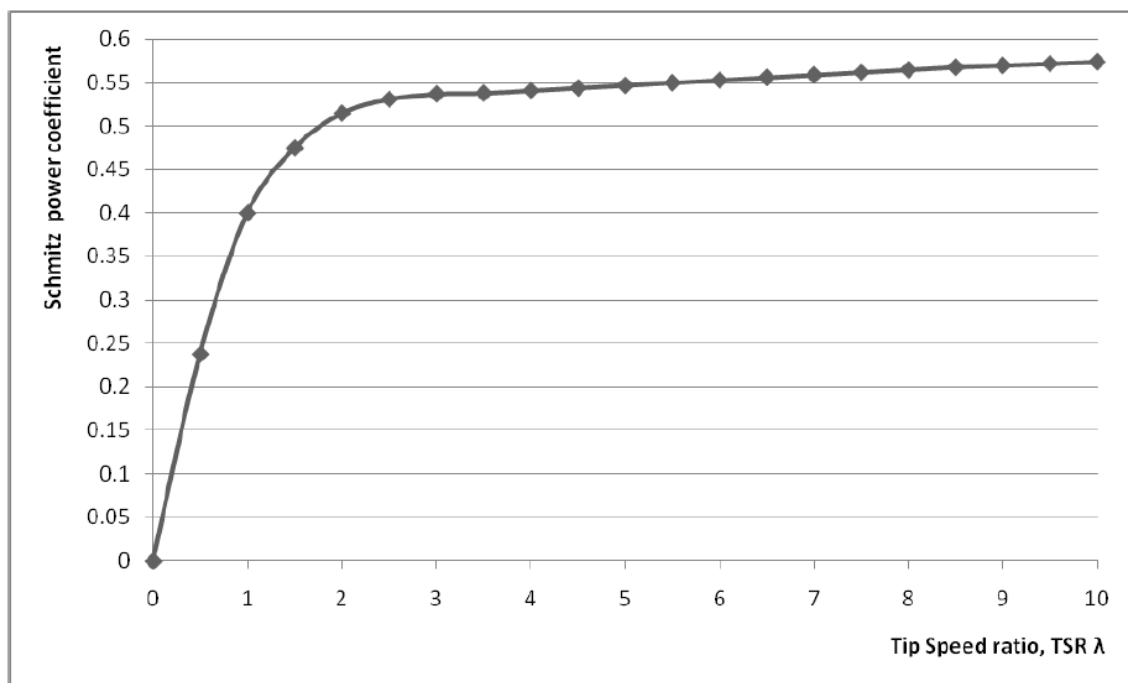


Fig. 1.9 Coeficiente de potencia de Schmitz como función del TSR

Si el viento no supera la velocidad de puesta en marcha (valor mínimo necesario para vencer los rozamientos y comenzar a producir trabajo útil) no es posible arrancar la turbina. Con valores mayores comenzara a girar entregando una potencia que corresponde a la conocida ley del cubo de la velocidad. Esto será así hasta que alcance la velocidad nominal, generalmente la máxima que puede entregar, punto en que comienzan a actuar mecanismos activos y pasivos de regulación para evitar que la máquina trabaje bajo condiciones para las cuales no fue diseñada. Continuará operando a velocidades mayores, aunque la potencia entregada no será muy diferente a la nominal. La turbina se detiene al alcanzar la velocidad de corte (Morales, 2009).

Conociendo las características de una turbina eólica y la velocidad del viento en un instante dado, es sencillo determinar la potencia útil. El problema radica en que la velocidad del viento no es constante y, por lo tanto, es necesario conocer



su evolución temporal para estimar la energía útil que una turbina es capaz de entregar en un periodo determinado. Lamentablemente, las mediciones hechas con fines climatológicos no tienen, por lo general, el grado de detalle que requieren ciertos proyectos eólicos. En el caso de instalaciones de baja potencia, o para analizar la prefactibilidad de instalaciones de potencias altas, existen métodos estadísticos que permiten, a partir de las características de un lugar y la velocidad media del viento, determinar la distribución de velocidades horarias a lo largo de todo un año y estimar la energía útil anual obtenible. Cuando se trate de instalaciones de mayor potencia será inevitable la realización de mediciones especiales, como frecuencia y velocidad máxima de ráfagas, que contribuyan a la selección de los equipos y a un cálculo más preciso de la rentabilidad del proyecto (Morales, 2009).



CAPITULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS

2.1 Evaluación de las turbinas en el túnel de viento

Se eligieron tres álabes muy simples: unos semicirculares, contruidos con tubos de pvc de 3/4 de pulgada de diámetro cortados por la mitad y bases de acrílico de 3 milímetros de espesor; otros rectos, hechos con lámina galvanizada calibre 26 a los que se les pegaron tuercas de 1/8 de pulgadas; y otros rectos, similares a los anteriores, pero con las tuercas colocadas a la orilla (Fig. 2.1). Se crearon seis álabes de cada uno.

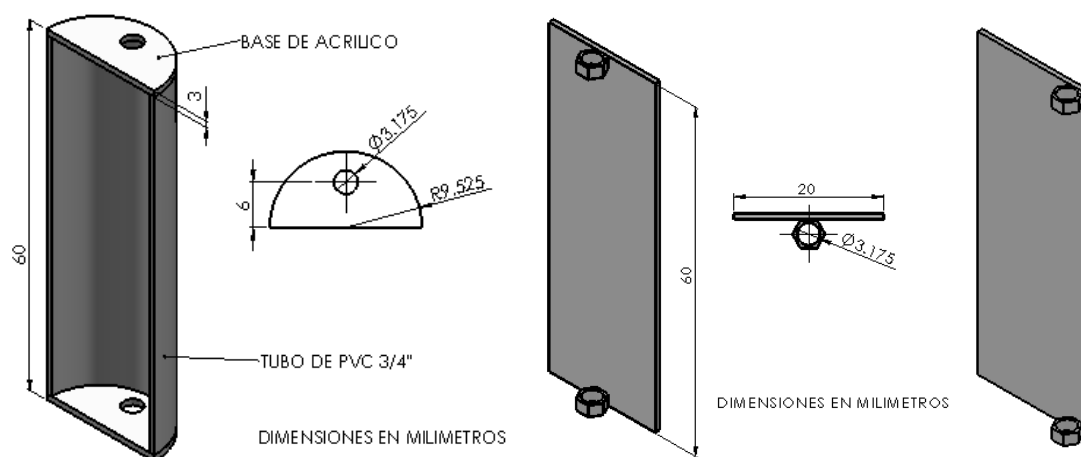
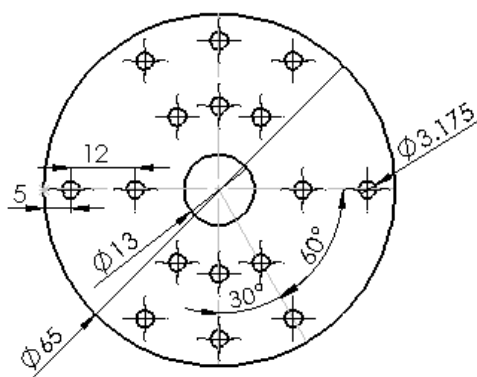


Fig. 2.1 Dimensiones generales de los álabes

Estos álabes se colocaron entre dos bases circulares de acrílico de 3 milímetros de espesor y 65 milímetros de diámetro (Fig. 2.2), en las cuales se hicieron perforaciones para poder colocar los álabes en sus distintas distribuciones.



DIMENSIONES EN MILIMETROS

Fig. 2.2 Base de la turbina

Las piezas se unieron entre sí utilizando tornillos de 1/8 de pulgada y 1/2 pulgada de largo (Fig. 2.3), en la parte externa de las bases se colocaron rodamientos de bolas de 21 milímetros de diámetro externo, 8 milímetros de diámetro interno y 7 milímetros de espesor, entre los cuales pasa un esparrago de 8 milímetros que funciona como eje y soporte de la turbina.

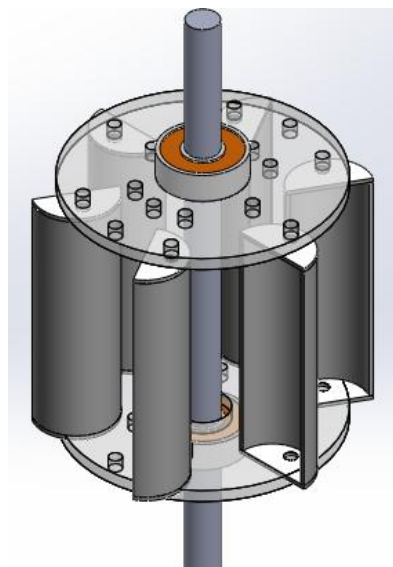


Fig. 2.3 Ensamble general de la turbina

La turbina se colocó dentro de un túnel de viento marca Armfield (Fig. 2.4), modelo C15-10, centrada en la zona de pruebas, la cual tiene un área transversal cuadrada de 16 centímetros.



Fig. 2.4 Túnel de viento

Debajo de la turbina se colocó un optoacoplador (Fig. 2.5) que sirve como sensor de revoluciones por minuto ya que este detecta cada vez que una pequeña lámina, colocada debajo de la base inferior de acrílico, pasa entre este, indicando cuantas vueltas giró la turbina durante un periodo base de tiempo; este tiempo es de 30 segundos, por lo que el valor obtenido se multiplica por 2 para obtener las revoluciones por minuto a las que giraba la turbina dada una determinada velocidad del viento.

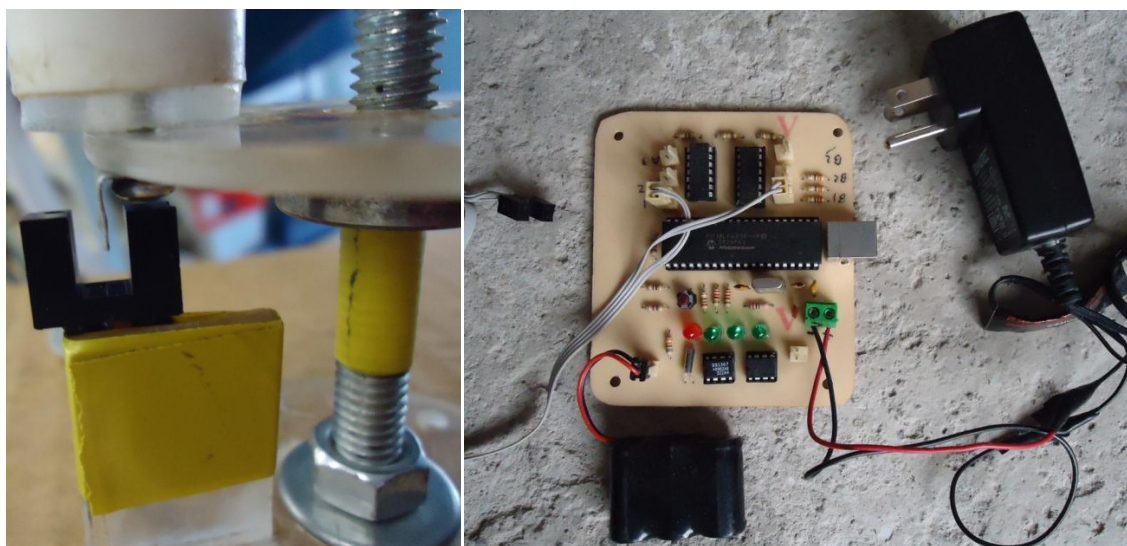


Fig. 2.5 Optoacoplador y su conexión

La velocidad del viento se midió con el sensor del túnel de viento (Fig. 2.6) ubicado al comienzo de la zona de pruebas.

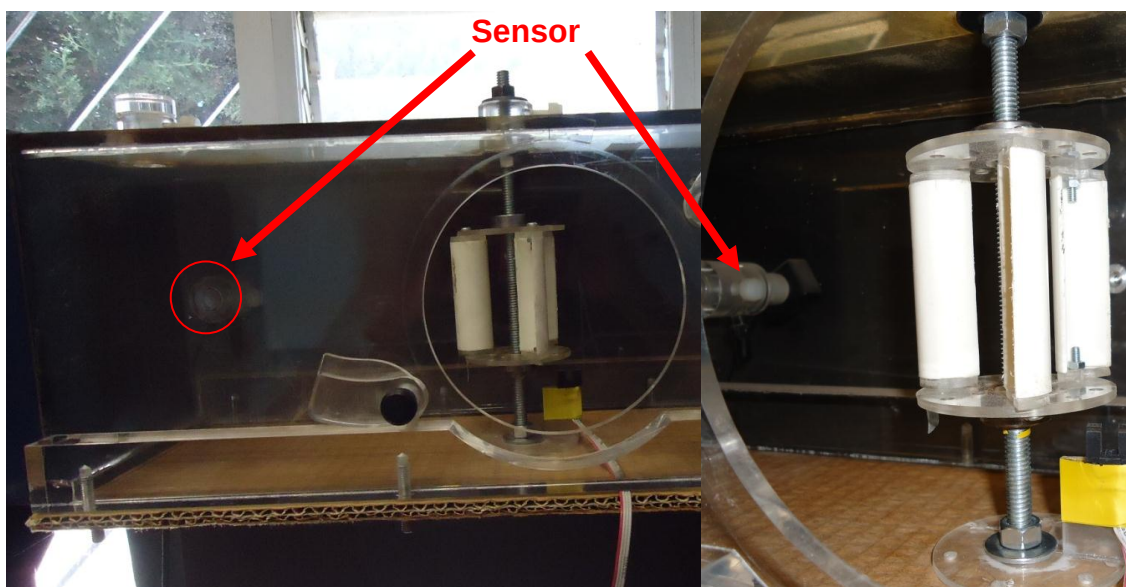


Fig. 2.6 Sensor de velocidad de viento

Se tomaron mediciones utilizando 6, 4, 3 y 2 álabes, a la vez que se variaba el ángulo de ataque de estos, se colocaron a 0, 45, 90 y 135 grados (Fig. 2.7). Se tomaron muestras a partir de una velocidad de 11 m/s y posteriormente se fue disminuyendo la velocidad en una unidad, hasta llegar a la velocidad a la cual se detuviera la turbina, también se midió la velocidad a la cual comenzaba a girar la turbina, se tomaron 20 mediciones en cada caso y se promediaron para obtener una velocidad de giro promedio.

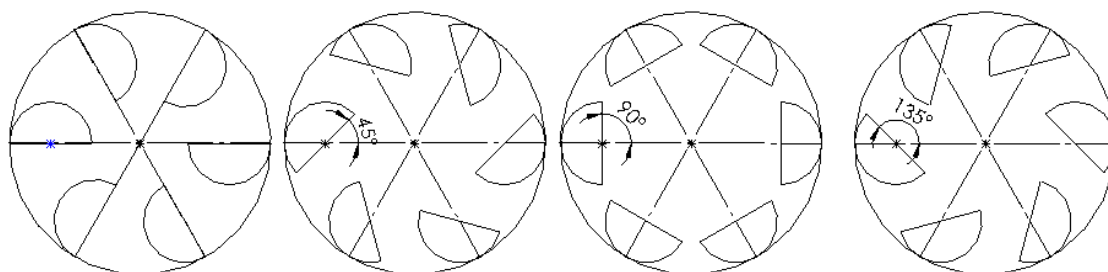


Fig. 2.7 Ángulo de ataque de los álabes



2.2 Construcción del aerogenerador

Tomando en cuenta los resultados del experimento anterior se realizó la construcción de una turbina de mayor tamaño, en este caso de 60 cm de diámetro y 90 cm de altura, con un peso de 10 Kg.

Para los álabes (Fig.2.8), se utilizó lámina galvanizada calibre 26, la cual se roló para darle el terminado y diámetro requerido. Se crearon seis álabes.

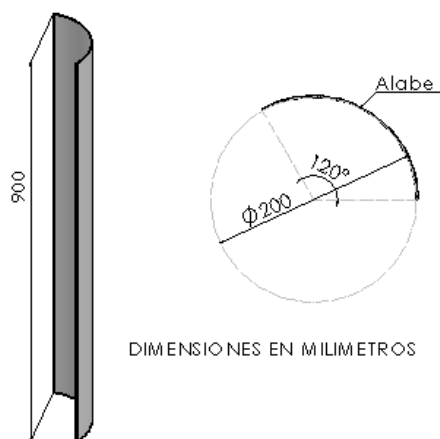


Fig. 2.8 Dimensiones generales del álabe

Las bases de la turbina se fabricaron de fibra de vidrio de 5 mm de espesor y 60 cm de diámetro, sobre estas se realizaron las perforaciones necesarias para poder colocarle los álabes en la posición adecuada según los datos obtenidos (Ver Capítulo 3: Resultados). A continuación se muestra (Fig. 2.9) la ubicación de los álabes en las bases.

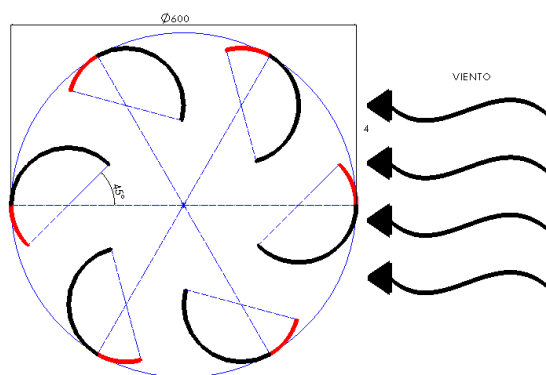


Fig. 2.9 Acomodo de los álabes



Como se observa en la imagen, debido al acomodo y forma propia del álabe, una parte de este (línea roja) tiende a actuar como una barrera para el paso del aire hacia la parte cóncava del álabe. Por tal motivo, se decidió eliminar esta parte suponiendo una mayor eficiencia al momento de la captación del aire, con lo cual la forma y tamaño del álabe quedó como se mostró en la Fig. 2.8, siempre respetando el ángulo de 45° como se muestra en la imagen anterior (línea negra).

El eje de la turbina (Fig. 2.10) lo constituye un tubo de 1 pulgada de diámetro, a la cual se le soldaron, a 90 cm de separación, dos láminas calibre 14 de 25 cm de diámetro.

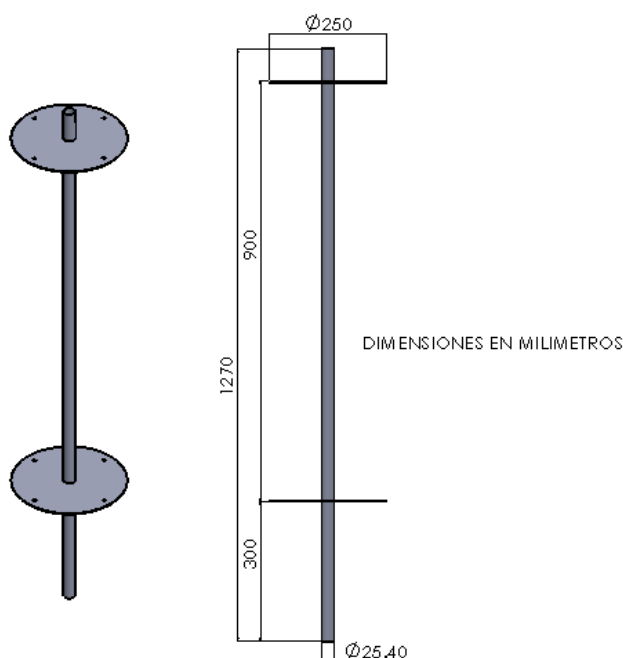


Fig. 2.10 Dimensiones generales del eje

Las bases de fibra de vidrio se unieron al eje a través de estas placas soldadas, posteriormente se colocaron los álbes, para unir estos a las bases se utilizaron soportes en forma de “L” de 5 x 5 cm, hechos con solera de $\frac{1}{2}$ pulgada (Fig. 2.11). Todas las uniones se fijaron con tornillos de $\frac{1}{4}$ pulgada de diámetro, en distintas longitudes.

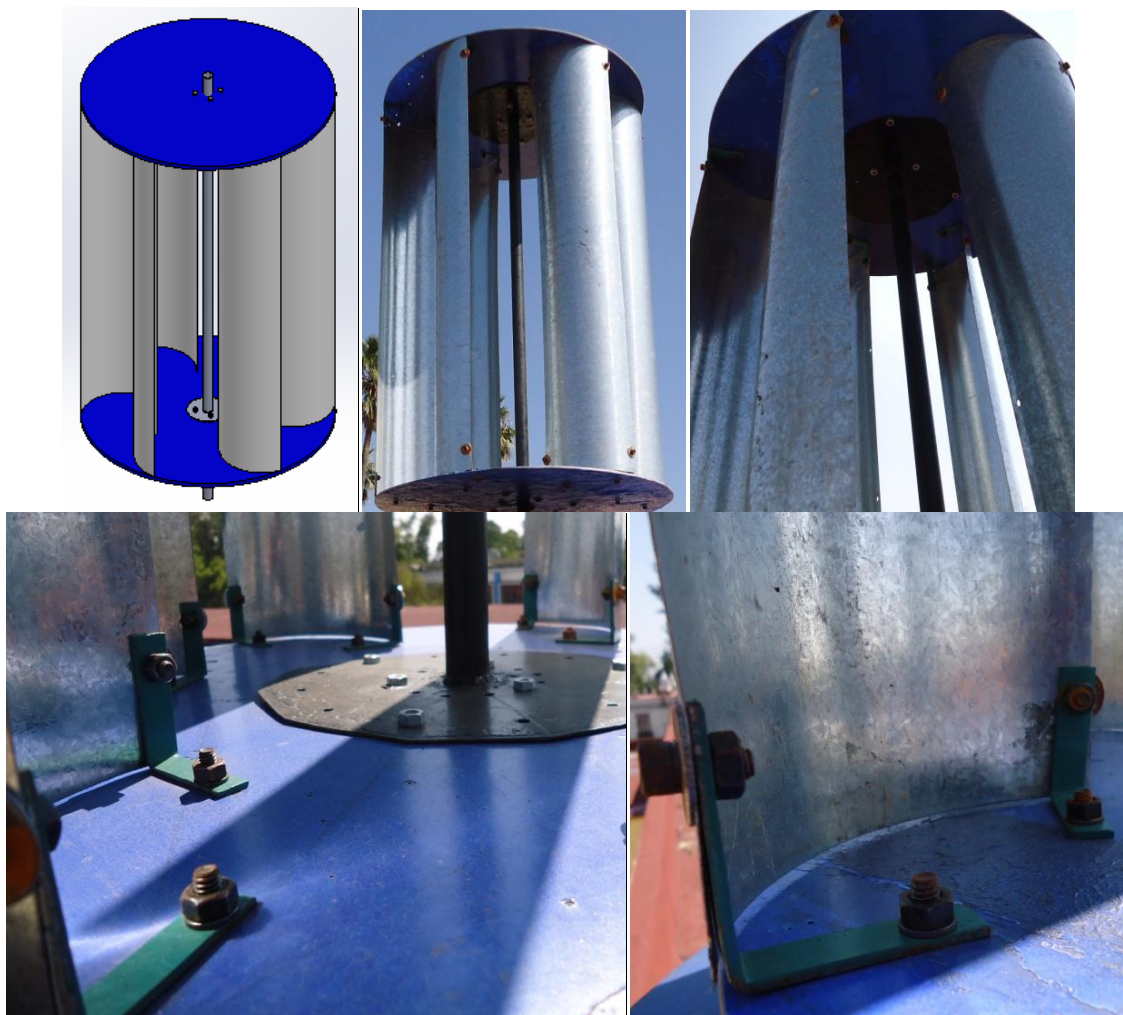


Fig. 2.11 Ensamble de la turbina

Todo este conjunto se colocó sobre una viga estructural, la cual es soportada por una columna, por lo cual para instalarla fue necesario construir un soporte (Fig. 2.12) para el sistema. Dicho soporte se sujeta en la parte superior con la viga y lateralmente con la columna.

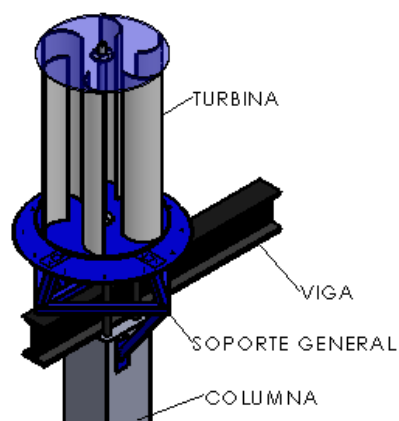


Fig. 2.12 Instalación de la turbina en el sitio de pruebas

Sobre este descansa una placa de $\frac{1}{4}$ pulgadas de espesor y 80 cm de diámetro que sirve de base para una chumacera que soporta el eje de la turbina (Fig. 2.13), 20 cm debajo de esta se colocó otra chumacera.



Fig. 2.13 Posición de las chumaceras



2.3 Evaluación del aerogenerador

Una vez montada la turbina, se instalaron 3 sensores para monitorear el sistema (Fig. 2.14): se instaló un anemómetro sobre la viga, a 120 cm de la turbina, para tomar lecturas de la velocidad del viento; para conocer la velocidad de giro de la turbina se utilizó un pequeño motor de corriente directa accionado por una banda; finalmente, se utilizó un sonómetro para medir el ruido producido por la turbina. Los dos primeros sensores se conectaron a un datalogger Novus para almacenar las lecturas tomadas, mientras que el sonómetro enviaba su información a un datalogger Vernier.



Fig. 2.14 Localización de los sensores

Antes de instalar los sensores fue necesario realizar una calibración de estos para poder tener certeza de que los valores entregados sean verídicos. Con ayuda de un osciloscopio se midió la cantidad de pulsos que producía el anemómetro por cada vuelta que este realizaba, en este caso 2 pulsos por vuelta. Tomando esto en cuenta se programó el datalogger para que midiera los



pulsos generados por el anemómetro cada 10 segundos y entregara como resultado la velocidad del anemómetro en rpm (Fig. 2.15), utilizando este valor y el diámetro (20 cm) del anemómetro se puede calcular la velocidad de giro del anemómetro en m/s, la cual es equivalente a la velocidad del viento en ese instante.

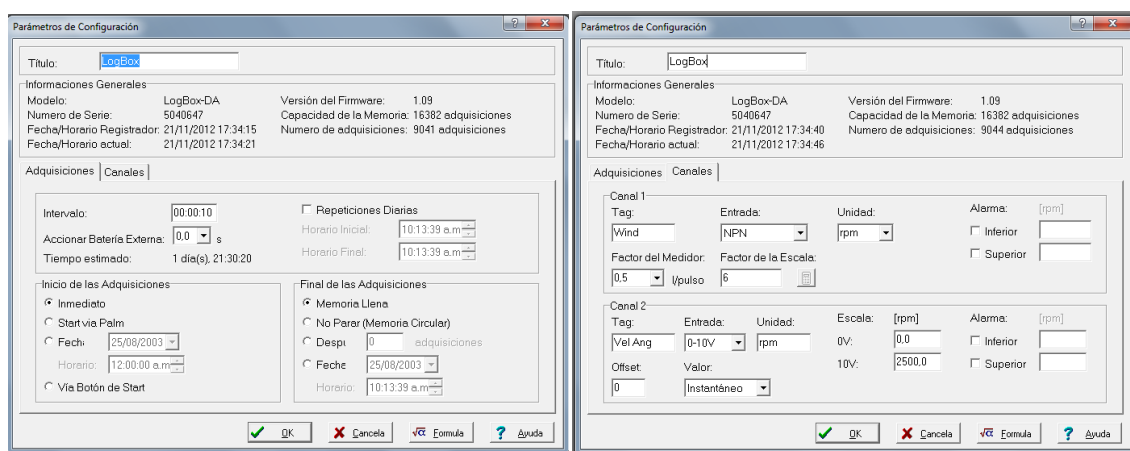


Fig. 2.15 Programación del datalogger Novus

Para corroborar estos valores se puso el anemómetro delante de un corriente de aire generada por un ventilador (Fig. 2.16), se midió la velocidad del viento con un anemómetro digital Exttech, los valores obtenidos en ambos casos eran muy similares.

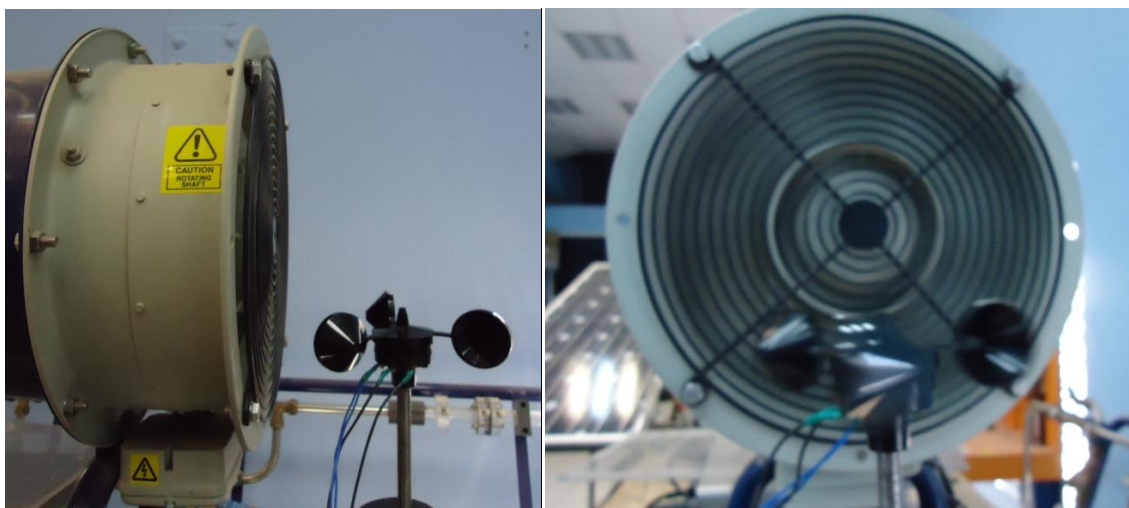


Fig. 2.16 Calibración del anemómetro



Para calibrar el motor de CD se utilizó un torno (Fig. 2.17), en el cual se conectó el eje del motor, una vez sujetado el motor se encendió el torno y se mantuvo girando a una velocidad constante conocida, con ayuda de un multímetro se midió el voltaje que producía el motor en sus polos.



Fig. 2.17 Calibración del motor

Este paso se repitió varias veces a distintas velocidades, una vez que se tuvieron los datos requeridos, los cuales se promediaron para conocer el voltaje generado por vuelta del motor (Cuadro 2.1). Obtenido este valor, nuevamente se programó el datalogger para que midiera también el voltaje generado por el motor de CD y como resultado mostrara las rpm a las que giraba el motor.

Cuadro 2.1 Calibración del motor CD

Voltaje generado (v)	Velocidad (rpm)	v/rpm
0.16	40	0.004
0.29	72	0.00403
0.36	92	0.00391
0.75	185	0.00405
1.37	340	0.00402
1.73	425	0.00407
	Promedio	0.00401 $\approx$ 0.004



La turbina transmite movimiento hacia el motor a través de un sencillo sistema de banda y poleas a una razón de 2:1, es decir, por cada vuelta que da la turbina el motor realiza dos. Por lo tanto al valor dado por el datalogger solo es necesario dividirlo entre 2 para obtener la velocidad real de la turbina.

El sonómetro utilizado se conectó al datalogger Vernier mediante el uso de un amplificador de instrumentación, el cual transforma el valor obtenido por el sonómetro a un voltaje proporcional a dicho valor, por lo cual a los datos registrados en el datalogger es fácil convertirlos nuevamente al valor original conociendo la proporción entre este y el voltaje registrado. En este caso el datalogger se programó para que tomara lecturas cada 30 segundos (Fig. 2.18) y únicamente se tomaron en cuenta aquellos valores superiores a 80 dB (952mV).

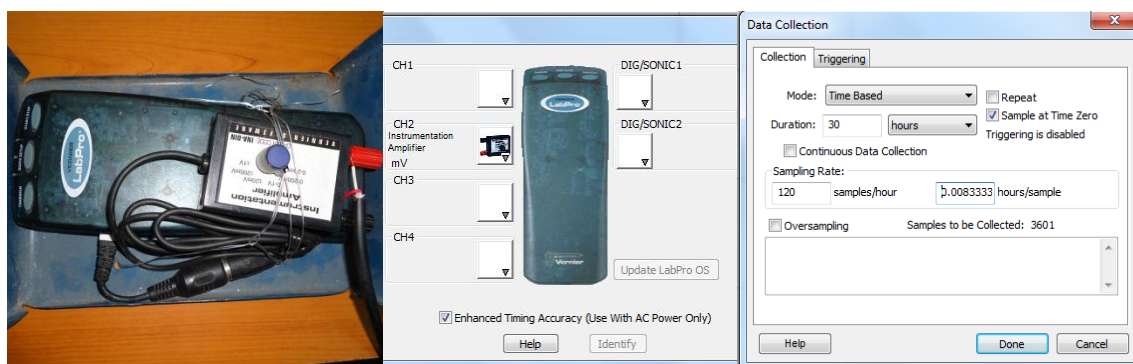


Fig. 2.18 Calibración del sonómetro

Se muestreó cada 10 segundos con el anemómetro por periodos aproximados de 24 horas tal como se programó el datalogger. Estos datos se mostraron en una gráfica y se correlacionaron contra el valor adquirido del motor de CD el cual proporcionó la velocidad a la que gira la turbina durante los mismos periodos e intervalos de muestreo que el anemómetro. Únicamente se tomó lectura con el sonómetro durante el primer día de la primera prueba. En el cuadro 2.2 se detallan las características de cada prueba.



Cuadro 2.2 Características de las pruebas realizadas

Prueba 1	La prueba se realizó en días soleados Periodos de prueba: 13/11/12 16:10 hrs – 14/11/12 16:10 hrs 14/11/12 16:10 hrs – 15/11/12 16:01 hrs 18/11/12 15:30 hrs – 19/11/12 15:38 hrs Sensores utilizados: Anemómetro, contador de rpm y sonómetro Intervalo de muestreo: 10 s para el anemómetro y contador de rpm 30 s para el sonómetro
Prueba 2	La prueba se realizó en días nublados Periodos de prueba: 15/11/12 16:01 hrs – 16/11/12 16:00 hrs 16/11/12 16:00 hrs – 17/11/12 15:34 hrs Sensores utilizados: Anemómetro y contador de rpm Intervalo de muestreo: 10 s
Prueba 3	La prueba se realizó un día soleado Periodo de prueba: 19/11/12 15:48 hrs – 20/11/12 16:13 hrs Sensores utilizados: Anemómetro y contador de rpm Intervalo de muestreo: 10 s Se añadió un peso extra de 450 gramos
Prueba 4	La prueba se realizó un día nublado Periodo de prueba: 20/11/12 16:27 hrs – 21/11/12 17:13 hrs Sensores utilizados: Anemómetro y contador de rpm Intervalo de muestreo: 10 s Se añadió un peso extra de 900 gramos
Prueba 5	La prueba se realizó un día nublado Periodo de prueba: 21/11/12 17:36 hrs – 22/11/12 19:12 hrs Sensores utilizados: Anemómetro y contador de rpm Intervalo de muestreo: 10 s Se añadió un peso extra de 1800 gramos



En las 3 últimas pruebas se colocaron tramos de solera de 150 gramos (Fig. 2.19) sobre la base inferior de la turbina (Prueba 6: 3 piezas, Prueba 7: 6 piezas, Prueba 8: 12 piezas), mientras que las primeras 5 se realizaron sin algún peso extra.



Fig. 2.19 Colocación de las soleras en las pruebas 6, 7 y 8



CAPITULO 3: RESULTADOS

3.1 Evaluación de las turbinas en el túnel de viento

En todos los casos se realizaron la misma cantidad de pruebas, pero solo se consideraron los resultados de aquellas turbinas que giraron, sin importar la velocidad del viento. La máxima velocidad del viento en el túnel alcanza una velocidad de 30 m/s. Los valores se encuentran en el apéndice A.

En los cuatro modelos de turbina con los álabes semicirculares a 90 grados no hubo movimiento alguno sin importar la velocidad del viento mostrando la turbina una pequeña vibración. Al utilizar sólo 3 álabes semicirculares a 135 grados, a partir de los 10 m/s comienzan a moverse pero se orienta en una posición para autoestabilizarse. Por ello no gira a velocidades superiores y sólo se mantiene en dicha posición.

Con álabes rectos sólo se hicieron tres pruebas (0, 45 y 90 grados), omitiéndose la de 135 grados, porque entre esta y la de 45 grados sólo cambiaba la dirección del giro de la turbina. Cabe destacar que en el caso de los álabes semicirculares a 135 grados sólo se invirtió la dirección de giro de la turbinas en las pruebas hechas con 2 y 4 álabes.

De los álabes rectos sólo se muestra el resultado de la prueba con 6 álabes rectos a 45 grados, ya que las pruebas a 90 grados tienen el mismo resultado que los álabes semicirculares. En las otras 3 pruebas a 45 grados, la turbina únicamente se mueve de un lado a otro sin comenzar a girar hacia alguna dirección; en ningún momento completó una vuelta. Para los álabes a cero grados ocurre lo mismo que en las pruebas a 90 grados, a excepción de la turbina con 3 álabes en la cual esta comienza a girar a una velocidad promedio



de 14.72 m/s y se detiene a los 11.7 m/s. Este experimento fue descartado por estar fuera del rango (11 m/s o menos) de las demás muestras.

Con los álabes abatibles, sólo se realizó una prueba a cada una ya que en estos no se puede variar el ángulo de los alabes al estar siempre en movimiento,

En la figura 3.1 se muestra el desempeño de la turbina utilizando 6 álabes en sus distintas configuraciones (AS: álabes semicirculares, AR: álabes rectos, AA: álabes abatibles) y ángulos de ataque (0, 45 y 135 grados). Los álabes semicirculares tuvieron un mejor desempeño que los rectos (Habiendo un desempeño similar entre estos). Los álabes abatibles giraron a 100 rpm a la máxima velocidad aplicada.

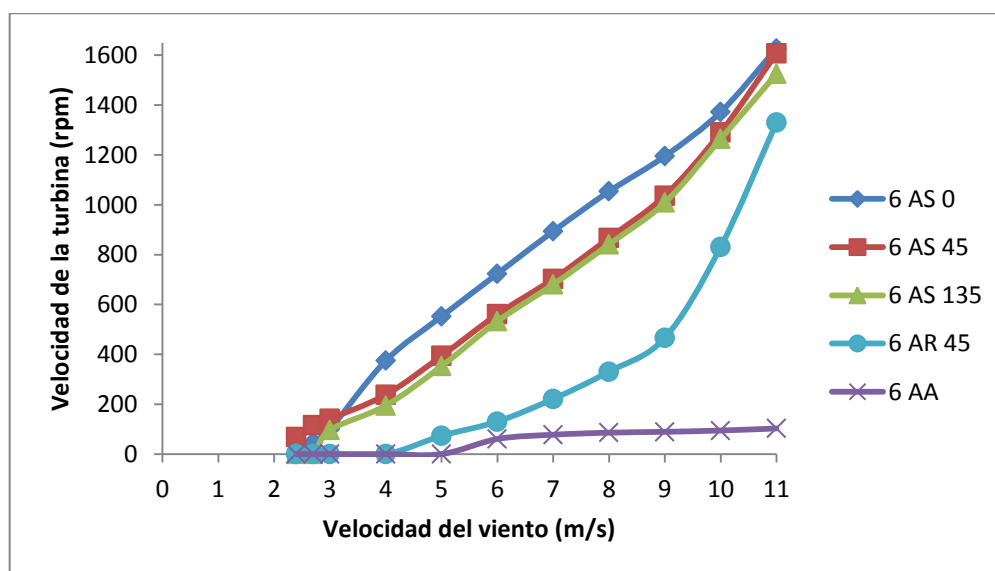


Fig. 3.1 Gráfica de resultados para turbinas con 6 álabes

Al utilizar 4 álabes (Fig. 3.2) se tiene un comportamiento similar al caso anterior, con la diferencia de que los álabes rectos no trabajan en esta configuración y el desempeño de los álabes semicirculares comienza a diferenciarse conforme aumenta la velocidad del viento. La velocidad de la turbina con 4 álabes es menor que al utilizar 6.

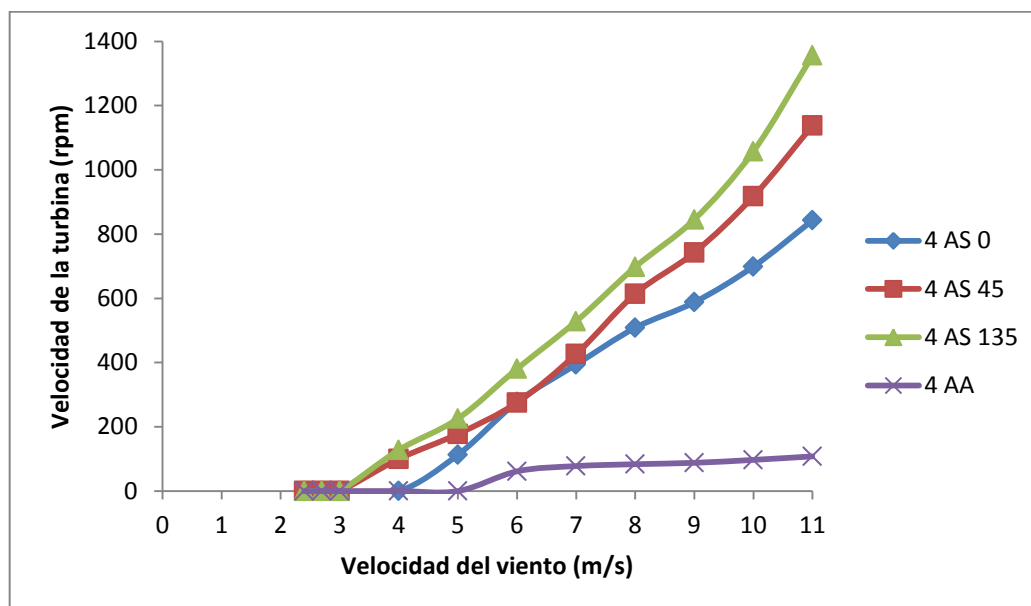


Fig. 3.2 Gráfica de resultados para turbinas con 4 álabes

En el caso de las configuraciones con 3 álabes (Fig. 3.3), se tienen las mismas características que al utilizar 4 álabes, pero la velocidad obtenida es aún menor. Al utilizar álabes semicirculares a 45° el desempeño de la turbina se acerca más al mostrado por lo álabes abatibles.

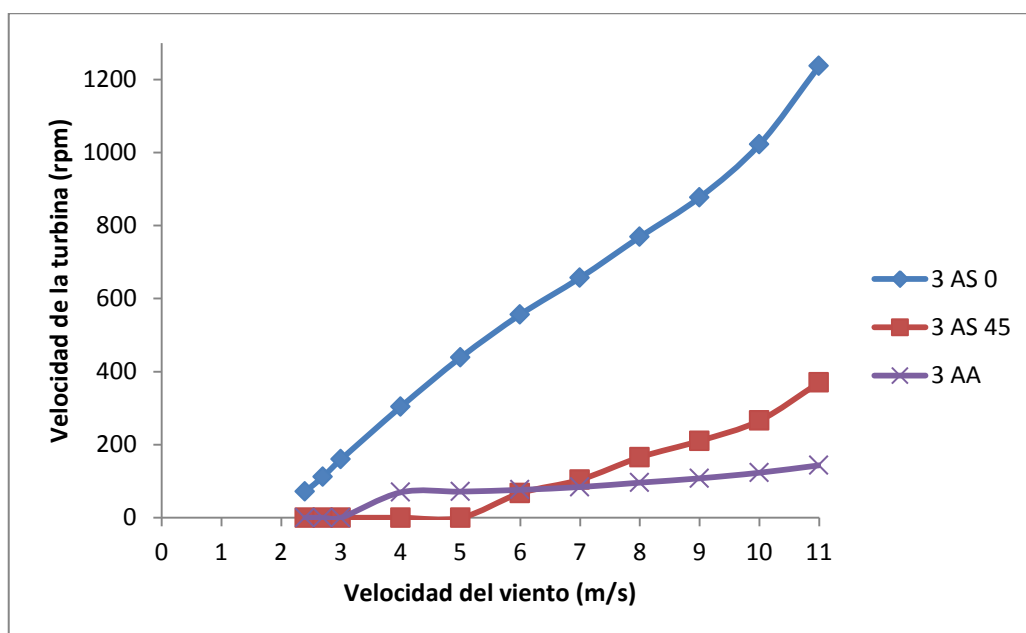


Fig. 3.3 Gráfica de resultados para turbinas con 3 álabes



Finalmente, al utilizar 2 álabes (Fig. 3.4) el desempeño disminuye a más de la mitad, en comparación con las configuraciones con 6 álabes. En todos los casos, los álabes abatibles tuvieron un desempeño similar (aproximadamente 100 rpm).

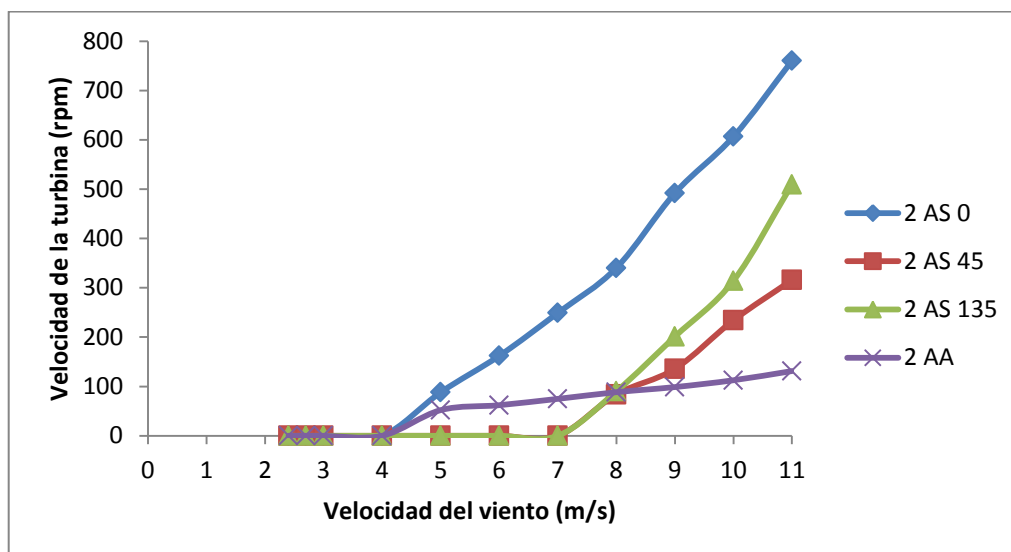


Fig. 3.4 Gráfica de resultados para turbinas con 2 álabes

Como se aprecia, el rango de operación de los álabes a diferentes configuraciones varía por lo que es de gran ayuda comprender la influencia que tienen estas configuraciones para elegir la más eficiente.

Tomando en cuenta los resultados obtenidos las mejores configuraciones a utilizar en el diseño de la turbina eólica son la de 6 álabes semicirculares ubicados a una inclinación de 45 grados ya que esta es la que mejor desempeño tiene a bajas velocidades, y la configuración de 6 álabes semicirculares a 0 grados la cual tiene un mejor desempeño a velocidades mayores. A la máxima velocidad aplicada tienen un rendimiento similar, sin embargo el propósito del diseño es que trabaje eficientemente a velocidades bajas, por lo cual se eligió la primer opción.



En la figura 3.5 se muestra la velocidad a la cual cada turbina comenzaba a girar, incluyéndose sólo las turbinas con 6 álabes semicirculares a 0, 45 y 135°. Los datos obtenidos se muestran en el apéndice B.

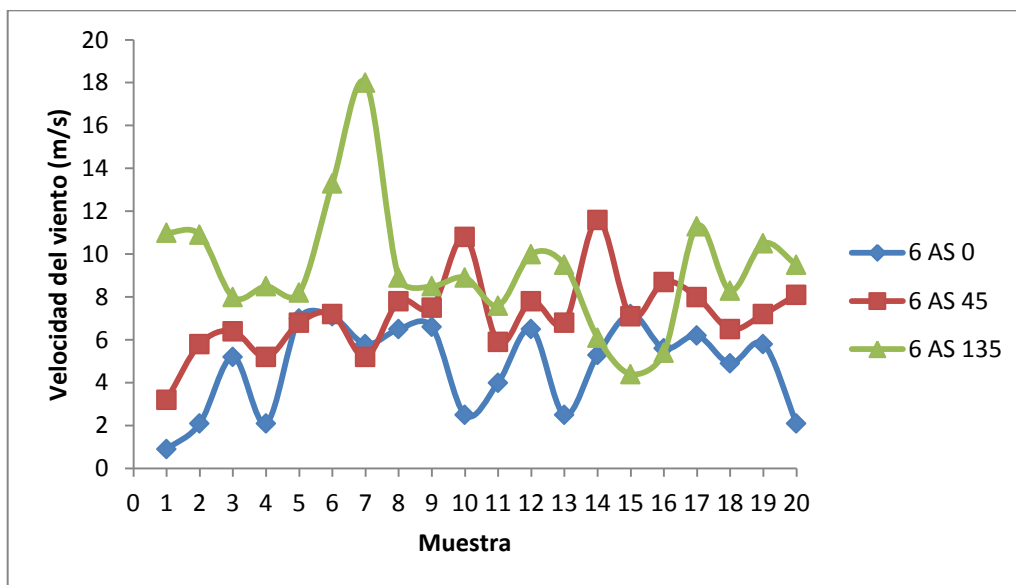


Fig. 3.5 Velocidad inicial de giro de cada turbina

Como se observa, la configuración a cero grados es la que comienza a trabajar a velocidades más bajas. La mayoría de los datos se encuentran a un valor mayor similar al de la mayoría de los datos obtenidos con los álabes a 45 grados. A los 135 grados se tienen los valores más altos, pero la mayoría de sus valores se encuentran cercanos a los de las otras dos configuraciones. Por este motivo, este factor no influyó en la decisión anterior para el diseño de la turbina.

3.2 Evaluación del aerogenerador

En la figura 3.6 se muestran los resultados de la primer prueba. Como se observa, la velocidad del viento es muy variable, puede llegar casi a los 3 m/s y disminuir precipitadamente a 1 m/s o menos. En este caso, hubo viento constante, aunque los vientos predominantes fueron menores a 1 m/s. La velocidad de la turbina se comportó proporcional a la velocidad del viento, sin



embargo, hay que observar que esta no trabajó durante todo el periodo de pruebas. Esto se debe a que en ocasiones el viento disminuía tanto que la turbina no era capaz de comenzar a moverse. La turbina se mantuvo operando en un rango promedio de 20 a 80 rpm, aunque se tienen velocidades mayores a 150 rpm (155 rpm a 2.73 m/s).

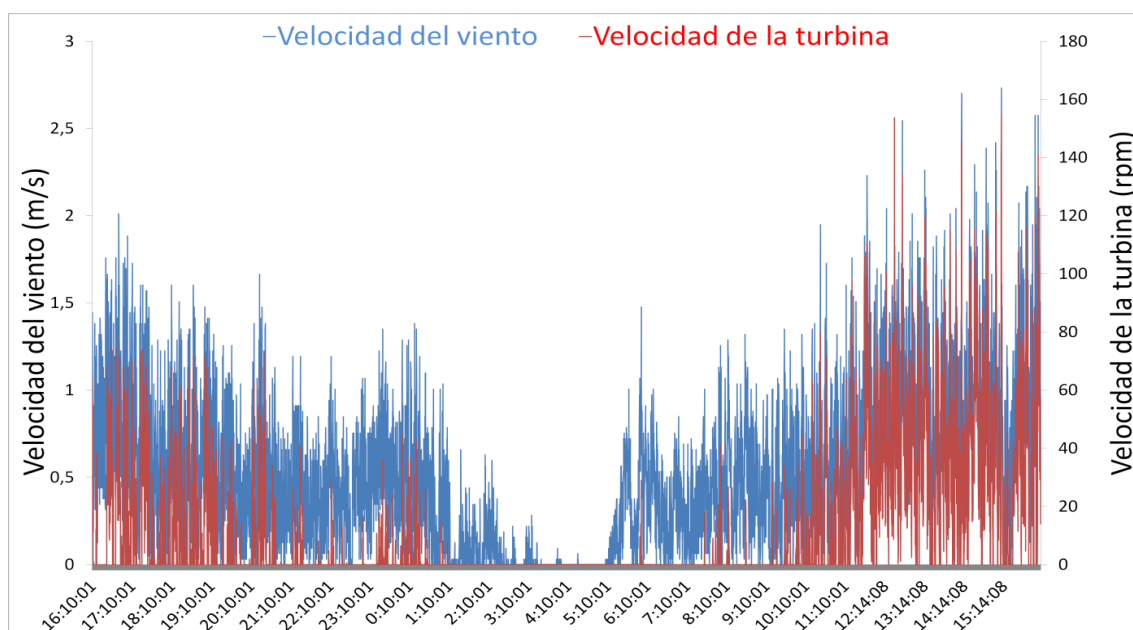


Fig. 3.6 Resultados de la prueba 1 (Día 1)

El tiempo de operación de la turbina se puede considerar entre las 16:10 hrs y las 20:30 hrs y entre las 10:00 hrs y las 16:10 hrs. Se tiene un total de 10 horas 30 minutos de trabajo a una velocidad mínima de 20 rpm durante este periodo de pruebas.

En el cuadro 3.1 se muestran los resultados obtenidos por el sonómetro durante el primer día de la prueba, así como la velocidad de la turbina (V_T) y la velocidad del viento (V) al momento de la lectura. Sólo se muestran los valores máximos obtenidos. En el apéndice C se muestran los valores superiores a 80 decibeles.



Cuadro 3.1 Ruido producido por la turbina

Hora	dB	V_T (rpm)	V (m/s)	Hora	dB	V_T (rpm)	V (m/s)
16:26:31	84.99	0	0.38	17:13:01	85.04	0	0.38
16:43:01	84.97	0	0.79	17:31:01	85.01	31.41	1
16:44:31	85.01	0	0.53	17:48:01	84.99	0	0.69
16:57:31	84.99	41.98	1.1	18:08:31	84.99	30.95	0.97
17:11:01	84.99	43.91	0.94	19:03:31	84.99	50.71	1.16

Como se observa en el cuadro, los valores registrados ocurren cuando la turbina se encuentra detenida o girando a bajas velocidades, por lo cual se puede deducir que estos máximos no provienen de la turbina, sino de fuentes externas a esta,

El segundo día de la prueba (Fig. 3.7) muestra resultados similares a la anterior, aunque la velocidad del viento es menor y en esta ocasión hubo menos presencia de este, ya que desde las 00:10 hrs hasta las 08:00 hrs se puede considerar que no hubo viento, los vientos predominantes fueron menores a 1 m/s. La turbina se mantuvo operando en un rango promedio de 20 a 80 rpm y la máxima velocidad registrada fue de 140 rpm a 2.57 m/s.

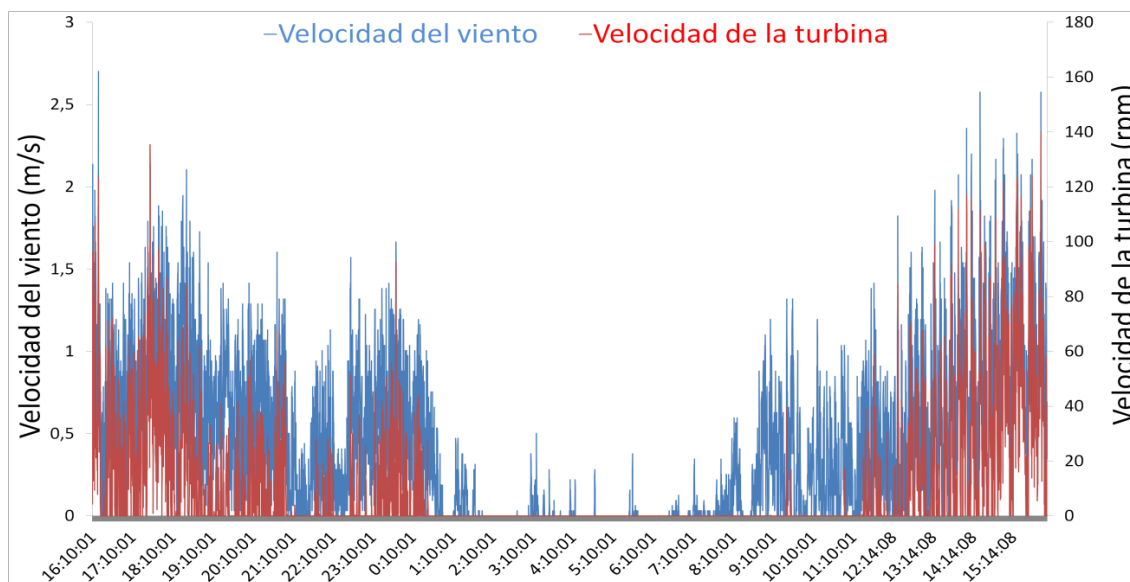


Fig. 3.7 Resultados de la prueba 1 (Día 2)



El tiempo de operación de la turbina fue desde las 16:10 hrs hasta las 21:00 hrs y de las 22:30 hrs hasta las 00:10 hrs; en la mañana giró desde las 11:10 hrs hasta las 16:00 hrs, con lo cual se tiene un total de 11 horas 20 min de trabajo a una velocidad mínima de 20 rpm.

En el tercer día de la prueba desde las 19:00 hrs hasta las 09:30 hrs la velocidad del viento fue menor a 0.5 m/s (Fig. 3.8), los vientos predominantes fueron de 0.5 a 2 m/s, aunque también se alcanzaron velocidades superiores a los 3 m/s. La turbina se mantuvo operando en un rango promedio de 20 a 140 rpm y su máxima velocidad registrada fue de 168 rpm a 3.26 m/s.

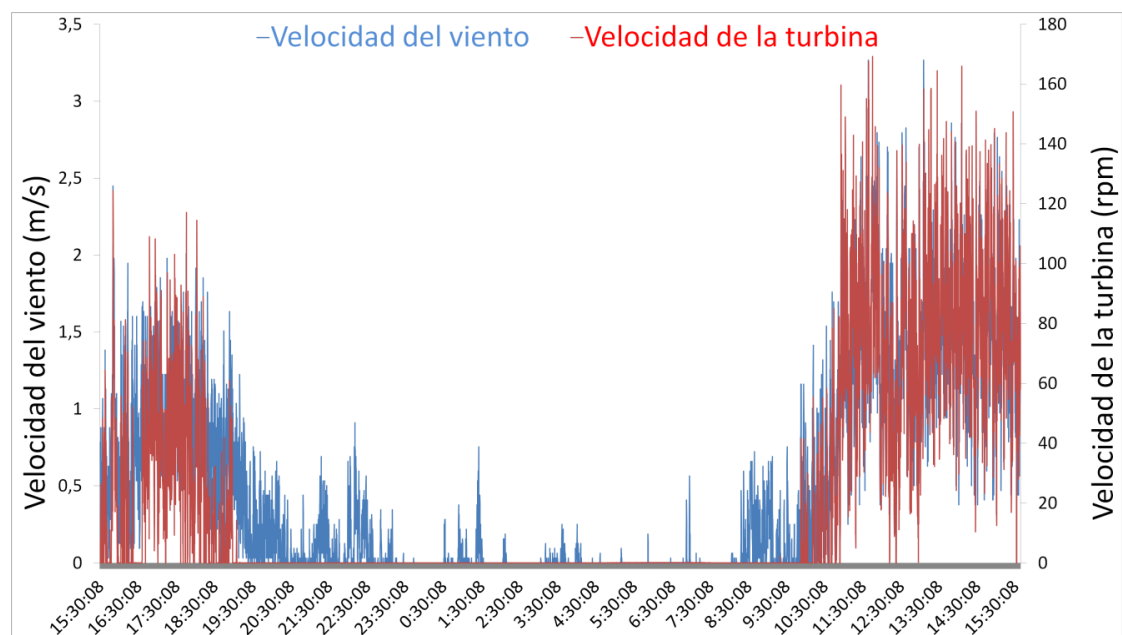


Fig. 3.8 Resultados de la prueba 1 (Día 3)

La turbina giró entre las 15:30 hrs y las 19:00 hrs y desde las 09:30 hrs hasta las 15:30 hrs, con lo cual se tiene un total de 9 horas 30 min de trabajo a una velocidad mínima de 20 rpm.

En todos los casos, la turbina comenzaba a trabajar con velocidades cercanas a 1 m/s (Fig. 3.9), y se mantenía en movimiento a velocidades de viento menores de hasta 0.5 m/s.

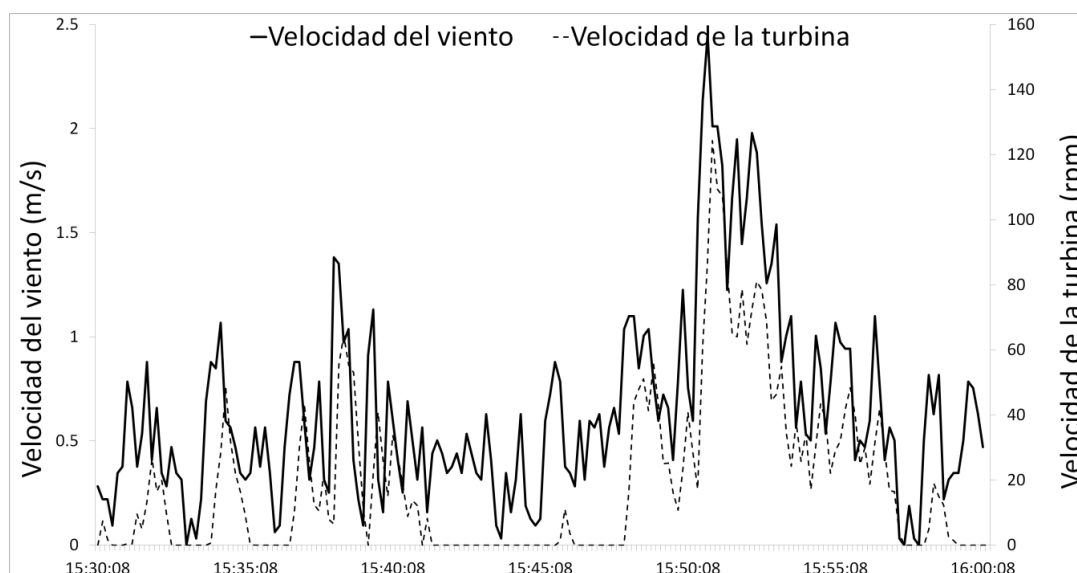


Fig. 3.9 Operación de la turbina durante la prueba 1 (Día 3)

En la segunda prueba la incidencia y velocidad del viento es menor que en las pruebas anteriores (Fig. 3.10), ya que desde las 19:00 hrs hasta las 09:30 hrs no hubo viento o alcanzaba una velocidad menor a 0.5 m/s. La turbina se mantuvo operando en un rango promedio de 20 a 100 rpm, pero sólo durante un periodo corto. La máxima velocidad registrada fue de 138 rpm a 2.64 m/s.

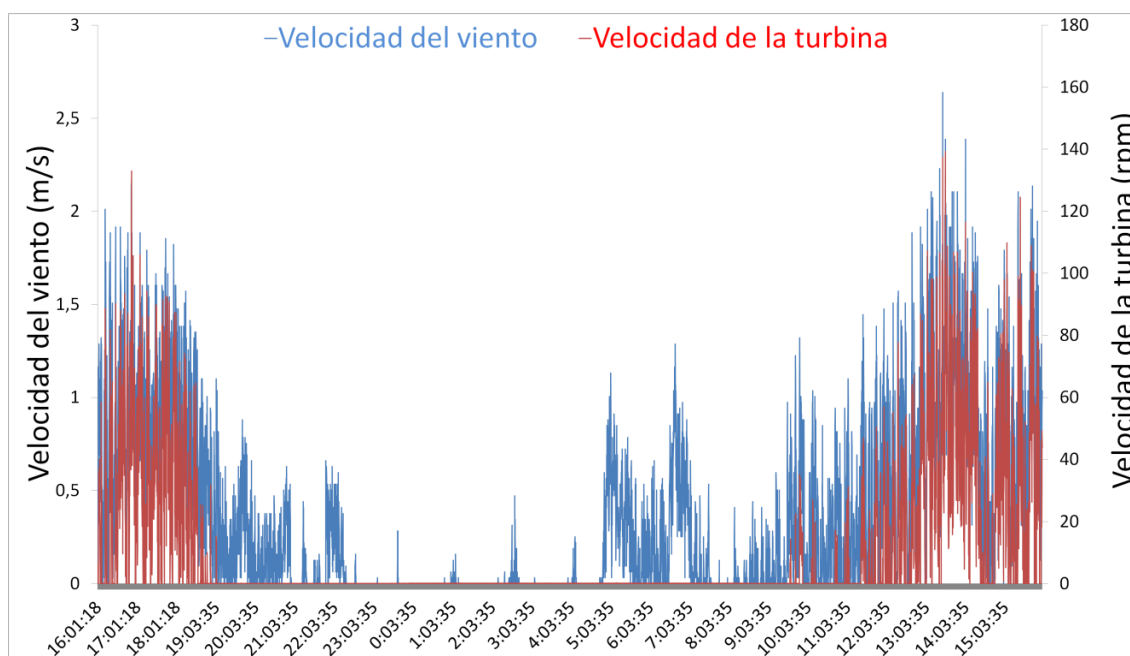


Fig. 3.10 Resultados de la prueba 2 (Día 1)



La turbina giró desde las 16:00 hrs hasta las 19:00 hrs, y desde las 11:00 hrs hasta las 16:00 hrs, con lo cual se tiene un total de 8 horas de trabajo a una velocidad mínima de 20 rpm.

El segundo día de la prueba (Fig. 3.11) los vientos predominantes estuvieron en el rango de 0.5 m/s a 1.8 m/s. Desde las 23:00 hrs hasta las 08:30 hrs no hubo viento o este alcanzaba una velocidad menor a 0.5 m/s. La turbina se mantuvo operando en un rango promedio de 20 a 120 rpm. La máxima velocidad registrada fue de 173 rpm a 2.95 m/s.

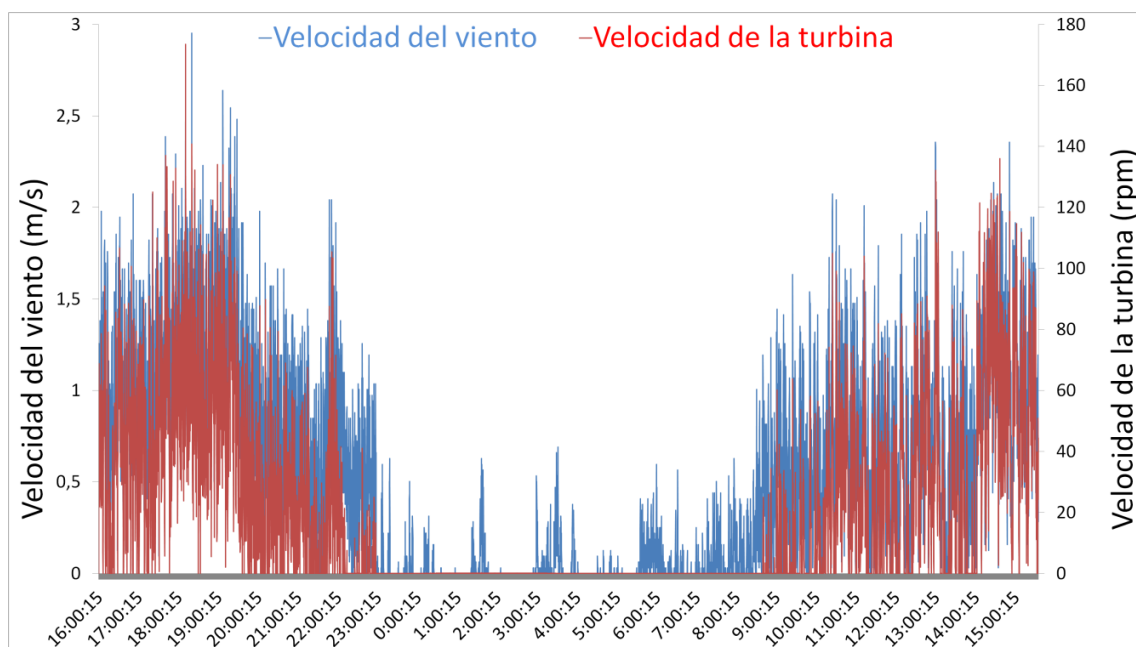


Fig. 3.11 Resultados de la prueba 2 (Día 2)

El tiempo de operación de la turbina fue desde las 16:00 hrs hasta las 22:00 hrs, y desde las 9:00 hrs hasta las 15:30 hrs, con lo cual se tiene un total de 12 horas 30 minutos de trabajo a una velocidad mínima de 20 rpm.

Al igual que en la prueba anterior, la turbina comenzaba a trabajar con velocidades cercanas a 1 m/s (Fig. 3.12), y se mantenía en movimiento a velocidades de viento menores de hasta 0.5 m/s.

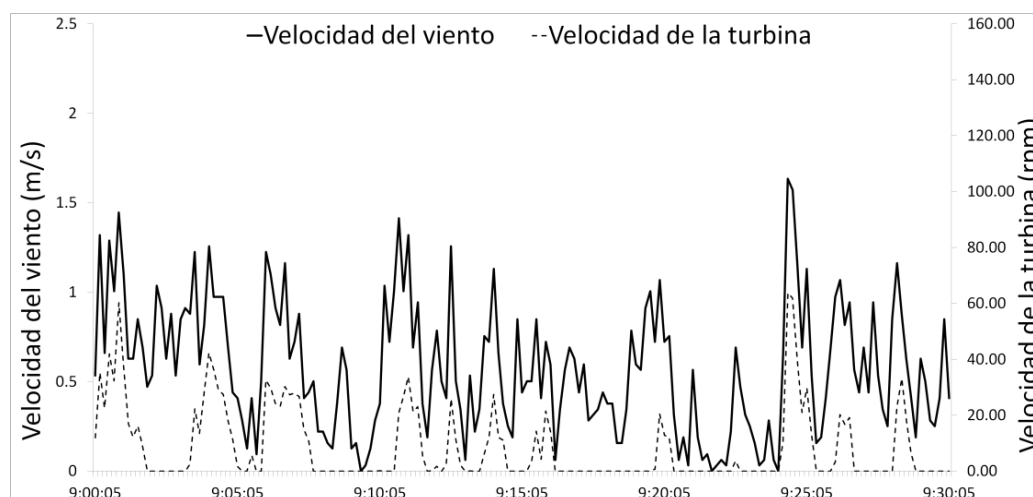


Fig. 3.12 Operación de la turbina durante la prueba 2 (Día 2)

En la tercer prueba la velocidad del viento fue menor a 0.5 m/s entre las 19:30 hrs y las 11:30 hrs (Fig. 3.13), los vientos predominantes fueron de 0.5 a 2 m/s, aunque en menor proporción que en la prueba anterior. También se alcanzaron velocidades superiores a los 3 m/s. La turbina se mantuvo operando en un rango promedio de 20 a 120 rpm y la máxima velocidad registrada fue de 162 rpm a 2.26 m/s.

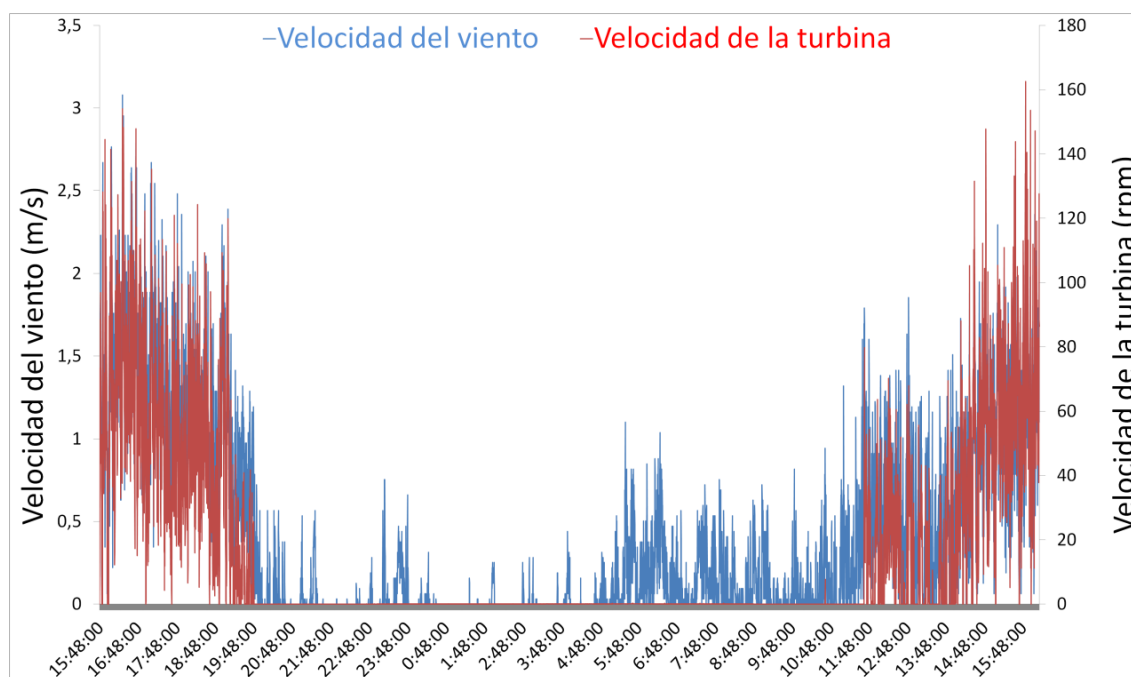


Fig. 3.13 Resultados de la prueba 3



La turbina giró desde las 15:30 hrs hasta las 19:30 hrs y desde las 11:30 hrs hasta las 16:10 hrs, con lo cual se tiene un total de 8 horas 40 min de trabajo a una velocidad mínima de 20 rpm.

Como se observa en la figura 3.14 el peso extra de 450 gramos colocado no afectó el desempeño de la turbina, ya que esta trabaja de forma similar a las pruebas anteriores, es decir, su rango de operación es el mismo.

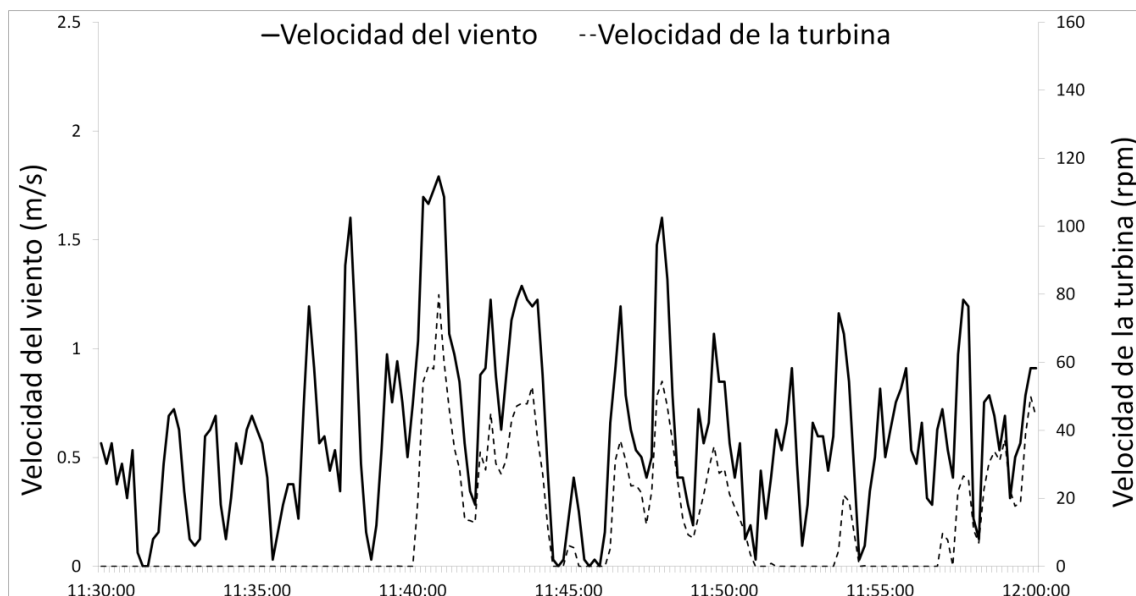


Fig. 3.14 Operación de la turbina durante la prueba 3

En la cuarta prueba hubo baja incidencia del viento, siendo la velocidad del viento menor a 0.5 m/s entre las 19:30 hrs y las 10:30 hrs, los vientos predominantes fueron de 0.5 a 1.5 m/s, aunque en poca proporción. La turbina se mantuvo operando en un rango promedio de 20 a 80 rpm y la máxima velocidad registrada fue de 148 rpm a 2 m/s.

El tiempo de operación de la turbina fue desde las 16:30 hrs hasta las 19:30 hrs y desde las 13:30 hrs hasta las 15:00 hrs (Fig. 3.15), con lo cual se tiene un total de 4 horas 30 min de trabajo a una velocidad mínima de 20 rpm.

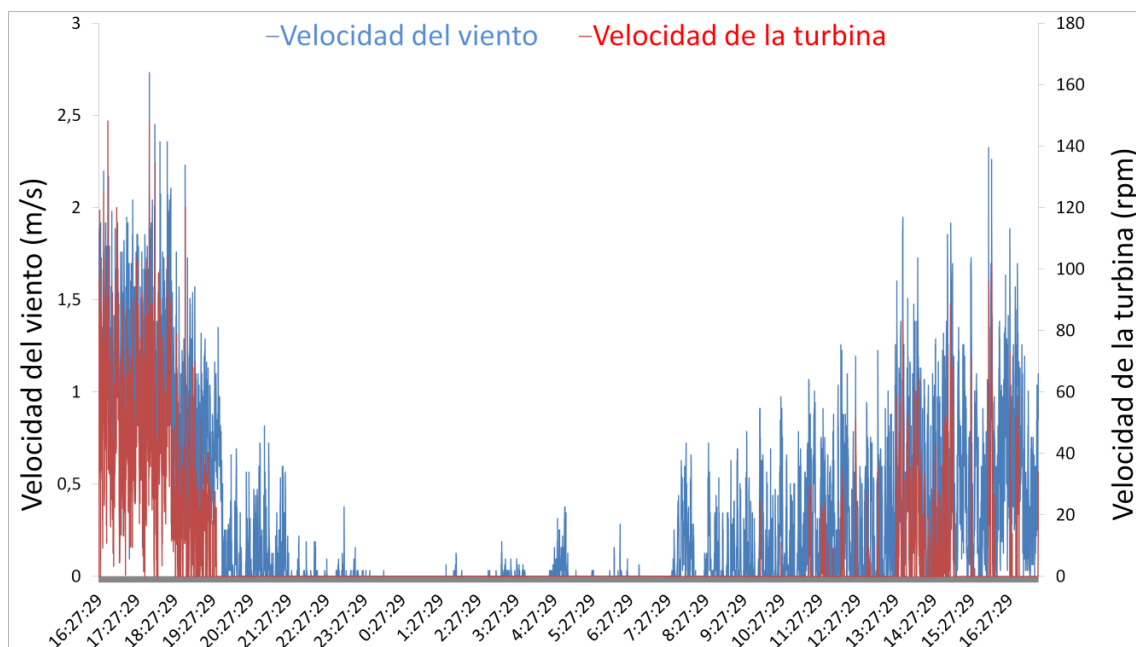


Fig. 3.15 Resultados de la prueba 4

El peso extra de 900 gramos colocado no afectó el desempeño de la turbina (Fig. 3.16). Se observa el mismo rango de operación que en las anteriores pruebas.

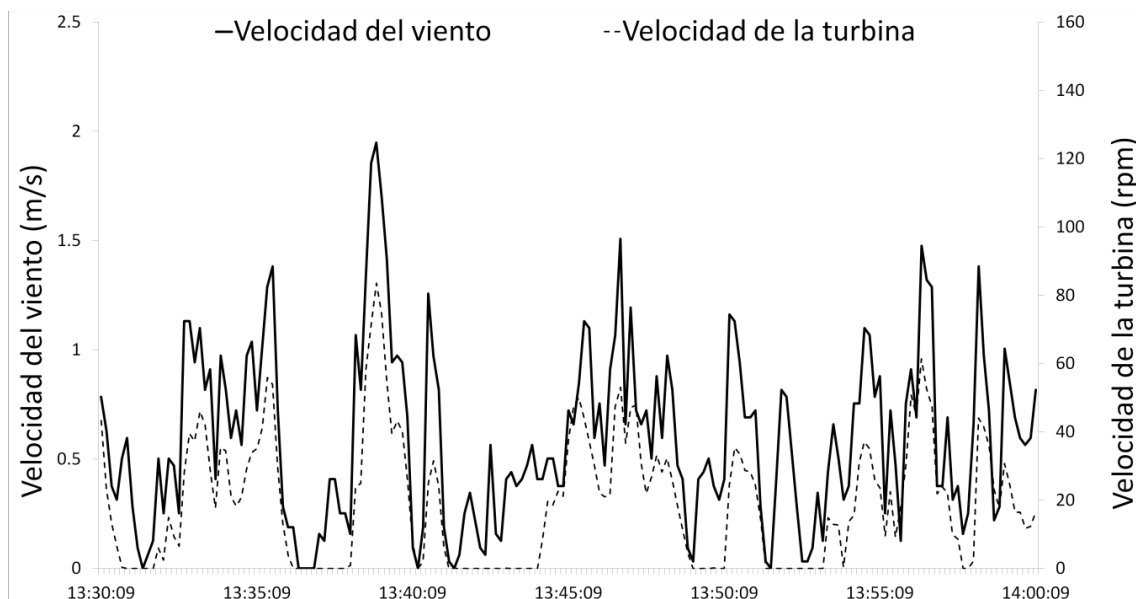


Fig. 3.16 Operación de la turbina durante la prueba 4



En la quinta prueba nuevamente hubo baja incidencia del viento (Fig. 3.17), siendo la velocidad del viento menor a 0.5 m/s entre las 19:30 hrs y las 9:30 hrs, los vientos predominantes fueron de 0.5 a 1 m/s. La turbina se mantuvo operando en un rango promedio de 20 a 60 rpm y la máxima velocidad registrada fue de 73 rpm a 1.5 m/s.

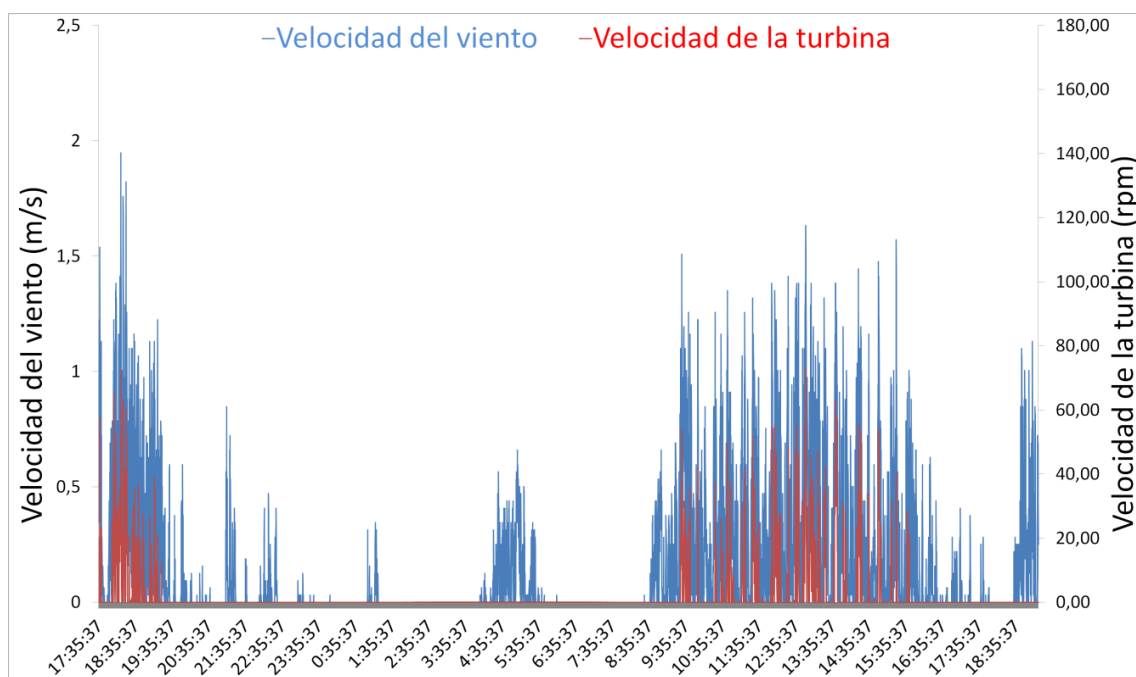


Fig. 3.17 Resultados de la prueba 5

El tiempo de operación de la turbina fue desde las 17:30 hrs hasta las 19:30 hrs y desde las 9:30 hrs hasta las 15:30 hrs (pero de manera intermitente lo que da aproximadamente 2 horas reales de trabajo), con lo cual se tiene un total de 4 horas de trabajo a una velocidad mínima de 20 rpm.

En la figura 3.18 se observa que, al igual que en las dos pruebas anteriores, el peso extra de 1800 gramos colocado no afectó el desempeño de la turbina, su comportamiento ante el viento es similar al registrado en todas las pruebas realizadas.

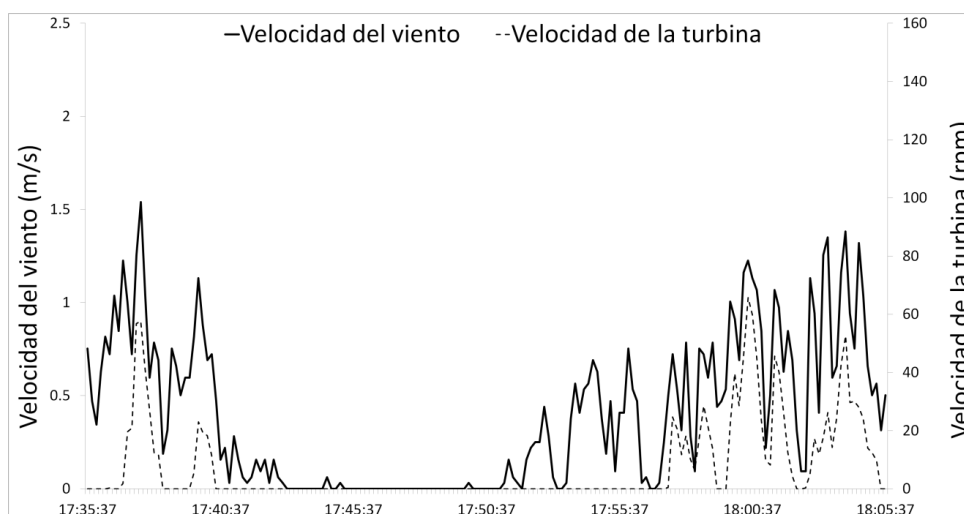


Fig. 3.18 Operación de la turbina durante la prueba 5

Los datos obtenidos de las 5 pruebas se encuentran en un archivo de Excel con nombre “Datos pruebas”.

Tomando algunos valores aleatorios del tercer día de la primer prueba (12:53:08 – 13:10:08) se realizó un cálculo para estimar la eficiencia de la turbina bajo condiciones de viento reales. Para esto fue necesario calcular primero el TSR (Ec. 1.10), con este valor y la figura 1.9 se puede conocer el C_p . En el cuadro 3.2 se muestran los resultados.

Cuadro 3.2 Potencia generada estimada de la turbina

V_{viento} (m/s)	0.57	0.75	1.04	1.38	1.6	1.82	1.95	2.23	2.7	3.27
V_{turbina} (rpm)	13.03	34.9	58.98	66.24	77.17	90.13	96.1	113.01	144.53	158.4
TSR	0.72	1.46	1.78	1.51	1.51	1.55	1.55	1.59	1.68	1.52
$C_{p_{\text{Schmitz}}}$	0.33	0.47	0.5	0.475	0.48	0.48	0.48	0.49	0.5	0.48

El TSR obtenido se encuentra un poco debajo del valor óptimo para una turbina con 6 álabes, con unos cambios en el diseño se podría alcanzar este valor. La eficiencia de la turbina es en promedio de 45%, lo cual es un buen valor, aquí el principal problema radica en la velocidad del viento que es muy baja.



CONCLUSIONES

Los valores obtenidos en el túnel de viento sobre la velocidad de giro de la turbina son similares a los obtenidos bajo condiciones reales; sin embargo, en cuanto a la velocidad a la cual comienza a girar la turbina hay una mayor diferencia entre ambos valores, esto se debe a varios factores como lo son las ráfagas de viento producidas, la dirección cambiante del viento, el peso y dimensiones de los componentes entre otros.

Al analizar los datos obtenidos sobre la eficiencia de la turbina, el desempeño de la turbina a bajas velocidades es bueno, aunque un poco bajo; sin embargo estos valores son meramente teóricos, ya que es difícil calcular un valor real con las condiciones encontradas durante las pruebas realizadas.

La velocidad del viento e incidencia de este a lo largo del día es muy variable y depende en gran medida de las condiciones climáticas del lugar. En los días nublados el viento es menor y en ocasiones nulo por largos periodos de tiempo en comparación con los días soleados. Esto influye en el tiempo que puede producir energía la turbina, por lo cual para aumentar su eficiencia sería bueno utilizar paneles solares junto con la turbina o utilizar dos turbinas al mismo tiempo, una para transmitir mecánicamente la potencia y otra para convertirla a energía eléctrica y almacenarla para posteriormente utilizarla cuando no haya viento.

A partir de esto será necesario hacer una evaluación de los materiales a utilizar, así como las dimensiones de la turbina y las condiciones climáticas generales del lugar de pruebas, para poder evaluar su desempeño bajo estas nuevas variables durante un periodo mayor y poder realizar un diseño final de alta eficiencia, fiabilidad y viable económicamente.



LITERATURA CITADA

- Antezana N., J.C., 2004, Diseño y construcción de un prototipo de generador eólico de eje vertical, Tesis Profesional, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago de Chile.
- Carlin, P.W. *et al.*, 2001, The History and State of the Art of Variable-Speed Wind Turbine Technology, Technical report, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA.
- Drachmann, A.G., 1961, Heron's Windmill, Edit. Centaurus
- EOZEN América, 2010, Generadores Eólicos made in Chile, Seminario CIGRE, Santiago de Chile.
- Estrada, A., 2010, Energía eólica, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/CONA_612_energia_eolica?page=1
- Hassan, A.Y. y D. Routledge, 1986, Islamic technology: An illustrated history, Cambridge University Press, England.
- Hogg, P., 2008, Manufacturing challenges for wind turbines, Advanced Manufacturing for Composite Technologies Conference, Northwest Composites Centre, University of Manchester.
- Lysen, E.H., 1983, Introduction to Wind Energy, 2nd edition, CWD – Consultancy Services Wind Energy Developing Countries, The Netherlands.



- Matsumoto, Y. y R. Saldaña F., 2009, Tecnologías Solar-Eólica-Hidrógeno-Pilas de combustible como fuentes de energía, Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, México, pp: 46-87.
- Morales C., M.A., 2009, Energía eólica y diseño de control de voltaje y frecuencia para un convertidor de potencia con topología CA/CD – CD/CD - CD/CA, Tesis Profesional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, D.F., México.
- Muñoz, L., 2008, Estado del arte en generadores eléctricos utilizados en turbinas eólicas, Sistemas electromecánicos y maquinas eléctricas, Instituto Balseiro.
- OPEX energy, 2011, Eólica, <http://www.opex-energy.com/ES/index.html>
- Ragheb, M. y A. M. Ragheb, 2011, Wind turbines Theory - The Betz equation and optimal rotor tip speed ratio, University of Illinois at Urbana-Champaign, USA.
- Saldaña F., R. y U. Miranda M., 2005, Estudio de los potenciales bioenergético, eólico, minihidráulico y solar en México, Gerencia de Energías No Convencionales, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Morelos, México.
- Suarez, A., 2002, Generador eólico de eje vertical WM, <http://www.generadoreolicowm.com/ingles/index.htm>
- Tech4CDM, 2008, La energía eólica en México, Reporte de proyecto.



APÉNDICE A

Velocidad del viento (m/s)												
2.4	2.7	3	3.4	3.7	4	5	6	7	8	9	10	11
6 álabes semicirculares a 0 grados (6 AS 0)												
0	38	98	156	262	378	554	724	892	1052	1198	1368	1622
0	36	88	166	260	368	552	724	888	1060	1196	1372	1628
0	36	94	162	266	370	558	724	892	1052	1194	1372	1632
0	34	82	162	256	376	548	724	888	1058	1196	1374	1630
0	40	102	160	268	370	558	724	890	1054	1194	1368	1628
0	42	98	160	272	370	552	724	892	1056	1196	1370	1628
0	42	100	162	268	378	556	726	888	1056	1202	1374	1630
0	46	104	176	266	378	552	726	892	1056	1198	1376	1628
0	48	104	172	248	372	554	722	894	1054	1194	1374	1634
0	46	98	172	250	374	550	724	888	1054	1196	1374	1620
0	48	102	178	266	380	554	722	892	1054	1198	1374	1628
0	46	108	174	264	382	550	724	896	1056	1198	1374	1628
0	50	98	172	266	376	552	726	894	1052	1192	1374	1622
0	50	102	162	266	376	552	726	898	1056	1196	1370	1624
0	54	104	158	248	378	550	722	900	1058	1192	1372	1626
0	68	102	156	250	372	556	724	900	1050	1196	1376	1626
0	56	106	158	266	368	550	716	900	1048	1192	1376	1626
0	54	102	160	266	378	552	718	904	1050	1192	1372	1630
0	54	100	172	272	378	546	726	902	1052	1198	1372	1628
0	54	102	188	268	372	556	724	894	1050	1190	1374	1630
Promedio												
0	47.1	99.7	166.3	262.4	374.7	552.6	723.5	894.2	1053.9	1195.4	1372.8	1627.4
6 álabes semicirculares a 45 grados (6 AS 45)												
78	112	128	190	226	232	402	552	698	866	1038	1270	1566
76	116	128	192	226	230	396	560	696	874	1036	1288	1606
74	114	134	188	222	222	394	562	692	870	1036	1292	1608
74	108	132	192	228	226	392	560	696	876	1036	1292	1614
84	118	136	180	224	230	382	558	694	866	1040	1296	1614
76	118	140	180	226	236	390	560	698	862	1036	1292	1608
70	120	140	180	226	238	402	562	702	862	1038	1290	1606
76	120	136	180	222	242	396	560	696	870	1040	1292	1610
76	116	144	178	222	246	394	556	704	866	1044	1288	1608
68	118	146	176	226	248	396	564	702	874	1042	1294	1610



72	114	144	186	222	238	390	564	694	862	1038	1296	1610
58	114	152	184	220	240	384	564	704	864	1040	1290	1608
62	118	148	180	218	240	396	558	702	862	1030	1290	1614
54	116	148	174	216	238	396	562	710	866	1032	1288	1614
72	118	150	188	218	238	396	562	718	862	1038	1292	1612
58	120	152	182	220	242	396	564	712	872	1032	1296	1612
54	118	152	170	212	242	400	560	706	866	1036	1290	1612
56	118	148	184	220	242	396	568	708	868	1042	1292	1614
58	120	152	188	216	246	386	562	706	862	1034	1296	1612
74	116	126	188	216	242	396	562	716	864	1032	1296	1606

Promedio

68.5 116.6 141.8 183 221.3 237.9 394 561 702.7 866.7 1037 1291 1608.2

6 álabes semicirculares a 135 grados (6 AS 135)

0	0	102	128	162	192	354	524	678	842	1012	1248	1488
0	0	88	122	160	196	354	526	678	844	998	1246	1468
0	0	98	130	158	194	354	532	682	842	1004	1250	1498
0	0	88	86	158	194	348	528	678	840	1018	1250	1498
0	0	96	128	164	196	352	536	684	840	1004	1248	1510
0	0	88	122	160	198	354	530	680	842	1012	1256	1514
0	0	106	136	158	188	354	536	676	842	1004	1256	1514
0	0	96	134	158	188	354	534	678	846	1010	1262	1534
0	0	96	126	162	190	348	530	676	844	1008	1260	1534
0	0	94	128	162	198	352	536	676	842	1012	1260	1532
0	0	102	130	162	180	354	530	680	838	1010	1268	1534
0	0	102	112	168	190	352	534	684	838	1012	1272	1538
0	0	92	104	166	190	358	532	678	840	1010	1270	1538
0	0	118	122	166	194	352	534	680	840	1010	1276	1542
0	0	88	116	170	196	354	538	684	840	1012	1276	1540
0	0	94	126	164	200	352	536	682	840	1012	1280	1544
0	0	102	122	174	202	350	540	684	842	1008	1280	1548
0	0	88	126	178	200	354	532	686	842	1008	1284	1548
0	0	92	122	170	208	354	536	684	842	1008	1282	1552
0	0	104	124	174	204	354	534	686	846	1010	1276	1544

Promedio

0 0 96.7 122.2 164.7 194.9 352.9 532.9 680.7 841.6 1009.1 1265 1525.9

3 álabes semicirculares a 0 grados (3 AS 0)

92	122	160	224	270	308	436	558	660	774	876	1018	1214
70	114	158	226	270	304	442	554	658	772	876	1016	1230
64	122	156	224	268	306	442	556	660	766	876	1018	1250
80	116	162	220	266	306	442	560	658	768	878	1022	1228
70	114	160	220	264	308	440	558	654	770	876	1026	1222



Universidad Autónoma Chapingo

Ingeniería Agrícola y Uso Integral del Agua



70	110	158	220	264	304	442	556	656	770	874	1022	1218
76	110	160	218	270	300	438	556	656	770	876	1022	1234
70	112	150	218	270	302	440	554	656	770	876	1026	1242
68	112	158	210	268	302	436	556	656	766	880	1026	1238
70	118	156	212	272	304	438	558	656	770	878	1018	1250
68	126	158	218	272	304	440	556	656	768	878	1024	1258
66	112	168	214	274	302	440	556	656	768	878	1024	1234
60	110	162	218	272	304	436	558	658	768	878	1022	1238
80	106	158	216	274	306	438	558	658	768	878	1020	1226
70	124	160	214	270	304	436	556	658	766	878	1022	1246
64	100	154	218	268	304	436	554	658	772	878	1022	1252
76	104	162	218	270	300	436	558	656	768	878	1022	1252
84	106	158	226	268	302	438	556	658	768	878	1024	1230
70	102	166	222	274	302	440	554	658	766	878	1026	1230
64	106	170	220	272	304	438	556	656	770	874	1020	1248

Promedio

71.6 112.3 159.7 218.8 269.8 303.8 438.7 556.4 657.1 768.9 877.1 1022 1237

3 álabes semicirculares a 45 grados (3 AS 45)

0	0	0	0	0	0	0	66	122	174	210	270	342
0	0	0	0	0	0	0	68	122	172	224	264	348
0	0	0	0	0	0	0	72	104	174	208	262	356
0	0	0	0	0	0	0	70	100	176	202	266	360
0	0	0	0	0	0	0	62	102	172	198	268	364
0	0	0	0	0	0	0	64	102	160	214	260	366
0	0	0	0	0	0	0	66	102	170	220	258	368
0	0	0	0	0	0	0	76	100	172	200	264	368
0	0	0	0	0	0	0	74	102	174	212	262	364
0	0	0	0	0	0	0	64	104	174	224	262	368
0	0	0	0	0	0	0	64	100	150	208	262	372
0	0	0	0	0	0	0	68	102	150	208	262	382
0	0	0	0	0	0	0	66	100	150	220	270	384
0	0	0	0	0	0	0	68	102	160	222	270	384
0	0	0	0	0	0	0	70	102	162	200	268	382
0	0	0	0	0	0	0	62	98	152	220	268	382
0	0	0	0	0	0	0	66	98	154	214	268	368
0	0	0	0	0	0	0	68	100	172	198	274	378
0	0	0	0	0	0	0	66	106	176	202	268	380
0	0	0	0	0	0	0	66	114	168	204	270	386

Promedio

0 0 0 0 0 0 0 67.3 104.1 165.6 210.4 265.8 370.1



Velocidad del viento (m/s)												
2.4	2.7	3	3.4	3.7	4	5	6	7	8	9	10	11
4 álabes semicirculares a 0 grados (4 AS 0)												
0	0	0	0	0	0	118	270	400	502	584	704	838
0	0	0	0	0	0	112	272	396	506	590	704	840
0	0	0	0	0	0	114	278	394	506	582	704	846
0	0	0	0	0	0	118	272	394	510	588	696	844
0	0	0	0	0	0	118	274	392	510	586	700	842
0	0	0	0	0	0	110	282	392	510	590	700	844
0	0	0	0	0	0	110	282	388	512	586	706	842
0	0	0	0	0	0	114	282	390	510	586	698	844
0	0	0	0	0	0	116	278	394	508	590	698	842
0	0	0	0	0	0	110	274	392	508	588	694	844
0	0	0	0	0	0	112	274	392	512	588	696	844
0	0	0	0	0	0	110	280	394	510	588	700	844
0	0	0	0	0	0	112	278	394	508	586	700	842
0	0	0	0	0	0	116	278	394	506	584	702	844
0	0	0	0	0	0	112	280	394	508	586	700	844
0	0	0	0	0	0	112	276	394	508	592	696	840
0	0	0	0	0	0	108	274	396	510	584	692	840
0	0	0	0	0	0	112	282	394	510	590	696	844
0	0	0	0	0	0	116	278	398	506	592	700	844
0	0	0	0	0	0	110	280	398	508	594	696	844
Promedio												
0	0	0	0	0	0	113	277.2	394	508.4	587.7	699.1	842.8
4 álabes semicirculares a 45 grados (4 AS 45)												
0	0	0	0	0	92	178	286	444	616	730	924	1112
0	0	0	0	0	92	178	274	434	616	734	916	1130
0	0	0	0	0	108	178	278	430	616	738	916	1138
0	0	0	0	0	102	182	276	432	616	740	920	1138
0	0	0	0	0	106	178	270	430	612	746	918	1138
0	0	0	0	0	102	172	278	430	612	740	922	1142
0	0	0	0	0	82	182	276	428	614	742	914	1138
0	0	0	0	0	108	174	276	416	600	744	914	1138
0	0	0	0	0	104	176	270	422	606	740	912	1140
0	0	0	0	0	106	176	272	420	612	740	916	1140
0	0	0	0	0	94	176	274	422	620	748	924	1142
0	0	0	0	0	100	180	282	424	614	752	914	1138
0	0	0	0	0	102	174	276	424	618	748	914	1142
0	0	0	0	0	104	184	276	424	626	742	916	1142
0	0	0	0	0	106	176	276	422	616	742	912	1138



Universidad Autónoma Chapingo

Ingeniería Agrícola y Uso Integral del Agua



0	0	0	0	0	96	176	272	428	614	744	920	1144
0	0	0	0	0	98	184	278	426	622	742	912	1142
0	0	0	0	0	100	176	274	426	622	742	920	1138
0	0	0	0	0	100	182	276	426	598	750	924	1142
0	0	0	0	0	104	178	272	418	608	750	922	1138

Promedio

0	0	0	0	0	100.3	178	275.6	426.3	613.9	742.7	917.5	1138
---	---	---	---	---	-------	-----	-------	-------	-------	-------	-------	------

4 álabes semicirculares a 135 grados (4 AS 135)

0	0	0	70	76	132	240	378	524	688	830	1062	1316
0	0	0	68	74	134	236	378	530	694	838	1058	1340
0	0	0	66	74	136	228	378	534	694	842	1064	1344
0	0	0	72	78	124	222	374	528	702	844	1064	1352
0	0	0	76	76	128	228	378	528	702	846	1062	1370
0	0	0	66	78	130	224	376	526	702	848	1060	1368
0	0	0	66	72	130	224	372	532	700	852	1064	1366
0	0	0	60	78	128	222	378	536	694	858	1064	1366
0	0	0	64	78	124	222	380	532	702	848	1066	1366
0	0	0	68	76	126	222	382	532	700	838	1068	1364
0	0	0	70	82	126	220	390	526	702	848	1066	1362
0	0	0	66	86	128	224	388	522	690	852	1046	1354
0	0	0	74	86	120	224	382	518	692	852	1048	1346
0	0	0	64	90	128	222	378	528	696	852	1056	1350
0	0	0	70	88	128	226	376	538	702	838	1050	1356
0	0	0	64	84	128	226	378	526	698	844	1052	1354
0	0	0	64	88	132	224	384	522	694	842	1058	1362
0	0	0	60	84	130	226	388	528	704	850	1046	1360
0	0	0	56	86	124	228	390	528	706	850	1048	1362
0	0	0	60	88	126	224	388	530	692	840	1052	1358

Promedio

0	0	0	66.2	81.1	128.1	225.6	380.8	528.4	697.7	845.6	1057.7	1355.8
---	---	---	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------

2 álabes semicirculares a 0 grados (2 AS 0)

0	0	0	0	0	0	92	164	250	322	492	606	738
0	0	0	0	0	0	86	162	250	336	490	606	746
0	0	0	0	0	0	88	160	244	342	494	610	754
0	0	0	0	0	0	92	164	248	344	494	606	766
0	0	0	0	0	0	88	158	250	346	498	610	766
0	0	0	0	0	0	88	162	244	340	500	608	760
0	0	0	0	0	0	90	162	250	342	496	612	762
0	0	0	0	0	0	90	160	254	338	496	608	762
0	0	0	0	0	0	88	162	254	344	492	606	770
0	0	0	0	0	0	86	162	252	340	492	608	766



0	0	0	0	0	0	90	164	250	324	492	602	762
0	0	0	0	0	0	88	162	252	328	494	608	766
0	0	0	0	0	0	88	162	252	338	488	608	762
0	0	0	0	0	0	88	162	256	342	486	602	762
0	0	0	0	0	0	90	162	254	344	488	604	764
0	0	0	0	0	0	88	164	240	344	490	608	760
0	0	0	0	0	0	86	160	244	344	486	606	756
0	0	0	0	0	0	84	162	244	346	490	606	758
0	0	0	0	0	0	88	166	244	350	490	602	762
0	0	0	0	0	0	86	162	250	352	492	604	762
Promedio												
0	0	0	0	0	0	88.2	162.1	249.1	340.3	492	606.5	760.2
2 álabes semicirculares a 45 grados (2 AS 45)												
0	0	0	0	0	0	0	0	0	86	138	232	304
0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	140	228	300
0	0	0	0	0	0	0	0	0	86	136	232	302
0	0	0	0	0	0	0	0	0	82	142	234	306
0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	140	230	308
0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	140	230	306
0	0	0	0	0	0	0	0	0	88	136	232	314
0	0	0	0	0	0	0	0	0	88	136	230	310
0	0	0	0	0	0	0	0	0	86	136	234	316
0	0	0	0	0	0	0	0	0	82	142	236	314
0	0	0	0	0	0	0	0	0	82	132	234	324
0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	132	232	324
0	0	0	0	0	0	0	0	0	82	130	234	326
0	0	0	0	0	0	0	0	0	82	132	236	322
0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	132	238	322
0	0	0	0	0	0	0	0	0	82	136	242	322
0	0	0	0	0	0	0	0	0	82	138	236	320
0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	134	234	322
0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	132	240	330
0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	130	240	324
Promedio												
0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	135.7	234.2	315.8



Velocidad del viento (m/s)												
2.4	2.7	3	3.4	3.7	4	5	6	7	8	9	10	11
2 álabes semicirculares a 135 grados (2 AS 135)												
0	0	0	0	0	0	0	0	0	102	220	324	506
0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	214	318	506
0	0	0	0	0	0	0	0	0	98	212	322	496
0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	208	310	492
0	0	0	0	0	0	0	0	0	92	208	310	490
0	0	0	0	0	0	0	0	0	94	204	306	502
0	0	0	0	0	0	0	0	0	92	204	306	486
0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	200	314	496
0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	202	312	504
0	0	0	0	0	0	0	0	0	92	206	314	514
0	0	0	0	0	0	0	0	0	88	202	316	524
0	0	0	0	0	0	0	0	0	88	200	312	522
0	0	0	0	0	0	0	0	0	88	200	312	516
0	0	0	0	0	0	0	0	0	86	196	308	522
0	0	0	0	0	0	0	0	0	88	196	314	530
0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	200	320	526
0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	188	318	512
0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	186	318	508
0	0	0	0	0	0	0	0	0	84	186	318	520
0	0	0	0	0	0	0	0	0	82	190	314	520
Promedio												
0	0	0	0	0	0	0	0	0	90.1	201.1	314.3	509.6
6 álabes rectos a 45 grados (6 AR 45)												
0	0	0	0	0	0	72	130	220	330	474	910	1326
0	0	0	0	0	0	74	128	222	326	460	872	1314
0	0	0	0	0	0	74	132	216	328	466	848	1316
0	0	0	0	0	0	74	132	222	330	466	838	1318
0	0	0	0	0	0	74	130	218	328	464	830	1314
0	0	0	0	0	0	78	130	222	330	464	822	1324
0	0	0	0	0	0	80	130	222	328	462	814	1328
0	0	0	0	0	0	78	130	226	328	462	814	1330
0	0	0	0	0	0	78	130	224	328	464	814	1340
0	0	0	0	0	0	70	128	228	332	464	818	1348
0	0	0	0	0	0	78	130	224	332	462	822	1346
0	0	0	0	0	0	72	128	224	328	462	816	1342
0	0	0	0	0	0	72	130	218	332	468	822	1344
0	0	0	0	0	0	70	132	220	336	466	824	1342
0	0	0	0	0	0	70	130	218	340	466	818	1338



Universidad Autónoma Chapingo

Ingeniería Agrícola y Uso Integral del Agua



0	0	0	0	0	0	72	132	222	338	468	824	1332
0	0	0	0	0	0	70	132	222	336	470	824	1328
0	0	0	0	0	0	72	132	222	326	474	830	1328
0	0	0	0	0	0	72	132	220	332	476	830	1332
0	0	0	0	0	0	70	134	222	330	478	836	1324
Promedio												
0	0	0	0	0	0	73.5	130.6	221.6	330.9	466.8	831.3	1330.7
6 álabes abatibles (6 AA)												
0	0	0	0	0	0	0	66	76	86	88	89	98
0	0	0	0	0	0	0	61	78	85	87	92	98
0	0	0	0	0	0	0	61	77	87	88	88	99
0	0	0	0	0	0	0	61	76	86	87	92	101
0	0	0	0	0	0	0	59	77	87	87	93	98
0	0	0	0	0	0	0	61	80	85	89	93	100
0	0	0	0	0	0	0	64	79	86	89	94	99
0	0	0	0	0	0	0	60	77	87	91	93	101
0	0	0	0	0	0	0	63	76	87	89	97	103
0	0	0	0	0	0	0	59	77	85	92	97	102
0	0	0	0	0	0	0	63	79	86	90	96	105
0	0	0	0	0	0	0	59	80	87	90	95	101
0	0	0	0	0	0	0	56	79	86	90	96	105
0	0	0	0	0	0	0	59	79	85	88	94	102
0	0	0	0	0	0	0	61	79	86	90	100	107
0	0	0	0	0	0	0	59	78	86	89	97	106
0	0	0	0	0	0	0	63	78	87	90	97	109
0	0	0	0	0	0	0	59	79	86	90	95	111
0	0	0	0	0	0	0	59	77	85	91	99	107
0	0	0	0	0	0	0	61	75	86	93	98	107
Promedio												
0	0	0	0	0	0	0	60.7	77.8	86.05	89.4	94.75	102.95
4 álabes abatibles (4 AA)												
0	0	0	0	0	0	0	61	77	83	87	98	104
0	0	0	0	0	0	0	63	77	83	88	97	105
0	0	0	0	0	0	0	61	77	83	88	97	105
0	0	0	0	0	0	0	60	77	83	88	96	106
0	0	0	0	0	0	0	61	77	83	87	98	108
0	0	0	0	0	0	0	62	78	83	87	96	107
0	0	0	0	0	0	0	61	78	83	87	97	110
0	0	0	0	0	0	0	62	78	83	87	98	107
0	0	0	0	0	0	0	63	78	84	88	97	108
0	0	0	0	0	0	0	63	78	85	88	97	108



Universidad Autónoma Chapingo

Ingeniería Agrícola y Uso Integral del Agua



0	0	0	0	0	0	0	61	78	84	89	97	110
0	0	0	0	0	0	0	63	77	84	88	97	111
0	0	0	0	0	0	0	61	77	84	88	98	109
0	0	0	0	0	0	0	61	79	84	88	96	109
0	0	0	0	0	0	0	62	78	84	89	97	108
0	0	0	0	0	0	0	59	79	83	88	97	109
0	0	0	0	0	0	0	62	78	83	88	97	109
0	0	0	0	0	0	0	63	79	85	88	97	109
0	0	0	0	0	0	0	60	78	84	89	97	110
0	0	0	0	0	0	0	61	78	85	89	97	109
Promedio												
0	0	0	0	0	0	0	61.5	77.8	83.65	87.95	97.05	108.05
3 álabes abatibles (3 AA)												
0	0	0	0	0	69	71	73	85	97	108	123	142
0	0	0	0	0	69	71	73	86	97	108	122	143
0	0	0	0	0	69	71	75	83	99	107	124	143
0	0	0	0	0	69	71	75	85	98	107	123	143
0	0	0	0	0	70	71	74	86	98	108	122	143
0	0	0	0	0	70	71	78	85	97	109	124	143
0	0	0	0	0	70	72	75	84	97	108	124	144
0	0	0	0	0	70	71	73	83	96	108	123	144
0	0	0	0	0	69	72	71	83	96	108	123	144
0	0	0	0	0	70	71	76	83	96	108	123	144
0	0	0	0	0	69	72	74	84	95	108	123	143
0	0	0	0	0	69	71	75	85	96	106	123	144
0	0	0	0	0	70	71	79	85	96	108	123	144
0	0	0	0	0	70	72	78	82	95	108	124	144
0	0	0	0	0	70	72	79	85	96	107	123	144
0	0	0	0	0	70	72	80	83	94	108	124	144
0	0	0	0	0	70	72	79	85	95	108	123	144
0	0	0	0	0	69	71	81	82	95	108	124	143
0	0	0	0	0	69	72	80	84	94	108	124	143
0	0	0	0	0	70	73	80	84	95	109	123	144
Promedio												
0	0	0	0	0	69.55	71.5	76.4	84.1	96.1	107.85	123.25	143.5



Velocidad del viento (m/s)												
2.4	2.7	3	3.4	3.7	4	5	6	7	8	9	10	11
2 álabes abatibles (2 AA)												
0	0	0	0	0	0	52	63	75	88	99	112	130
0	0	0	0	0	0	52	62	74	88	98	112	130
0	0	0	0	0	0	51	62	74	88	98	112	130
0	0	0	0	0	0	52	63	75	88	99	112	131
0	0	0	0	0	0	52	63	74	88	100	112	131
0	0	0	0	0	0	52	62	75	88	99	113	131
0	0	0	0	0	0	52	63	75	89	99	113	131
0	0	0	0	0	0	53	63	75	89	99	113	131
0	0	0	0	0	0	52	63	74	88	98	112	131
0	0	0	0	0	0	52	63	75	89	99	113	132
0	0	0	0	0	0	51	63	75	88	100	112	132
0	0	0	0	0	0	53	60	75	88	99	113	132
0	0	0	0	0	0	53	59	75	88	99	113	131
0	0	0	0	0	0	53	59	74	89	99	113	132
0	0	0	0	0	0	52	59	76	88	99	113	132
0	0	0	0	0	0	52	61	76	89	98	113	131
0	0	0	0	0	0	52	64	75	89	99	113	132
0	0	0	0	0	0	51	63	75	89	98	113	132
0	0	0	0	0	0	53	64	75	89	98	112	132
0	0	0	0	0	0	52	63	76	89	99	113	131
Promedio												
0	0	0	0	0	0	52.1	62.1	74.9	88.45	98.8	112.6	131.25



APÉNDICE B

Velocidad de viento necesaria para inicio de movimiento de la turbina (m/s)									
6 álabes semicirculares a 0 grados (6 AS 0)									
0.9	2.1	5.2	2.1	7	7.1	5.8	6.5	6.6	2.5
4	6.5	2.5	5.3	7.2	5.6	6.2	4.9	5.8	2.1
6 álabes semicirculares a 45 grados (6 AS 45)									
3.2	5.8	6.4	5.2	6.8	7.2	5.2	7.8	7.5	10.8
5.9	7.8	6.8	11.6	7.1	8.7	8	6.5	7.2	8.1
6 álabes semicirculares a 135 grados (6 AS 135)									
11	10.9	8	8.5	8.2	13.3	18	8.9	8.5	8.9
7.6	10	9.5	6.1	4.4	5.4	11.3	8.3	10.5	9.5
4 álabes semicirculares a 0 grados (4 AS 0)									
5.8	2.5	5.2	3.2	4.2	2.1	4.2	3.2	3.5	5
4.9	3.2	5.6	1.6	3.8	1.6	4.2	2.5	2.9	1.6
4 álabes semicirculares a 45 grados (4 AS 45)									
26.2	13.9	20	25.5	5.4	25.5	18	8	5.8	5
18.6	19.5	25.5	11.1	21.6	21	11.4	9.5	13.9	23.7
4 álabes semicirculares a 135 grados (4 AS 135)									
2.5	9	7.2	6.4	4.7	3.2	2.9	3.2	5	3.5
2.1	3.5	2.1	5.4	3.5	2.5	2.5	4.4	4.4	2.5
3 álabes semicirculares a 0 grados (3 AS 0)									
2.5	3.8	1.6	2.1	2.1	0.9	2.1	2.5	0.9	2.5
3.2	3.2	0.9	0.9	3.5	4	3.5	1.6	0.9	2.3
3 álabes semicirculares a 45 grados (3 AS 45)									
6.4	6.4	6.1	5.4	5.2	5.4	5.6	5	6.5	6.5
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 álabes semicirculares a 0 grados (2 AS 0)									
6.2	5.9	6.8	6.5	5.4	6.5	6.8	7.2	6.2	6.2
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 álabes semicirculares a 45 grados (2 AS 45)									
10.7	9.3	12.3	9.7	10	19.5	33.4	10.5	15.4	10.2
9.7	10.4	21	21.9	10.9	33.4	16.1	16.7	9.9	33.5
2 álabes semicirculares a 135 grados (2 AS 135)									
13.3	18	7.8	11.4	18.8	7.5	10.7	10.6	12.4	20.9
12.7	28.7	11.9	11.4	12.7	11.2	13.2	13	9.3	10.8



6 álabes rectos a 45 grados (6 AR 45)									
6.8	9.4	11.5	9.1	12.9	16.8	10.4	10.5	11.5	12.6
11.1	11.6	6.2	10.4	13.3	5.8	19.6	15.3	10.8	20.2
3 álabes rectos a 0 grados (3 AR 0)									
16	14.9	15.9	14.7	13.4	13.5	15.4	13.5	15	14.9
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 álabes abatibles (6 AA)									
6.5	8.3	6	9.5	9.8	8.8	6	6	6.8	6.8
7	6.5	8	7.7	7.3	6.5	7	8	6.8	9.3
4 álabes abatibles (4 AA)									
8.3	8.8	6.5	7.7	6.5	7	5.7	6	7.3	7.7
6.5	8.3	5.7	7.7	7.3	6.5	7	7.7	8.3	7.7
3 álabes abatibles (3 AA)									
7.7	5	7.3	7.7	5.3	6	6.5	4.4	4	4
5.7	7	4.7	4	5	7.3	7.3	5	6	7.3
2 álabes abatibles (2 AA)									
7.7	7.3	8	7.7	6.5	6.5	5.3	6	5.7	6.8
5.3	5.3	6	6.5	6.8	6.5	6.8	8.8	6.8	8.3

Nota: El símbolo (-) indica que no se tomó la lectura, debido a que la turbina se estabilizaba en una posición y no giraba sin importar la velocidad del viento. En estos casos se tomaron muestras hasta obtener 10 datos.



APÉNDICE C

Hora	dB	V _T (rpm)	V (m/s)	Hora	dB	V _T (rpm)	V (m/s)
16:13:01	82.22	0	0.69	20:31:01	81.59	29.11	1.19
16:15:31	84.94	0	1.07	20:33:01	84.85	0	0.35
16:18:01	84.96	0	0.53	20:39:31	84.84	0	0.63
16:26:31	84.99	0	0.38	20:48:01	84.84	0	0.41
16:41:01	84.85	0	0.35	21:06:01	84.84	0	0.5
16:43:01	84.97	0	0.79	21:17:31	84.83	10.18	0.91
16:44:31	85.01	0	0.53	21:23:31	84.83	0	0.5
16:57:31	84.99	41.98	1.1	21:53:01	81.58	0	0.44
17:11:01	84.99	43.91	0.94	21:55:01	84.82	0	0.06
17:13:01	85.04	0	0.38	22:13:01	83.53	0	0.25
17:31:01	85.01	31.41	1	22:54:01	84.82	0	0.57
17:48:01	84.99	0	0.69	23:01:01	80.76	0	0.35
17:56:01	81.97	21.12	0.91	23:25:31	84.82	0	0.53
18:08:31	84.99	30.95	0.97	23:33:01	82.57	0.08	1.04
18:11:01	84.93	22.31	0.79	23:34:01	84.83	0	0.31
18:11:31	80.63	4.12	0.38	23:35:01	84.82	0	0.5
18:12:01	84.96	16.43	0.91	23:37:01	84.81	20.57	1.04
18:20:01	84.94	0	0.94	23:39:31	84.82	0	0.5
18:26:31	84.95	0	0.47	23:54:31	84.83	0	0.35
18:38:31	84.93	0	0.06	0:01:31	84.82	0	0.28
18:43:31	84.91	42.44	1.07	0:09:01	82.85	0.44	0.5
18:46:01	83.28	34.9	0.79	0:23:31	84.82	0	0.38
18:47:01	84.92	0	0.25	0:28:31	81.74	0	0.53
18:53:01	84.9	0	0.41	0:34:31	84.61	17.17	1.1
19:03:31	84.99	50.71	1.16	6:02:01	80.02	0	0.91
19:04:31	84.9	1.82	0.38	6:07:31	84.76	0.08	0.79
19:05:31	84.89	0	0.57	7:01:31	80.49	0	0.22
19:10:31	84.9	0	0.22	7:20:01	81.99	0	0.03
19:12:01	82.59	23.97	0.88	7:54:31	84.37	0	0.38
19:12:31	84.91	12.48	0.75	8:16:01	84.84	0	0.44
19:15:31	84.89	0	0.63	8:42:01	80.33	0	1.1
19:16:31	84.92	0	0.63	8:45:01	81.3	0	0.63
19:21:01	82.77	0	0.53	8:57:01	84.85	0	0.44
19:32:31	80.55	0	1.07	9:14:01	82.42	0	0.31
19:35:01	83.68	0	0.25	9:15:01	84.87	0	0.03
19:40:31	84.89	0	0.57	9:22:31	84.87	0	0.03
19:43:01	80.34	11.93	0.66	9:40:31	84.89	0	0.7
19:43:31	83.38	0	0.5	10:06:31	84.39	0	0.41
19:44:01	84.86	0	0.28	10:20:31	80.39	39.22	0.75
19:53:31	83.72	0	0.6	10:33:31	84.95	17.08	0.66
20:23:01	81.34	11.47	0.66	10:35:01	84.95	26.08	0.94
20:28:01	84.86	30.4	0.91	10:43:31	84.94	23.6	0.7
20:30:31	84.89	30.49	0.94	11:01:31	82.78	0	0.38