



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE YUCATÁN

FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIDAD DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE UN MODELO
DE UN AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL EN EL TÚNEL DE
VIENTO**

TESIS

PRESENTEADA POR:

CARLOS IVÁN ESTRELLA EUÁN

EN OPCIÓN AL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

OPCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES

**MÉRIDA, YUCATÁN, MÉXICO
2020**

AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN

Aunque este trabajo hubiere servido para el Examen Profesional y hubiere sido aprobado por el sínodo, sólo el autor es responsable de las doctrinas emitidas en él.

RESUMEN

En esta tesis se diseñó, con ayuda de los programas computacionales *Qblade*, *Solid Works* y *Sketch Up*, un rotor de eje vertical de seis aspas utilizando el perfil aerodinámico tipo NACA0018, las dimensiones del modelo a escala fueron de 52cm de diámetro y 44cm de alto. Las aspas se imprimieron en 3D y el HUB se hizo con corte laser sobre una placa de acrílico de 6mm. Una vez armado el aerogenerador de eje vertical (VAWT) se puso a prueba en el túnel de viento de ciclo abierto de la facultad de ingeniería de la Universidad Autónoma de Yucatán, en donde se colocaron sensores de velocidad de viento, velocidad angular y de torque para estimar el par-motor. Se hizo una segunda prueba conectándolo a un generador eléctrico de 400W para comparar la energía mecánica y eléctrica. Se calcularon los coeficientes de torque y de potencia con los datos obtenidos en los ensayos. Se obtuvo un máximo coeficiente de potencia de 0.52 @ 4m/s con una relación de velocidad de punta (TSR) de 0.85.

ABSTRACT

In this thesis a six-bladed vertical axis rotor, using the NACA0018 type aerodynamic profile, was designed using the *Qblade*, *Solid Works* and *Sketch Up* computer programs. The dimensions of the scale model are 52cm in diameter and 44cm high. The blades were 3D printed and the HUB was made from a laser cut on a 6mm acrylic. Once the vertical axis wind turbine (VAWT) was assembled, it was tested in the open cycle wind tunnel of the engineering faculty of the Autonomous University of Yucatan, where wind speed, rotor angular speed and torque sensors were placed to estimate the motor torque. A second set of tests were done by placing a 400W electric generator to compare mechanical and electrical energy. Torque and power coefficients were calculated with the data obtained in the tests. A maximum power coefficient of 0.52 @ 4m/s was obtained with a tip speed ratio (TSR) of 0.85.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVO	3
ANTECEDENTES	3
CAPÍTULO 1. AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL	6
1.1 Principio de operación.....	6
1.1.1 Rotor.....	8
1.1.2 Generador eléctrico.....	15
1.2 Potencial eólico	22
1.2.1 Potencia del recurso eólico.....	22
1.2.2 Potencia extraíble del viento.....	24
1.2.3 Potencia del aerogenerador	28
1.3 Túnel de viento	32
1.3.1 Acción del viento sobre una estructura de un grado de libertad	33
1.3.2 Caracterización de aerogeneradores.....	35
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	39
2.1 Rotor	39
2.1.1 Selección de perfiles.....	39
2.1.2 Diseño en 3D	42
2.2 Generador	49
2.2.1 Componentes del generador	49
2.3 Sistema de monitoreo.....	53
2.3.1 Sensor par-motor	53
2.3.2 Instrumentación adicional	61
2.3.3. Adquisidor de datos.....	62
2.3.4 Calibración de instrumentos.....	63
2.4 Banco de pruebas final.....	65
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	67
3.1 Coeficiente de torque vs relación de velocidad de punta (C_T vs TSR)	71
3.2 Curva de par-motor vs velocidad rotacional rotor (T_T vs RPM)	72
ANEXO 4. Análisis dimensional	74
3.3 Coeficiente de potencia y relación de velocidad de punta (C_P vs TSR)	88
3.4 Curva de potencia vs relación de velocidad de punta (P vs TSR)	90
CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	92
ANEXO 1. Efecto de la longitud de diámetro en turbinas de eje vertical correspondiente al TSR óptimo	94
ANEXO 2. Parámetros adimensionales asociados a un fluido	95
ANEXO 3. Propiedades del aire seco	96

ANEXO 4. Análisis dimensional	97
APÉNDICE 1. Recopilación de datos de 4 a 8 m/s	110
REFERENCIAS	111

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1 Combinación de puertos para activar las velocidades seleccionadas	56
TABLA 2 Configuración de las variables para accionar el servoaccionador.....	56
TABLA 3 Recopilación de información de horario de pruebas para crear programa en Matlab.	70
TABLA 4 Comparación de resultados con diferentes trabajos de diferentes autores. Donde N/A no aplica y NE no especificado.	92
TABLA 5 Magnitudes que intervienen en el movimiento de un fluido.	95
TABLA 6 Parámetros asociados a las magnitudes de un fluido.	95
TABLA 7 Propiedades del aire seco a 1,01325 Bar.....	96
TABLA 8 Diferentes sistemas de medición.....	99
TABLA 9 Datos obtenidos en el túnel de viento del aerogenerador impreso en 3D	110

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 0.1 Diagrama de torque y velocidad de viento de la revista Messtechnische Briefe, MTB 1981	4
FIGURA 1.1 Componentes de un aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus de 6 aspas.	6
FIGURA 1.2 Gráfica de potencia vs velocidad de viento de un aerogenerador comercial de 260w.	7
FIGURA 1.3 Coeficiente de potencia Vs TSR de diferentes turbinas eólicas.	8
FIGURA 1.4 Componentes de un perfil aerodinámico para aerogeneradores.	9
FIGURA 1.5 Perfil aerodinámico NACA 4412 bajo pruebas de flujo en un túnel de viento.	10
FIGURA 1.6 Fuerzas resultantes en el movimiento rotacional de las aspas.	11
FIGURA 1.7 Análisis del flujo en CFD con mallado bidimensional de un rotor VAWT de tres palas.....	12
FIGURA 1.8 Generador síncrono de imanes permanentes con esquema de sus 3 fases.	15
FIGURA 1.9 Diagrama eléctrico de los generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG).	17
FIGURA 1.10 Flujo de potencia del generador de inducción doblemente alimentado en modo de generación: (a) sub-síncrono y (b) super-síncrono.....	19
FIGURA 1.11 Tipos de generadores síncronos de imanes permanentes: Radial (A), Axial (B).	21
FIGURA 1.12 Áreas con gran potencial eólico en México. Fuente: sitio web del Secretario de Energía.	22
FIGURA 1.13 Mapa del recurso eólico del laboratorio nacional de energías renovables de los estados unidos. ...	24
FIGURA 1.14 Desviaciones de viento provocadas por el aerogenerador.	26
FIGURA 1.15 Representación gráfica del torque y la fuerza que se ejerce sobre una palanca.	31
FIGURA 1.16 Esquema de un túnel de viento, el flujo de aire se indica con flechas azules.	32
FIGURA 1.17 Esquema de vibraciones longitudinales de una estructura empotrada.	34
FIGURA 1.18 Esquema de vibraciones transversales de una estructura empotrada.....	35
FIGURA 2.1 Comparación de varios perfiles NACA en el programa Qblade.	39
FIGURA 2.2 Simulación de los rotores con perfiles en el programa QBlade.	40
FIGURA 2.3 A) Cp vs TSR utilizando perfiles NACA 0018. B) Gráfico de Torque vs Theta extraído del programa Qblade.	41
FIGURA 2.4 Acción del viento sobre los vórtices del aerogenerador. Rendimiento aerodinámico.....	41
FIGURA 2.5 Conjunto de 3 piezas (A, B, C) que forman un aspa del rotor.	42
FIGURA 2.6 A) Piezas impresas en 3D que conforman 1 aspa. B) Piezas unidas con el pegamento Epoxi.	43
FIGURA 2.7 Características del HUB de 52cm de Diámetro.....	44
FIGURA 2.8 Adaptador de tracción con 8 tornillos, 6 para sujetar el HUB y 2 para sujetar el eje.....	45
FIGURA 2.9 Adaptador de tracción, presenta aerodinamismo, solidez y robustez optimizando el material.	46

FIGURA 2.10 Conjunto de eje, HUB y adaptador de tracción acoplados con 8 tornillos en total.	46
FIGURA 2.11 A) El aspa encaja en el HUB. B) El adaptador de tracción sujeta el HUB con 8 tornillos.	47
FIGURA 2.12 A) Tubo de aluminio anodizado de 1" usado como eje. B) Rodamiento empleado (tipo chumacera).	47
FIGURA 2.13 Modelo del rotor final con 0.2288m ² de área de barrido dentro de un cubo de 1 x 1 x 1m similar a las características de la cabina de ensayos del túnel de viento.	48
FIGURA 2.14 Fotografía del modelo a escala dentro del túnel de viento.	48
FIGURA 2.15 Análisis de esfuerzos y torsión del disco simulado en solidworks.	49
FIGURA 2.16 Análisis de esfuerzos en la cara superior de los imanes.	50
FIGURA 2.17 Diseño del espaciador en Solidworks.	51
FIGURA 2.18 Análisis de los esfuerzos ejercidos al espaciador.	52
FIGURA 2.19 Diseño de los anillos deslizantes.	52
FIGURA 2.20 A) de color rojo el sensor de torque Futek TRS605. B) datalogger MadgeTech modelo Volt101A.	54
FIGURA 2.21 Esquema de conexión del sensor de torque a la PC para lectura de datos.	54
FIGURA 2.22 Servomotor marca Kinco, se observan en la parte inferior las dos terminales de conexión.	55
FIGURA 2.23 Diagrama de conexiones del Servoaccionador.	55
FIGURA 2.24 Dispositivo controlador de cambios de velocidad rotacional (RPM) del servomotor.	57
FIGURA 2.25 Diferentes adaptadores impresos en 3D, parte del sistema de medición par-motor.	58
FIGURA 2.26 A) Estructura de soporte para el sistema de medición de par-motor. B) Sistema de medición armado, de colores azul, gris y blanco se muestran los tres coples impresos en 3D.	59
FIGURA 2.27 Esquema de calibración de torque por medio de una masa.	60
FIGURA 2.28 A) manómetro empleado para medir velocidad de viento. B) sensor óptico rotacional.	61
FIGURA 2.29 A) Esquema del banco de pruebas adaptado a un túnel de viento. B) Controlador del túnel.	65
FIGURA 2.30 A) sistema de medición de torque conformado por el servomotor con su controlador y el sensor de torque. B) sistema de medición de potencia conectado a un generador (GSIP) de 400W.	66
FIGURA 2.31 A) Aerogenerador en operación, situado en la cabina de ensayos del túnel de viento de la Facultad de Ingeniería de la UADY. B) Imagen del banco de pruebas desde el exterior de la cabina de ensayos.	66
FIGURA 3.1 Revoluciones por minuto del rotor VS velocidad de viento en el túnel de ensayos.	67
FIGURA 3.2 Resultados de par-motor vs rpm para diferentes velocidades de viento (2 a 12 m/s).	68
FIGURA 3.3 Coeficiente de Torque (C_T) VS Relación de velocidad de punta (TSR) @ 2-8 m/s.	69
FIGURA 3.4 Resultados de par-motor vs rpm para diferentes velocidades de viento (3 a 8 m/s).	70
FIGURA 3.5 Coeficiente de Torque (C_T) VS Relación de velocidad de punta (TSR) @ 4-8 m/s.	71
FIGURA 3.6 Coeficiente de Potencia (C_P) VS Relación de velocidad de punta (TSR) @ 4-8 m/s.	71
FIGURA 3.7 Torque VS RPM. Curvas con ecuaciones polinómicas.	72
FIGURA 0.1 Coeficiente de Potencia (C_P) VS Relación de velocidad de punta (TSR) @ 4-8 m/s. Curvas con ecuaciones polinómicas.	88
FIGURA 0.2 Coeficiente de Torque (C_T) VS Relación de velocidad de punta (TSR) @ 4-8 m/s.	88
FIGURA 0.3 Variación del torque (Nm) generado a diferentes velocidades de viento y a diferentes RPM en orden de los números de datos registrados por el programa (de 0 a 49,000).	89
FIGURA 0.4 Potencia Mecánica (P_M) VS Relación de velocidad de punta (TSR).	90
FIGURA 0.5 Potencia Eléctrica (P_E) VS Velocidad de viento (W_s).	91
FIGURA 0.1 Modelo a escala del aspa analizado.	97
FIGURA 0.2 Figura Similitud geométrica.	102
FIGURA 0.3 Figura Similitud cinemática.	102
FIGURA 0.4 Figura Similitud dinámica.	103

INTRODUCCIÓN

Hay algunas cuestiones preocupantes con respecto a la futura producción energética en el mundo, la más obvia es la dependencia del petróleo por parte de la sociedad. Se han presentado diferentes estimaciones sobre cuándo comenzará a agotarse el petróleo, pero antes que esto suceda, será demasiado costoso extraerlo. El problema más grave con el consumo de petróleo en el mundo no es el agotamiento del recurso, sino las preocupaciones ambientales como el efecto invernadero, que se debe, principalmente, al aumento de las emisiones causadas por la actividad humana. Otro tema debatido es el futuro de la energía nuclear, la cual, es una fuente de energía sin emisiones inmediatas, sin embargo, un accidente en una planta nuclear podría ser catastrófico, además, se debate el derecho ético de dejar residuos nucleares para futuras generaciones.

Se necesita producir más electricidad a medida que aumenta el consumo y la energía eólica es una alternativa para evitar el uso de fuentes de energía fósil. En 2007 la energía eólica tenía una capacidad instalada de casi 20 GW en el mundo, que cubría aproximadamente el 1% del consumo mundial de electricidad (BTM, 2008). Para finales del 2018 la capacidad de las turbinas eólicas instaladas en todo el mundo alcanzó los 597 GW (WWEA, 2019). En México, la energía eólica representa el 7.4% de la capacidad instalada total, con 6.5 GW para el 2019. En los últimos años, el país ha aumentado su infraestructura de parques eólicos en un 300% (REVE, 2019).

Existen turbinas eólicas con eje de rotación horizontal y con eje de rotación vertical, ambas se basan en fuerzas de sustentación y de arrastre. La más utilizada para generar potencia eléctrica es la de sustentación, este tipo de aerogeneradores tienden a tener una velocidad angular (en la punta del aspa) de hasta 4 veces mayor que la velocidad del viento y los más eficientes alcanzan un coeficiente de potencia (C_p) cercano a 0.3 (Kjellin, et. al 2010).

Para los diferentes tipos de aerogeneradores, se han desarrollado los principales subsistemas de conversión de energía. Los más utilizados para aplicaciones de pequeña y mediana escala son los generadores síncronos de imanes permanentes (GSIP) que son tipos de máquinas eléctricas rotativas capaces de transformar energía mecánica en energía eléctrica. Entre los diferentes tipos de generadores síncronos existen los de tipo trifásico, que son los más comunes en aplicaciones de energía eólica. Basan su funcionamiento en la Ley de Faraday y la inducción electromagnética, es decir, cuando un conductor eléctrico y un campo magnético se mueven de manera relativa uno respecto al otro, se induce en el conductor una diferencia de potencial.

A principios de la década de 1980, no se estaba seguro de si la energía eólica podría generar energía eléctrica a escala masiva. Para aclarar esto, se requerían mediciones de torque, cuyos experimentos servirían para medir el desempeño de las turbinas y determinar el potencial de los aerogeneradores en el mundo.

El modelo a escala presentado consta de una turbina eólica de eje vertical con 6 aspas y perfiles aerodinámicos tipo NACA 0018, así como de un generador síncrono de imán permanente (GSIP) comercial. El análisis de su comportamiento se realiza en un túnel de viento y se evalúan, con sensores de torque, la potencia mecánica y, con sensores de corriente, la potencia eléctrica.

OBJETIVO

Diseñar y construir un aerogenerador de eje vertical de 6 aspas ideal para vientos de baja velocidad y obtener curvas de potencia, par-motor y relación de velocidad de punta en un túnel de viento.

ANTECEDENTES

Las turbinas eólicas de eje vertical (VAWT por sus siglas en inglés) se componen de dos partes principales: *el rotor y el generador eléctrico*. La energía cinética del viento se transforma, por medio del rotor, a energía mecánica y se transmite con un movimiento rotatorio, a través del eje, hacia el generador eléctrico.

En la literatura, muchos autores han estudiado el rendimiento aerodinámico de las VAWT tipo Darrieus y en resumen existen dos enfoques principales: modelos a escala analizados en túneles de viento y dinámica de fluidos computacional (CFD por sus siglas en inglés). Aunque la CFD ha sido una herramienta de diseño útil para estudiar la eficiencia de las turbinas eólicas, la generación de mallas en análisis tridimensionales requiere mucho tiempo para la simulación. Además, evalúa matemáticamente el rendimiento del rotor obteniendo la potencia mecánica, mientras que en un túnel de viento se puede estudiar la conversión de potencia mecánica a eléctrica.

En las turbinas eólicas, el rotor capta la energía cinética del viento transformándola a energía mecánica (P_M) por medio del rotor, cuya fuerza resultante es el par-motor o torque. Podemos ver, en la ecuación (1), que para calcular la potencia mecánica es necesario conocer el par (T_T) y la velocidad angular (ω).

$$P_M = T_T \text{ [Nm]} \times \omega \text{ [rad/s]} \quad (1)$$

Hay varios tipos de generadores eléctricos disponibles para turbinas eólicas. Según un estudio realizado por Hansen (2004), entre los años 1998 a 2002, las máquinas de inducción dominaban el mercado para la generación de energía eólica, pero se estaba reemplazando lentamente por un generador de inducción doblemente alimentado de velocidad variable. El uso del generador síncrono también estaba aumentando lentamente y tenía una cuota de mercado mundial de aproximadamente el 20% en 2002 (Hansen et. al, 2004).

Uno de los primeros experimentos para la obtención del par-motor (o torque), fue el proyecto de investigación ET 4063, financiado por el Ministerio Federal de Investigación y Tecnología e Industria de Alemania, en el que se ha demostrado que la energía eólica puede contribuir a asegurar nuestros suministros de energía eléctrica. Se utilizó el transductor de par T30FN que ofrece un par nominal de 10 kNm. La letra *F* en el nombre del modelo se refiere al método de transmisión de señal modulada medido en frecuencia (Hz), no existe un contacto físico entre el transductor y el generador, por lo tanto, se minimizan errores de medición. La letra *N* designa la medición de velocidad de rotación magnética integrada. Con base en los datos recabados, la potencia mecánica se determina a partir del par y la velocidad rotacional (Lauer, 1981).

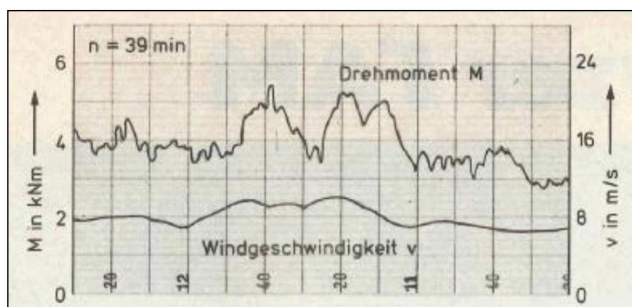


FIGURA 0.1 Diagrama de torque y velocidad de viento de la revista Messtechnische Briefe, MTB 1981

La FIGURA 0.1 muestra la relación entre la velocidad del viento y el par, el cual, aumenta al aumentar la fuerza del viento, mientras que la velocidad de rotación permanece sin cambios. El resultado es que se genera potencia mecánica adicional lo que también significa que el generador puede producir más potencia eléctrica (MTB, 1981).

En 2000, la compañía ABB intentó comercializar un gran GSIP de accionamiento directo con un estator de cable para energía eólica, se llamó *Windformer* y se basó en la tecnología *Power-former* (ABB, 2000). Varios de los generadores recientemente lanzados para el aprovechamiento de la energía eólica utilizan una tecnología similar con pocos componentes, accionamiento directo e imanes permanentes (Jöckel, 2006).

En 2007 el principal fabricante de turbinas eólicas de Alemania, Enercon, utilizó generadores electromagnéticos síncronos de accionamiento directo y tenía una cuota de mercado del 14%. Históricamente, los imanes permanentes han sido muy caros, pero el precio ha disminuido en los últimos años, lo que hace que cada vez sean más económicamente viables usarlos. Los generadores síncronos de imanes permanentes (GSIP) son especialmente comunes en turbinas eólicas pequeñas (BTM, 2007).

En 2012, Feng, et al. (2012) realizaron un experimento para analizar el torque y coeficiente de potencia de un modelo a escala de un aerogenerador de eje vertical, el cual, tenía la particularidad de combinar dos tipos de VAWT, un savonius adaptado en el centro de un Darrieus. Basados en análisis teóricos aerodinámicos y el torque dinámico obtenido en un túnel de viento se obtuvo la potencia, el coeficiente de potencia y la relación de velocidad de punta. En este trabajo se halló que el torque que presenta un rotor tipo savonius a bajas velocidades de viento compensa el mínimo torque que el rotor Darrieus presenta a esas mismas velocidades.

Hoy, la energía eólica es una de las principales energías renovables y sigue siendo un mercado del futuro con tasas de crecimiento atractivas. Ha habido un aumento en el orden de 10 en la potencia nominal de éstas en poco menos de 15 años. Este aumento resulta principalmente por modificaciones en el área efectiva de captación de viento, duplicar el diámetro cuadruplica el área efectiva. A principios de la década de 1990, la potencia nominal promedio de una turbina eólica era de 200 kW, hoy asciende a 5 MW.

A continuación, se describen los principios de operación de una turbina de eje vertical.

CAPÍTULO 1. AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL

1.1 Principio de operación

Un aerogenerador es un dispositivo que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica, tiene dos principales componentes: el rotor conformado por *los perfiles aerodinámicos, aspas y eje* y el generador eléctrico conformado por *imanes, discos y bobinas*. Funcionan captando el viento por medio de las aspas, que generan una fuerza de sustentación con un vector de fuerza que genera energía mecánica por medio del rotor. Las turbinas de eje vertical (VAWT) captan el viento proveniente de todas direcciones. Este movimiento rotativo es transportado hacia el generador eléctrico mediante el eje (ACCIONA, 2014).

Los elementos que conforman un aerogenerador de eje vertical se presentan en la FIGURA 1.1. Las aspas se indican con el número 1, captan la energía del viento y son las encargadas de convertir el movimiento lineal del viento en un movimiento de rotación. El número 2 indica el HUB, que contiene el mismo número de brazos que de aspas. El número 3 indica el eje, que transmite el movimiento rotativo proveniente de las aspas al generador. El número 4 señala la base del rotor, que se compone de un rodamiento, y el número 5, indica el generador eléctrico.

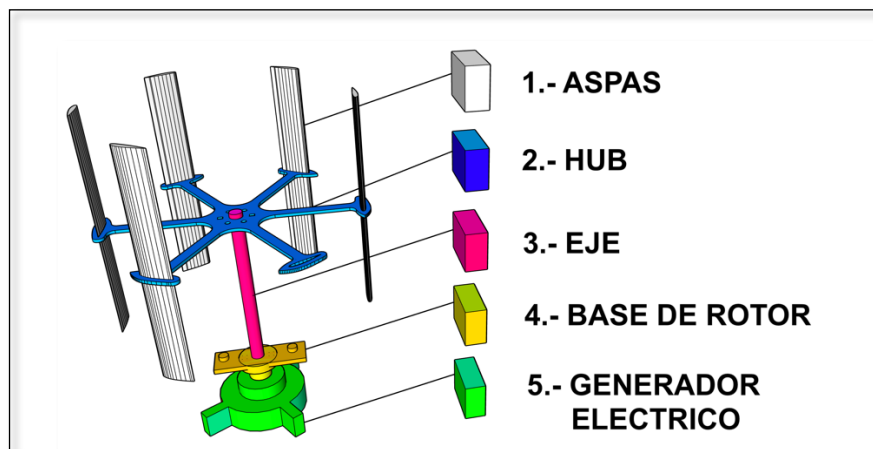


FIGURA 1.1 Componentes de un aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus de 6 aspas.

Existe una gráfica característica de los aerogeneradores en donde se representa el comportamiento general del mismo, ésta se muestra en FIGURA 1.2, en donde se ejemplifica el comportamiento desde el arranque hasta el corte en función de la velocidad de viento. La velocidad de arranque es la velocidad del viento a la cual el dispositivo empieza a producir electricidad, no significa la velocidad a la cual el rotor empieza a girar puesto que esto ocurre antes, la velocidad nominal es la velocidad del viento en donde se alcanza la potencia nominal del aerogenerador y la velocidad de corte es la velocidad del viento a la cual reaccionan los sistemas de seguridad para frenar el rotor.

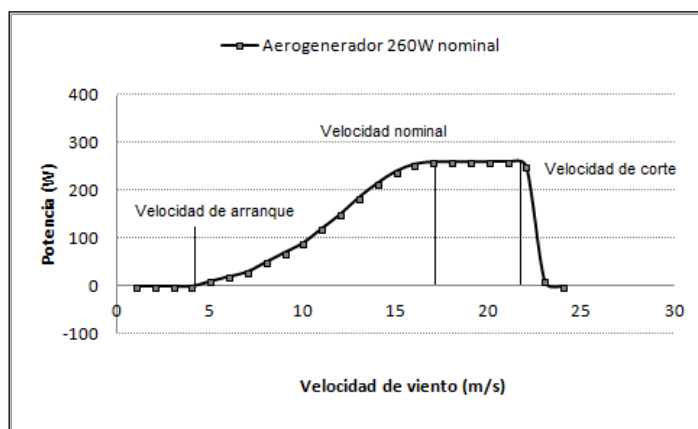


FIGURA 1.2 Gráfica de potencia vs velocidad de viento de un aerogenerador comercial de 260w.

El coeficiente de potencia (C_p) de una turbina eólica indica la cantidad de energía cinética del viento que el rotor es capaz de convertir a energía mecánica. La relación de velocidad de punta (TSR o λ) es la relación entre la velocidad tangencial en la punta del perfil respecto a la velocidad no perturbada del viento incidente, se relaciona con el coeficiente de potencia de la turbina y, por lo tanto, con su eficiencia en la transformación de la energía eólica. Existen diferentes tipos de aerogeneradores los cuales difieren en su C_p , por lo que los valores de TSR varían dependiendo de cada uno, como se muestra en la FIGURA 1.3. El diseño Darrieus tiene los valores más altos de eficiencia entre los rotores de eje vertical (VAWT) y tiene diferentes variantes (Kjellin, et al 2010).

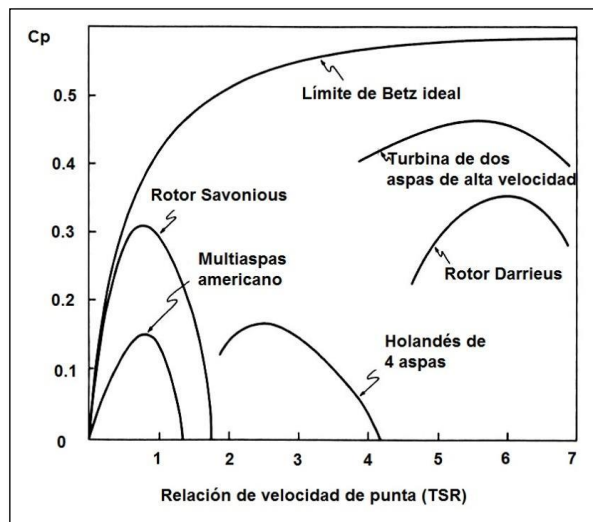


FIGURA 1.3 Coeficiente de potencia Vs TSR de diferentes turbinas eólicas.

En la FIGURA 1.3 se muestra en el eje horizontal una escala del 1 al 7 que representa la relación de velocidad de punta, en donde el valor indica cuántas veces más rápido puede girar el rotor en comparación con la velocidad de viento incidente. La gráfica puede comportarse de manera diferente al tratarse de modelos a escala (ANEXO 1. Efecto de la longitud de diámetro en turbinas de eje vertical correspondiente al TSR óptimo).

1.1.1 Rotor

1.1.1.1 Perfiles aerodinámicos

El diseño de los perfiles aerodinámicos y de las aspas que conforman un rotor, es uno de los fundamentos de diseño más influyentes en el rendimiento de la turbina y se compone de las partes indicadas en la FIGURA 1.4 (Cáceres, 2014):

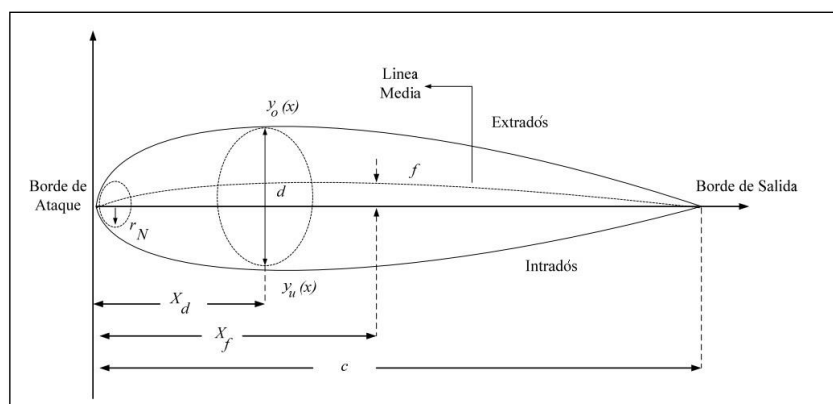


FIGURA 1.4 Componentes de un perfil aerodinámico para aerogeneradores.

En donde:

- Curvatura máxima: Distancia máxima entre la curvatura media y la cuerda
- Curvatura media: Línea media entre el extradós y el intradós
- Borde de ataque: Zona anterior del perfil
- Borde de salida: Zona posterior del perfil.
- Cuerda: Línea recta que une el borde de ataque y el borde de salida
- Extradós: Cara de presión
- Intradós: Cara de succión
- X_f : Posición de la curvatura máxima
- X_d : Distancia máxima entre el extradós e intradós
- r_N : Radio del borde de ataque, es una medida de afilamiento

En el rotor están situadas las aspas, la cuales tienen un perfil aerodinámico. Sin él, la velocidad máxima del rotor sería aproximadamente la misma velocidad que la velocidad del viento. Un ejemplo son los anemómetros de cazoletas, si la velocidad de la copa es exactamente la misma que la del viento, entonces el anemómetro tiene un $TSR = 1$. Los extremos de las copas nunca pueden ir más rápido que la velocidad del viento.

El coeficiente de sustentación y arrastre (L/D por sus siglas en inglés), el número de Reynolds y el ángulo de ataque son los parámetros necesarios para cuantificar el rendimiento del perfil aerodinámico y adquirir predicciones precisas del rendimiento de la turbina eólica. Para determinar estos parámetros, se deben medir la fuerza de sustentación, la fuerza de arrastre, el ángulo de ataque, la presión dinámica, la temperatura y la presión atmosférica, un ejemplo de estas pruebas sobre un perfil tipo NACA 4412 en un túnel de viento se muestra en la 1.5.

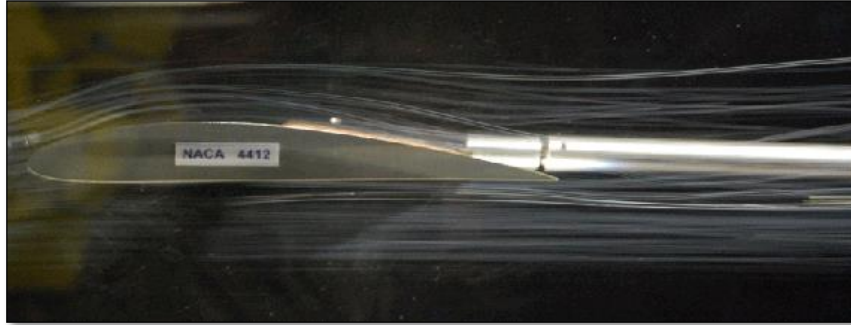


FIGURA 1.5 Perfil aerodinámico NACA 4412 bajo pruebas de flujo en un túnel de viento.

Los tipos de perfiles NACA, como el mostrado en 1.5, están controlados por 4 dígitos que designan la inclinación, la posición de la inclinación máxima y el grosor, con respecto a la longitud de la cuerda, es decir si un perfil de sustentación NACA es ABXX, entonces, A es la comba máxima dividido por 100. Entonces, en la 1.5, la comba es 0.04 o 4% de la cuerda. B es la posición de la curvatura máxima dividida entre 10. En el ejemplo es 4, entonces la curvatura máxima está en 0.4 o 40% de la cuerda. XX es el grosor dividido entre 100. En el ejemplo $XX = 12$, entonces el grosor es 0.12 o 12% de la cuerda.

Existen tipos de perfiles NACA de 5 dígitos, que se generan usando ecuaciones analíticas que describen la curvatura de la línea media de la sección del perfil aerodinámico, así como la distribución del espesor de la sección a lo largo de la superficie aerodinámica. Las familias posteriores, incluida la serie con 6 dígitos, son formas más complicadas utilizando métodos teóricos en lugar de geométricos. Antes de que el Comité Asesor Nacional de Aeronáutica de los estados unidos (NACA) desarrollara estas series, el diseño de la superficie de sustentación era bastante arbitrario y no tenía nada que guiara al diseñador, excepto la experiencia pasada con formas conocidas y la experimentación con modificaciones a esas formas. Hoy en día existen programas que ayudan a no solo comparar y elegir un perfil para el estudio, sino a crear uno nuevo empleando métodos analíticos

1.1.1.2 Aspas y eje

En el caso de las turbinas de eje vertical (VAWT), el ángulo aerodinámico de ataque de las aspas varía constantemente durante la rotación, como se muestra en la FIGURA 1.6. Mientras una pala se mueve en dirección del viento en un periodo de π , la otra pala se mueve en contra de este; entonces la potencia generada es proporcional a la energía extraída únicamente por la pala que está en contra del viento, ya que es la única que logra generar una diferencia de presiones en sus extremos.

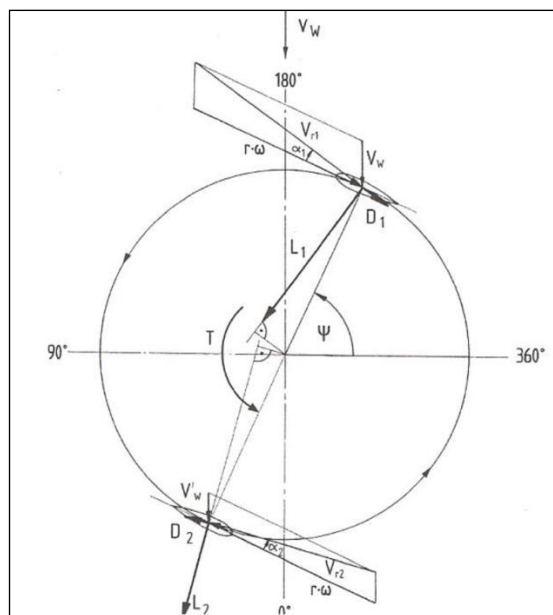


FIGURA 1.6 Fuerzas resultantes en el movimiento rotacional de las aspas.

Una de las mayores limitantes de los VAWT es que el máximo coeficiente de potencia del rotor (CP_R) ha sido determinado por los autores en la revisión realizada, como de entre 0.4 y 0.42, lo cual, comparado con los aerogeneradores de eje horizontal a un mismo TSR es ligeramente menor, como se muestra en la FIGURA 1.3. Los rotores de los aerogeneradores de eje vertical giran más lento por lo que la potencia es generada a torques más altos.

Las palas están aerodinámicamente diseñadas para captar la mayor energía del viento posible, para esto, además de la geometría del rotor, se puede controlar el ángulo de ataque. El viento produce en las palas una fuerza de sustentación que a su vez produce un torque en el rotor que lo hace girar.

La simulación numérica basada en la dinámica de fluidos computacional (CFD) es otro método de investigación importante desarrollado rápidamente en los últimos años. Con el rápido desarrollo de la informática y la tecnología, la simulación numérica se ha convertido en un método principal para el análisis y diseño de aerogeneradores de eje vertical.

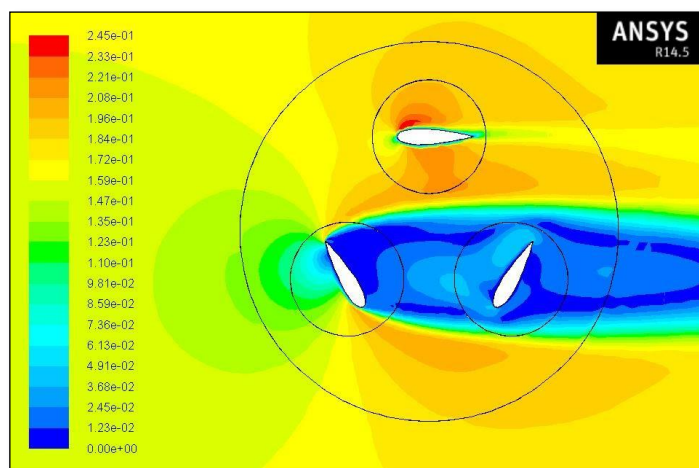


FIGURA 1.7 Análisis del flujo en CFD con mallado bidimensional de un rotor VAWT de tres palas.

Debido a que las aspas de las VAWT son rectas, la sección de la cuchilla a lo largo de la dirección del tramo es la misma. Por lo tanto, a menudo se usa simulación bidimensional. Por supuesto, la simulación tridimensional puede tener una mayor precisión, solo que el tiempo y el costo de la simulación serán más altos.

La FIGURA 1.7 muestra un ejemplo de mallado bidimensional alrededor de las palas de un aerogenerador de eje vertical de tres palas y el campo de flujo 2D alrededor del rotor, en esta imagen podemos ver la escala del lado izquierdo en donde colores como el rojo representan alta presión de aire, mientras que los azules representan una baja presión de aire. La cuchilla que está en la parte superior genera una presión mayor en su superficie (ver tonalidades rojas en la parte superior del aspa) que es la responsable de la fuerza de sustentación, la cual, se genera al haber diferencia de presiones en ambos lados del perfil aerodinámico. Debido al movimiento rotacional, todas las cuchillas experimentan viento en contra, por lo que la fuerza de sustentación está

presente siempre que el rotor tenga movimiento. Las cuchillas no situadas paralelamente al flujo de viento predominante generan una menor fuerza de sustentación proporcional a la diferencia de presiones entre el intradós y el extradós.

En la FIGURA 1.6 se pueden ver los vectores de las fuerzas de sustentación (L_1 y L_2) que son generadas perpendicularmente a los perfiles aerodinámicos si éstos están paralelos al flujo de viento.

1.1.1.3 Teoría del impulso del elemento de la cuchilla

Según la teoría del impulso, la fuerza axial (F) se puede obtener utilizando la ecuación (1).

$$dF = 4a(1 - a)\rho_a V^2 pr dr \quad (1)$$

Donde ρ_a es la densidad del aire, V la velocidad del viento aguas abajo, r la longitud de radio y a el factor de inducción axial que podría calcularse de acuerdo con la ecuación (2).

$$a = V - V_T V \quad (2)$$

Donde V_T es la velocidad del viento aguas arriba. Cuando se introduce la rotación en el modelo, el empuje (T) se puede obtener utilizando la ecuación (3).

$$dT = 4a'(1 - a)\rho_a V \Omega \pi r^3 dr \quad (3)$$

Donde a' es el factor de inducción angular que se puede de acuerdo con la ecuación (4).

$$a' = \omega 2\Omega \quad (4)$$

Donde ω es la velocidad de rotación de la cuchilla y Ω la velocidad angular

En la teoría del elemento de la cuchilla, se considera que los elementos tienen un grosor infinitesimal. Estas tiras son aerodinámicamente independientes y no tienen interferencia entre ellas. Con esos supuestos, las fuerzas axiales y de empuje pueden escribirse como se muestra en las ecuaciones (5) y (6).

$$dF = \frac{1}{2} \rho_a BCW^2 dr [C_L \cos \phi + C_D \sin \phi] \quad (5)$$

$$dT = \frac{1}{2} \rho_a BCW^2 r dr [C_L \sin \phi - C_D \cos \phi] \quad (6)$$

Donde B es el número de cuchillas, ϕ el ángulo de entrada, W la velocidad resultante, C la cuerda del aspa, C_L el coeficiente de sustentación y C_D el coeficiente de arrastre.

El principio de esta teoría es combinar las ecuaciones de la teoría del impulso y la teoría del elemento de la cuchilla para obtener relaciones útiles. Relacionando la ecuación (3) con la ecuación (6), se obtiene la ecuación (7).

$$8a'(1-a)V\Omega\pi r = BCW^2 [C_L \sin \phi - C_D \cos \phi] \quad (7)$$

Sustituyendo W en la ecuación (7) y reorganizándolos, se pueden escribir las siguientes relaciones [ecuaciones (8) y (9)]:

$$\frac{a}{(1-a)} = \frac{\sigma_r [C_L \cos \phi + C_D \sin \phi]}{4 \sin^2 \phi} \quad (8)$$

$$\frac{a'}{(1+a')} = \frac{\sigma_r [C_L \sin \phi - C_D \cos \phi]}{4 \sin \phi \cos \phi} \quad (9)$$

Donde σ_r se conoce como relación de solidez local que se puede escribir como indica la ecuación (10).

$$\sigma_r = \frac{BC}{2\pi r} \quad (10)$$

En la que: B es el número de cuchillas, C la cuerda del aspa y r es el radio del rotor.

1.1.2 Generador eléctrico

Los generadores síncronos de imanes permanentes (GSIP) y generadores de inducción están recibiendo mucha atención en aplicaciones de energía eólica debido a sus cualidades como robustez, bajo costo, simplicidad de fabricación y bajos requisitos de mantenimiento. A pesar de muchas características positivas, el GSIP no se estaba utilizando ampliamente, principalmente debido a limitantes con el control de voltaje y frecuencia. Sin embargo, con el gran avance en la electrónica de potencia, ahora es posible controlar el voltaje, haciendo variable la frecuencia de salida de los GSIP. La máquina de imanes permanentes es generalmente favorecida para desarrollar nuevos diseños, debido a la mayor eficiencia y la posibilidad de un diámetro más pequeño y ahora se están utilizando con máquinas eólicas de velocidad variable, un ejemplo de éstos se muestra en la FIGURA 1.8 (Souza, 2005).

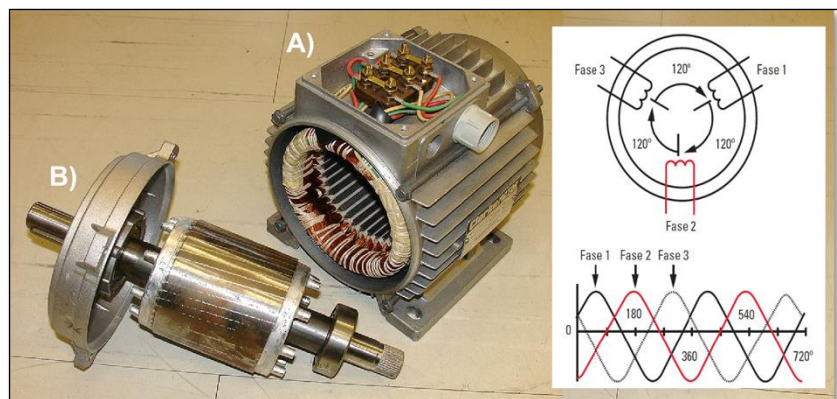


FIGURA 1.8 Generador de inducción de jaula de ardilla.

En grandes redes de sistemas de energía, los generadores síncronos se usan generalmente con turbinas eólicas de velocidad fija, pueden suministrar tanto la potencia activa como la reactiva y su flujo de potencia reactiva puede controlarse. Además, pueden funcionar con cualquier factor de potencia. Para el generador de inducción accionado por una turbina eólica, es un hecho bien conocido que sólo puede suministrar energía activa, mientras consume energía reactiva. Los generadores

síncronos con alta potencia son significativamente más caros que los generadores de inducción de tamaño similar.

Además, los generadores síncronos conectados directamente tienen la limitación de que la velocidad de rotación es fijada por la frecuencia de la red, por lo tanto, la fluctuación en la velocidad del rotor debido a las ráfagas de viento conduce a un mayor par-motor (o torque) en las fluctuaciones de salida de alta potencia. En aplicaciones conectadas a la red, los generadores síncronos se conectan a través de convertidores de potencia, lo que permite operar con turbinas de velocidad variable, lo que hace posible el funcionamiento sin engranajes.

Los generadores de inducción de jaula de ardilla se usan ampliamente con las turbinas eólicas de velocidad fija. Esto permite controlar la forma de la curva de par-deslizamiento para mejorar la dinámica del tren de transmisión. En el caso de GSIP, el convertidor / inversor se puede utilizar para controlar el voltaje variable y la señal de frecuencia variable del generador eólico a diferentes velocidades del viento.

Como se muestra en la FIGURA 1.9 el convertidor transforma esta señal variable en señal de corriente directa (CD) y la salida del convertidor se convierte en señal de corriente alterna (CA) de la amplitud y frecuencia deseadas. En el caso de los generadores de inducción excitados por capacitadores, obtienen la corriente de magnetización de los condensadores conectados a través de sus terminales de salida (Nayar, 1992).

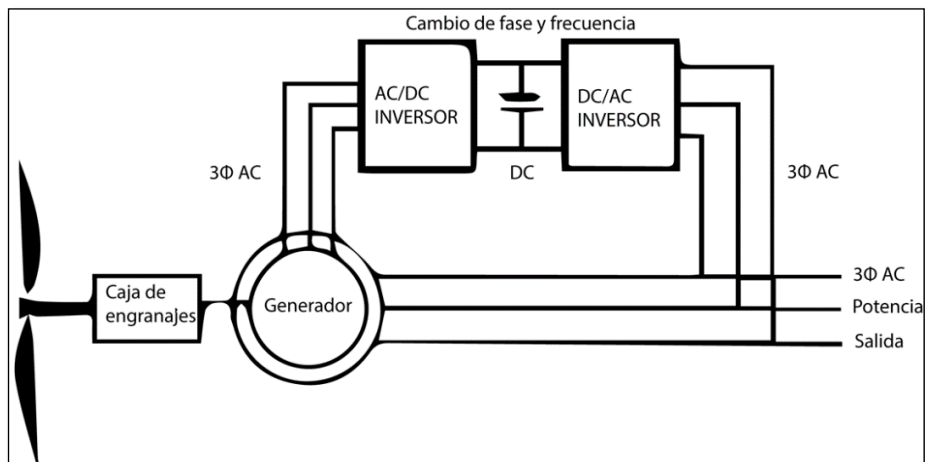


FIGURA 1.9 Diagrama eléctrico de los generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG).

Para aprovechar la energía de los aerogeneradores de velocidad variable (VSWT por sus siglas en inglés), es necesario desacoplar la velocidad del rotor y la frecuencia de la red. Existen diferentes enfoques para operar un VSWT dentro de un cierto rango operativo (velocidad de arranque y de corte). Uno de los enfoques es el control de deslizamiento dinámico, donde se puede variar hasta un 10%. En estos casos, se utilizan generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG, por sus siglas en inglés), como se muestra en la FIGURA 1.9.

Una limitación es que los DFIG requieren potencia reactiva para funcionar. Como no se desea que la red suministre esta potencia reactiva, generalmente están equipados con condensadores o capacitores. Una caja de engranajes es un componente esencial, pero tiene limitaciones como mantenimiento frecuente, así como costos y pérdidas adicionales (Ackermann et. al, 2002).

Con la creciente demanda de energía a nivel mundial se requieren aerogeneradores más grandes, se dirige, entonces, una mayor atención hacia los generadores de inducción de rotor bobinado (WRIG, por sus siglas en inglés) controlados desde el lado del rotor para aplicaciones de frecuencia constante de velocidad variable (VSCF, por sus siglas en inglés). Un generador de inducción de rotor bobinado tiene un rotor que contiene un devanado trifásico. Estos devanados son accesibles al exterior a través

de anillos deslizantes (FIGURA 2.19). Las principales ventajas de este tipo de generadores son:

- Un control más fácil del torque del generador usando un control de corriente. El convertidor de frecuencia en el rotor (inversor) controla directamente la corriente en el devanado del rotor, lo que permite el control de toda la salida del generador.
- Existen menos armónicos gracias a que el control está en el rotor mientras que el estator está directamente conectado a la red.

Si el rotor está en cortocircuito (equivalente de una máquina de inducción de rotor de jaula), la velocidad se determina principalmente por la frecuencia de suministro y el deslizamiento nominal está dentro del 5%. La entrada de potencia mecánica (P_M) se convierte en la salida de energía eléctrica del estator (P_E) y se alimenta a la fuente de corriente alterna. La posibilidad de acceder al rotor en un generador de inducción doblemente alimentado hace posible una serie de configuraciones. Estos incluyen la recuperación de energía de deslizamiento utilizando un ciclo-convertidor, que convierte el voltaje de CA de una frecuencia a otra sin un enlace de CD intermedio (Azaza, 2002).

Usando inversores de fuente de voltaje (VSI, por sus siglas en inglés) en el circuito del rotor, las corrientes del rotor pueden controlarse en la fase, frecuencia y magnitud deseadas. El capacitor de enlace de CD actúa como fuente de potencia reactiva y es posible suministrar la corriente de magnetización, parcial o totalmente, desde el lado del rotor, por lo tanto, el factor de potencia del lado del estator también se puede controlar. Usando técnicas de control de vectores, las potencias activa y reactiva se pueden controlar de forma independiente y, por ende, también se puede lograr un rendimiento dinámico rápido.

El convertidor utilizado en la interfaz de red se denomina convertidor frontal (FEC, por sus siglas en inglés). A diferencia del convertidor del lado del rotor, éste funciona a la

frecuencia de la red. El flujo de potencias activas y reactivas se controla ajustando la fase y la amplitud del voltaje del terminal del inversor con respecto al voltaje de la red. La potencia activa puede fluir a la red o al circuito del rotor, dependiendo del modo de operación. Al controlar el flujo de potencia activa, el voltaje del bus de CC se regula dentro de una banda pequeña. El control de la potencia reactiva permite la operación del factor de potencia unitario en la interfaz de la red. Con un convertidor de modulación por ancho de pulsos (PWM, por sus siglas en inglés) en el circuito del rotor, las corrientes del rotor pueden controlarse en la fase, frecuencia y magnitud deseadas. Lo anterior permite un flujo reversible de potencia activa en el rotor y el sistema puede operar en velocidades sub-síncronas y super-síncronas, tanto en modo motor como en modo generador, como se muestra en la FIGURA 1.10, (Nayar et. al, 2011).

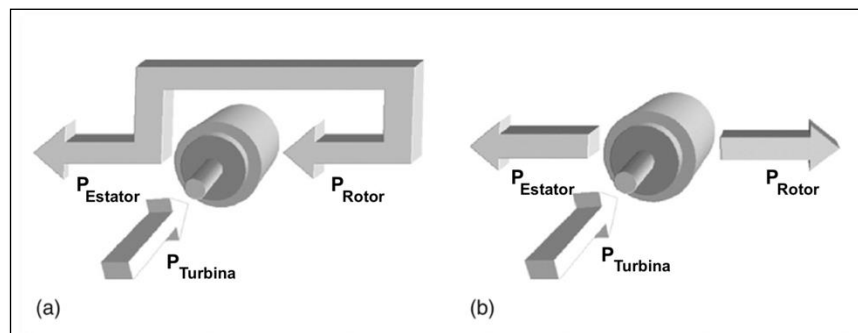


FIGURA 1.10 Flujo de potencia del generador de inducción doblemente alimentado en modo de generación: (a) sub-síncrono y (b) super-síncrono.

1.1.2.1 Estator

Parte fija de la máquina, montada al rededor del rotor de forma que él mismo pueda girar en su interior, también constituido de un material ferromagnético envuelto en un conjunto de embobinados distribuidos al largo de su circunferencia (FIGURA 1.8 , A). Los embobinados del estator son alimentados por un sistema de corriente alterna trifásica. Por él circula toda la energía eléctrica generada, se inyecta corriente de tal manera que produzca un campo magnético para "excitar" la máquina de forma que fuera posible la inducción de tensiones en las terminales de los embobinados del estator.

La máquina síncrona está compuesta básicamente de una parte activa fija que se conoce como estator y de una parte giratoria coaxial que se conoce como rotor. El espacio comprendido entre el rotor y el estator es conocido como entrehierro. Esta máquina tiene la particularidad de poder operar ya sea como generador o como motor. Su operación como alternador se realiza cuando se aplica un voltaje en el campo de excitación del rotor y a su vez éste es movido o desplazado por una fuente externa, que da lugar a tener un campo magnético giratorio que atraviesa los conductores del estator, induciéndose un voltaje entre sus terminales.

1.1.2.2 Rotor

Es la parte de la máquina que realiza el movimiento rotatorio, constituido de un material ferromagnético envuelto en un embobinado, tiene como función producir un campo magnético constante, así como en el caso del generador de corriente continua, para interactuar con el campo producido por el embobinado del estator (FIGURA 1.8 , B).

La tensión aplicada en ese embobinado es continua y la intensidad de la corriente soportada por ese enrollamiento es mucho más pequeño que el embobinado del estator, además de eso, el rotor puede contener dos o más embobinados, siempre en número par y todos conectados en serie siendo que cada uno será responsable por la producción de uno de los polos del electroimán.

1.1.2.3 Imanes y Bobinas

Un imán permanente se define como un material que puede ser imantado capaz de generar un campo magnético de forma permanente. Una bobina o inductor es aquel embobinado de alambre que acumula energía en forma de campo magnético.

En los generadores de flujo radial (FIGURA 1.11, A), los imanes se colocan sobre la superficie lateral de un cilindro que gira alrededor de su propio eje. En este caso el campo magnético de los imanes es perpendicular al eje de giro, y por tanto va en dirección radial. En los generadores de flujo axial (FIGURA 1.11, B), los imanes se disponen sobre un disco de hierro que gira alrededor de un eje perpendicular que pasa por su centro, así, el campo magnético de los imanes es paralelo al eje de giro.

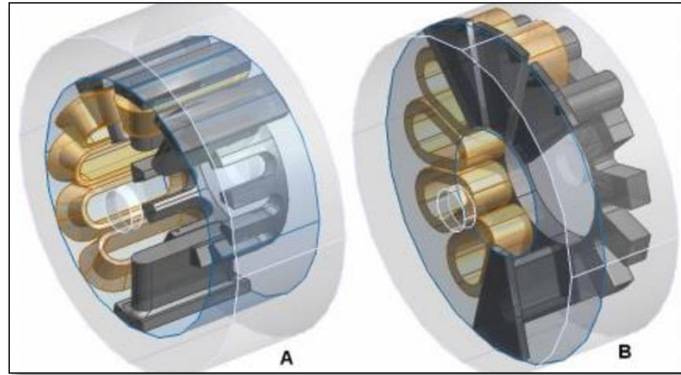


FIGURA 1.11 Tipos de generadores síncronos de imanes permanentes: Radial (A), Axial (B).

1.2 Potencial eólico

El aprovechamiento de la energía eólica se basa en capturar la energía contenida en el movimiento del aire. El potencial eólico cuantifica la tasa de esta extracción de energía cinética. Debido a que el movimiento es tanto la fuente de energía como el medio de transporte, la velocidad de viento influye al cubo en la extracción de energía cinética del viento. En esta sección se cuantifican estos conceptos fundamentales y se discute la naturaleza del viento.

1.2.1 Potencia del recurso eólico

En 2018 la capacidad de las turbinas eólicas instaladas en todo el mundo alcanzó los 597 GW. Se agregaron 50.1 GW en el año 2018, un poco menos que en 2017, cuando se instalaron 52.552 GW. Todas las turbinas eólicas instaladas hasta a finales de 2018 pueden cubrir cerca del 6% de la demanda mundial de electricidad (WWEA, 2019). En México se tiene aproximadamente 23,375km² de área aprovechable con tres zonas principales ubicadas en Baja California Norte, Tamaulipas y Oaxaca. En la FIGURA 1.12, los puntos rojos son parques eólicos instalados hasta el 2012, mientras que lo indicado con blanco/azul son las zonas potenciales de México.

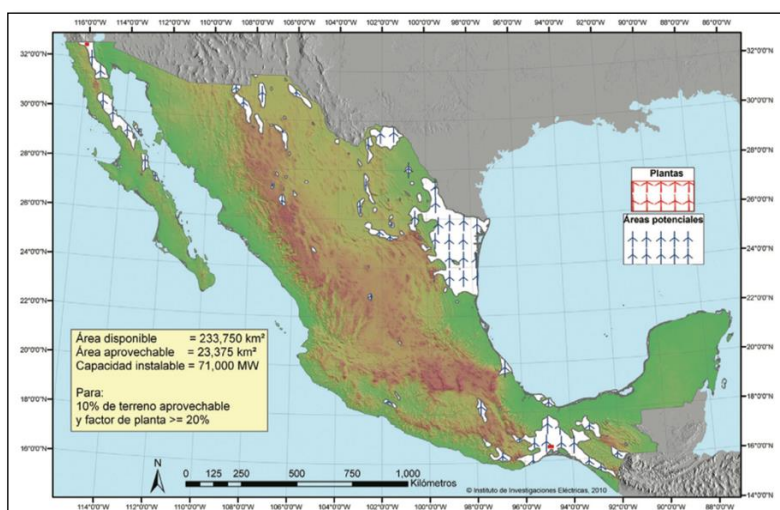


FIGURA 1.12 Áreas con gran potencial eólico en México. Fuente: sitio web del Secretario de Energía.

En México, la capacidad instalada total es de 6.5 GW para el 2019. En los últimos años, el país ha aumentado su infraestructura de parques eólicos en un 300%.

Pero ¿por qué en México crece tan rápido? Primero, los excelentes recursos eólicos del país, estimados en 50 GW de capacidad. En segundo lugar, los ambiciosos objetivos de participación renovable establecidos por la Ley de Transición Energética de 2015, que buscan una participación de energía limpia del 35% en la generación de electricidad para 2024, 40% en 2035 y 50% en 2050. En tercer lugar, se encuentra el espectacular desarrollo tecnológico de turbinas eólicas en la última década, que ha hecho de esta fuente de energía una de las más competitivas del mundo. Desde 2009, el costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) del viento terrestre ha disminuido en un 48%, llegando a \$50 USD / MWh (REVE, 2019).

El mercado de energía eólica más grande, China, instaló una capacidad adicional de 21 GW en el 2018 y se ha convertido en el primer país con una capacidad de energía eólica instalada de más de 200 GW. Ha retomado el camino de crecimiento después de un año no tan fuerte en 2017 cuando se instalaron 19 GW, con una capacidad eólica acumulada de 217 GW.

El segundo mercado más grande, EE. UU., experimentó un aumento en la nueva capacidad de 6.7 GW en 2017 a 7.6 GW en 2018, a pesar de los objetivos climáticos y energéticos nacionales menos ambiciosos. Pronto, EE. UU. Será el segundo país, después de China, en alcanzar una capacidad instalada de más de 100 GW. Fuera de los mercados líderes, Alemania tiene 59 GW, India 35 GW, Reino Unido 20.7 GW, Francia 15.3, Brasil 14.5 GW y México tiene 6.5GW. En México las mejoras tecnológicas son significativas año tras año: las 24 turbinas eólicas Vestas V150-4.2 MW que se están instalando en el parque eólico Tres Mesas IV (Tamaulipas) ofrecen un aumento del 21 por ciento en la producción de energía anual en comparación con el modelo anterior. En enero de 2019, Vestas lanzó su nueva plataforma de aerogeneradores EnVentus, con los modelos V138-3.0 MW, V150-5.6MW y V162-5.6 MW.

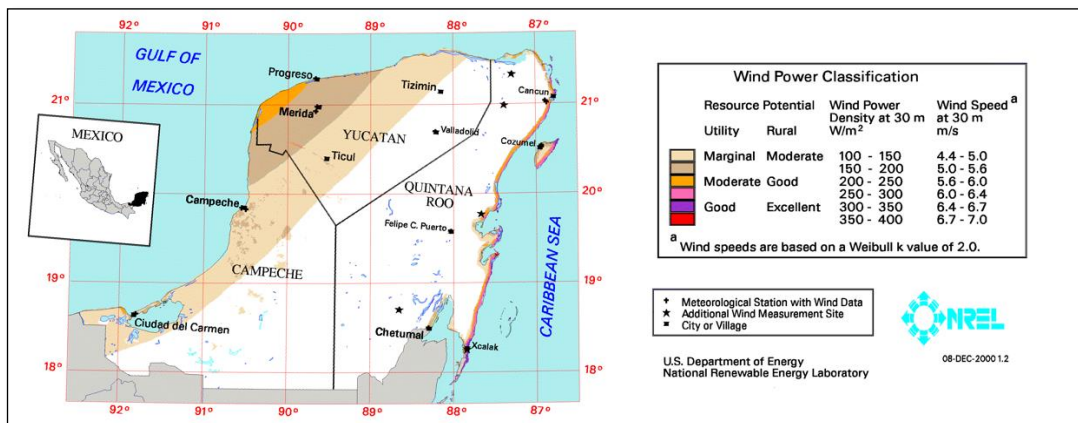


FIGURA 1.13 Mapa del recurso eólico del laboratorio nacional de energías renovables de los estados unidos.

En Yucatán se han hecho estudios principalmente a cargo del laboratorio nacional de energía renovable de los Estados Unidos (NREL por sus siglas en inglés). De acuerdo con sus resultados, se muestra, en la FIGURA 1.13, un mapa con las características del viento en la península de Yucatán con velocidades promedio del viento de entre 4 y 6 m/s a 30 m de altura. De acuerdo con esta información se puede observar que el estado de Yucatán cuenta con un potencial medio del recurso del viento y esto debe impulsar los estudios a este tipo de fuentes de energía.

1.2.2 Potencia extraíble del viento

La función de los aerogeneradores es interceptar la energía del viento que pasa a través del área de barrido (m^2) del rotor para transformarla en electricidad. El viento con una masa m que se mueve a una velocidad V genera energía cinética E_K que es calculada mediante la fórmula proporcionada en la ecuación (1.1).

$$E_K = \frac{1}{2} m v^2 \quad (1.1)$$

La Potencia Eólica es aquella que puede proporcionar el viento. Se calcula con la ecuación (1.2), evaluando la energía cinética E_K de la masa del aire m que pasa a través del área de barrido de las aspas A por una unidad de tiempo t .

$$Potencia = \frac{Trabajo}{Tiempo} = \frac{E_K}{t} = \frac{\frac{1}{2}mv^2}{t} \quad (1.2)$$

Y sabiendo que

$$m = \rho Ad \text{ y } d = vt, \quad (1.3)$$

donde v es la velocidad de viento, se sustituyen m y d en la ecuación (1.4).

$$P = \frac{\frac{1}{2}(\rho Ad)v^2}{t} = \frac{1}{2}\rho Av^2 \frac{d}{t} = \frac{1}{2}(\rho Av^3) \quad (1.4)$$

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (1.5)$$

Donde:

P = Potencia en W

ρ = Densidad del aire (1,225 Kg/m³ a nivel del mar a 15° C)

A = Área de barrido en m²

v = Velocidad de viento en m/s

La potencia disponible que el aerogenerador puede aprovechar se presenta en la ecuación (1.5).

Partiendo de la ley de la conservación de la energía, la máxima cantidad de energía mecánica que podemos extraer, es la energía cinética del viento, ecuación (1.1), lo cual se verá reflejado en la velocidad del mismo después del aerogenerador, es decir, en la velocidad de salida V_2 , ver FIGURA 1.14. Si fuera posible extraer toda la energía cinética, la velocidad V_2 sería igual a cero, por lo que el viento dejaría de fluir y dejaría de mover las aspas.

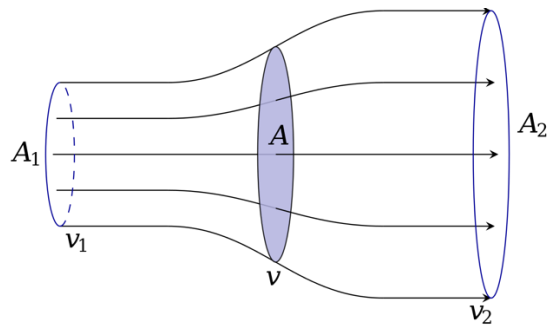


FIGURA 1.14 Desviaciones de viento provocadas por el aerogenerador.

La potencia extraíble del viento se ve en la ecuación (1.6).

$$P = \frac{1}{2} \rho (v_1^3 A_1 - v_2^3 A_2) \quad (1.6)$$

$$\rho(v_1 A_1) = \rho(v_2 A_2) \quad (1.7)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho (v_1 A_1) (v_1^2 - v_2^2) \quad (1.8)$$

Considerando un área transversal cualquiera A por donde pasa el viento a velocidad v en una unidad de tiempo, existe un volumen circulando V conocido como flujo volumétrico, ecuación (1.9), y un flujo másico \dot{m} , ecuación (1.10). Por lo que la potencia queda como se indica en la ecuación (1.11).

$$V = vA \quad (1.9)$$

$$\dot{m} = \rho vA \quad (1.10)$$

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad (1.11)$$

Para asegurarnos de que no ocurra el caso en el que $V_2 = 0$, se debe usar una ecuación para expresar la potencia mecánica, la cual, se explica a continuación.

Basada en la ley de conservación del momento, la fuerza con la que el viento golpea el aerogenerador se puede expresar como muestra la ecuación (1.12).

$$F = \dot{m} (v_1 - v_2) \quad (1.12)$$

Y como *a toda acción corresponde una reacción*, el aerogenerador responde con una fuerza equivalente en sentido opuesto para contrarrestar el viento con una velocidad v' , por lo que ésta se calcula con la ecuación (1.13).

$$P = Fv' = \dot{m} (v_1 - v_2)v' \quad (1.13)$$

La potencia mecánica extraída del viento puede ser derivada mediante la diferencia de potencia antes y después del aerogenerador, así como el empuje y la velocidad del flujo. Igualando las dos ecuaciones (1.11 y 1.13), podemos llegar a una relación de la velocidad del flujo v' mostrada en la Ec.1.14.

$$\frac{1}{2}\dot{m} (v_1^2 - v_2^2) = \dot{m} (v_1 - v_2)v' \quad (1.14)$$

Por lo tanto, la velocidad del flujo v' en el aerogenerador se vuelve la media aritmética entre V_1 y V_2 (Ec. 1.15)

$$v' = \frac{1}{2} (v_1 + v_2) \quad (1.15)$$

El flujo másico se denota en la ecuación (1.16). Con esto, la potencia mecánica en la salida del aerogenerador se obtiene sustituyendo la ecuación (1.15) en (1.11), y finalmente la potencia extraíble del viento está dada por la ecuación (1.17).

$$\dot{m} = \rho Av' = \frac{1}{2} \rho A (v_1 + v_2) \quad (1.16)$$

$$P = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{2} \rho A (v_1 + v_2) \right) (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{4} \rho A (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2) \quad (1.17)$$

1.2.3 Potencia del aerogenerador

1.2.3.1 Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia (C_p) es el porcentaje de la energía total del viento que se puede extraer. La potencia generada final de una turbina (W) se denota mediante la ecuación (1.18).

$$C_p = \frac{\text{Potencia generada en la turbina (W)}}{\text{Potencia del viento incidente}} \quad (1.18)$$

Para tener una referencia del poder del viento en la misma área transversal, pero sin aerogenerador, tenemos P_0 , que se presenta en la ecuación 1.5. La potencia extraída y el aire en un flujo libre son conocidos como coeficiente de potencia C_p (Ec.1.20).

$$C_p = \frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{4} \rho A (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} \quad (1.19)$$

$$C_p = \frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left| 1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right| \left| 1 + \frac{v_2}{v_1} \right| \quad (1.20)$$

Tomando en cuenta la relación de 1/3 de entrada y salida de aire, la potencia que podríamos extraer se describe con el teorema del límite de Betz que se expresa en la ecuación (1.21).

$$C_p = \frac{1}{2} \left| 1 - \left(\frac{1}{3} \right)^2 \right| \left| 1 + \frac{1}{3} \right| = \frac{16}{27} = 0.593 \quad (1.21)$$

La potencia extraíble del viento por el aerogenerador está definida por la ecuación (1.21). Agregando la eficiencia mecánica y eléctrica obtenemos la ecuación (1.22).

$$P = \eta_e \eta_m C_p \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1.22)$$

El límite de Betz indica que tan solo aproximadamente el 59% de la energía total del viento es convertible en energía aprovechable por el rotor.

1.2.3.2 Relación de velocidad de punta (TSR)

La relación de velocidad de punta (TSR, por sus siglas en inglés) es la relación entre la velocidad tangencial de la punta de un aspa y la velocidad real del viento. Este término está directamente relacionado con el coeficiente de potencia de la turbina y, por lo tanto, con su eficiencia en la transformación de la energía eólica. En la caracterización del aerogenerador se utiliza este parámetro para ayudar a encontrar el valor óptimo del C_p y se calcula mediante la ecuación (1.23).

$$\lambda = \frac{V_W}{v} = \frac{(R)(W)}{v} \quad (1.23)$$

En donde:

λ = TSR

V_W = Velocidad tangencial del rotor

R = Radio del rotor

W = Velocidad Angular (Rad/s)

v = Velocidad de viento

Velocidades más altas en el extremo del aspa producen más altos niveles de ruido y requieren aspas más fuertes debido a las grandes fuerzas centrífugas. Esto está determinado por los coeficientes de arrastre y de sustentación, ya que otra manera de expresar el TSR consiste en dividir el coeficiente de sustentación entre el de arrastre.

El viento posee cierta energía, la cual buscamos extraer mediante un aerogenerador, para esto podemos usar el arrastre o la sustentación aerodinámica. La forma más fácil de convertir esta energía es mediante el arrastre aerodinámico. Cuando el viento se impacta en una superficie A con una velocidad v_v se obtiene una potencia P, la cual puede ser calculada con la ecuación (1.24).

$$P = Dv_v \quad (1.24)$$

La velocidad relativa $v_r = v_w - v$ que impacta efectivamente el área de arrastre es decisiva, así que, usando el coeficiente común de arrastre aerodinámico C_D , el arrastre aerodinámico D se expresa en la ecuación (1.25).

$$D = C_D \frac{\rho}{2} (v_V - v_r)^2 A \quad (1.25)$$

Al sustituir la ecuación de la densidad con la energía cinética, tenemos la ecuación para el calculo de la potencia final como se muestra en ecuación (1.26). Si la potencia es expresada en términos de potencia contenida en un flujo libre de aire, se obtiene la ecuación 1.27.

$$P = C_D \frac{\rho}{2} (v_V - v_r)^2 A v_r \quad (1.26)$$

$$C_p = \frac{P}{P_0} = \frac{C_D \frac{\rho}{2} (v_V - v_r)^2 A v_r}{\frac{\rho}{2} A (v_V)^3} \quad (1.27)$$

El máximo valor de C_p se alcanza cuando $\frac{v_r}{v_V} = \frac{1}{3}$, y al sustituir este valor en la ecuación (1.27), obtenemos la (1.28), la cual representa el máximo coeficiente de potencia.

$$C_{p \text{ Max}} = \frac{4}{27} C_D = 0.148 \quad (1.28)$$

Entonces, el máximo coeficiente de potencia para un aerogenerador que funcione puramente con arrastre será aproximadamente 0.15, lo cual los hace máquinas de baja velocidad, pero de alto torque, por lo que las aplicaciones son más mecánicas que eléctricas. Un ejemplo de esto son las veletas tipo americanas para extraer agua de pozos poco profundos, usadas muy comúnmente en la región de Yucatán.

La otra forma de utilizar la fuerza del viento es mediante el uso de la fuerza de sustentación. Esto aumenta considerablemente el C_p que el aerogenerador puede alcanzar, pues usan un perfil aerodinámico para generar una fuerza de sustentación, la cual, crea un impulso haciendo girar más rápido al rotor.

Dicha fuerza puede ser descompuesta en un componente en la misma dirección del viento conocido como arrastre D y otro componente perpendicular L, conocido como sustentación, ambas son responsables del par-motor resultante.

1.2.3.3 Momento de fuerza (Par-motor)

El par motor, también conocido como torque, es una magnitud física que mide el momento de fuerza que se ha de aplicar a un eje que gira sobre sí mismo a una determinada velocidad, ver FIGURA 1.15. Según podemos ver en la ecuación (1.29), para calcular P_M , es necesario conocer el par (M) y la velocidad angular (ω) que se calcula con la velocidad rotacional del aerogenerador (RMP).

$$P_M = M\omega \quad (1.29)$$

Donde ω es la velocidad angular en radianes/segundo, por lo que habría que hacer la debida conversión de rpm a radianes multiplicándolo por 2π y dividiéndolo entre 60 segundos.

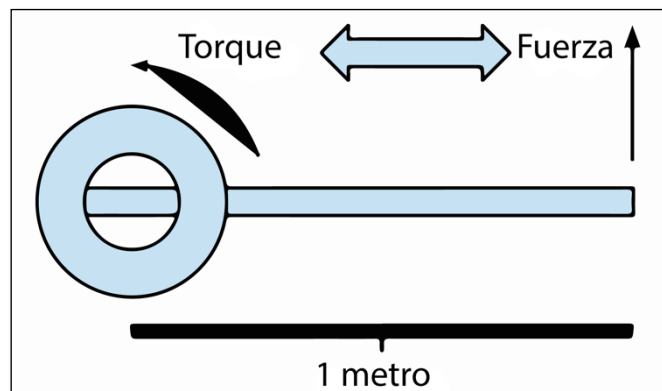


FIGURA 1.15 Representación gráfica del torque y la fuerza que se ejerce sobre una palanca.

Cada vez que ejercemos una fuerza sobre una palanca y provocamos un giro, el resultado de esa fuerza es el “par”, como se muestra en la FIGURA 1.15. El torque o par es una fuerza de giro en una flecha de un motor que, mezclado con un tiempo de realización, aplicación o ejecución, se convierte en una potencia.

1.3 Túnel de viento

Una de las aplicaciones del túnel de viento es ayudar a estudiar los efectos del movimiento del aire alrededor de objetos sólidos y estáticos. Su funcionamiento se basa en la succión del fluido (aire) a través de las diferentes secciones que lo componen para estudiar las variables presentes en el sistema, entre las cuales se encuentran la velocidad del aire, presión, fuerzas de arrastre y de sustentación. Se pueden adaptar diversos equipos de medición en ciertas secciones del túnel, principalmente en la cabina de ensayos, pudiéndose colocar en otras secciones, si así se requiriera.

A continuación, en la FIGURA 1.16 se señalan las secciones y componentes que conforman un túnel de viento.

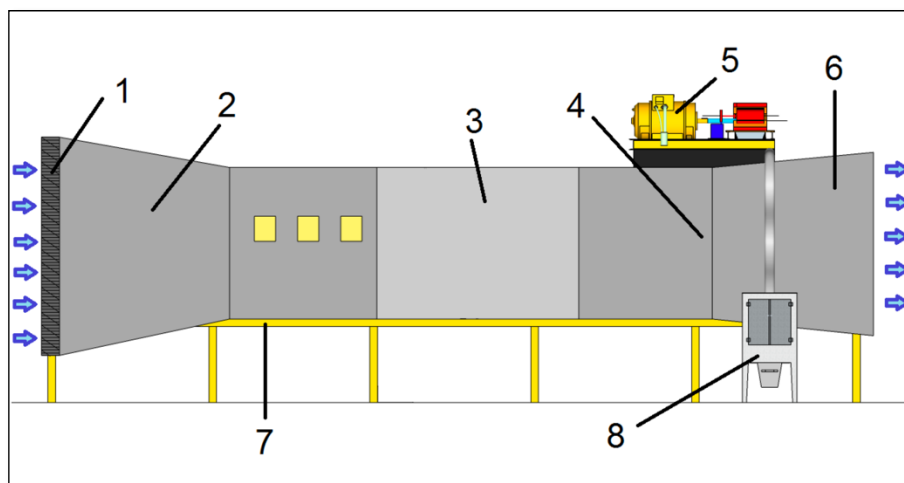


FIGURA 1.16 Esquema de un túnel de viento, el flujo de aire se indica con flechas azules.

En donde:

1.- Cámara de establecimiento: Es donde se encuentran las rejillas que enderezan el flujo del aire y lo uniformizan generando un flujo laminar.

2.- Cono de aceleración: Conecta la cámara de establecimiento con la cabina de ensayos, gracias a su configuración geométrica acelera el flujo del aire.

3.- Cabina de Ensayos: Está construida en acrílico transparente para su fácil observación. Está compuesta por una base intercambiable en donde se colocan los objetos que se quieren estudiar.

4.- Ventilador: Se encarga de absorber aire a través de la entrada de la cámara de establecimiento, está conectado a un controlador para poder operarlo.

5.- Motor: Es el motor que, por lo general, opera con un sistema banda haciendo girar un ventilador en el interior del túnel, el cual, succiona el viento hacia el interior.

6.- Cono difusor: Su función es reducir la velocidad del aire y aumentar la presión en la salida del túnel de viento. A menor velocidad, menores son las pérdidas por fricción.

7.- Estructura de soporte: Es la que sostiene todos los componentes del túnel de viento. Cuenta con soportes de caucho para minimizar las vibraciones.

8.- Controlador: Está conformado por componentes eléctricos y electrónicos, con los cuales se aumenta o disminuye la frecuencia a la que el motor del ventilador gira para variar la velocidad del aire en la cabina de ensayos.

Los investigadores utilizan túneles de viento para aprender más sobre objetos sin necesidad de que éstos estén en movimiento, ya que el túnel de viento mueve el aire alrededor de éstos, haciéndolos parecer que realmente están en movimiento (NASA, 2017).

1.3.1 Acción del viento sobre una estructura de un grado de libertad

Cuando una estructura con una sección aerodinámica está sumergida en una corriente de aire de tal forma que éste incide en un punto sobre la misma estructura, se producen distintos tipos de efectos mecánicos que influyen en las diferentes formas de respuesta que puede tener dicha estructura. A continuación, se mencionan los efectos que podría presentar el eje del aerogenerador en la cabina de ensayos una vez que el viento esté incidiendo.

1.3.1.1 Vibraciones longitudinales

Se presenta este efecto cuando la estructura experimenta una respuesta cuya dirección es paralela a la dirección y sentido del flujo del aire, las deformaciones que la estructura presenta son oscilaciones en la misma dirección, como se muestra en la FIGURA 1.17 (Totter, 2008).

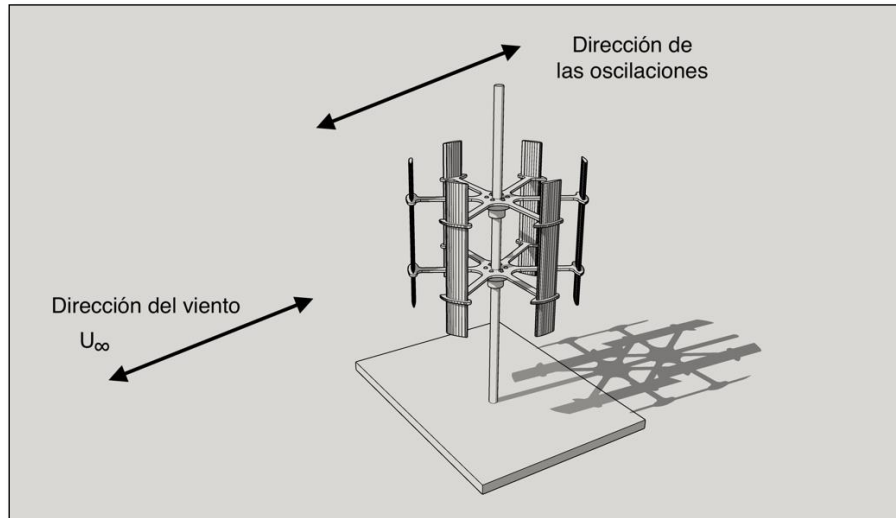


FIGURA 1.17 Esquema de vibraciones longitudinales de una estructura empotrada.

Teniendo como base previos experimentos en el túnel de viento, es importante evitar este tipo de desplazamientos del eje, ya que afectan directamente en el rendimiento de la turbina. Además, el sensor de par-motor se ve afectado por estas incidencias de viento transmitidas desde el eje hasta el mismo sensor.

Una forma de evitar estas oscilaciones es asegurar el eje desde la parte inferior y/o hasta la parte superior de la cabina de ensayos usando rodamientos para obtener la menor resistencia posible. Se debe evitar que el eje experimente vibraciones longitudinales para que las respuestas del sensor de par-motor presenten menor cantidad de ruido.

1.3.1.2 Vibraciones transversales

Este efecto se da en la estructura cuando ésta, debido al flujo de aire incidente, experimenta una respuesta estructural específica cuya dirección es perpendicular a la dirección del viento incidente (Totter, 2008). Se produce en cuerpos con secciones transversales circulares y similares cuando se somete a una corriente de aire que, al alcanzar ciertas velocidades críticas, produce un fenómeno de desprendimiento alternado de torbellinos conocidos como vórtices de Von Karman, como se muestra en la FIGURA 1.18.

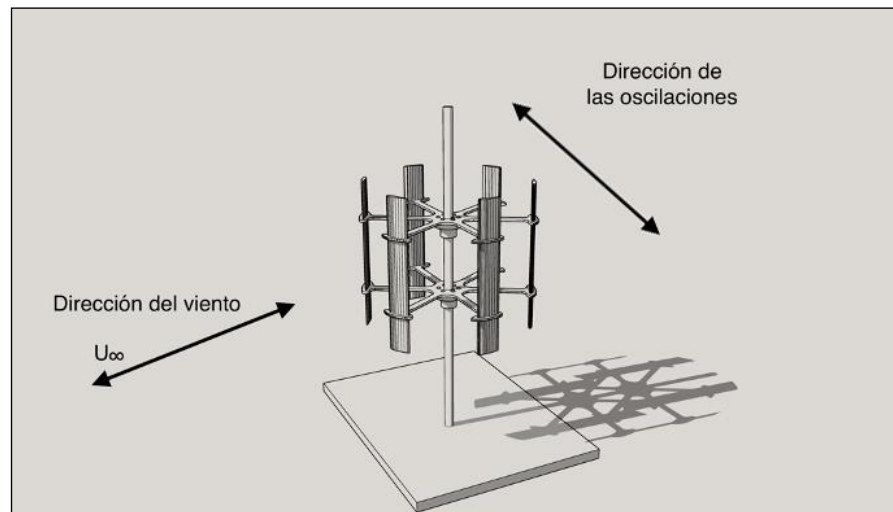


FIGURA 1.18 Esquema de vibraciones transversales de una estructura empotrada.

El cambio de presión sobre la superficie de la estructura produce fuerzas sobre la misma, pero en sentidos opuestos y en dirección perpendicular a la del flujo del aire que, de tener frecuencias cercanas a la natural de la estructura, pueden generar oscilaciones transversales considerablemente peligrosas (Totter, 2008).

1.3.2 Caracterización de aerogeneradores

Las propuestas de normas nacionales e internacionales que contienen las bases para el diseño de aerogeneradores dio inicio en la década de los 80s. La primera publicación registrada contenía normas para la certificación elaboradas en 1986 por Germanischer Lloyd. La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés) comenzó a plantear el primer estándar internacional en el año 1988, con el fin de realizar la publicación de la norma IEC- 1400-1 en 1994, realizándose una segunda edición en 1997. Finalmente, en la edición revisada, se realizó una variación con un nuevo número, resultando la norma IEC-61400-1 de 1999 (Soriano 2011).

La norma Mexicana NOM-001-SEDE-2005 se elaboró con base en las consultas de trabajo, propuestas y colaboraciones de diferentes instituciones apegadas al Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas (CCNNIE), con el

apoyo de la Dirección General de Distribución y Abastecimiento de Energía Eléctrica y Recursos Nucleares de la Secretaría de Energía y la coordinación de la Asociación de Normalización y Certificación (ANCE). El objetivo de esta norma oficial mexicana (NOM) es establecer ciertos parámetros específicos de carácter técnico que deben satisfacer los lineamientos de los aerogeneradores.

El cumplimiento de las especificaciones indicadas en el marco de la NOM-SEDE-2005 garantiza el uso de la energía eléctrica proveniente de los aerogeneradores de forma segura. En su artículo 3 menciona los 5 requisitos técnicos básicos que deben verificarse. Entre ellos, se mencionan el factor de potencia y control de tensión, tolerancia ante huecos de tensión, aptitud para soportar variaciones de frecuencia y, por último, la emisión de armónicos. De igual modo, en su artículo 10.1 se mencionan los estudios que deben realizarse ante la interconexión a la red; se mencionan los siguientes tipos de estudio: corto circuito, flujos de potencia, análisis de contingencias, estabilidad transitoria y dinámica, estabilidad de tensión, calidad de energía para el análisis de armónicos de las corrientes y, por último, la coordinación de protecciones.

1.3.2.1 Pruebas y procedimientos estandarizados

Caracterizar un generador permite obtener sus características como la eficiencia, rango de velocidades y rango de revoluciones por minuto (rpm), entre otras. Se realizan las pruebas de vacío, prueba corto circuito y prueba con carga.

- Prueba de vacío: El voltaje de circuito abierto es la diferencia de potencial eléctrico entre las terminales de un generador cuando éste se encuentra desconectado de algún circuito eléctrico externo; este voltaje es proporcionado por la prueba denominada de vacío, que a su vez se utiliza para determinar las pérdidas mecánicas y pérdidas en el núcleo que están en función de un flujo. Con los datos de las pruebas de circuito abierto se obtiene una curva que representa la relación entre los factores que afectan el comportamiento del generador (velocidad de rotación, flujo) y las características del aerogenerador (Perdomo E., 2012).

- Prueba corto circuito: La corriente de carga y la impedancia de dispersión son los principales datos que nos arroja este tipo de pruebas y, en conjunto con la prueba anterior, se puede obtener la reactancia sincrónica para una fase del generador y el circuito equivalente de la máquina (Chiroque, et. al, 2011).
- Prueba con carga: La eficiencia del aerogenerador está determinada por la potencia del circuito de carga y el voltaje total producido por éste. Las pérdidas que normalmente incurren son debidas a la ineficiencia del transformador, al desgaste de las bobinas y/o a la fricción en el equipo.

Los objetivos principales de estas pruebas son poder analizar el rango de trabajo, obtener la eficiencia del generador y el balance de energía del sistema. El coeficiente C_p es el indicador general de la eficiencia del rotor debido a sus características físicas (Carvajal M., 2014).

Por otro lado, el procedimiento para la obtención de las curvas de velocidad rotacional (en rpm) consta de ensayos en un túnel de viento utilizando sensores capaces de medir las revoluciones generadas en el rotor y la potencia total generada. La potencia total, en relación con la velocidad de viento, se proyecta en la curva de potencia, la cual es una de las características más significativas de los aerogeneradores, ya que cada uno presenta una curva diferente (Frías 2011).

Como mencionan Erialdo et. al (2014) en su publicación, esta curva permite cuantificar la potencia generada en función de la velocidad del viento. Para caracterizar estas curvas se realizan pruebas que emplean, como herramientas principales, un manómetro para cuantificar la velocidad de viento y un convertidor AC/DC, en conjunto con un sensor de voltaje para registrar los valores de voltaje producidos. El tubo de pitot que se conecta al manómetro se instala relativamente cerca del aerogenerador para no generar turbulencia con la montura. En los ensayos se deben tomar los promedios de las repetidas pruebas que se realicen, ya que, al tener una gran fluctuación de las medidas del viento, éstas pueden aparecer como una gráfica de puntos dispersos.

1.3.2.2 Normas para caracterización de generadores

En el Laboratorio de Ensayos Eólicos, ubicado en España, se han desarrollado diversos métodos para caracterizar aerogeneradores. Este laboratorio se rige bajo diversas normas que acreditan una alta calidad de resultados. La norma IEC-EN 17025 avala las inmediaciones del laboratorio, mientras que la IEC 61400-12-1 regula la realización de ensayos de curvas de potencia (CEDER, 2015). Este laboratorio proporciona las siguientes evaluaciones de campo regidas por las normas indicadas:

- Ensayos de curva de potencia: Norma IEC61400-12-1.
- Ensayos de duración: ha sido acreditado según la norma UNE-EN-ISO/IEC17025, para la realización de Ensayos de Duración apartado 9.4 de la Norma IEC61400-2.
- Ensayos de ruido acústico: según la norma UNE-EN-ISO/IEC17025, para la realización de Ensayos de Emisión de Ruido Acústico Norma 61400-11.
- Ensayos de funcionamiento y seguridad: según la norma UNE-EN-ISO/IEC17025, para la realización de Ensayos de Funcionamiento y Seguridad apartado 9.6 de la Norma 61400-2.

Según la Asociación Americana de Energía de Viento (AWEA, por sus siglas en inglés), la norma IEC 61400-12-1 establece las mediciones de rendimiento de energía. Especifica un procedimiento para medir las características de rendimiento de potencia de un aerogenerador y se aplica a las pruebas de las turbinas eólicas de todo tipo y tamaños. También se describe un procedimiento que se utilizará para determinar las características de rendimiento de energía de un aerogenerador de pequeña potencia cuando se conecta a la red de energía eléctrica o a un banco de baterías (AWEA 2015).

La intermitencia del viento repercute en la calidad de la frecuencia y de la tensión de la corriente entregadas por el generador. El objetivo de establecer normas es lograr una estandarización de los aerogeneradores de baja potencia para lograr una mayor calidad y optimización de estos dispositivos, idealmente, a nivel global.

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

2.1 Rotor

2.1.1 Selección de perfiles

Los perfiles empleados fueron los denominados NACA (Comité Nacional Asesor en Aeronáutica, por sus siglas en inglés), que están definidos mediante la ecuación (2.0).

$$\frac{t}{0.2} c \left[0.2969 \sqrt{\frac{x}{c}} - 0.1260 \left(\frac{x}{c}\right) - 0.3516 \left(\frac{x}{c}\right)^2 + 0.2843 \left(\frac{x}{c}\right)^3 - 0.1015 \left(\frac{x}{c}\right)^4 \right] \quad (2.0)$$

La nomenclatura de los perfiles tipo NACA está definida por 3 números que constan de 4 dígitos que designan: la inclinación, la posición de la inclinación máxima y el grosor; es decir, si un perfil de sustentación NACA es ABXX, entonces, A es el valor de la comba máxima dividido entre 100, B es la posición de la curvatura máxima en su longitud dividida entre 10 y XX es el valor del grosor dividido entre 100.

Existen igual los perfiles tipo NACA de 5 dígitos modificados, se generaron usando ecuaciones analíticas que describen la curvatura de la línea media de la sección del perfil aerodinámico, así como la distribución del espesor de la sección a lo largo de la superficie aerodinámica.

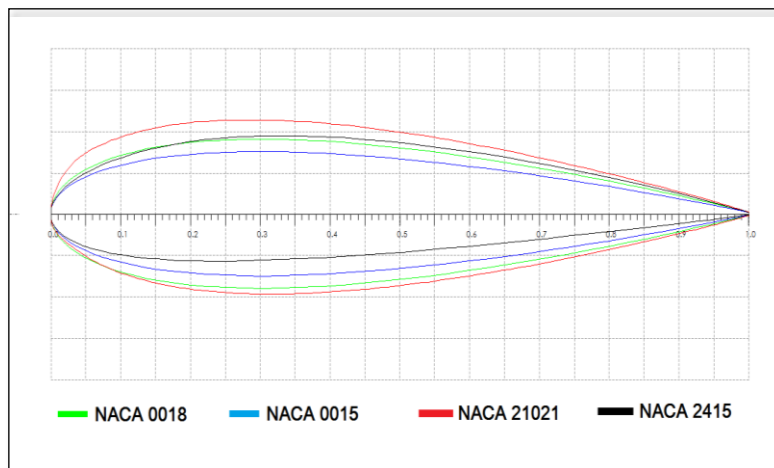


FIGURA 2.1 Comparación de varios perfiles NACA en el programa Qblade.

En la FIGURA 2.1, cada color representa un perfil diferente, se aprecia que el más ancho es el perfil NACA 21021, mientras que el más delgado es el perfil NACA 0015. Contemplando estos parámetros, entre otros, se realizó una serie de simulaciones, como se muestra en la FIGURA 2.2. Una vez elegido el perfil, se hizo una extrapolación a 360° analizando el perfil sometido a vectores de viento en todas direcciones. Finalmente, se eligió el NACA 0018 por presentar mejores características para aerogeneradores de eje vertical, como lo es un coeficiente de sustentación mayor, lo que significa que podemos generar los mismos valores de torque, a menores velocidades de viento.

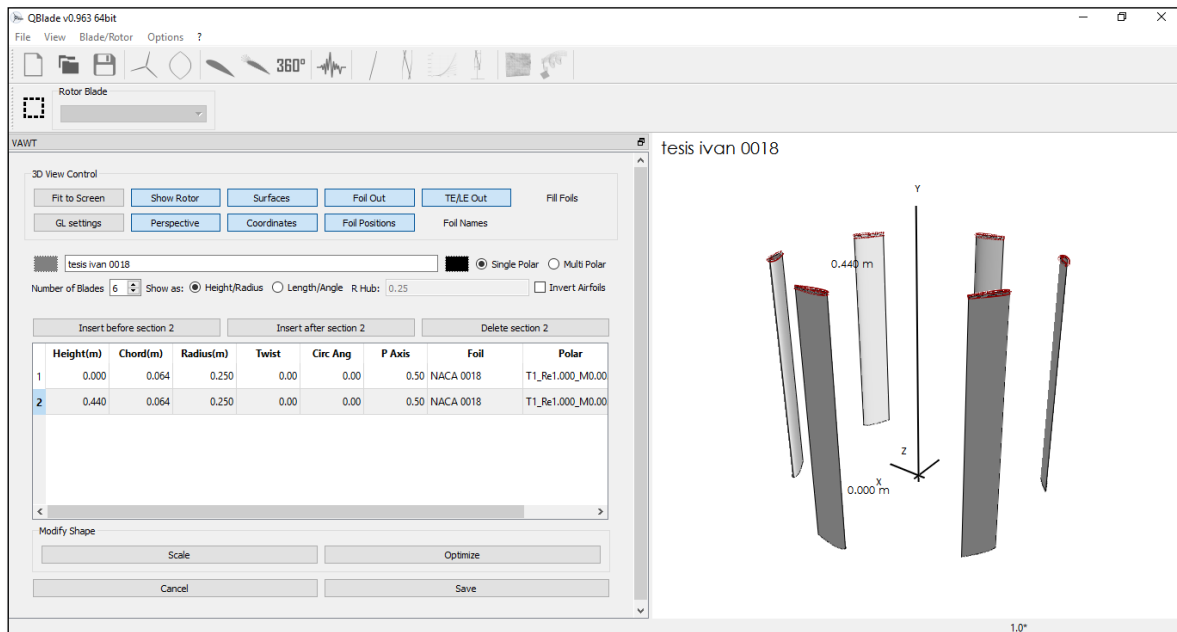


FIGURA 2.2 Simulación de los rotores con perfiles en el programa QBlade.

Finalmente, se estudió la turbina en el software como todo un aerogenerador, desde el eje hasta los perfiles aerodinámicos, seleccionando el rango de velocidades de viento de 1 a 20 m/s. Se compararon valores obtenidos realizando simultáneamente las pruebas de los perfiles y los resultados de C_p vs TSR se muestran en la FIGURA 2.3.

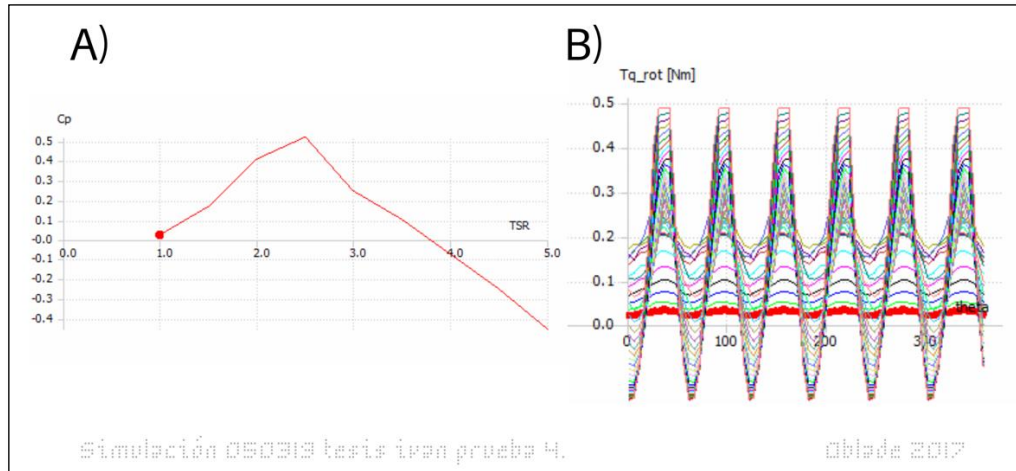


FIGURA 2.3 A) C_p vs TSR utilizando perfiles NACA 0018. B) Gráfico de Torque vs Theta extraído del programa Qblade.

En la FIGURA 2.3 A), se aprecia que el rotor convirtió la mayor potencia a un TSR de 2.4, lo que lo hace un rotor de baja velocidad, pero de alto torque. Esto último, se puede apreciar en la FIGURA 2.3 B).

De igual manera, se evaluaron los vórtices y turbulencia generados en la simulación, los cuales, en conjunto con el análisis de la acción del viento en una estructura con un grado de libertad, reportaron el rendimiento aerodinámico que tuvo el aerogenerador que se muestra en la Figura 2.4, con lo que se determinó que las fuerzas transversales son casi nulas y no afectan en el rendimiento de la turbina.

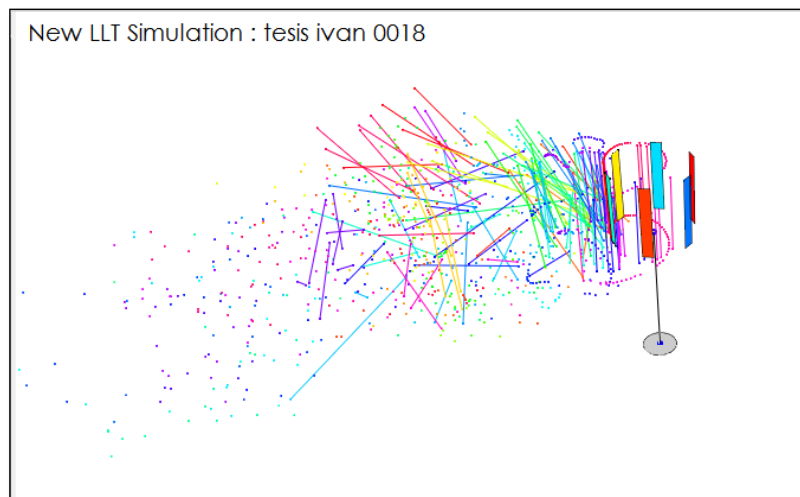


FIGURA 2.4 Acción del viento sobre los vórtices del aerogenerador. Rendimiento aerodinámico.

2.1.2 Diseño en 3D

2.1.2.1 Aspas

Para el proceso del diseño de aspas se utilizaron los programas *Solidworks*, *QBlade* y *Sketch up*. Se importó un archivo *.dwg* con el modelo 2D del perfil seleccionado y se modificó con el segundo programa para convertirlo en un modelo 3D ingresando la profundidad y altura deseada del aspa.

Para diseñar las aspas, fue importante saber el tamaño de la impresora 3D, ya que se posicionaron las piezas de modo que se facilitó su impresión, teniendo en cuenta el orden y dirección en que se crean las fibras del material de impresión 3D.

Las dimensiones máximas para imprimir fueron de 220mm x 240mm x 220mm (ancho, largo y alto), por lo que se diseñaron las piezas de modo que se imprimieron 3 partes para poder generar una sola aspa, como se muestra en la Figura 2.6, en donde se indica que: A) es la primera mitad del aspa, con un orificio en la parte superior para embonar con las otras partes; B) es la guía central, que hace que embonen ambas mitades del aspa y C) es la segunda mitad del aspa que, a diferencia de la primera, tiene el orificio en la parte inferior en donde embona la guía central para unir ambas partes.

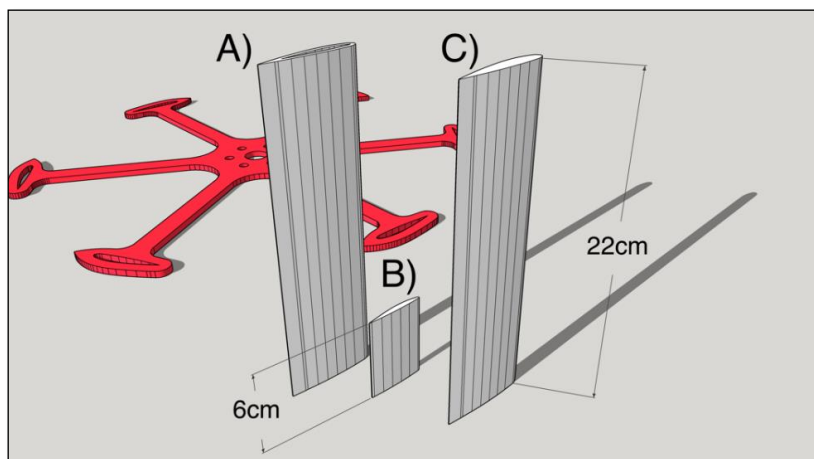


FIGURA 2.5 Conjunto de 3 piezas (A, B, C) que forman un aspa del rotor.

Para armar cada aspa se utilizó la guía central, que es la pieza B) de la Figura 2.6, ésta se incrustó 30mm en la parte superior de la pieza A) y 30mm en la parte inferior de la pieza C).

El pegamento que se usó dependió del tiempo que se necesitó para manipular las piezas antes de que el pegamento se secase y fijara las piezas, para este caso se usó el pegamento Epoxy, que está compuesto por dos adhesivos que se deben mezclar para unir las piezas. Es el pegamento más usado en la impresión 3D, ya que se puede usar con cualquier material, incluyendo aquellos que han sido pintados. Tiene una alta viscosidad, por lo que tarda mucho más en secarse que otros. Mientras se esté aplicando este pegamento, se deberán sostener las piezas juntas para dar tiempo que el Epoxy se seque. Esto no es necesariamente una desventaja, ya que se pueden manipular las piezas incluso después de aplicar el pegamento, lo que ayuda cuando la precisión es importante. Este tipo de pegamento tiene una gran resistencia a la temperatura y a los productos químicos, aunque al usar Epoxy, el proceso de polimerización puede durar hasta un día.

Desde el diseño, se recortó una diminuta sección de la pieza B) de la FIGURA 2.5 creando un canal dentro de la unión de ambas mitades por donde el exceso de pegamento fluyó. El material de impresión utilizado fue filamento ABS. El tiempo de impresión fue de 6 horas por aspa, el resultado se muestra en la FIGURA 2.6.

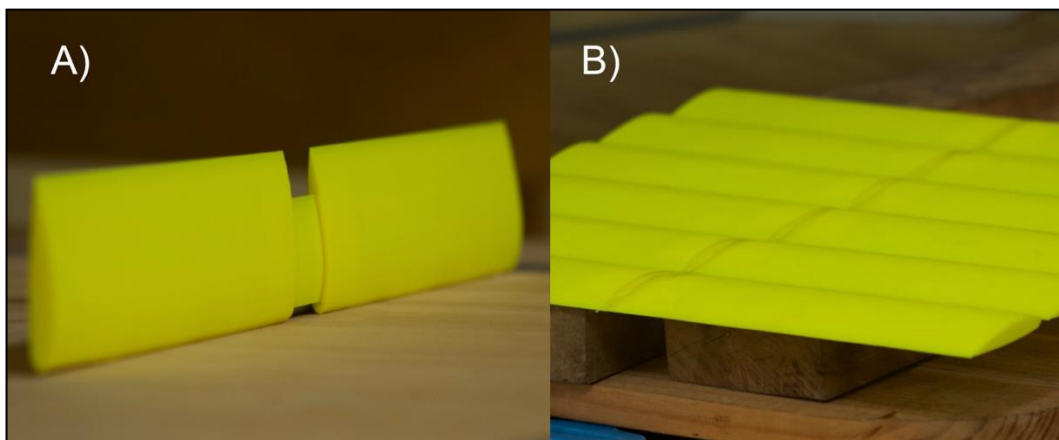


FIGURA 2.6 A) Piezas impresas en 3D que conforman 1 aspa. B) Piezas unidas con el pegamento Epoxi.

2.1.2.2 Diseño del HUB

El HUB proporcionó rigidez al rotor al unir las aspas y el eje. En él recayó todo el par motor que, por medio de su geometría, logró crear un movimiento rotacional que se transmitió al eje a través del adaptador de tracción.

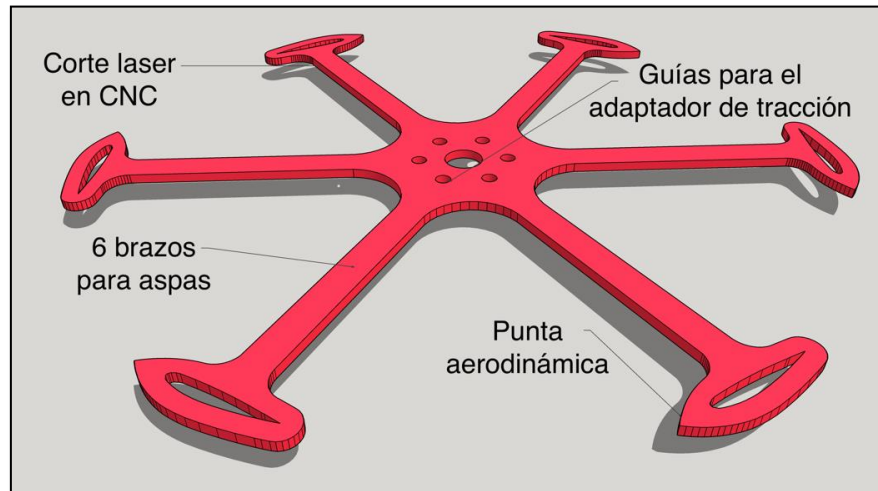


FIGURA 2.7 Características del HUB de 52cm de Diámetro.

Método para diseñar el HUB (FIGURA 2.7) en solidworks:

1. Se dividió 360° entre 6 brazos y se hizo la distribución de los mismos cada 60° .
2. Se colocaron los perfiles aerodinámicos en cada extremo de los vértices del hexágono, de tal manera que una línea perpendicular a las cuerdas de los perfiles coincidiera con la dirección de cada trazo de los vértices del hexágono.
3. Se unieron los extremos de las líneas para cerrar el perímetro del HUB formando una figura con la geometría deseada delimitada por bordes curvos.
4. Se consideró un agujero para el eje de un diámetro de 1".
5. Finalmente, se extruyó la pieza para una presentación final. Se importó un modelo 2D en formato con extensión .dxf para poder cortarlo a laser.
6. El corte se llevó a cabo en un acrílico de 6mm, pudiendo ser dos de 3mm para luego pegarlos con el mismo pegamento de las aspas.

2.1.2.3 Adaptador de tracción

Para transmitir la fuerza rotacional hacia el banco de pruebas, se usó un eje de aluminio de 1 pulgada. Para acoplar el rotor al eje, se diseñó un adaptador de tracción representado de color azul en la Figura 2.8.

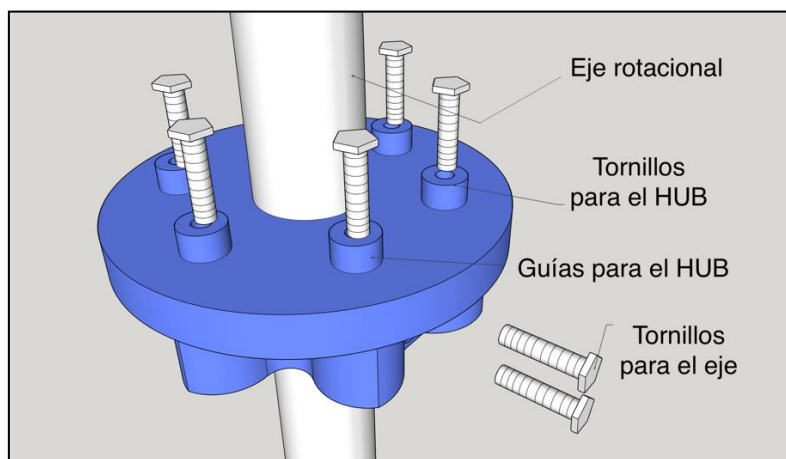


FIGURA 2.8 Adaptador de tracción con 8 tornillos, 6 para sujetar el HUB y 2 para sujetar el eje.

El diseño se basó en la *suspensión, dirección y freno* de un vehículo automotor. Es un dispositivo capaz de transmitir el par-motor hacia el eje del aerogenerador. A la hora de valorar el conjunto del sistema de *suspensión, dirección y freno* de un vehículo, se toma en cuenta la potencia del frenado. En este caso, la fuerza par-motor que se transmitió del aerogenerador hacia el adaptador de tracción se calculó por medio de solidworks y, como representaba menos de un 10% de sobre esfuerzo, no fue necesario rediseñarlo. Teniendo en cuenta que el punto crítico es arriba del 90% de sobre esfuerzo, la calidad de impresión pudo ser del estándar de 20% de relleno. Las fuerzas resultantes que más afectaron este sistema se encontraron sobre el eje del aerogenerador, ver la sección 1.3.1.

La parte inferior del adaptador tiene dos orificios transversales al eje de rotación, que lo atraviesan hasta llegar al otro lado, en ellos se encuentran unas muescas para las tuercas. Se diseñaron estas extrucciones hacia el interior para hacerlo lo más aerodinámico posible sin dejar a un lado la solidez y la optimización del material. No se comprometió la robustez ya que los mismos tornillos superiores del HUB llegaron hasta la parte inferior incrustándose en ambas partes de la pieza. En la FIGURA 2.9 se pueden ver estas características.



FIGURA 2.9 Adaptador de tracción, presenta aerodinamismo, solidez y robustez optimizando el material.

Finalmente, para acoplar estas tres piezas (*HUB*, *adaptador de tracción* y *eje*) se emplearon 8 tornillos de 42mm de grosor y $\frac{3}{4}$ " de largo para los del *HUB*, y 1 $\frac{1}{2}$ " para los del *eje*, como se muestra en la FIGURA 2.10.

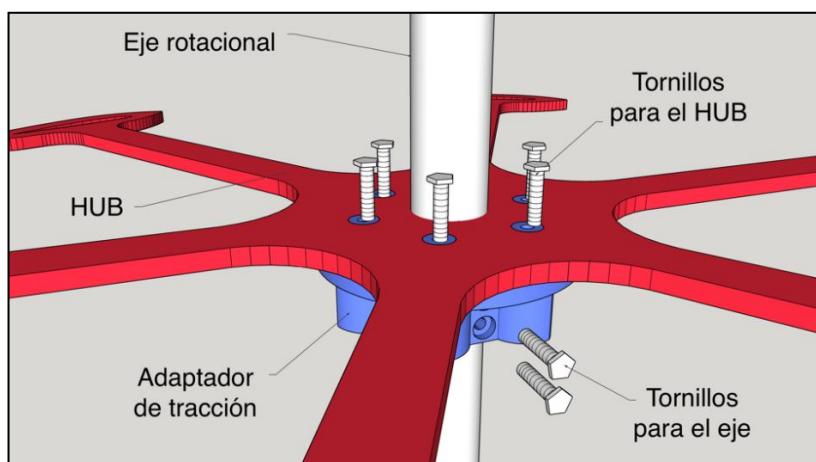


FIGURA 2.10 Conjunto de eje, *HUB* y adaptador de tracción acoplados con 8 tornillos en total.

La idea de separar el *HUB* del adaptador fue para que sea compatible con otros diseños de rotores en trabajos futuros. Cuenta con 6 guías, por lo que se puede usar tanto para aerogeneradores de 3, 4 o 6 aspas, manteniendo el balance centrífugo de la pieza. El resultado de impresión se puede ver en la FIGURA 2.11, B).

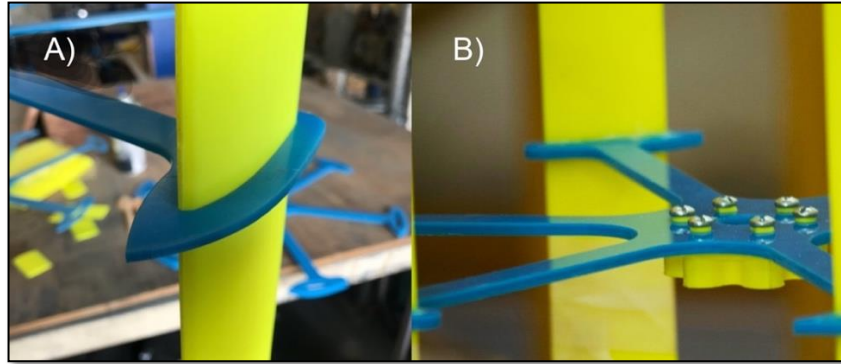


FIGURA 2.11 A) El aspa encaja en el HUB. B) El adaptador de tracción sujeta el HUB con 8 tornillos.

Se dejó espacio en los cilindros de la parte superior para que, al introducir los tornillos, expandan el polímero y aprieten la unión de las dos piezas. Para soportar el rotor se usó como eje rotacional un tubo de aluminio de 1" (FIGURA 2.12, A) y un rodamiento tipo chumacera (FIGURA 2.12, B). Al tubo se le perforaron 4 orificios de 1/8" para que los tornillos del adaptador de tracción lo atravesasen. La chumacera se colocó en la parte inferior de la cabina del túnel de viento para sostener el eje del rotor lo más rígido posible.

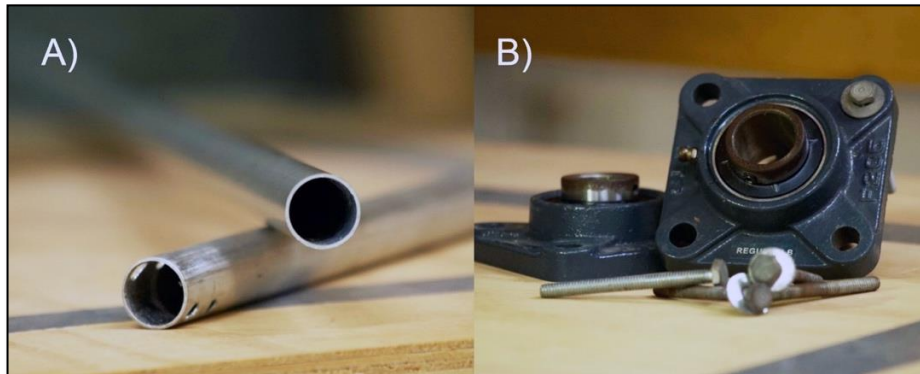


FIGURA 2.12 A) Tubo de aluminio anodizado de 1" usado como eje. B) Rodamiento empleado (tipo chumacera).

2.1.2.1 Rotor final

En la FIGURA 2.13 se puede apreciar el modelo final del rotor que constó de 6 aspas con el perfil NACA 0018, un HUB que soportó las aspas (representado en color rojo) y un adaptador de tracción presentado en color azul, este último transmitió la fuerza rotacional hacia el eje, conformado por un tubo de aluminio de pared delgada de 1" de diámetro y 85cm de largo (FIGURA 2.14).

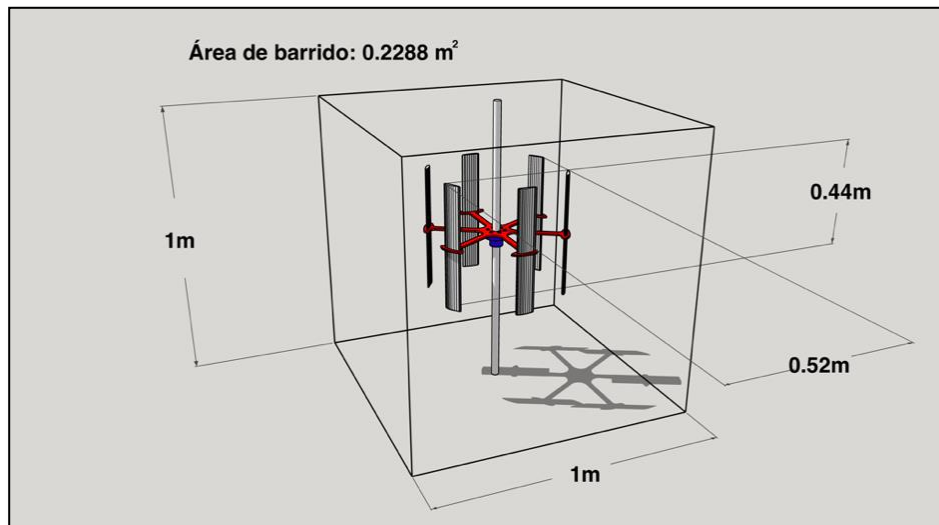


FIGURA 2.13 Modelo del rotor final con 0.2288m² de área de barrido dentro de un cubo de 1 x 1 x 1m similar a las características de la cabina de ensayos del túnel de viento.

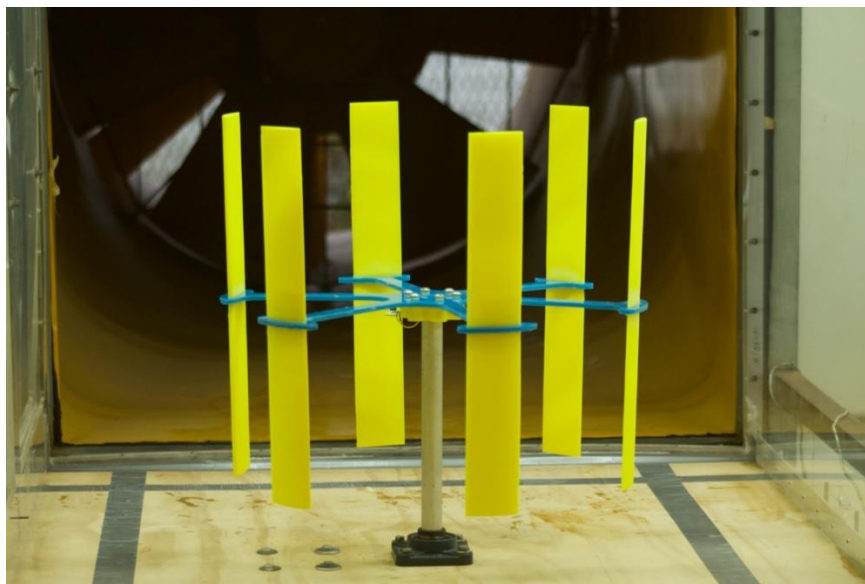


FIGURA 2.14 Fotografía del modelo a escala dentro del túnel de viento.

2.2 Generador

Se realizó el diseño de un generador síncrono de imanes permanentes con ayuda del software Solidworks, ya que permitió analizar el comportamiento de los componentes bajo las características de operación sin necesidad de construirlo. Esto permitió analizarlo aplicando diferentes esfuerzos en los componentes, así como verificar la resistencia bajo las condiciones a las que serían sometidas si se construyera, con el objetivo de fabricarlo lo más eficiente posible.

2.2.1 Componentes del generador

2.2.1.1 Discos de acero

Se diseñó un disco con un diámetro externo de 30 cm de grosor con un orificio para el eje de 1". Para determinar si el material podría soportar las diversas fuerzas aplicadas, se usó Solidworks para el análisis de esfuerzos y se simularon fuerzas de 100N y 100Nm respectivamente, esfuerzos que son superiores a los que se sometería dicho componente en caso de su construcción e implementación.

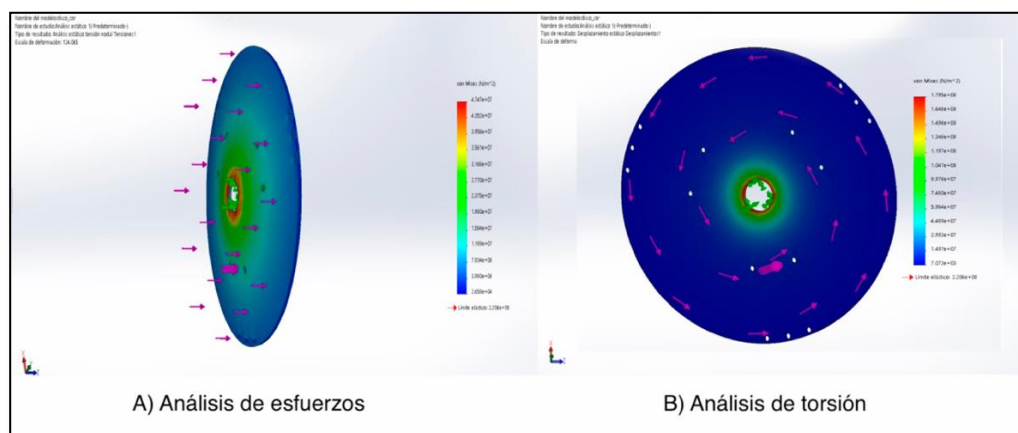


FIGURA 2.15 Análisis de esfuerzos y torsión del disco simulado en solidworks.

En la FIGURA 2.15 inciso A) se muestran los resultados del análisis de esfuerzos, se aprecia que el punto de máxima presión se encuentra alrededor del eje debido a que es fijo y el material tiende a romper dicho enlace.

La fuerza máxima recibida en la cara del disco fue de $4.74 \times 10^7 \text{ N/m}^2$, mientras que el límite elástico del material es de $2.206 \times 10^8 \text{ N/m}^2$, lo que quiere decir que el material operará de manera segura bajo las condiciones a las cuales sería sometido. De igual manera se puede apreciar el desplazamiento que tuvo el disco bajo las condiciones de esta simulación; su valor máximo fue de 0.25 mm, que es despreciable. Así mismo, en la FIGURA 2.15 B) se presenta el análisis de torsión bajo diferentes fuerzas, para determinar si el material soportaría la fuerza que se transmitirá al eje. En este estudio se aplicó una torsión de 10 Nm y se obtuvo un desplazamiento del material de $1.7 \times 10^8 \text{ Nm}$; como el límite elástico del material es de $2.2 \times 10^8 \text{ Nm}$, se pudo concluir que el material es adecuado para su construcción.

2.2.1.2 Imanes

Se diseñó una plantilla con espacios equitativos para 24 imanes de 20mm x 10mm x 10mm, de 14000 Gauss, y de fabricación de aleación NdFeB (neodimio, hierro y boro) con revestimiento de cromo de NiCuNi (níquel y cobre) cada uno. El material debe ser madera prensada debido a que cumple la no conducción magnética, lo cual facilita colocar los imanes y no añade peso a la estructura. Este componente no se sometió a análisis de esfuerzos debido que estaría soportado por el disco de acero, pero sí fue sometido a procesos de aceleración centrífuga, ya que dicha fuerza haría que los imanes tiendan a moverse hacia el exterior, tal como se muestra en la FIGURA 2.16.

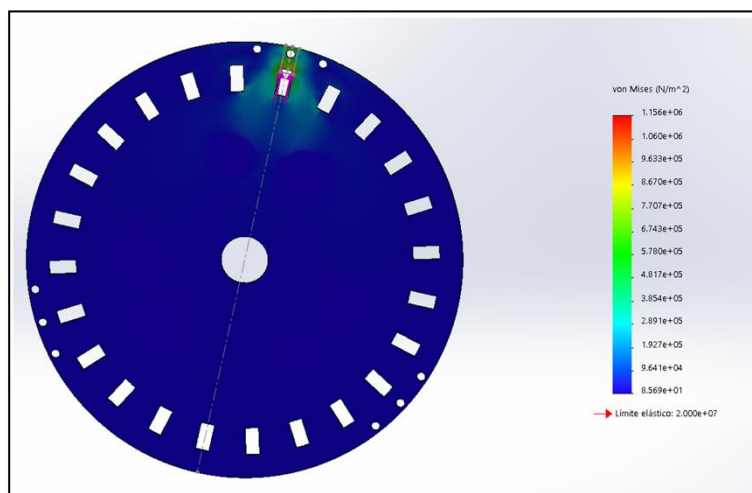


FIGURA 2.16 Análisis de esfuerzos en la cara superior de los imanes.

En el análisis de esfuerzos se aprecia que, al aplicarle una fuerza de 50 N, la tensión del material fue menor que la de su límite elástico ($2 \times 10^7 \text{ N/m}^2$). Con ello, se concluye que el material es apto para soportar los esfuerzos a los que sería sometido en caso de su construcción e implementación.

2.2.1.4 Separadores de discos

Se diseñó un espaciador, el cual se encarga de separar los discos para colocar el estator y, con ello, poder formar un campo magnético adecuado para la generación de corriente eléctrica.

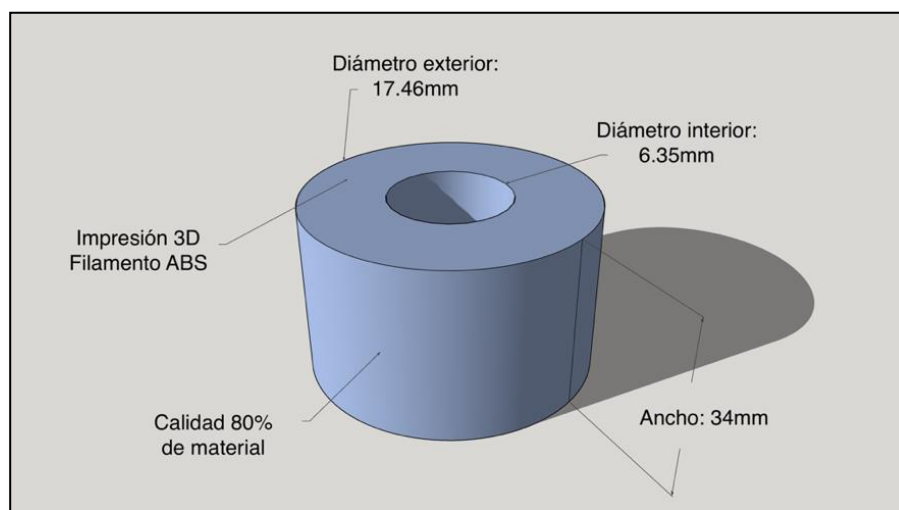


FIGURA 2.17 Diseño del espaciador en Solidworks.

En la FIGURA 2.17 se muestra el diseño del modelo con las dimensiones: diámetro externo de 17.46 mm, longitud de 34 mm y una perforación a la mitad, por la cual pasaría un tornillo de 1/4 de pulgada. Este espaciador se ve afectado por fuerzas de compresión durante el funcionamiento del equipo. En la FIGURA 2.18 se aprecia cómo, durante el análisis de esfuerzos, se obtuvo que la fuerza se distribuye a lo largo del espaciador con una tensión de $4.18 \times 10^1 \text{ N/m}^2$, mientras que en los extremos se presentan los mayores esfuerzos con valores promedio de 6.93 N/m^2 , produciéndose una deformación máxima de $6.43 \times 10^{-7} \text{ mm}$, prácticamente insignificante, por lo que se encuentra dentro del límite permitido.

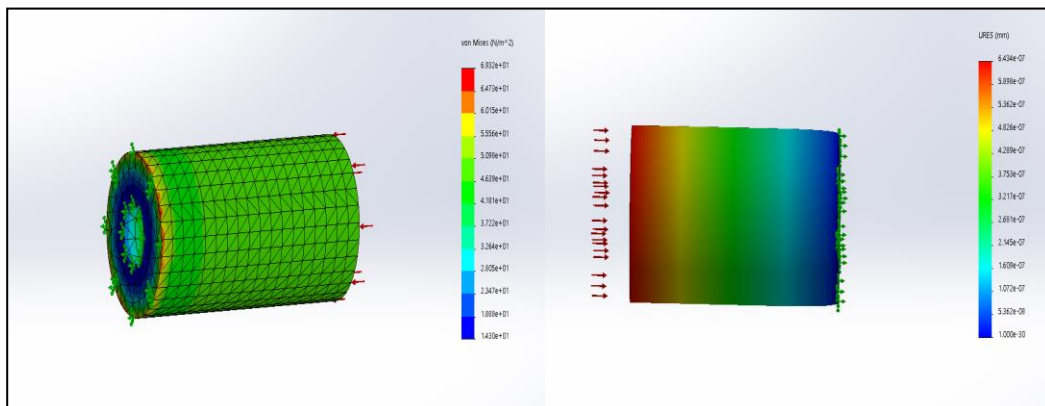


FIGURA 2.18 Análisis de los esfuerzos ejercidos al espaciador.

2.2.1.5 Anillos deslizantes

No se realizaron análisis de cargas en los anillos deslizantes debido a que éstos no estarán bajo estos esfuerzos. En la FIGURA 2.19 se muestra el diseño de los anillos.

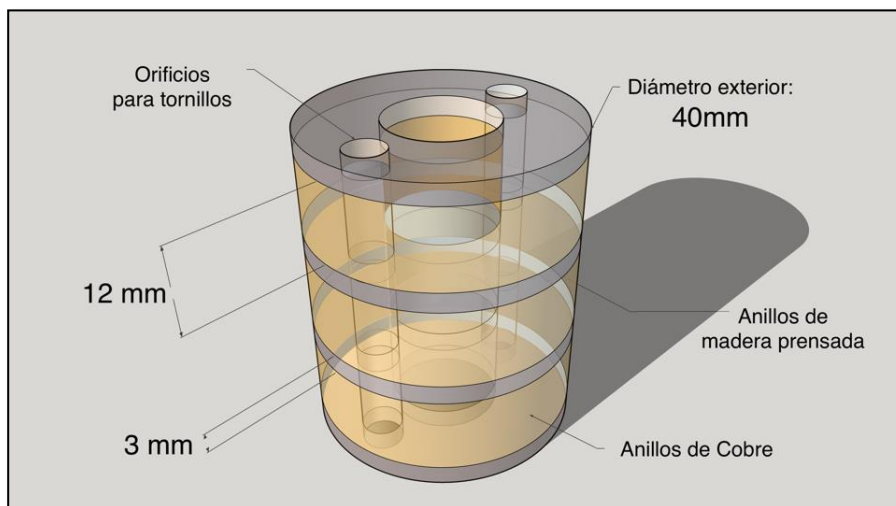


FIGURA 2.19 Diseño de los anillos deslizantes.

El dispositivo consta de tres anillos de bronce fosforado ensamblados, como se indica en la FIGURA 2.19. La unión entre anillos es de madera prensada. El agujero interior de los anillos es de 2.5 cm y diámetro exterior de 4 cm.

2.3 Sistema de monitoreo

El sistema de monitoreo lo conformaron sensores y equipos de medición de las diferentes variables que el estudio de un aerogenerador demanda, como lo son el sensor óptico para monitorear la velocidad rotacional, un manómetro para medir la velocidad de viento, un sensor de voltaje DC para medir la potencia eléctrica, un sensor óptico para medir velocidad angular y un sensor de torque para medir el par-motor, que es la base de este estudio.

Los programas empleados para la recopilación de datos fueron las interfaces del módulo de control y medición de datos CR10X nombrada *LoggerNet*, la del manómetro llamada *Mano and Flow* y la del sensor de torque llamada *MagdeTech*. El primero es un paquete de software que emplea programación, comunicación y recuperación de datos entre un datalogger y un CPU, se conectó a un solo módulo de control a través de un generador de IP fija. El segundo sirvió para leer la velocidad de viento real dentro de la cabina de ensayos, mientras que el tercero recopiló los datos de par-motor en los diferentes ensayos.

2.3.1 Sensor par-motor

Para medir el par-motor se usó un sensor de torque, un servomotor y su controlador; a continuación, se detalla el funcionamiento y armado del sistema.

2.3.1.1 Sensor de torque

El sensor utilizado en este trabajo (FIGURA 2.20, A) fue un torquímetro rotacional marca Futek TRS605, utiliza tecnología de galgas extensométricas ofreciendo medidas muy precisas en rangos de bajo torque, ya que no tiene contacto directo en su eje.

Para la lectura de los voltajes diferenciales del torquímetro se utilizó el hardware Volt101A (FIGURA 2.20, B) y se conectó con el cable de conexión FSH04025 y su respectivo cable de interfaz USB.

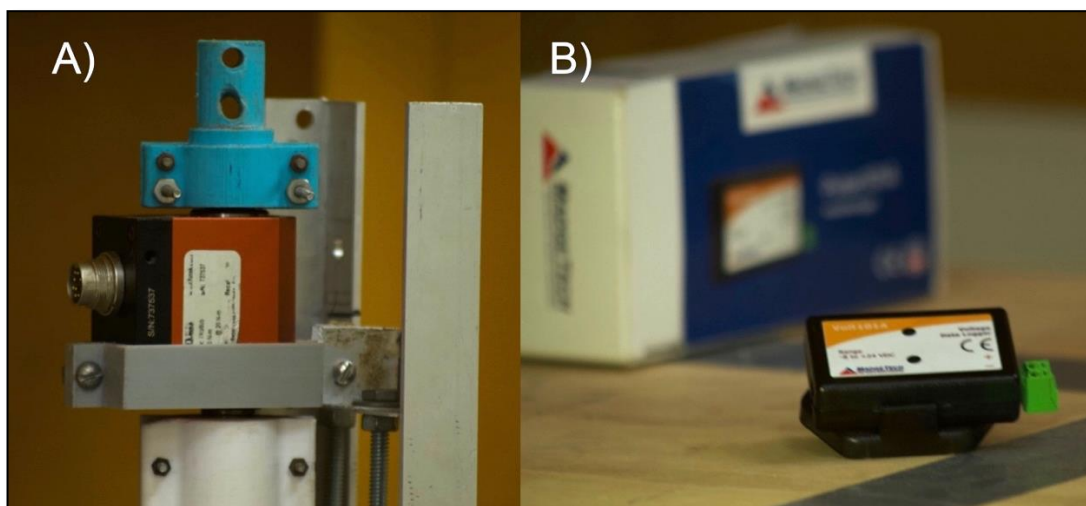


FIGURA 2.20 A) de color rojo el sensor de torque Futek TRS605. B) datalogger MadgeTech modelo Volt101A.

El software utilizado fue el MadgeTech 4 y se conectó a través de un hardware con entrada tipo plug de 3.5mm para el sensor y de USB para la computadora. El esquema de conexión usado se muestra en la FIGURA 2.21 y se hizo con ayuda de cables de comunicación electrónica. Es importante que el sistema esté aterrizado para reducir la cantidad de ruido en las mediciones.

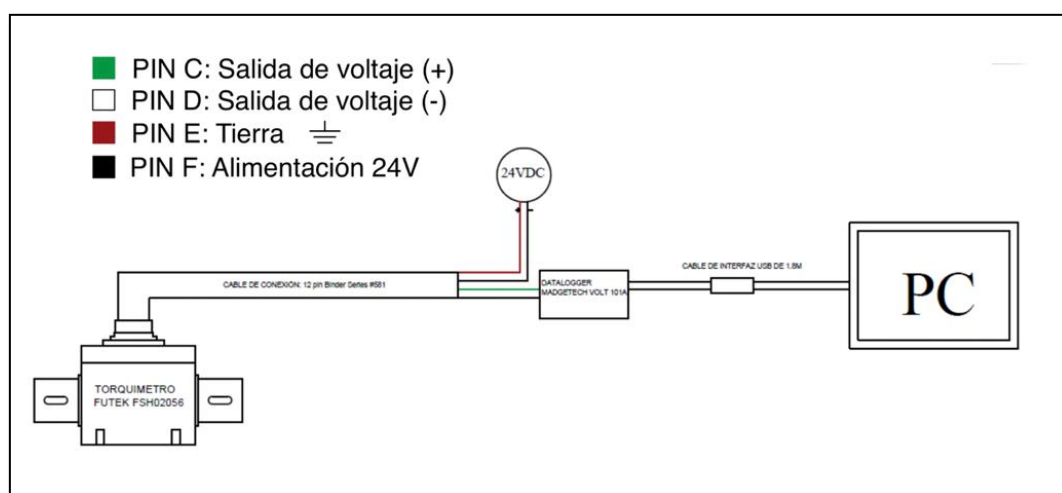


FIGURA 2.21 Esquema de conexión del sensor de torque a la PC para lectura de datos.

2.3.1.2 Servomotor

El servomotor usado fue de la marca Kinco modelo SMH110D-0157-30AAK-4HKC, mostrado en la FIGURA 2.22. Tiene dos terminales de conexión de 16 y 7 pines cada una, las cuales sirven para potencia y control, se conectan por medio del cable MOT-00-LL-KC1 y el cable ENCODER: ENCCA-LL-KC1, respectivamente.



FIGURA 2.22 Servomotor marca Kinco, se observan en la parte inferior las dos terminales de conexión.

2.3.1.3 Controlador

Se utilizó el servo-accionador CD620-AA-000 (FIGURA 2.23), se programó para hacer girar al servomotor a determinadas revoluciones por minuto (RPM) para mantener la velocidad rotacional constante en el modelo estudiado, ya que el sensor toma lecturas de un diferencial de presiones entre sus galgas extensométricas.



FIGURA 2.23 Diagrama de conexiones del Servoaccionador.

A continuación, se detallan los componentes y la conexión de cada uno. El control se realizó mediante una combinación codificada, la cual se basó en la activación y desactivación de los puertos digitales DIN6 y DIN7, cuyas combinaciones generaron 4 distintas velocidades. Para seleccionar las velocidades presentadas en la TABLA 1, se debe realizar la configuración en el display de acuerdo con los datos proporcionados en la TABLA 2.

Combinación de puertos para activación de 4 velocidades preajustadas	
Puertos	Acción
DIN6:DIN7 = 0:0	Ejecuta la velocidad 1
DIN6:DIN7 = 1:0	Ejecuta la velocidad 2
DIN6:DIN7 = 0:1	Ejecuta la velocidad 3
DIN6:DIN7 = 1:1	Ejecuta la velocidad 4
DIN1	Para habilitar el controlador y bloquear el eje del motor
DIN2	Cambia el modo de operación (3 si está activo -3 si está inactivo)

TABLA 1 Combinación de puertos para activar las velocidades seleccionadas

Pre-configuración del servoaccionador para las 4 velocidades		
Display	Variable	Configuración
D3.01	Din1_Function	Cambia a 0.001 para controlador listo
D3.02	Din2_Function	Cambia a 000.4 para control bajo operación
D3.06	Din6_Function	Cambia a 010.0 (control 1 de velocidad interna)
D3.07	Din7_Function	Cambia a 020.0 (control 2 de velocidad interna)
D3.16	Din_mode0	Cambia a 0.003 (3) para modo aceleración/desaceleración
D3.17	Din_mode1	Cambia a 0.003 (-3) para modo aceleración instantánea
D3.18	Din_Speed0_RPM	Ingresa velocidad 1 (RPM)
D3.19	Din_Speed1_RPM	Ingresa velocidad 2 (RPM)
D3.20	Din_Speed2_RPM	Ingresa velocidad 3 (RPM)
D3.21	Din_Speed3_RPM	Ingresa velocidad 4 (RPM)

TABLA 2 Configuración de las variables para accionar el servoaccionador

Las pruebas requirieron más de 4 velocidades, los valores de velocidad angular se pudieron modificar cuando la configuración correspondiente en los puertos digitales DIN6 y DIN7 no estaba en uso. Por ejemplo, si la velocidad 2 se encuentra en ejecución, solo se podrían modificar las velocidades 1, 3 y 4. Para hacer posible esta opción, se elaboró un dispositivo (FIGURA 2.24) que, por medio de 3 interruptores, controlan las entradas de los puertos digitales DIN 6 Y 7, haciendo menos bruscos los cambios entre las diferentes revoluciones por minuto (RPM) a las que sería requerido someter al aerogenerador.

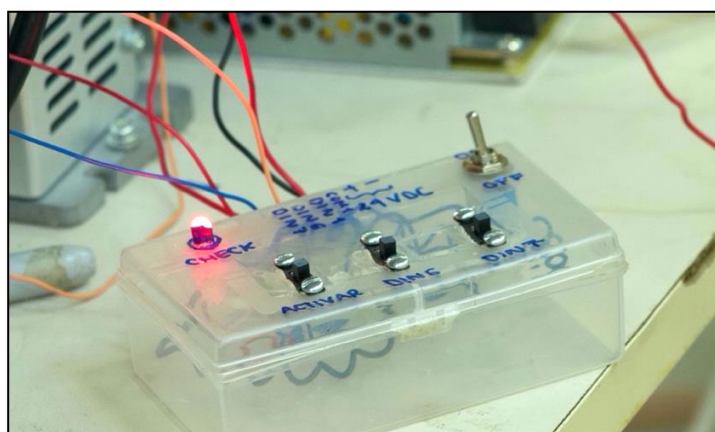


FIGURA 2.24 Dispositivo controlador de cambios de velocidad rotacional (RPM) del servomotor.

El primer interruptor de color negro de izquierda a derecha (etiquetado como *ACTIVAR*) sirve para activar el movimiento rotacional y permite accionar la primera velocidad; el segundo interruptor negro (etiquetado como *DIN6*) controla las velocidades 2 y 4 y el tercer interruptor negro (etiquetado como *DIN7*) controla la velocidad 3. Las velocidades 1, 2, 3 y 4 mencionadas hacen referencia a las indicadas en la TABLA 1.

La manera de hacer los cambios sin detener temporalmente la prueba, es reconfigurando el servocontrolador para añadirle diferentes revoluciones por minuto (RPM) mientras está activada únicamente la cuarta velocidad. De esta manera, se pudieron reconfigurar las 3 primeras velocidades con el objetivo de ir agregando más RPM.

2.3.1.4 Sistema de soporte

El sistema de medición de par-motor, conformado por los tres elementos (sensor, servomotor y servoaccionador), fue comprado comercialmente y es universal para diversas aplicaciones. Para poder seleccionar el adecuado fue necesaria una revisión bibliográfica de autores cuyos trabajos hayan sido el estudio de pequeños aerogeneradores en túneles de viento para estimar el alcance del sensor. De la marca Futek existen sensores desde 1 hasta 1000N-m, sin embargo, para acoplar este sistema de medición al aerogenerador de eje vertical del presente trabajo, fue necesario el diseño e impresión de los adaptadores ilustrados en la FIGURA 2.25.

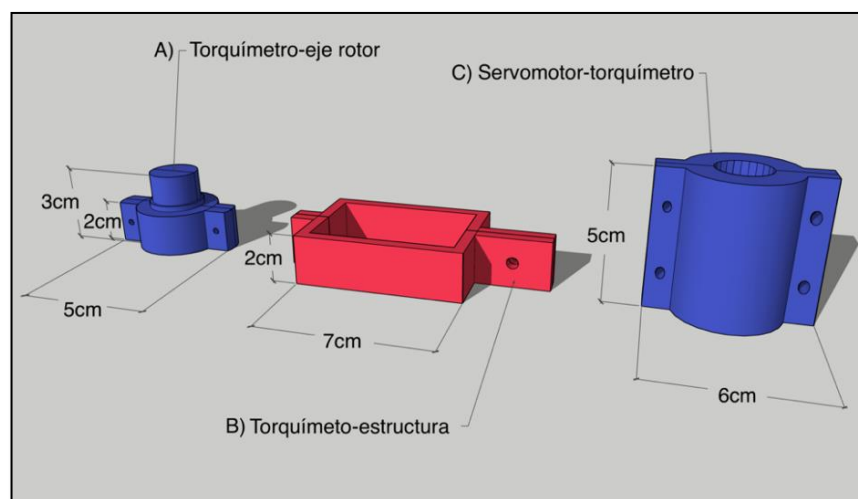


FIGURA 2.25 Diferentes adaptadores impresos en 3D, parte del sistema de medición par-motor.

Cada uno de estos adaptadores se diseñó para encajar en un eje principal de 1" y usar tornillos de $\frac{1}{4}$ ". A continuación, se describen los pasos para armar el sistema del sensor par-motor (Tabla 2.3). La estructura de soporte principal se muestra en la FIGURA 2.26.

Lo primero es cortar perfiles de aluminio anodizado de $\frac{3}{4}$ " x $\frac{3}{4}$ " y armar la estructura que se diseñó en *SolidWorks* (FIGURA 2.26, A) para que sea el soporte principal del sistema de medición de torque.

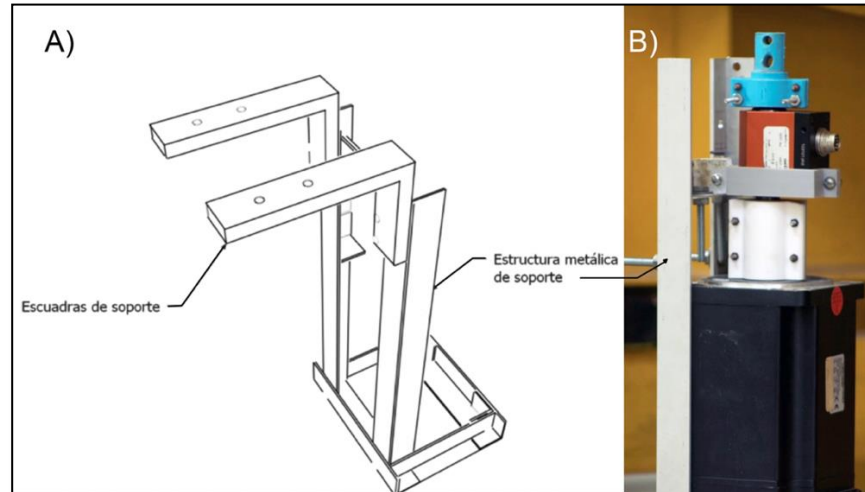


FIGURA 2.26 A) Estructura de soporte para el sistema de medición de par-motor. B) Sistema de medición armado, de colores azul, gris y blanco se muestran los tres coples impresos en 3D.

Después se añadieron los coples impresos como se pueden ver en la FIGURA 2.26 B. Se aprecia de color azul el cople torquímetro-eje rotor, el cual recibe la fuerza rotacional del aerogenerador por medio de su eje de aluminio de 1", embona y se acopla por medio de 4 tornillos de ¼" al eje de entrada del sensor de torque. De color gris, rodeando al sensor de torque de color rojo, se aprecia el cople torquímetro-estructura; su función principal es estabilizar el sensor para tener menos errores de medición, por lo que debe ser una pieza con una gran calidad de impresión de al menos el 80% ya que da soporte a todo el conjunto, pues como se aprecia en la imagen, está sujeto de la estructura de aluminio. Por último, de color blanco se muestra el cople servomotor-torquímetro, éste, transmite el par del servomotor hacia el eje secundario del sensor de torque, es clave para mantener la velocidad del rotor constante dentro de la cabina de ensayos ya que transmite la fuerza del servomotor.

La configuración del torquímetro se realizó mediante el software del adquisidor de datos, para lo que fue necesario realizar la calibración del instrumento, lo cual consiste en el acoplamiento de un brazo de nivel y la utilización de pesos que producirían valores específicos de torque, según la ecuación (2.1).

$$L = \frac{M_t}{m \cdot g} \quad (2.1)$$

Donde:

L: Longitud del brazo de nivel (m)

m: Masa requerida (kg)

g: Gravedad ($9.80665 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}$)

M_t : Torque (Nm)

El diagrama de calibración se muestra en la figura FIGURA 2.27.

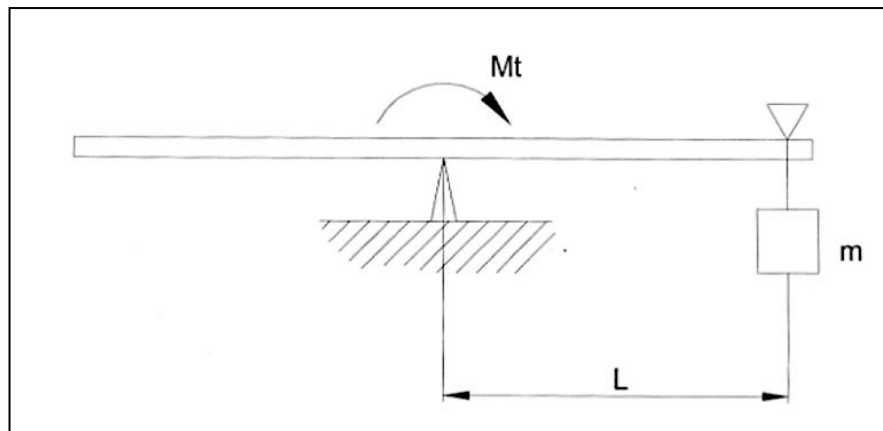


FIGURA 2.27 Esquema de calibración de torque por medio de una masa.

Una vez que se obtuvo el valor de equivalencia de calibración, en la interface, se seleccionó el dispositivo VOLT101A y, en el apartado de *Unidades de ingeniería*, se ingresó el valor equivalente (entre los valores de 0 y 1 volts).

Para iniciar la medición se seleccionó *Inicio en tiempo real*, entre las opciones, e igual se indicó el tiempo de muestreo deseado, que en este caso fue lo mínimo permitido por el programa, 1 segundo.

Para finalizar la prueba, en el menú principal se seleccionó, *Detener*, y se exportaron los datos en el *apartado de informe*; los datos se recopilaron en una hoja de cálculo que se procesaron en un programa creado con el software *Matlab*.

2.3.2 Instrumentación adicional

En la parte inferior de la cabina de ensayos se colocó el tubo de pitot sujetado con una base de acrílico, se conectó al manómetro por medio de las mangueras correspondientes (FIGURA 2.28, A). Se posicionó el tubo de tal manera que no interfiriera con ningún sensor adicional o con el rotor del aerogenerador, ya que esto influiría en las lecturas de datos y, por lo tanto, en los resultados.

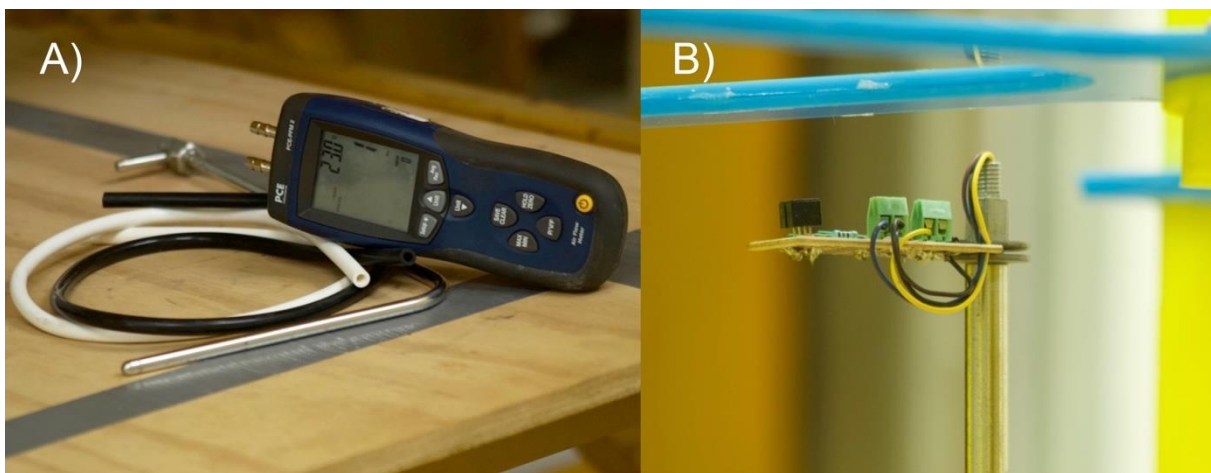


FIGURA 2.28 A) manómetro empleado para medir velocidad de viento. B) sensor óptico rotacional.

El sensor óptico de velocidad rotacional (FIGURA 2.28, B) se sujetó a una varilla hueca que sobresalió por encima de la madera, justo a 3 cm debajo del área de barrido delimitada por los brazos del rotor. Este sensor tiene un rango de lectura de 0.5 a 5 cm aproximadamente, por lo que se colocó a 3 cm para evitar cualquier contacto físico entre el modelo y el sensor. Los cables atravesaron la varilla hasta llegar a la caja de conexiones.

Para medir el voltaje (en la prueba con el generador eléctrico) se utilizó un sensor cuya configuración en el software empleó un multiplicador de 0.5 V. Se conectó justo a la salida trifásica AC del generador que llegaba hasta la caja de conexiones. Los cables generaron una resistencia a este flujo de voltaje, por lo que se midió dicha resistencia, se calcularon las pérdidas y se hizo la corrección. Se utilizó un multímetro para medir el flujo de corriente en todo el sistema.

2.3.3. Adquisidor de datos

Tanto el sensor de voltaje DC, como el óptico (para la velocidad rotacional), fueron conectados al módulo de control y medición de datos CR10X para la lectura y almacenamiento de datos, mientras que la velocidad de viento se registró por medio del software Mano and Flow, el cual permitió ver en tiempo real la velocidad instantánea, velocidad promedio y velocidades máximas y mínimas, al mismo tiempo que registró dichos datos.

Los programas se crearon por medio de Edlog y CRBasic, y se configuraron los sensores de la siguiente manera: Se seleccionó el tipo de adquisidor de datos que, por tener 2 sensores, se utilizó el CR10X. Posteriormente, en el apartado de "sensores disponibles" se seleccionó *CR10X > Sensors > Generic Measurment > Single Ended Voltage* para el sensor de voltaje y *CR10X > Sensors > Generic Measurment > Pulse* para el conteo de las revoluciones por minuto.

Este sensor midió voltaje en un solo canal referenciado a tierra y requirió previamente un convertidor AC/DC (puente de diodos), ya que es una configuración típica para sensores con dos cables. Para este proceso se utilizó el convertidor de corriente provisto por el fabricante del mismo generador comercial de 400W.

Continuando con la configuración, se seleccionó el rango del voltaje. En este caso, 2.5 mV bastaron por el tipo de prueba. En la integración de las mediciones se seleccionó "rechazar ruidos de 60 Hz" para evitar que la señal de corriente alterna (CA) interfiera en los resultados y se aplicó el multiplicador según convino para convertir el resultado de milivolts (mV) a Volts (V).

El sensor de velocidad rotacional se configuró para una lectura de frecuencias altas, puesto que el rotor giró entre 1 y 300 rpm. Además, se multiplicó por la cantidad de brazos del rotor (6). Esta configuración mide una entrada de pulsos generada por el diodo del sensor en mV. El resultado final se arrojó en *frecuencia* y se almacenaron los datos para hacer las equivalencias a revoluciones por minuto (RPM).

El hardware, que es un dispositivo que opera con un transformador de 12 VDC, se mantuvo conectado a un regulador para evitar caídas de voltaje que pudieran afectar los resultados de medición. En la parte superior cuenta con terminales con tornillos para su fácil conexión con un total de 12 terminales, 2 contadores de pulso, 8 puertos de control digital y un puerto serial I/O. Este último sirvió para la conexión entre el dispositivo y la interface.

2.3.4 Calibración de instrumentos

La exactitud en los procesos de calibración de los instrumentos fue de suma importancia para la correcta lectura de datos, ya que un banco de pruebas tiene que obtener las lecturas más precisas posibles. Para el túnel de viento se programó una revisión y mantenimiento a todo el equipo, especialmente a la banda del generador.

El tubo de pitot se instaló en la parte inferior del túnel y se evitó cualquier intervención en el flujo de viento que le llegó al modelo, se comprobó que el tubo estaba paralelo a este flujo y que las mangueras estuvieran correctamente conectadas. Para cada prueba se verificó que la pantalla indicara ceros, para esto, el manómetro cuenta con un botón para inicializar en cero.

Para calibrar el sensor óptico se utilizó una pistola láser de velocidad rotacional y un pequeño motor de corriente DC que se accionó a diferentes velocidades. El sensor óptico entrega de manera predeterminada lecturas en Hz por cada pulso.

Dado que el rotor está conformado por 6 aspas, se estableció que cada 6 pulsos registrados por el sensor fueran equivalentes a 1 vuelta o revolución, ver ecuación (2.2), es decir, cada pulso equivale a 1/6 de vuelta. A continuación, se dividió entre 1 segundo ambas partes de la ecuación (2.3) y, sabiendo que 1 minuto equivale a 60 segundos, se multiplicaron los pulsos por 60 para convertirlos en rpm, como indica la ecuación (2.4).

$$6 \text{ pulsos} = 1 \text{ rev} \quad (2.2)$$

$$1 \text{ pulso / segundo} = \frac{1}{6} \text{ rev / segundo} \quad (2.3)$$

$$1 \text{ pulso / seg} = \left(\frac{1 \text{ rev}}{6 \text{ seg}} \right) \left(\frac{60 \text{ seg}}{1 \text{ min}} \right) = 10 \text{ rpm} \quad (2.4)$$

Como el multiplicador que pide el programa es usado para entregar las lecturas en rpm en determinado tiempo, la conversión se presenta en la ecuación 2.5.

$$1 \text{ rpm} = \frac{1}{10} \text{ pulso / seg} \quad (2.5)$$

Por lo tanto, el coeficiente para convertir lecturas de pulsos/seg a rev/min se indica en la ecuación (2.6).

$$\text{Coeficiente multiplicador} = 0.1 \quad (2.6)$$

Este coeficiente es el que se introduce en el programa para obtener las lecturas en RPM en tiempo real, para ir monitoreando las pruebas.

2.4 Banco de pruebas final

Para acomodar los elementos dentro del túnel fue necesaria una base de madera de 1cm de grosor, la cual, se perforó para introducir el eje y los sensores a la cabina de ensayos. Para acoplar la madera al túnel se emplearon tornillos de 1/4 de pulgada galvanizados junto con sus respectivas tuercas y rondanas. Las uniones entre la base de madera y la cabina de acrílico fueron aisladas con cinta industrial. En la (FIGURA 2.29, A) se esquematiza el túnel de viento y el banco de pruebas.

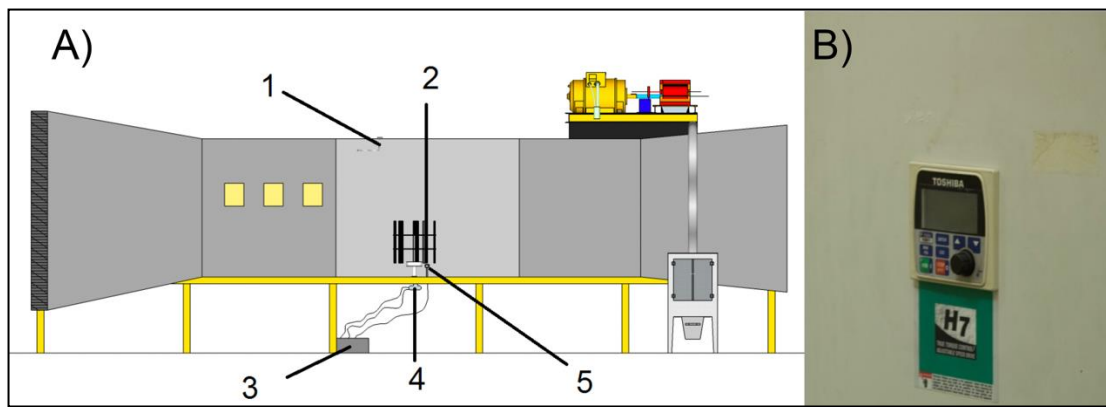


FIGURA 2.29 A) Esquema del banco de pruebas adaptado a un túnel de viento. B) Controlador del túnel.

En donde:

1.- Tubo de pitot, 2.- Aerogenerador, 3.- Caja de conexiones, 4.- Sistema de medición de torque y sensor de voltaje, 5.- Sensor óptico de velocidad rotacional.

La cabina de ensayos cuenta con un área perpendicular al flujo de aire de 1 m² en donde se colocan los diferentes sensores y el modelo. El aire fluye de izquierda a derecha y entra por las rejillas cada vez más finas para obtener el flujo laminar necesario para la estandarización de las pruebas.

El controlador del túnel (FIGURA 2.29, B), fabricado por Toshiba, controla el generador del túnel por medio del manejo de la frecuencia de las señales trifásicas de alimentación. Controla la velocidad dentro del túnel de viento para ensayos precisos.

En la FIGURA 2.30 se aprecia el banco de pruebas con los dos tipos de pruebas que se realizaron, A) prueba con torquímetro y B) prueba con generador eléctrico.

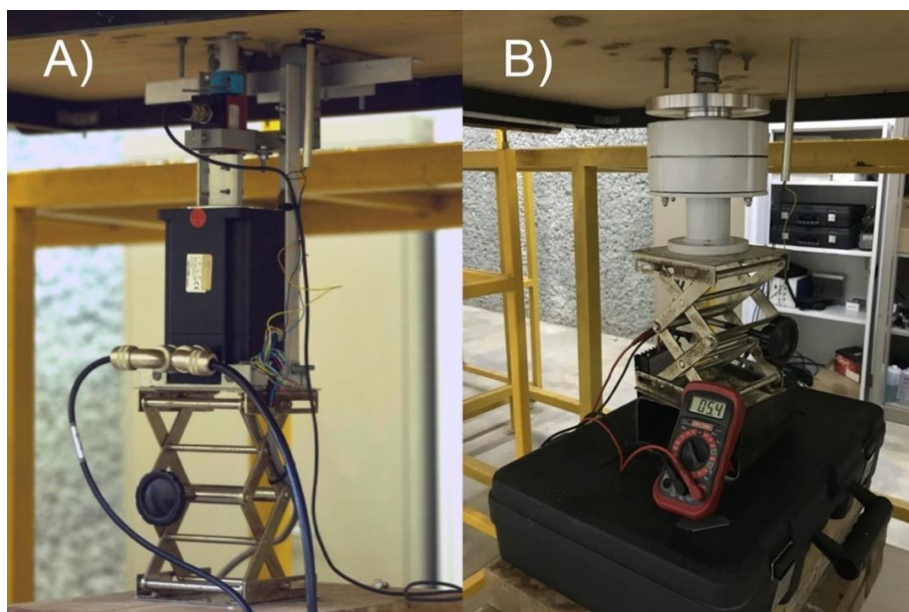


FIGURA 2.30 A) sistema de medición de torque conformado por el servomotor con su controlador y el sensor de torque. B) sistema de medición de potencia conectado a un generador (GSIP) de 400W.

En la (FIGURA 2.31, A) se aprecia el rotor final en operación dentro de la cabina de ensayos. En la (FIGURA 2.31, B) se observa el mismo banco de pruebas desde una vista exterior de la cabina de ensayos. El manómetro se colocó de manera visible y se monitoreó en tiempo real la velocidad de viento dentro de la cabina.

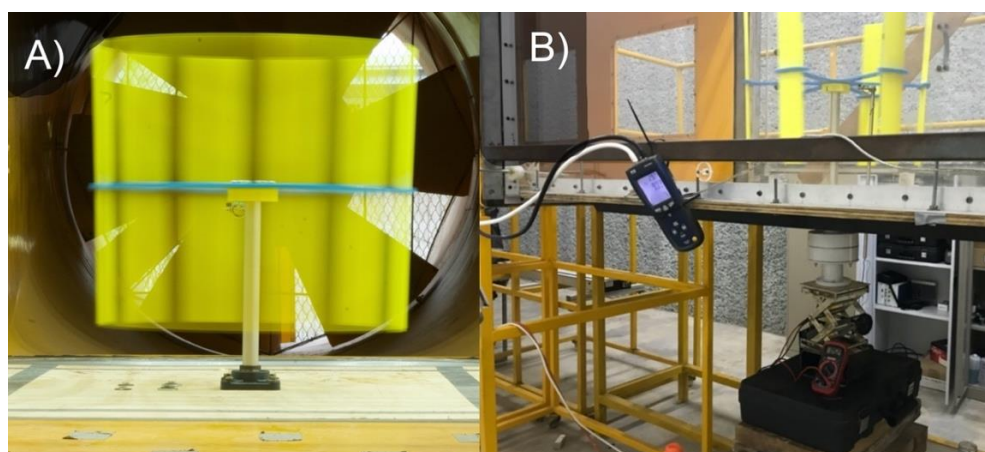


FIGURA 2.31 A) Aerogenerador en operación, situado en la cabina de ensayos del túnel de viento de la Facultad de Ingeniería de la UADY. B) Imagen del banco de pruebas desde el exterior de la cabina de ensayos.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se muestran los datos recopilados con el banco de pruebas. Los diferentes sensores emplearon sus propios softwares como interface para la lectura de datos, sin embargo, para procesar los datos del par-motor (torque) se creó un programa en Matlab para separar los resultados en bloques con muestras de 60 segundos y se filtraron los datos en un rango de $\pm 1\mu$ veces la desviación estándar, ya que más allá de estos valores los datos presentaban mucho ruido y no representaban valores de torque reales.

La primera prueba consistió en analizar el rango de revoluciones por minuto (rpm) a la que el aerogenerador se desempeña. Se evaluó con velocidades de viento W_s de 1 a 12 m/s. Los resultados se muestran en la Figura 3.1.

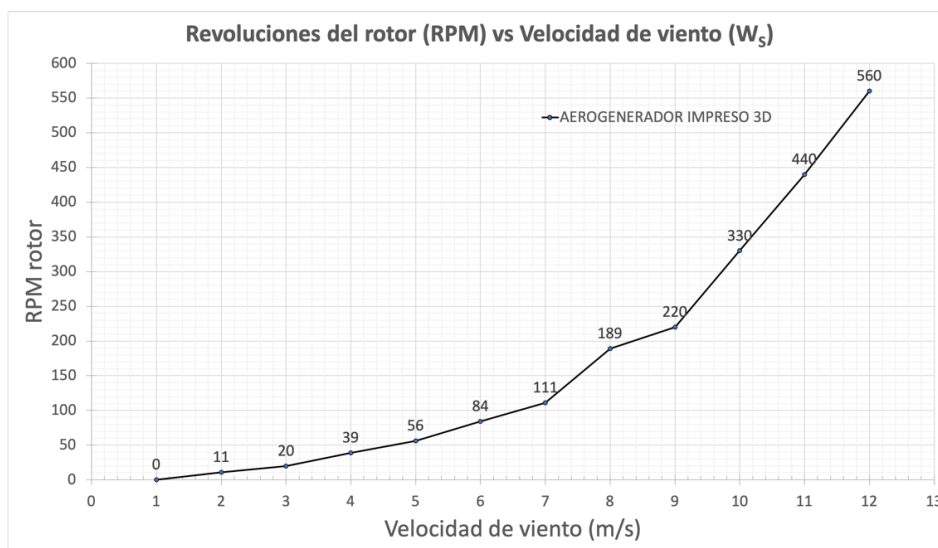


FIGURA 3.1 Revoluciones por minuto del rotor VS velocidad de viento en el túnel de ensayos.

La prueba se realizó sin carga o resistencia eléctrica, es decir, el rotor giraba libremente sobre su eje, el cual tenía como rodamiento una chumacera, cuya fricción era la única resistencia mecánica. Como se puede apreciar en el gráfico, el rango de velocidades de viento estudiado fue de 1 a 12 m/s, después de esta velocidad el rotor giraba muy rápido y se comprometía la integridad del modelo.

Partiendo de estos resultados se estableció que el rango de RPM a estudiar sería de 25 a 200 RPM. Dado que el controlador del servomotor permite 4 velocidades diferentes por configuración, con ayuda del dispositivo que permitió cambiar al instante las velocidades, se estudiaron 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175 y 200 RPM para cada velocidad en un mismo ensayo. La FIGURA 3.2 presenta un primer panorama de estos resultados, en donde, indicado con puntos azules, se encuentran las muestras tomadas por el sensor de torque, y con líneas rojas punteadas, se indican las tendencias polinómicas de 3er grado que representa a cada una; se indica a qué velocidad de viento pertenece cada gráfica y se comparan los resultados.

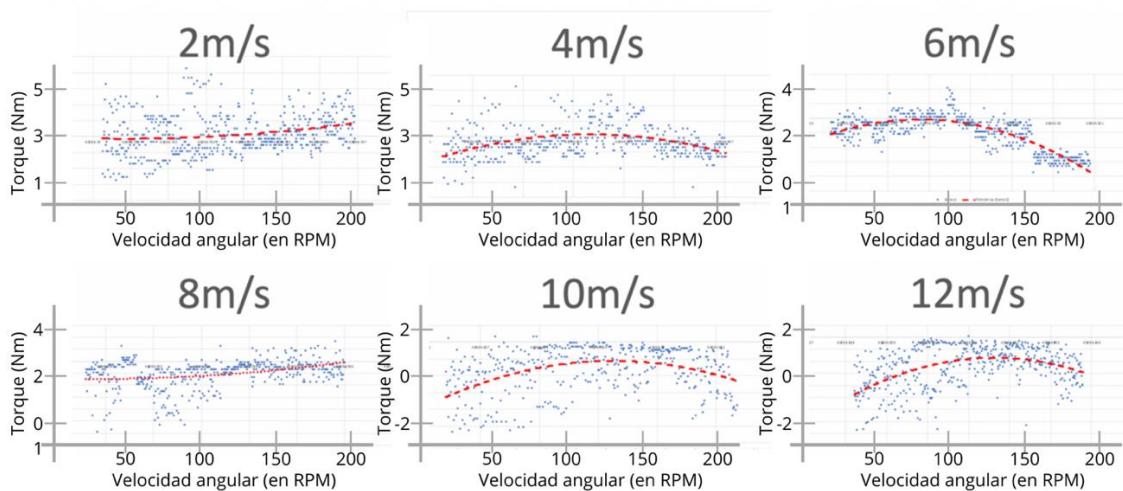


FIGURA 3.2 Resultados de par-motor vs rpm para diferentes velocidades de viento (2 a 12 m/s).

Poner la gráfica anterior como un primer panorama sirve para estimar el rango de velocidades de viento a estudiar, pero para poder apreciar mejor en un solo gráfico, en la FIGURA 3.3, se presenta el coeficiente de torque para el rango de velocidades de arriba, sin embargo, los coeficientes de torque C_T de las velocidades 10 y 12 m/s estaban muy por encima del rango “permitido”, ya que por el teorema del límite de Betz solo se puede aprovechar 16/27 partes de la energía del viento incidente, por lo que nuestro coeficiente de torque C_T igual supone un límite.

Utilizando el mismo filtro, se optó por no incluir la velocidad de 2 m/s en las siguientes pruebas, pues igual se presentaba fuera del rango estudiado y se considera que a 2 m/s la potencia del viento no es tan grande como para evaluar el aerogenerador.

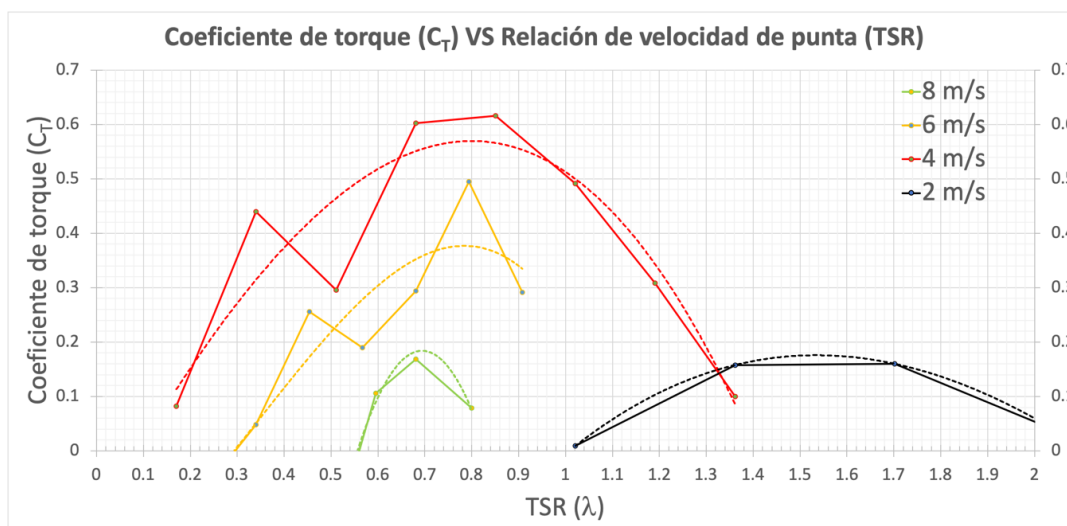


FIGURA 3.3 Coeficiente de Torque (C_T) VS Relación de velocidad de punta (TSR) @ 2-8 m/s.

Antes de analizar los valores de la gráfica para estudiar su desempeño, se debe examinar con más detalle el comportamiento por cada TSR, en otras palabras, reducir el rango de RPM (actualmente 25-200 RPM), pero aumentar las muestras con más velocidades de viento.

Para esto, se realizó una segunda prueba eliminando las velocidades de viento 2, 10 y 14 m/s, y aumentando las velocidades intermedias 3, 5 y 7 m/s; también se aumentaron las velocidades rotacionales a 100, 120, 140, 160, 180, 200, 220 y 240 RPM. Esto sirvió para ajustar el rango de torque “visible” del aerogenerador, eliminando así, valores de torque negativos o muy altos, fuera del límite permitido.

En la FIGURA 3.4 se presentan los resultados bajo las nuevas condiciones mostrando los resultados de 3 a 8 m/s aumentando en magnitudes de 1 m/s. En las gráficas, los rangos de valores en el eje horizontal se visualizan hasta 200 RPM para poder compararlas mejor con la FIGURA 3.2.

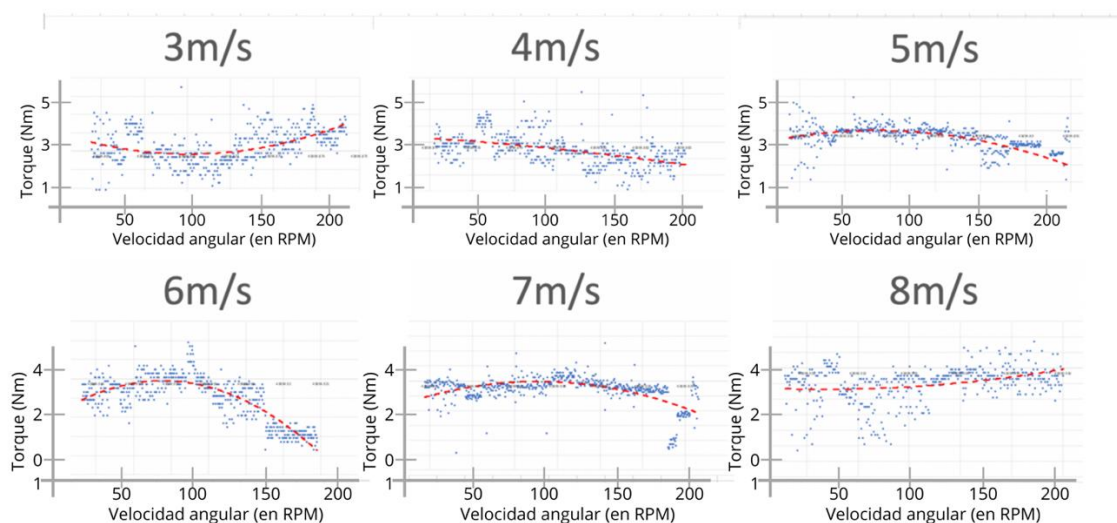


FIGURA 3.4 Resultados de par-motor vs rpm para diferentes velocidades de viento (3 a 8 m/s).

Tener rangos de revoluciones por minuto (RPM) más cercanos entre sí, permite estudiar el aerogenerador en su pico máximo de aprovechamiento de energía, sin embargo, dificulta la lectura de datos por cada RPM (100, 120, 140, 160, 180, 200, 220 y 240 RPM). Para solucionar esto, se registró la hora de inicio y fin de cada prueba, así como la hora exacta en la que se hizo cada cambio de RPM. En La TABLA 3 se muestran los datos de estos experimentos. Los valores obtenidos en estas mismas pruebas se grafican en la FIGURA 3.5.

Frecuencia Tunel de viento (Hz)	Velocidad de viento (m/s)	Velocidad rotacional (RPM)	Hora de inicio prueba	Archivo guardado en	Cumple horario con minutos
5.8 Hz	3 m/s	100	20:51:00	3ms.xls	si
		120	20:52:00		si
		140	20:53:00		si
		160	20:54:00		si
		180	20:55:00		si
		200	20:56:00		si
		220	20:57:00		si
		240	20:58:00		si
7.7 Hz	4 m/s	100	21:03:00	4ms.xls	si
		120	21:04:00		si
		140	21:05:00		si
		160	21:06:00		si
		180	21:07:00		si
		200	21:08:00		si
		220	21:09:00		si
		240	21:10:00		si

TABLA 3 Recopilación de información de horario de pruebas para crear programa en Matlab.

3.1 Coeficiente de torque vs relación de velocidad de punta (C_T vs TSR)

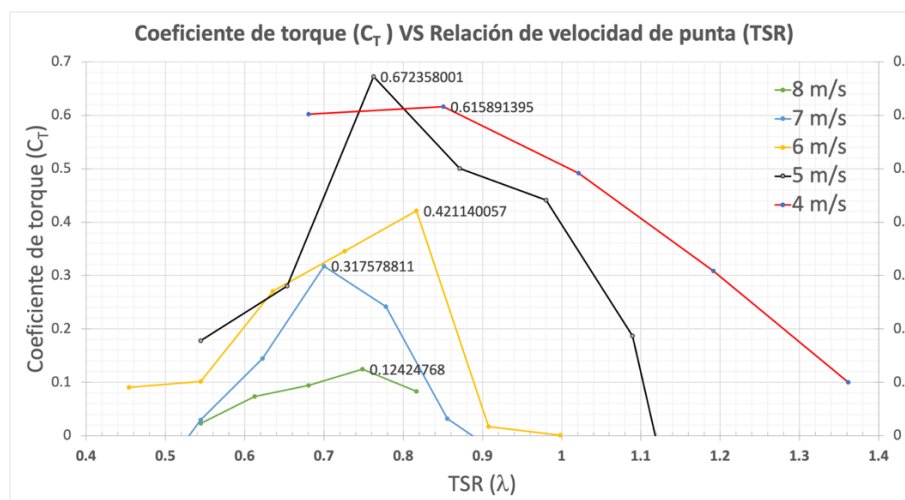


FIGURA 3.5 Coeficiente de Torque (C_T) VS Relación de velocidad de punta (TSR) @ 4-8 m/s.

El coeficiente de torque C_T indica la capacidad de la turbina de generar par-motor a determinadas revoluciones por minuto (RPM). A diferencia de la FIGURA 3.3, se estudia el aerogenerador a 4, 5, 6, y 8 m/s. Recordando que el torque es una fuerza aplicada a una palanca, se emplearon las constantes del radio del rotor (0.26 m), área de barrido (0.2288 m²) y densidad del aire (1.225 kg/m³) para estimar la potencia disponible en el viento y calcular el coeficiente de potencia. La Figura 3.6 muestra los resultados para cada velocidad empleada.

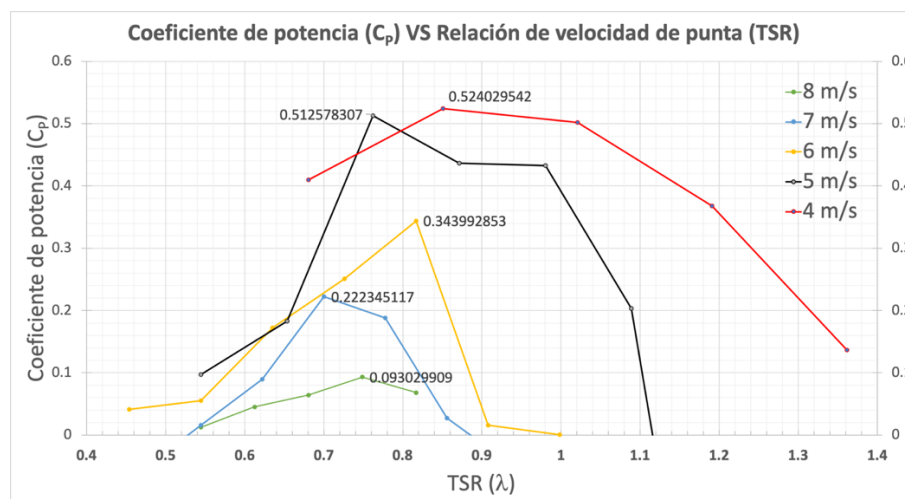


FIGURA 3.6 Coeficiente de Potencia (C_p) VS Relación de velocidad de punta (TSR) @ 4-8 m/s.

Según Betz, el valor máximo de C_p teórico es de 0.59; sin embargo, en este tipo de pruebas en donde se fija la velocidad de viento W_s y se varía la velocidad rotacional (RPM), es posible encontrar valores superiores a este límite, esto pasa porque la potencia mecánica de la turbina P_M es igual a la velocidad angular (rad/s) multiplicada por el torque T_T generado. Entonces, para velocidades muy bajas (2 o 3 m/s) la potencia disponible en el viento siempre será baja y, por lo tanto, al evaluar el aerogenerador a grandes RPM la división entre la potencia generada a grandes revoluciones y el viento a bajas velocidades, será grande. Pasa lo contrario cuando se evalúan velocidades de viento altas (10 o 12 m/s) porque las RPM son las mismas que para 2 o 3 m/s, por lo tanto, la división de la potencia generada a bajas revoluciones entre el viento a altas velocidades será baja. Esto explica por qué en la FIGURA 3.2 los valores de torque para las velocidades 10 y 12 m/s están, incluso, por debajo de cero.

3.2 Curva de par-motor vs velocidad rotacional rotor (T_T vs RPM)

Se generaron gráficas con tendencias polinómicas de tercer grado para estimar el torque a lo largo de diferentes valores de TSR (FIGURA 3.7).

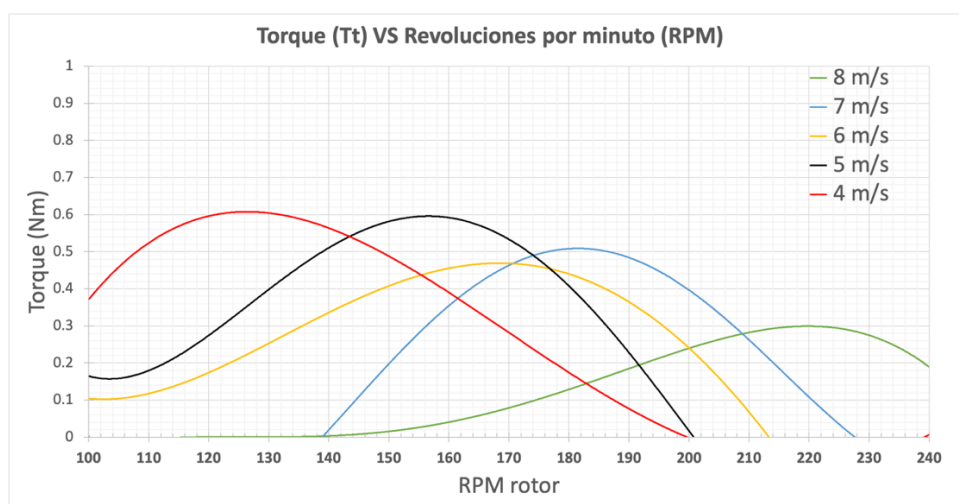


FIGURA 3.7 Torque VS RPM. Curvas con ecuaciones polinómicas.

Existe una tendencia en donde la cresta de torque (Nm) generado varía en el rango de las revoluciones por minuto (RPM), según la velocidad del rotor.

Tomando la curva correspondiente a una velocidad de 4 m/s de la FIGURA 3.7, se puede observar que el torque tiene un pico máximo de aproximadamente 0.61 Nm @ 125 RPM, mientras que para la velocidad de 5 m/s, hay un pico máximo de 0.59Nm @ 155 RPM. Ahora, para las velocidades de 6 y 7 m/s se generaron particularidades propias de este tipo de aerogeneradores; para 7 m/s, se generó más torque que para 6 m/s, sin embargo, ambas velocidades presentaron la misma tendencia de que a mayor velocidad se requieren mayores RPM para sacar máximo provecho de energía. Finalmente, para 8m/s, el torque se dio a mayores RPM, entre 215 y 225 RPM, con valores máximos de 0.3 Nm.

Aunque el rendimiento de la turbina al utilizar una velocidad de viento de 8m/s es bajo, se optó por incluirlo en los ensayos ya que la mayoría de los trabajos realizados a nivel mundial estudian aerogeneradores de 3 o 5 aspas cuyos coeficientes de potencia se proporcionan a velocidades de entre 6 y 8 m/s por lo general; de esta forma, se pudo comparar entre aerogeneradores de 3 y 6 aspas.

Para definir el comportamiento general de la turbina se evaluó la TABLA 9 del ANEXO 3. Propiedades del aire seco

Temperatura t °C	Viscosidad dinámica $\eta \cdot 10^{-6}$ (Ns/m ²)	Viscosidad cinemática $\nu \cdot 10^{-6}$ (m ² /s)
0	17,16	13,28
10	17,68	14,18
20	18,19	15,10
30	18,67	16,03
40	19,15	16,98
50	19,62	17,94
60	20,08	18,92
80	20,98	20,92
100	21,85	23,04
200	25,87	34,65
300	29,60	48,00
400	33,00	62,90
500	36,20	79,20

TABLA 7 Propiedades del aire seco a 1,01325 Bar.

ANEXO 4. Análisis dimensional

Debido a que son pocos los flujos reales que pueden ser resueltos con exactitud sólo mediante métodos analíticos, el desarrollo de la mecánica de fluidos ha dependido de manera importante de los resultados experimentales. El análisis dimensional es un método para verificar ecuaciones y planificar experimentos sistemáticos, a partir del cual, se obtienen una serie de grupos adimensionales, que permiten utilizar los resultados experimentales obtenidos en condiciones limitadas, a situaciones en que se tengan diferentes dimensiones geométricas, cinemáticas y dinámicas.

Por ejemplo, estudiando la fuerza de arrastre F ejercida por un flujo uniforme a su paso sobre el aspa de un aerogenerador de palas rectas, es necesario especificar los parámetros importantes para determinar dicha fuerza, ver FIGURA 0.1.

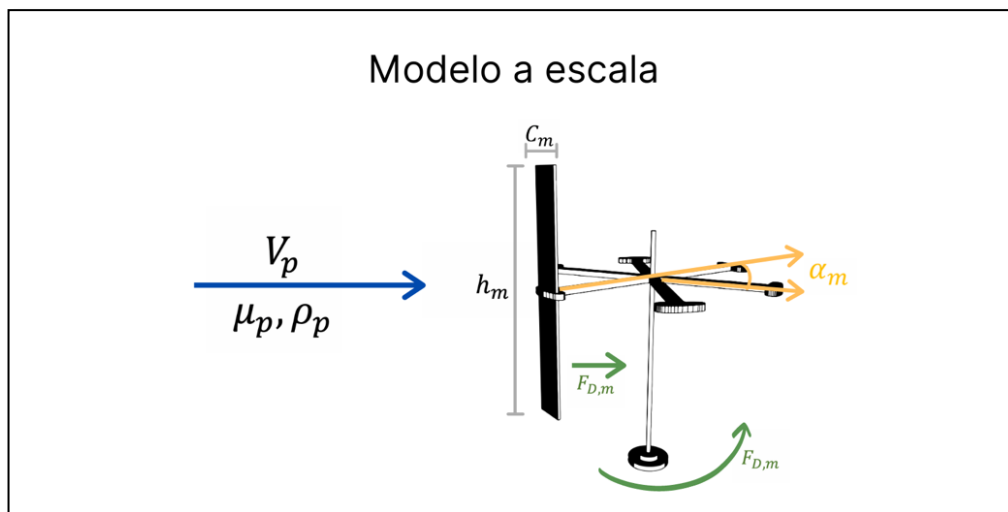


FIGURA 0.1 Modelo a escala del aspa analizado.

La fuerza de arrastre depende del tamaño del aspa, caracterizado por su *largo* h_m y *ancho* C_m , por la velocidad, viscosidad y densidad del fluido V , μ y ρ , respectivamente y el ángulo de ataque del aspa α_m . Así, se puede establecer, que la fuerza de arrastre se expresa como indica la ecuación (3.1).

$$F = f(h, C, V, \mu, \rho, \alpha) \quad (3.1)$$

Aunque se han ignorado parámetros de los cuales depende la fuerza de arrastre, tales como la rugosidad de la superficie, se ha formulado el problema para determinar la fuerza de arrastre en términos de cantidades que son tanto controlables como adecuadas para medición en el laboratorio.

Suponiendo que se requiere determinar la dependencia de F sobre las variables $(h, C, V, \mu, \rho, \alpha)$ después de construir un banco de pruebas adecuado en un túnel de viento podría dar inicio a los experimentos. Para obtener una curva de F contra V para valores fijos de los otros cinco parámetros probablemente sería necesario hacer unas 10 pruebas para diferentes valores de V . Para explorar el efecto del largo del aspa cada prueba se repetiría para 10 tamaños diferentes. Si el procedimiento se repitiera para 10 valores de la densidad y la viscosidad se llegaría a requerir de 104 pruebas para llevar al cabo el experimento. Aunado a eso aparecería la dificultad de hacer un enorme número de gráficas para cada caso. Una opción para evitar este problema de dimensiones gigantes y obtener los resultados adecuados es el empleo del análisis dimensional. Todos los datos para la fuerza de arrastre sobre un aspa plana pueden graficarse como una relación funcional entre dos parámetros no dimensionales de la forma indicada en la ecuación (3.2).

$$\frac{F}{\rho V^2 (hC)^2} = f_1 \left(\frac{\rho V h C}{\mu} \right) \quad (3.2)$$

La forma de la función necesita aún ser determinada experimentalmente. Sin embargo, en lugar de requerirse 104 experimentos, se puede establecer la naturaleza de la función con efectuar unas 10 pruebas.

Teorema Pi de Buckingham

El teorema Pi de Buckingham es un enunciado de la relación entre una función expresada en términos de parámetros dimensionales y una función relacionada en términos de parámetros adimensionales que nos sirve para obtener números π .

Se consideran siete cantidades básicas con base en las cuales pueden definirse todas las demás. Existen diferentes sistemas de medición en los cuales cada cantidad tiene su propia unidad de referencia, tal como se muestra en la TABLA 8.

Cantidad	Sistema de unidades		
	<i>Internacional</i>	<i>Cegesimal</i>	<i>Anglosajón</i>
Longitud	Metro [m]	Centímetro [cm]	Pulgada [in], Pie [ft], Yarda [yd], Milla [mi], ...
Masa	Kilogramo [kg]	Gramo [g]	Libra [lb], Onza [oz], Quintal [cwt], ...
Tiempo	Segundo [s]		
Temperatura	Kelvin [K]		Rankine [R]
Corriente eléctrica	Ampère [A]		
Cantidad de sustancia	Mol [mol]		
Intensidad luminosa	Candela [Cd]		

TABLA 8 Diferentes sistemas de medición.

Dependiendo de la utilidad de determinadas cantidades derivadas, pueden definirse también otros sistemas de unidades, tales como el natural (unidades de Planck), o el técnico (ingenieril). Tomando en cuenta todo lo anterior, cualquier cantidad física X puede descomponerse en dimensiones como se expresa en la ecuación (3.3).

$$[X] = L^l M^m T^t Q^q \Theta^{\theta} N^n \quad (3.3)$$

En donde:

L: longitud

M: masa

T: tiempo

Q: carga eléctrica

Θ: temperatura

N: cantidad de materia

Mientras que las minúsculas son los exponentes a los cuales cada dimensión debe elevarse.

En el ejemplo de la fuerza de arrastre de un fluido sobre un aspa conformado por una pala recta, se tiene que el momento de la fuerza de arrastre F_D depende de: la viscosidad absoluta del fluido μ , la densidad del fluido ρ , la velocidad relativa entre fluido y objeto V y de una longitud característica del objeto h_m dejando constante la cuerda C_m . Las cinco variables: $(h, V, \mu, \rho, \alpha)$, aportan 3 dimensiones distintas: L, M y T; con lo que por el teorema de *BUCKINGHAM* se tendrán $5-3=2$ grupos adimensionales y tomando como base la forma de la ecuación (3.3) se generan las ecuaciones (3.4 y 3.5) que representan ambos grupos respectivamente.

$$G_1 = F_D h^a V^b \rho^c \quad (3.4)$$

$$G_2 = \mu h^d V^e \rho^f \quad (3.5)$$

Los exponentes de cada grupo se determinan a partir de sus ecuaciones dimensionales (3.6 - 3.8).

$$G_1 = [F_D][h^a][V^b][\rho^c] \quad ($$

3

·

6

)

$$M^0 L^0 T^0 = (LMT^{-2})(L)^a (LT^{-1})^b (ML^{-3})^c \quad ($$

3

·

7

)

$$M^0 L^0 T^0 = M^{1+c} L^{1+a+b-3c} T^{-2-b} \quad ($$

3

·

8

)

Resolviendo:

$$0 = 1 + c; 0 = 1 + a + b - 3c; 0 = -2 - b \quad (3.9)$$

$$a = -2; b = -2; c = -1 \quad (3.10)$$

Con lo que el grupo adimensional G_1 se define como indica la ecuación (3.11)

$$G_1 = FD h^{-2} V^{-2} \rho^{-1} = FD h^2 V^2 \rho \quad ($$

3
.
1
1
)

que da lugar al denominado coeficiente de arrastre C_D ; en donde se introduce el factor (1/2) para tener la presión dinámica, ecuación (3.12)

$$C_D = \frac{F_D}{\frac{1}{2} \rho h^2 V^2} \quad (3.12)$$

De forma análoga se obtiene el segundo parámetro adimensional, ecuación (3.13), que da lugar al Número de Reynolds, ecuación (3.14), en donde L es una longitud característica, en este caso la altura del aspa $L = h$.

$$G_2 = \mu h^{-1} V^{-1} \rho^{-1} = \frac{\mu}{h^1 V^1 \rho^1} \quad (3.13)$$

$$Re = \frac{LV\rho}{\mu} \quad (3.14)$$

Se deben tener en cuenta las magnitudes que intervienen en el movimiento de un fluido y se pueden agrupar en tres tipos (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del ANEXO 2. Parámetros adimensionales asociados a un fluido):

1. Magnitudes mecánicas del fluido
2. Magnitudes térmicas del fluido
3. Magnitudes del flujo

Los parámetros adimensionales asociados a las magnitudes anteriores, vienen determinados por relaciones entre los diversos efectos que se pueden considerar: Número de Reynolds (Re), Número de Mach (Ma), Número de Froud (Fr), Número de Weber (We), Número de Euler (Eu), Número de Strouhal (St), Número de Prandtl (Pr), Número de Brinkham (Br) y Número de Grashof (Gr), ver TABLA 6 del ANEXO 2. Parámetros adimensionales asociados a un fluido.

Una vez obtenidos los números π (ecuaciones 3.11 y 3.13), es posible desarrollar modelos de laboratorio para estudiarlos experimentalmente y proyectar su funcionamiento en una escala real, para esto, deben cumplir con las tres condiciones de similitud:

1. Similitud Geométrica
2. Similitud Cinemática
3. Similitud Dinámica.

Similitud geométrica

La forma geométrica del modelo debe ser proporcional a la del prototipo, es decir a un factor de escala (FIGURA 0.2).

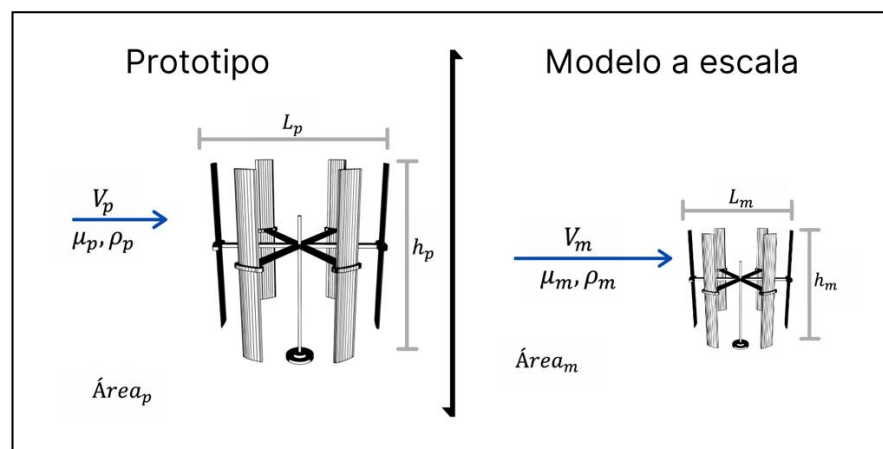


FIGURA 0.2 Figura Similitud geométrica.

Similaridad cinemática.

Ésta establece que la velocidad en cualquier punto del campo de flujo en el modelo debe ser proporcional (de acuerdo con el factor de escala) a la velocidad del punto correspondiente en el campo de flujo de prototipo, FIGURA 0.3. La similaridad geométrica es un pre-requisito para la similaridad cinemática.

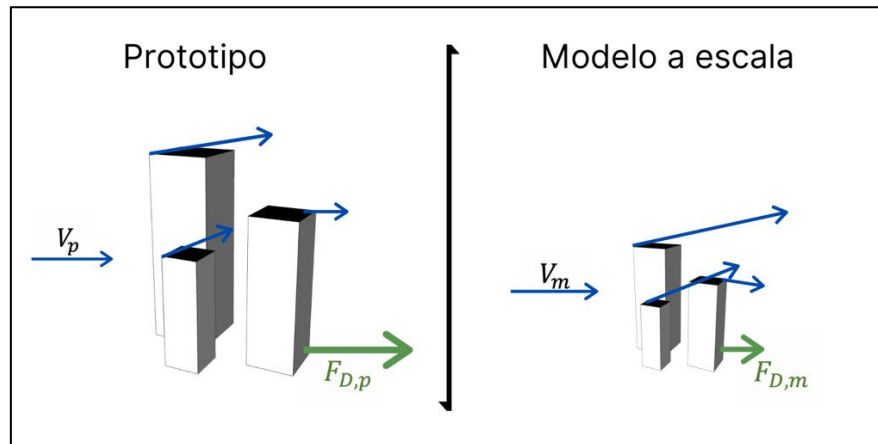


FIGURA 0.3 Figura Similaridad cinemática.

Similaridad dinámica

Esta similaridad se alcanza cuando todas las fuerzas aplicadas en el modelo a escala corresponden a las fuerzas (de acuerdo al facto de escala) desarrolladas en el prototipo.

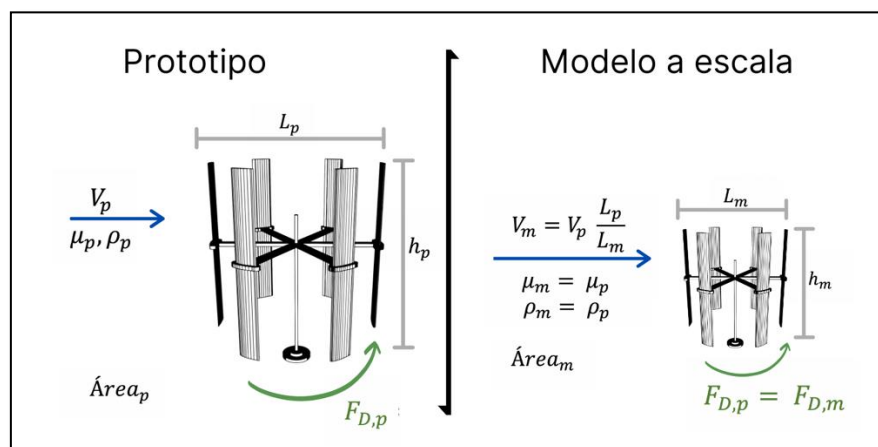


FIGURA 0.4 Figura Similitud dinámica.

La similitud completa se logra cuando se cumplen las tres similitudes descritas anteriormente.

Factor de escala

El factor de escala de fuerzas, es el que va a permitir establecer las condiciones del flujo en el ensayo del modelo a partir de las condiciones del flujo en el prototipo, y obtener “fuerzas, potencias y rendimientos” del prototipo a partir de sus correspondientes valores experimentales en el modelo. Las fuerzas que actúan sobre un campo de flujo se definen como:

- | | |
|--------------------------|----------------------|
| 1. Fuerzas de presión | $F_p = (\Delta p)A$ |
| 2. Fuerzas de inercia | $F_I = \rho u^2 L^2$ |
| 3. Fuerzas de gravedad | $F_g = \rho L^3 g$ |
| 4. Fuerzas de viscosidad | $F_\mu = \mu u L$ |

Para la semejanza dinámica total entre modelo y prototipo, el factor de escala de fuerzas debe ser constante, y con ello se tiene las siguientes igualdades entre los parámetros adimensionales de modelo y prototipo (3.15)

$$Re_m = Re_p \quad Fr_m = Fr_p \quad Ma_m = Ma_p \quad We_m = We_p \quad Eu_m = Eu_p \quad (3.15)$$

El cumplimiento simultáneo de todas las igualdades anteriores, lleva al absurdo de que el factor de escala de longitudes sea 1, es decir que el modelo es el propio prototipo; lo que quiere decir que es imposible ensayar un modelo a escala, y que se conserve la semejanza en todos los campos de fuerza entre modelo y prototipo; no obstante, en los ensayos con modelos a escala lo que se hace es considerar cuál es el parámetro adimensional controlante, es decir el campo de fuerzas más importante (a parte del de inercia) ya que la condición establecida en la ecuación (3.15) sólo se cumple cuando el modelo y el prototipo tienen el mismo tamaño.

Afortunadamente, en un buen número de casos puede prescindirse de la influencia de tres de las fuerzas y consecuentemente, de sus tres parámetros adimensionales correspondientes enfocándose únicamente en los números que controlan el sistema.

Números adimensionales que controlan en el sistema

A continuación se establecen pautas cualitativas en el análisis dimensional de diversos flujos, para establecer qué números adimensionales tienen mayor importancia y cuáles se pueden omitir (no considerar sus efectos).

1. En **flujo incompresible, estacionario y sin superficie libre**, el número adimensional que controla el comportamiento es el Re . Es decir, se podrá considerar que se cumple con la semejanza si el número de Reynolds del modelo es el mismo que el del prototipo.
2. En **flujo incompresible, estacionario y con superficie libre**, los números controlantes son el Re y el Fr . Pero normalmente no es posible mantener los dos números simultáneamente iguales; por lo que, en este caso, se considera que el número de Froude es el que controla el comportamiento.
3. En **flujo compresible, estacionario y sin superficie libre**, los números que controlan lo que sucede son el Re y el Ma ; por no poder mantener simultáneamente las igualdades, se considera como el que más afecta al comportamiento es el número de Mach.
4. En general, **si el Re es muy grande**, se pueden despreciar sus efectos, los que controlan el comportamiento del flujo, el Ma o el Fr . No obstante el Re define el tipo de flujo; si se trata de un flujo turbulento completamente desarrollado, la influencia del Re es prácticamente constante.
5. Si el **flujo es no estacionario** se debe considerar además el número de **Strouhal**. Es importante destacar que se pueden tener dos tipos de procesos no estacionarios:
 - a. Flujo no estacionario con condiciones de contorno estacionarias.
 - b. Flujo no estacionario con condiciones de contorno no estacionarias.

El primer caso de condición de contorno estacionario, se tiene en la formación de la estela de torbellinos de Von Karman, en el flujo externo de la interacción de un flujo con un objeto. Aguas arriba del objeto, el flujo puede ser bastante uniforme, pero aguas abajo se origina una estela que integra una serie de vórtices contrarrotantes, que van

creciendo en el sentido del flujo, hasta alcanzar un tamaño crítico, y son arrastrados por la propia corriente: el crecimiento y desprendimiento de vórtices es alternante y no estacionario. La frecuencia de desprendimiento de vórtices es función de Re , y viene determinada por medio de la ecuación (3.16), que representa el número de Strouhal:

$$St = \frac{t_{residencia}}{t_{caracteristico}} = \frac{\frac{L_r}{U_r}}{\frac{1}{f_c}} = f(Re) \quad (3.16)$$

El segundo caso de condición de contorno no estacionario, se tiene cuando algunos de los contornos geométricos con los que interacciona el flujo, tienen posiciones no estacionarias (dependen del tiempo) ver FIGURA 2.4.

Se tiene entonces, para el modelo a escala del aerogenerador en cuestión, la ecuación (3.17) para estimar el número de Reynolds basado en un flujo de aire en el túnel de vientos descrito en el capítulo

1.3 Túnel de viento.

$$Re_m = \frac{\rho V D_h}{\mu} \quad (3.17)$$

En donde ρ es la densidad del aire (1.16 kg/m³) considerada a 30° C que fue el promedio registrado durante los ensayos, V es la velocidad característica del aire en metros sobre segundo (m/s) y D_h es el diámetro hidráulico de la tubería que se calcula como indica la ec (3.18)

$$D_h = 4 \left(\frac{\text{Área}}{\text{Perímetro mojado}} \right) = 4 \left(\frac{1}{4} \right) = 1m \quad (3.18)$$

Se sustituyen los valores de las ecuaciones (3.19 y 3.20) para estimar los valores de número de Reynolds (Re_m) teniendo en cuenta que las velocidades de viento corresponden a la menor y mayor velocidad de los resultados expuestos (2 y 8 m/s respectivamente) y que μ es la viscosidad dinámica del aire (0.00001867 Pa·s) a 30° ver ANEXO 3. Propiedades del aire seco.

$$Re_m = \frac{\rho V D_h}{\mu} = \frac{\left(1.16 \frac{kg}{m^3}\right) \left(2 \frac{m}{s}\right) (1m)}{(0.00001867 Pa \cdot s)} = 124,263 \quad (3.19)$$

$$Re_m = \frac{\rho V D_h}{\mu} = \frac{\left(1.16 \frac{kg}{m^3}\right) \left(8 \frac{m}{s}\right) (1m)}{(0.00001867 Pa \cdot s)} = 497,054 \quad (3.20)$$

El número de Reynolds permite predecir el carácter turbulento o laminar, en ingeniería aeronáutica se considera que la transición entre un flujo laminar y uno turbulento ocurre normalmente para valores de número de Reynolds entre medio millón y 10 millones y se producirá antes o después dependiendo en gran medida de la rugosidad de la superficie, de la turbulencia de la corriente libre de aire y de la distribución de presiones. De todas formas, podemos considerar la laminaridad de la capa límite cuando se cumple la ecuación (3.21)

$$Re_m \leq 5 \cdot 10^5 \quad (3.21)$$

Teniendo los resultados de las ecuaciones (3.19 y 3.20) podemos inferir que el flujo del viento dentro de la cabina de ensayos en el túnel de viento es laminar.

Planteando un prototipo con una escala de 1:5 (como si se quisiera construir un aerogenerador de 2.6 m de diámetro con aspas de 2.2 m de largo) los números adimensionales más importantes en un proceso de flujo son: Re, Eu, Ma y Fr. Debido a la baja velocidad rotacional de las aspas con respecto a la velocidad del sonido, los efectos de compresibilidad no son importantes, por lo que el número de MACH puede despreciarse; por no haber superficie libre, el número de Froude tampoco es importante; con lo que los números adimensionales que se tienen en cuenta para la similitud dinámica son exclusivamente el número de REYNOLDS y el número de EULER. Se puede llegar analíticamente a esta conclusión, partiendo de que la fuerza de arrastre depende de las siguientes variables: $F_D = f(h, C, V, \mu, \rho, \alpha)$, y aplicando el teorema de BUCKINGHAM, se obtienen dos parámetros adimensionales, que están relacionados, respectivamente, con los números de REYNOLDS y de EULER.

Para la semejanza dinámica entre el modelo desarrollado en esta tesis y el prototipo con una escala de 1:5 los números de reynolds deben ser iguales, basados en la ecuación (3.14) obtenemos la ecuación (3.22).

$$Re_m = \frac{V_m h_m}{\mu_m} = Re_p = \frac{V_p h_p}{\mu_p} \quad (3.22)$$

En donde la longitud característica es la longitud del aspa ($h_p = 2.2 \text{ m}$, $h_m = 0.44 \text{ m}$) con lo que la velocidad que debería haber dentro del túnel de viento se expresa en (3.23) teniendo en cuenta que el fluido es el mismo para el modelo como para el prototipo $\mu_m = \mu_p =$ Viscosidad dinámica del aire (0.00001867 Pa·s) a 30° y que las velocidades a las que se someterán en operación son las mismas, se utiliza la velocidad nominal del modelo de 4m/s.

$$V_m = V_p \frac{h_p \mu_p}{h_m \mu_m} = 4m/s \frac{(2.2m)(0.00001867Pa \cdot s)}{(0.44m)(0.00001867Pa \cdot s)} = 20m/s \quad (3.23)$$

La potencia de arrastre viene determinada por $P_D = F_D V$. La fuerza de arrastre se determina por análisis dimensional, que establece que para la semejanza dinámica los números de EULER deben ser iguales, ecuaciones (3.24 a 3.26)

$$Eu = \frac{F}{\frac{1}{2} \rho V^2 h^2} \quad (3.24)$$

$$Eu_m = \frac{F_{Dm}}{\frac{1}{2} \rho_m V_m^2 h_m^2} = Eu_p = \frac{F_{Dp}}{\frac{1}{2} \rho_p V_p^2 h_p^2} \quad (3.25)$$

$$F_{Dp} = F_{Dm} \frac{\rho_p}{\rho_m} \left(\frac{V_p}{V_m} \right)^2 \left(\frac{h_p}{h_m} \right)^2 \quad (3.26)$$

Sabiendo que $\rho_p = \rho_m = 1.16 \text{ kg/m}^3$, que las palas miden 0.44m y 2.2m del modelo y prototipo respectivamente, que la fuerza de arrastre predominante durante los ensayos fue de 2 N y usando la velocidad del viento encontrada con la ecuación (3.23) se sustituyen para encontrar la F_{Dp} del prototipo como indica la ecuación (3.27)

$$F_{Dp} = 2 N \frac{1.16 \text{ kg/m}^3}{1.16 \text{ kg/m}^3} \left(\frac{4 \text{ m/s}}{20 \text{ m/s}} \right)^2 \left(\frac{2.2 \text{ m}}{0.44 \text{ m}} \right)^2 = 2 N \quad (3.27)$$

Con lo que la potencia de arrastre, estimada para el prototipo del aerogenerador está indicado con la ecuación (3.28) y la del modelo a escala con la (3.29)

$$P_{Dp} = F_{Dp} V_p = (2N) \left(4 \frac{m}{s} \right) = 8W \quad (3.28)$$

$$P_{Dm} = F_{Dm} V_m = (2N) \left(20 \frac{m}{s} \right) = 40W \quad (3.29)$$

Lo que quiere decir que las fuerzas que experimenta el modelo a escala son iguales a las que generará el prototipo como se expresa en la ecuación (3.27), pero las potencias son directamente proporcionales respecto a la escala y longitud del aspa, como indican las ecuaciones (3.28 y 3.29).

APÉNDICE 1. Recopilación de datos de 4 a 8 m/s, en la que se utilizaron las constantes del radio del rotor (0.26 m), área de barrido (0.2288 m²) y densidad del aire (1.225 kg/m³) para estimar los coeficientes de rendimiento con los cuales se obtuvieron las ecuaciones polinómicas que definieron el comportamiento para cada valor de TSR.

En la FIGURA 0.1 se muestra el comportamiento del coeficiente de potencia C_p en contraste a la relación de velocidad de punta (TSR), mientras que en la FIGURA 0.2 se hace el mismo análisis, pero para obtener el coeficiente de torque C_T .

3.3 Coeficiente de potencia y relación de velocidad de punta (C_P vs TSR)

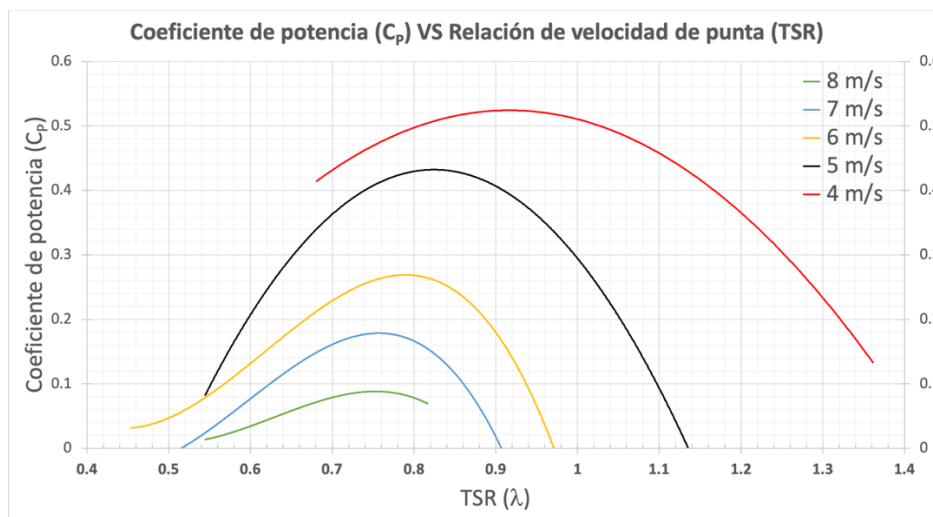


FIGURA 0.1 Coeficiente de Potencia (C_P) VS Relación de velocidad de punta (TSR) @ 4-8 m/s. Curvas con ecuaciones polinómicas.

La Figura 3.8 permite observar que la velocidad a la que se generó un mayor rendimiento fue a la de 4m/s, la baja relación de velocidad de punta (TSR) se debe al número de aspas $n=6$ con las que cuenta el aerogenerador, y al tener 6 en vez de 3 aspas, se generó el doble de fuerza de sustentación, sin embargo, existieron otros parámetros que afectaron directamente el rendimiento, como la solidez o la relación largo aspa/diámetro rotor $\frac{d}{D}$, que no permitieron que el coeficiente de potencia sea exactamente del doble.

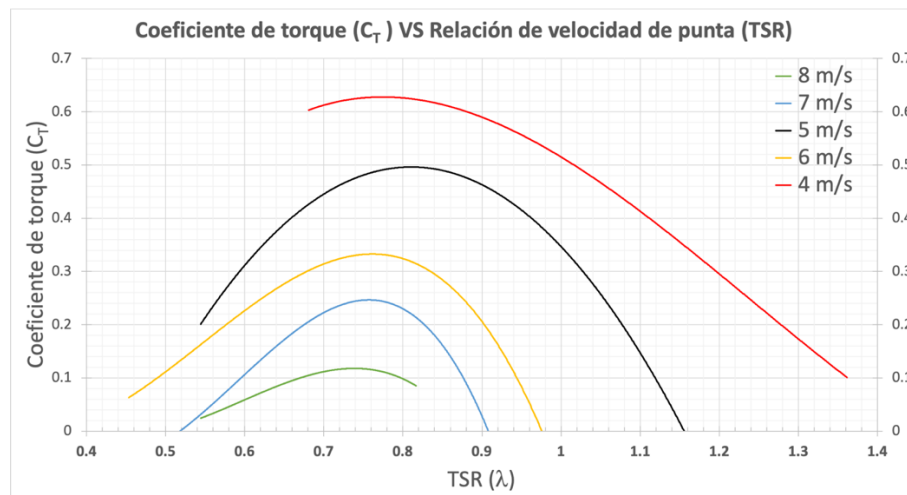


FIGURA 0.2 Coeficiente de Torque (C_T) VS Relación de velocidad de punta (TSR) @ 4-8 m/s.

En la FIGURA 0.2 se observa que el coeficiente de torque, al igual que el de potencia, presenta un máximo rendimiento para la velocidad del viento de 4 m/s con una cresta alrededor de 0.62 a un TSR de aproximadamente 0.78.

Como se puede apreciar en la TABLA 9 del Apéndice 1, las velocidades rotacionales (RPM) se representan con diferentes colores; si se toman las diferentes velocidades de viento para las mismas RPM del rotor, ver FIGURA 0.3, quedaría un análisis inverso al trabajo realizado, lo cual permite comprobar una vez más que, a mayores velocidades de viento, existen torques negativos para esta turbina en particular, es decir, una caída en el coeficiente de potencia debido principalmente a la solidez de la turbina; lo que demuestra que el aerogenerador se diseñó para trabajar a bajas velocidades de viento.

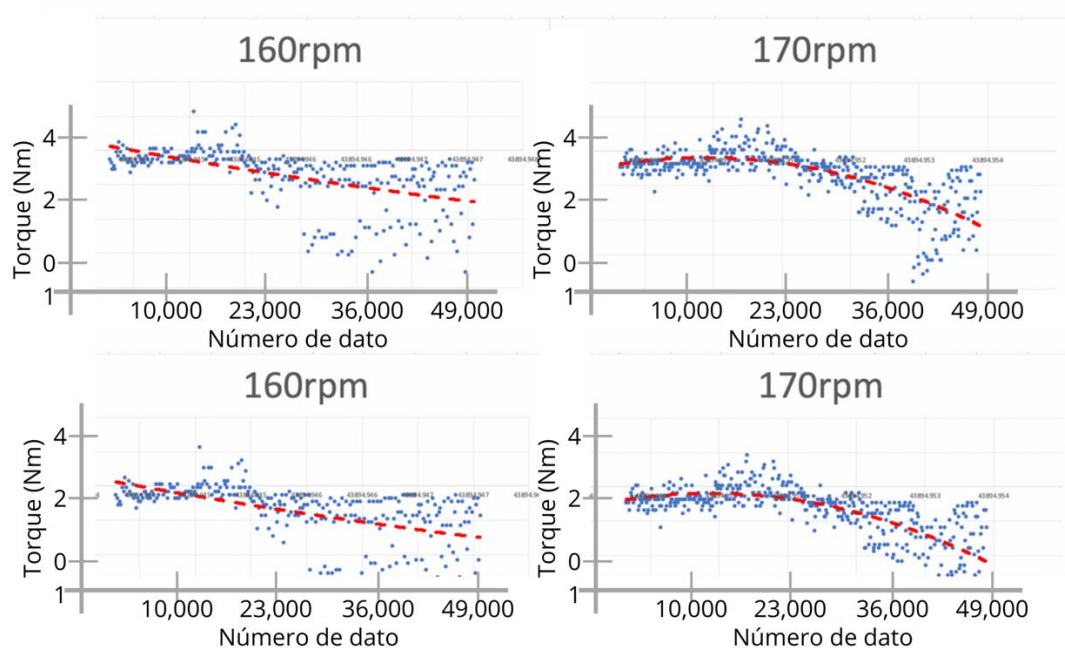


FIGURA 0.3 Variación del torque (Nm) generado a diferentes velocidades de viento y a diferentes RPM en orden de los números de datos registrados por el programa (de 0 a 49,000).

El eje horizontal para cada una de las 4 gráficas de la FIGURA 0.3 corresponde al número de datos registrados por el sensor de torque. Se hizo la prueba aumentando la velocidad de viento cada minuto, empezando con 1 m/s y terminando con 12 m/s. Se puede observar que aproximadamente a la mitad de este rango existen los

máximos para cada prueba a diferentes RPM, estos puntos corresponden a velocidades de entre 4 y 5 m/s, corroborando, una vez más, que la eficiencia máxima de la turbina se da a estas velocidades.

3.4 Curva de potencia vs relación de velocidad de punta (P vs TSR)

Como última prueba realizada al rotor, se acopló a un generador síncrono de imanes permanentes (GSIP), evaluando su desempeño de generación eléctrica. Antes de evaluar el resultado de potencia eléctrica P_E , cuya eficiencia dependerá mucho de la del generador, se evaluó la energía mecánica P_M que el rotor fue capaz de convertir de energía cinética a energía mecánica. Con base a la TABLA 9 del ANEXO 1, se estimaron los valores de potencia en Watts (FIGURA 0.4).

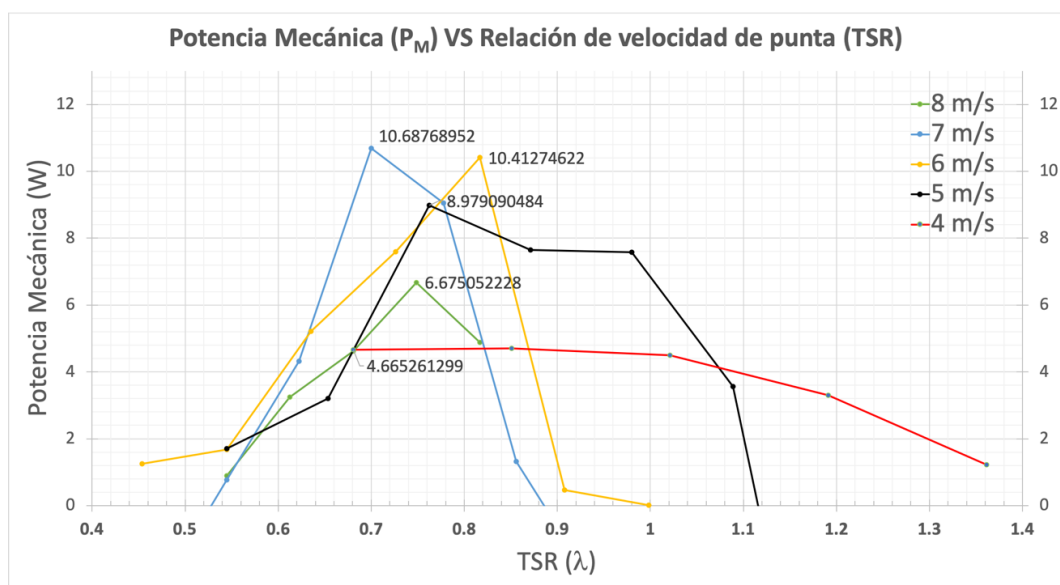


FIGURA 0.4 Potencia Mecánica (P_M) VS Relación de velocidad de punta (TSR).

La potencia mecánica es igual al torque instantáneo multiplicado por la velocidad angular en radianes sobre segundo (rad/s), es decir, depende del momento de fuerza y de las RPM del rotor. A bajas velocidades (4-8 m/s), existen potencias alrededor de 10 W, mientras que, para velocidades mayores (13-14 m/s), se obtuvieron resultados de aproximadamente 80 W, que pudieran compararse con la conversión de potencia mecánica a eléctrica. Sin embargo, en la FIGURA 0.4 se presentan únicamente los

resultados de potencia mecánica P_M respecto a las velocidades de viento es las que se centró este trabajo (4-8m/s). Por otro lado, en la FIGURA 0.5 se muestra el resultado de la potencia eléctrica transformada por el generador comercial de 400 W.

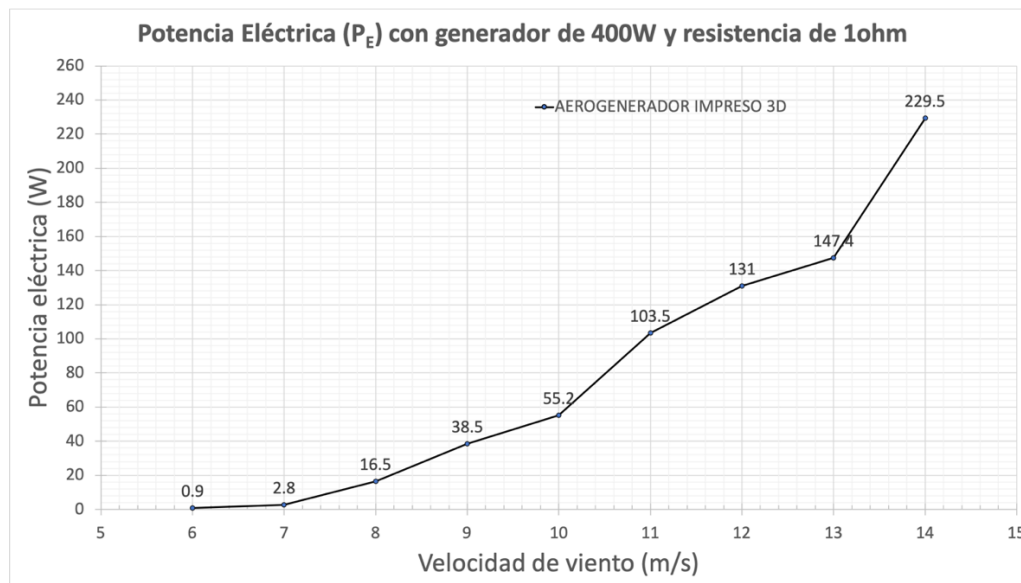


FIGURA 0.5 Potencia Eléctrica (P_E) VS Velocidad de viento (W_s).

Recordando que el generador, como cualquier maquina eléctrica, tienen una eficiencia máxima acorde a una carga Ω óptima, se requiere una resistencia variable para mantener la transformación a energía eléctrica en su máxima eficiencia. Sin embargo, para esta prueba, se usó una resistencia de 1 ohm haciendo que éste alcance las velocidades rotacionales nominales, y así alcanzar los 229 W con una velocidad de viento de 14 m/s, como se puede ver en la FIGURA 0.5.

CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al tener la capacidad de realizar los ensayos con una velocidad constante, en este caso con un servomotor, es posible detectar la dispersión de valores de torque; de lo contrario, obtendríamos un valor constante y no se registrarían los valores negativos que son parte del rendimiento de la turbina, ya que, las fuerzas de sustentación y de arrastre varían a lo largo de cada vuelta del rotor.

Los valores de torque obtenidos en este trabajo están entre 0 y 2 Nm, presentándose picos de hasta 3 y 4 Nm para diferentes velocidades de viento entre 2 y 14m/s. En la TABLA 4 se muestra una comparación de los resultados obtenidos por diferentes autores.

Comparación de resultados con diferentes diseños de aerogeneradores de eje vertical						
Autor	Van Bang Nguyen, et. Al	Sunny, K. A. et Al	Diaz R. Marisol	Han, D. et. Al	Nahar. S	Estrella E. Iván
Tipo de rotor	Savonius	Darrieus	Darrieus	Helical	Savonius	Savonius
Perfil aerodinámico	N/A	NACA0012	NACA0018	NACA0018	N/A	NACA0018
Área de barrido (m ²)	N.E.	0.144	0.25	1.57	0.051	0.2288
Diametro rotor (m)	N.E.	0.36	0.5	1.1	0.17	0.52
Altura rotor (m)	N.E.	0.4	0.5	1.43	0.3	0.44
Número de aspas (n)	3	3	3	4	6	6
Velocidad de viento	8 m/s	7 m/s	8 m/s	8 m/s	13.4 m/s	6 m/s
RPM rotor (rpm)	24	170	367	182	135	180
Potencia Max (W)	N.E.	20.98	13	97.92	3.4	10.41
Cp Máximo	0.072	0.59	0.19	0.199	0.156	0.34
Ct Máximo	0.175		0.15		0.035	0.42
Torque máximo (Nm)	14	1.8	N.E.	13	N.E.	0.55
TSR óptimo	0.32	0.43	1.2	1.1	0.87	0.81
Referencia	[1] Van Ban Nguyen et. Al (2017)	[2] Sunny, K. A. et Al (2016)	[3] Diaz R. Marisol (2019)	[4] Han, D. et. Al (2018)	[5] Nahar. S (2011)	[6] Apendice 1. (2020)

TABLA 4 Comparación de resultados con diferentes trabajos de diferentes autores. Donde N/A no aplica y NE no especificado.

La velocidad a la que se comparó el aerogenerador desarrollado en este trabajo no fue la velocidad nominal, pues al tener 6 aspas y con un radio menor a 0.5 m las velocidades y valores de TSR óptimos se encuentran en diferentes rangos. Ver ANEXO 1. Efecto de la longitud de diámetro en turbinas de eje vertical correspondiente al TSR óptimo.

Se obtuvieron valores altos de eficiencias (C_T Y C_P) debido principalmente a la geometría del rotor y al perfil empleado. Un perfil con más curvatura lograría generar fuerzas de arrastre más grandes, logrando un mayor torque, pero sacrificando velocidad angular (rad/s), por lo que nuevamente la eficiencia se vería afectada.

El rotor diseñado y construido tuvo una eficiencia máxima de $C_p=0.52 @ 4\text{m/s}$ con un TSR de 0.85, como se muestra en la gráfica de la FIGURA 3.6 habiéndose construido un rotor que, a bajas revoluciones, genera un alto coeficiente de torque.

Construir un aerogenerador de 6 aspas en vez de 3, genera un rotor ideal para velocidades de viento de entre 3 y 5 m/s como las que se tienen en la región de Yucatán a bajas alturas. Estudios previos de trabajos realizados, tanto en el mismo túnel de viento de la FIUADY como en otros laboratorios del mundo, demuestran que los aerogeneradores con 3 aspas presentan buen rendimiento, pero a mayores velocidades, requiriendo vientos con velocidades de alrededor de 6 a 10 m/s, las cuales se registran a mayores alturas. Una de las ventajas de los aerogeneradores de eje vertical es que no precisan de una torre para poder ser instalados, la inversión inicial para un sistema eólico de este tipo a nivel residencial sería económicamente más viable si se diseñaran para velocidades de viento nominales a bajas alturas. Lo anterior se hace posible introduciendo nuevos modelos híbridos utilizando los diferentes modelos de aerogeneradores de eje vertical que existen, variando su configuración geométrica y por lo tanto los valores de sustentación y arrastre a los que están sujetos.

ANEXO 1. Efecto de la longitud de diámetro en turbinas de eje vertical correspondiente al TSR óptimo

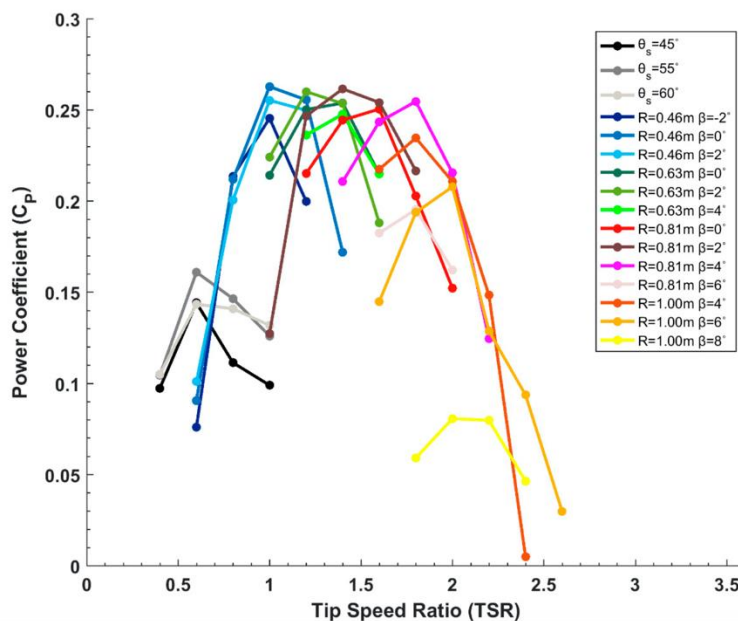


FIGURA A. Coeficiente de potencia vs TSR con diferentes diámetros de rotores.

En el estudio titulado “una turbina eólica de eje vertical de rotor dinámico con capacidad de transición de pala” de Antar et. Al (2019) se presenta un diseño optimizado de una turbina eólica de eje vertical de rotor dinámico (DR VAWT) que maximiza el rango de la relación punta-velocidad operativa (TSR) y el valor del coeficiente de potencia promedio (C_p) al tiempo que mantiene una velocidad de viento constante. El DR VAWT es capaz de imitar un rotor Savonius durante la fase de arranque y hacer la transición a un rotor Darrieus con un radio de rotor creciente a TSR más altos. En la Figura A se puede ver que para aerogeneradores con radios pequeños de 0.46m los valores óptimos de TSR se encuentran por debajo de la unidad, es decir, que la relación de velocidad de punta es menor a la velocidad de viento incidente. El rotor diseñado en la presente Tesis es de tipo Darrieus, tiene un radio de 0.26 cm con un valor de TSR de 0.85 contrario a lo indicado en la FIGURA 1.3 al tratarse de un modelo a escala.

ANEXO 2. Parámetros adimensionales asociados a un fluido

		magnitud	dimensiones	unidades SI
magnitudes mecánicas del fluido	μ	viscosidad absoluta o dinámica	$M L^{-1} T^{-1}$	kg/ms=Pa.s
	ρ	densidad (dm/dV)	$M L^{-3}$	kg/m ³
	ν	viscosidad cinemática (μ/ρ)	$L^2 T^{-1}$	m ² /s
	σ	tensión superficial (dF/dl)	$M T^{-2}$	kg/s ²
	K	módulo de compresibilidad ($\rho dp/d\rho$)	$M L^{-1} T^{-2}$	N/m ² = Pa
	p, τ	presión, tensión	$M L^{-1} T^{-2}$	N/m ² = Pa
magnitudes térmicas del fluido	κ	conductividad térmica	$M L T^{-3} \theta^{-1}$	W/mK
	c_p	calor específico a presión constante ($\partial h / \partial T$) _p	$L^2 T^{-2} \theta^{-1}$	J/kg K
	c_v	calor específico a volumen constante ($\partial \hat{u} / \partial T$) _v	$L^2 T^{-2} \theta^{-1}$	J/kg K
	β	coeficiente de dilatación térmica ($-(dp/\rho) / dT$)	θ^{-1}	K ⁻¹
magnitudes del flujo	v	velocidad	$L T^{-1}$	m/s
	L	longitud característica	L	m
	g	aceleración gravitacional	$L T^{-2}$	m/s ²
	ε	rugosidad	L	m

TABLA 5 Magnitudes que intervienen en el movimiento de un fluido.

parámetro	definición	relación cualitativa de efectos	importancia
número de REYNOLDS	$Re = \frac{vL\rho}{\mu}$	$\frac{\text{fuerza de inercia}}{\text{fuerza tensiones viscosas}}$	siempre
número de MACH	$Ma = \frac{v}{\sqrt{K/\rho}} = \frac{v}{a}$	$\frac{\text{inercia}}{\text{compresibilidad}}$	flujo compresible
número de FROUDE	$Fr = \frac{v}{\sqrt{gL}}$	$\frac{\text{inercia}}{\text{gravedad}}$	flujo con superficie libre
número de WEBER	$We = \frac{\rho v^2 L}{\sigma}$	$\frac{\text{inercia}}{\text{tensión superficial}}$	flujo con interfase L-L, L-G
número de EULER	$Eu = \frac{p}{\frac{1}{2}\rho v^2}$	$\frac{\text{presión}}{\text{inercia}}$	siempre
número de STROUHAL	$St = \frac{fL}{v} = \frac{L/v}{T}$	$\frac{\text{oscilaciones}}{\text{velocidad}} \vee \frac{t^\circ \text{residencia}}{t^\circ \text{característico}}$	Flujos oscilatorio transitorio
número de PRANDTL	$Pr = \frac{\mu c_p}{\kappa}$	$\frac{\text{disipación energía}}{\text{conducción calor}} \text{ (prop. fluido)}$	transmisión de calor
número de BRINKHAM	$Br = \frac{\mu v^2}{\kappa T}$	$\frac{\text{disipación energía}}{\text{conducción calor}} \text{ (prop. flujo)}$	transmisión de calor
número de GRASHOF	$Gr = \frac{\beta \Delta T g L^3 \rho^2}{\mu^2}$	$\frac{\text{flotabilidad}}{\text{viscosidad}}$	Convección natural

TABLA 6 Parámetros asociados a las magnitudes de un fluido.

ANEXO 3. Propiedades del aire seco

Temperatura t °C	Viscosidad dinámica $\eta \cdot 10^{-6}$ (Ns/m ²)	Viscosidad cinemática $\nu \cdot 10^{-6}$ (m ² /s)
0	17,16	13,28
10	17,68	14,18
20	18,19	15,10
30	18,67	16,03
40	19,15	16,98
50	19,62	17,94
60	20,08	18,92
80	20,98	20,92
100	21,85	23,04
200	25,87	34,65
300	29,60	48,00
400	33,00	62,90
500	36,20	79,20

TABLA 7 Propiedades del aire seco a 1,01325 Bar.

ANEXO 4. Análisis dimensional

Debido a que son pocos los flujos reales que pueden ser resueltos con exactitud sólo mediante métodos analíticos, el desarrollo de la mecánica de fluidos ha dependido de manera importante de los resultados experimentales. El análisis dimensional es un método para verificar ecuaciones y planificar experimentos sistemáticos, a partir del cual, se obtienen una serie de grupos adimensionales, que permiten utilizar los resultados experimentales obtenidos en condiciones limitadas, a situaciones en que se tengan diferentes dimensiones geométricas, cinemáticas y dinámicas.

Por ejemplo, estudiando la fuerza de arrastre F ejercida por un flujo uniforme a su paso sobre el aspa de un aerogenerador de palas rectas, es necesario especificar los parámetros importantes para determinar dicha fuerza, ver FIGURA 0.1.

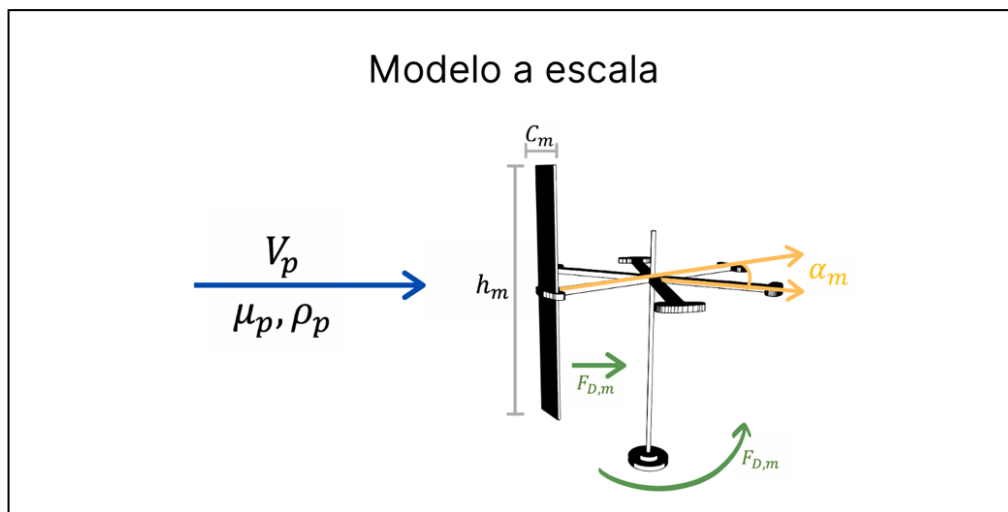


FIGURA 0.1 Modelo a escala del aspa analizado.

La fuerza de arrastre depende del tamaño del aspa, caracterizado por su *largo* h_m y *ancho* C_m , por la velocidad, viscosidad y densidad del fluido V , μ y ρ , respectivamente y el ángulo de ataque del aspa α_m . Así, se puede establecer, que la fuerza de arrastre se expresa como indica la ecuación (3.1).

$$F = f(h, C, V, \mu, \rho, \alpha) \quad (3.1)$$

Aunque se han ignorado parámetros de los cuales depende la fuerza de arrastre, tales como la rugosidad de la superficie, se ha formulado el problema para determinar la fuerza de arrastre en términos de cantidades que son tanto controlables como adecuadas para medición en el laboratorio.

Suponiendo que se requiere determinar la dependencia de F sobre las variables $(h, C, V, \mu, \rho, \alpha)$ después de construir un banco de pruebas adecuado en un túnel de viento podría dar inicio a los experimentos. Para obtener una curva de F contra V para valores fijos de los otros cinco parámetros probablemente sería necesario hacer unas 10 pruebas para diferentes valores de V . Para explorar el efecto del largo del aspa cada prueba se repetiría para 10 tamaños diferentes. Si el procedimiento se repitiera para 10 valores de la densidad y la viscosidad se llegaría a requerir de 10^4 pruebas para llevar al cabo el experimento. Aunado a eso aparecería la dificultad de hacer un enorme número de gráficas para cada caso. Una opción para evitar este problema de dimensiones gigantes y obtener los resultados adecuados es el empleo del análisis dimensional. Todos los datos para la fuerza de arrastre sobre un aspa plana pueden graficarse como una relación funcional entre dos parámetros no dimensionales de la forma indicada en la ecuación (3.2).

$$\frac{F}{\rho V^2 (hC)^2} = f_1 \left(\frac{\rho V h C}{\mu} \right) \quad (3.2)$$

La forma de la función necesita aún ser determinada experimentalmente. Sin embargo, en lugar de requerirse 10^4 experimentos, se puede establecer la naturaleza de la función con efectuar unas 10 pruebas.

Teorema Pi de Buckingham

El teorema Pi de Buckingham es un enunciado de la relación entre una función expresada en términos de parámetros dimensionales y una función relacionada en términos de parámetros adimensionales que nos sirve para obtener números π .

Se consideran siete cantidades básicas con base en las cuales pueden definirse todas las demás. Existen diferentes sistemas de medición en los cuales cada cantidad tiene su propia unidad de referencia, tal como se muestra en la TABLA 8.

Cantidad	Sistema de unidades		
	<i>Internacional</i>	<i>Cegesimal</i>	<i>Anglosajón</i>
Longitud	Metro [m]	Centímetro [cm]	Pulgada [in], Pie [ft], Yarda [yd], Milla [mi], ...
Masa	Kilogramo [kg]	Gramo [g]	Libra [lb], Onza [oz], Quintal [cwt], ...
Tiempo	Segundo [s]		
Temperatura	Kelvin [K]		Rankine [R]
Corriente eléctrica	Ampère [A]		
Cantidad de sustancia	Mol [mol]		
Intensidad luminosa	Candela [Cd]		

TABLA 8 Diferentes sistemas de medición.

Dependiendo de la utilidad de determinadas cantidades derivadas, pueden definirse también otros sistemas de unidades, tales como el natural (unidades de Planck), o el técnico (ingenieril). Tomando en cuenta todo lo anterior, cualquier cantidad física X puede descomponerse en dimensiones como se expresa en la ecuación (3.3).

$$[X] = L^{\ell} M^m T^t Q^q \Theta^{\theta} N^n \quad (3.3)$$

En donde:

L: longitud

M: masa

T: tiempo

Q: carga eléctrica

Θ: temperatura

N: cantidad de materia

Mientras que las minúsculas son los exponentes a los cuales cada dimensión debe elevarse.

En el ejemplo de la fuerza de arrastre de un fluido sobre un aspa conformado por una pala recta, se tiene que el momento de la fuerza de arrastre F_D depende de: la viscosidad absoluta del fluido μ , la densidad del fluido ρ , la velocidad relativa entre fluido y objeto V y de una longitud característica del objeto h_m dejando constante la cuerda C_m . Las cinco variables: $(h, V, \mu, \rho, \alpha)$, aportan 3 dimensiones distintas: L, M y T; con lo que por el teorema de *BUCKINGAM* se tendrán $5-3=2$ grupos adimensionales y tomando como base la forma de la ecuación (3.3) se generan las ecuaciones (3.4 y 3.5) que representan ambos grupos respectivamente.

$$G_1 = F_D h^a V^b \rho^c \quad (3.4)$$

$$G_2 = \mu h^d V^e \rho^f \quad (3.5)$$

Los exponentes de cada grupo se determinan a partir de sus ecuaciones dimensionales (3.6 - 3.8).

$$G_1 = [F_D][h^a][V^b][\rho^c] \quad (3.6)$$

$$M^0 L^0 T^0 = (LMT^{-2})(L)^a (LT^{-1})^b (ML^{-3})^c \quad (3.7)$$

$$M^0 L^0 T^0 = M^{1+c} L^{1+a+b-3c} T^{-2-b} \quad (3.8)$$

Resolviendo:

$$0 = 1 + c; 0 = 1 + a + b - 3c; 0 = -2 - b \quad (3.9)$$

$$a = -2; b = -2; c = -1 \quad (3.10)$$

Con lo que el grupo adimensional G_1 se define como indica la ecuación (3.11)

$$G_1 = F_D h^{-2} V^{-2} \rho^{-1} = \frac{F_D}{h^2 V^2 \rho} \quad (3.11)$$

que da lugar al denominado coeficiente de arrastre C_D ; en donde se introduce el factor $(1/2)$ para tener la presión dinámica, ecuación (3.12)

$$C_D = \frac{F_D}{\frac{1}{2} \rho h^2 V^2} \quad (3.12)$$

De forma análoga se obtiene el segundo parámetro adimensional, ecuación (3.13), que da lugar al Número de Reynolds, ecuación (3.14), en donde L es una longitud característica, en este caso la altura del aspa $L = h$.

$$G_2 = \mu h^{-1} V^{-1} \rho^{-1} = \frac{\mu}{h^1 V^1 \rho^1} \quad (3.13)$$

$$Re = \frac{LV\rho}{\mu} \quad (3.14)$$

Se deben tener en cuenta las magnitudes que intervienen en el movimiento de un fluido y se pueden agrupar en tres tipos (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del ANEXO 2. Parámetros adimensionales asociados a un fluido):

4. Magnitudes mecánicas del fluido
5. Magnitudes térmicas del fluido
6. Magnitudes del flujo

Los parámetros adimensionales asociados a las magnitudes anteriores, vienen determinados por relaciones entre los diversos efectos que se pueden considerar: Número de Reynolds (Re), Número de Mach (Ma), Número de Froud (Fr), Número de Weber (We), Número de Euler (Eu), Número de Strouhal (St), Número de Prandtl (Pr), Número de Brinkham (Br) y Número de Grashof (Gr), ver TABLA 6 del ANEXO 2. Parámetros adimensionales asociados a un fluido.

Una vez obtenidos los números π (ecuaciones 3.11 y 3.13), es posible desarrollar modelos de laboratorio para estudiarlos experimentalmente y proyectar su funcionamiento en una escala real, para esto, deben cumplir con las tres condiciones de similaridad:

4. Similaridad Geométrica
5. Similaridad Cinemática
6. Similaridad Dinámica.

Similaridad geométrica

La forma geométrica del modelo debe ser proporcional a la del prototipo, es decir a un factor de escala (FIGURA 0.2).

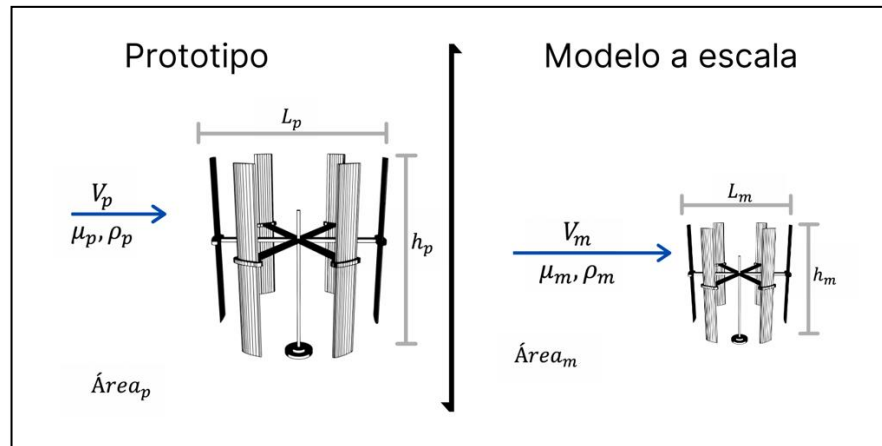


FIGURA 0.2 Figura Similaridad geométrica.

Similaridad cinemática.

Ésta establece que la velocidad en cualquier punto del campo de flujo en el modelo debe ser proporcional (de acuerdo con el factor de escala) a la velocidad del punto correspondiente en el campo de flujo de prototipo, FIGURA 0.3. La similaridad geométrica es un pre-requisito para la similaridad cinemática.

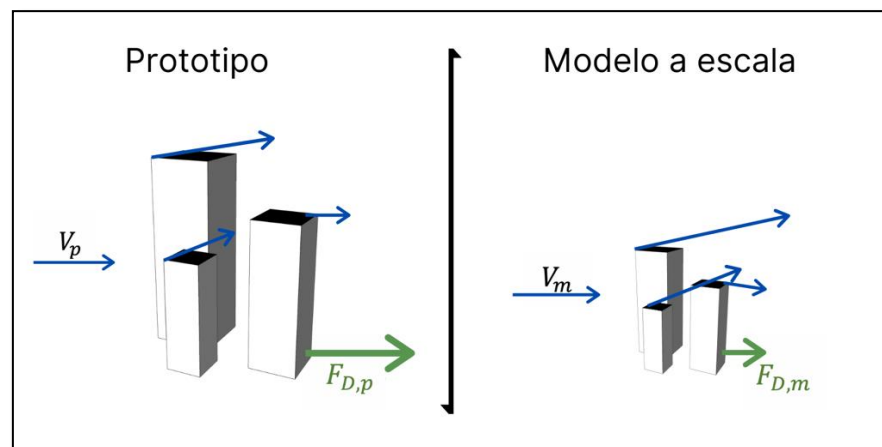


FIGURA 0.3 Figura Similaridad cinemática.

Similaridad dinámica

Esta similaridad se alcanza cuando todas las fuerzas aplicadas en el modelo a escala corresponden a las fuerzas (de acuerdo al facto de escala) desarrolladas en el prototipo.

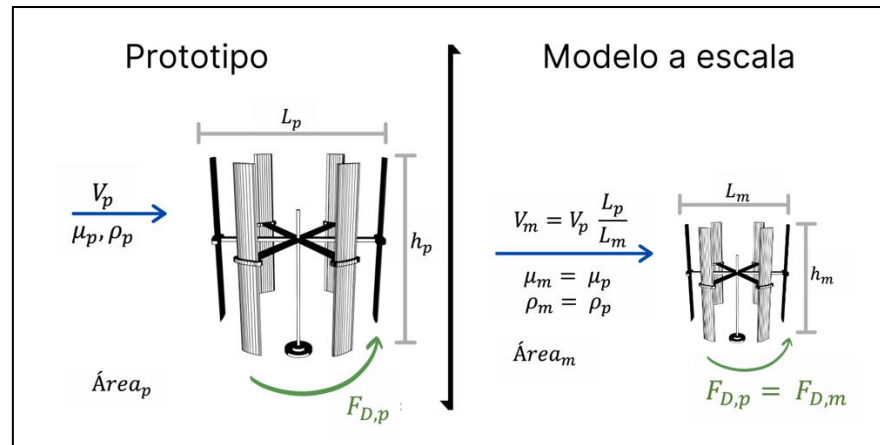


FIGURA 0.4 Figura Similitud dinámica.

La similaridad completa se logra cuando se cumplen las tres similaridades descritas anteriormente.

Factor de escala

El factor de escala de fuerzas, es el que va a permitir establecer las condiciones del flujo en el ensayo del modelo a partir de las condiciones del flujo en el prototipo, y obtener “fuerzas, potencias y rendimientos” del prototipo a partir de sus correspondientes valores experimentales en el modelo. Las fuerzas que actúan sobre un campo de flujo se definen como:

- | | |
|--------------------------|----------------------|
| 5. Fuerzas de presión | $F_p = (\Delta p)A$ |
| 6. Fuerzas de inercia | $F_I = \rho u^2 L^2$ |
| 7. Fuerzas de gravedad | $F_g = \rho L^3 g$ |
| 8. Fuerzas de viscosidad | $F_\mu = \mu u L$ |

Para la semejanza dinámica total entre modelo y prototipo, el factor de escala de fuerzas debe ser constante, y con ello se tiene las siguientes igualdades entre los parámetros adimensionales de modelo y prototipo (3.15)

$$Re_m = Re_p \quad Fr_m = Fr_p \quad Ma_m = Ma_p \quad We_m = We_p \quad Eu_m = Eu_p \quad (3.15)$$

El cumplimiento simultáneo de todas las igualdades anteriores, lleva al absurdo de que el factor de escala de longitudes sea 1, es decir que el modelo es el propio prototipo; lo que quiere decir que es imposible ensayar un modelo a escala, y que se conserve la semejanza en todos los campos de fuerza entre modelo y prototipo; no obstante, en los ensayos con modelos a escala lo que se hace es considerar cuál es el parámetro adimensional controlante, es decir el campo de fuerzas más importante (a parte del de inercia) ya que la condición establecida en la ecuación (3.15) sólo se cumple cuando el modelo y el prototipo tienen el mismo tamaño.

Afortunadamente, en un buen número de casos puede prescindirse de la influencia de tres de las fuerzas y consecuentemente, de sus tres parámetros adimensionales correspondientes enfocándose únicamente en los números que controlan el sistema.

Números adimensionales que controlan en el sistema

A continuación se establecen pautas cualitativas en el análisis dimensional de diversos flujos, para establecer qué números adimensionales tienen mayor importancia y cuáles se pueden omitir (no considerar sus efectos).

6. En **flujo incompresible, estacionario y sin superficie libre**, el número adimensional que controla el comportamiento es el Re . Es decir, se podrá considerar que se cumple con la semejanza si el número de Reynolds del modelo es el mismo que el del prototipo.
7. En **flujo incompresible, estacionario y con superficie libre**, los números controlantes son el Re y el Fr . Pero normalmente no es posible mantener los dos números simultáneamente iguales; por lo que, en este caso, se considera que el número de Froude es el que controla el comportamiento.
8. En **flujo compresible, estacionario y sin superficie libre**, los números que controlan lo que sucede son el Re y el Ma ; por no poder mantener simultáneamente las

igualdades, se considera como el que más afecta al comportamiento es el número de Mach.

9. En general, **si el Re es muy grande**, se pueden despreciar sus efectos, los que controlan el comportamiento del flujo, el Ma o el Fr. No obstante el Re define el tipo de flujo; si se trata de un flujo turbulento completamente desarrollado, la influencia del Re es prácticamente constante.
10. Si el **flujo es no estacionario** se debe considerar además el número de **Strouhal**. Es importante destacar que se pueden tener dos tipos de procesos no estacionarios:
 - a. Flujo no estacionario con condiciones de contorno estacionarias.
 - b. Flujo no estacionario con condiciones de contorno no estacionarias.

El primer caso de condición de contorno estacionario, se tiene en la formación de la estela de torbellinos de Von Karman, en el flujo externo de la interacción de un flujo con un objeto. Aguas arriba del objeto, el flujo puede ser bastante uniforme, pero aguas abajo se origina una estela que integra una serie de vórtices contrarrotantes, que van creciendo en el sentido del flujo, hasta alcanzar un tamaño crítico, y son arrastrados por la propia corriente: el crecimiento y desprendimiento de vórtices es alternante y no estacionario. La frecuencia de desprendimiento de vórtices es función de Re, y viene determinada por medio de la ecuación (3.16), que representa el número de Strouhal:

$$St = \frac{t_{residencia}}{t_{caracteristico}} = \frac{L_r}{U_r} = \frac{1}{f_c} = f(Re) \quad (3.16)$$

El segundo caso de condición de contorno no estacionario, se tiene cuando algunos de los contornos geométricos con los que interacciona el flujo, tienen posiciones no estacionarias (dependen del tiempo) ver FIGURA 2.4.

Se tiene entonces, para el modelo a escala del aerogenerador en cuestión, la ecuación (3.17) para estimar el número de Reynolds basado en un flujo de aire en el túnel de vientos descrito en el capítulo

1.3 Túnel de viento.

$$Re_m = \frac{\rho V D_h}{\mu} \quad (3.17)$$

En donde ρ es la densidad del aire (1.16 kg/m^3) considerada a 30° C que fue el promedio registrado durante los ensayos, V es la velocidad característica del aire en metros sobre segundo (m/s) y D_h es el diámetro hidráulico de la tubería que se calcula como indica la ec (3.18)

$$D_h = 4 \left(\frac{\text{Área}}{\text{Perímetro mojado}} \right) = 4 \left(\frac{1}{4} \right) = 1m \quad (3.18)$$

Se sustituyen los valores de las ecuaciones (3.19 y 3.20) para estimar los valores de número de Reynolds (Re_m) teniendo en cuenta que las velocidades de viento corresponden a la menor y mayor velocidad de los resultados expuestos (2 y 8 m/s respectivamente) y que μ es la viscosidad dinámica del aire ($0.00001867 \text{ Pa}\cdot\text{s}$) a 30° ver ANEXO 3. Propiedades del aire seco.

$$Re_m = \frac{\rho V D_h}{\mu} = \frac{\left(1.16 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right) \left(2 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right) (1m)}{(0.00001867 \text{ Pa}\cdot\text{s})} = 124,263 \quad (3.19)$$

$$Re_m = \frac{\rho V D_h}{\mu} = \frac{\left(1.16 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right) \left(8 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right) (1m)}{(0.00001867 \text{ Pa}\cdot\text{s})} = 497,054 \quad (3.20)$$

El número de Reynolds permite predecir el carácter turbulento o laminar, en ingeniería aeronáutica se considera que la transición entre un flujo laminar y uno turbulento ocurre normalmente para valores de número de Reynolds entre medio millón y 10 millones y se producirá antes o después dependiendo en gran medida de la rugosidad de la superficie, de la turbulencia de la corriente libre de aire y de la distribución de presiones. De todas formas, podemos considerar la laminaridad de la capa límite cuando se cumple la ecuación (3.21)

$$Re_m \leq 5 \cdot 10^5 \quad (3.21)$$

Teniendo los resultados de las ecuaciones (3.19 y 3.20) podemos inferir que el flujo del viento dentro de la cabina de ensayos en el túnel de viento es laminar.

Planteando un prototipo con una escala de 1:5 (como si se quisiera construir un aerogenerador de 2.6 m de diámetro con aspas de 2.2 m de largo) los números adimensionales más importantes en un proceso de flujo son: Re , Eu , Ma y Fr . Debido a la baja velocidad rotacional de las aspas con respecto a la velocidad del sonido, los efectos de compresibilidad no son importantes, por lo que el número de MACH puede despreciarse; por no haber superficie libre, el número de Froude tampoco es importante; con lo que los números adimensionales que se tienen en cuenta para la similitud dinámica son exclusivamente el número de REYNOLDS y el número de EULER. Se puede llegar analíticamente a esta conclusión, partiendo de que la fuerza de arrastre depende de las siguientes variables: $F_D = f(h, C, V, \mu, \rho, \alpha)$, y aplicando el teorema de BUCKINGHAM, se obtienen dos parámetros adimensionales, que están relacionados, respectivamente, con los números de REYNOLDS y de EULER.

Para la semejanza dinámica entre el modelo desarrollado en esta tesis y el prototipo con una escala de 1:5 los números de reynolds deben ser iguales, basados en la ecuación (3.14) obtenemos la ecuación (3.22).

$$Re_m = \frac{V_m h_m}{\mu_m} = Re_p = \frac{V_p h_p}{\mu_p} \quad (3.22)$$

En donde la longitud característica es la longitud del aspa ($h_p = 2.2 \text{ m}$, $h_m = 0.44 \text{ m}$) con lo que la velocidad que debería haber dentro del túnel de viento se expresa en (3.23) teniendo en cuenta que el fluido es el mismo para el modelo como para el prototipo $\mu_m = \mu_p =$ Viscosidad dinámica del aire (0.0001867 Pa·s) a 30° y que las velocidades a las que se someterán en operación son las mismas, se utiliza la velocidad nominal del modelo de 4m/s.

$$V_m = V_p \frac{h_p \mu_p}{h_m \mu_m} = 4m/s \frac{(2.2m)(0.00001867Pa \cdot s)}{(0.44m)(0.00001867Pa \cdot s)} = 20m/s \quad (3.23)$$

La potencia de arrastre viene determinada por $P_D = F_D V$. La fuerza de arrastre se determina por análisis dimensional, que establece que para la semejanza dinámica los números de EULER deben ser iguales, ecuaciones (3.24 a 3.26)

$$Eu = \frac{F}{\frac{1}{2} \rho V^2 h^2} \quad (3.24)$$

$$Eu_m = \frac{F_{Dm}}{\frac{1}{2} \rho_m V_m^2 h_m^2} = Eu_p = \frac{F_{Dp}}{\frac{1}{2} \rho_p V_p^2 h_p^2} \quad (3.25)$$

$$F_{Dp} = F_{Dm} \frac{\rho_p}{\rho_m} \left(\frac{V_p}{V_m} \right)^2 \left(\frac{h_p}{h_m} \right)^2 \quad (3.26)$$

Sabiendo que $\rho_p = \rho_m = 1.16 \text{ kg/m}^3$, que las palas miden 0.44m y 2.2m del modelo y prototipo respectivamente, que la fuerza de arrastre predominante durante los ensayos fue de 2 N y usando la velocidad del viento encontrada con la ecuación (3.23) se sustituyen para encontrar la F_{Dp} del prototipo como indica la ecuación (3.27)

$$F_{Dp} = 2 N \frac{1.16 \text{ kg/m}^3}{1.16 \text{ kg/m}^3} \left(\frac{4 \text{ m/s}}{20 \text{ m/s}} \right)^2 \left(\frac{2.2 \text{ m}}{0.44 \text{ m}} \right)^2 = 2 N \quad (3.27)$$

Con lo que la potencia de arrastre, estimada para el prototipo del aerogenerador está indicado con la ecuación (3.28) y la del modelo a escala con la (3.29)

$$P_{Dp} = F_{Dp} V_p = (2N) \left(4 \frac{m}{s} \right) = 8W \quad (3.28)$$

$$P_{Dm} = F_{Dm} V_m = (2N) \left(20 \frac{m}{s} \right) = 40W \quad (3.29)$$

Lo que quiere decir que las fuerzas que experimenta el modelo a escala son iguales a las que generará el prototipo como se expresa en la ecuación (3.27), pero las potencias son directamente proporcionales respecto a la escala y longitud del aspa, como indican las ecuaciones (3.28 y 3.29).

APÉNDICE 1. Recopilación de datos de 4 a 8 m/s

Velocidad de viento (m/s)	Velocidad rotacional (RPM)	Velocidad angular (rad/s)	Relación velocidad punta (TSR)	Torque Turbina (Nm)	Potencia Turbina (W)	Potencia Viento (W)	Coefficiente de potencia (Cp)	Coefficiente de torque (Ct)
4 m/s	100	10.47197	0.6806779	0.338684	3.54669	8.96896	0.395440483	0.580951
	120	12.56636	0.8168134	0.726864	9.13404	8.96896	1.018405712	1.24680335
	140	14.66075	0.952949	0.388929	5.701986	8.96896	0.635746623	0.66713604
	160	16.75515	1.0890846	0.446897	7.487818	8.96896	0.834859059	0.76656954
	180	18.84954	1.2252201	0.223421	4.211384	8.96896	0.469551007	0.38323807
	200	20.94393	1.3613557	-0.018	-0.37699	8.96896	-0.04203283	-0.0308757
	220	23.03833	1.4974913	-0.098684	-2.27352	8.96896	-0.25348749	-0.1692748
	240	25.13272	1.6336269	0.018158	0.456357	8.96896	0.050881852	0.03114656
5 m/s	100	10.47197	0.5445423	0.162321	1.699825	17.5175	0.097035801	0.178197
	120	12.56636	0.6534507	0.255	3.204422	17.5175	0.182926896	0.27993984
	140	14.66075	0.7623592	0.612458	8.97909	17.5175	0.512578307	0.672358
	160	16.75515	0.8712677	0.456207	7.643814	17.5175	0.436353002	0.50082543
	180	18.84954	0.9801761	0.401949	7.576557	17.5175	0.432513593	0.4412611
	200	20.94393	1.0890846	0.170085	3.562244	17.5175	0.203353429	0.18671959
	220	23.03833	1.197993	-0.472119	-10.8768	17.5175	-0.62091188	-0.5182934
	240	25.13272	1.3069015	-0.263793	-6.62984	17.5175	-0.37846944	-0.2895929
6 m/s	100	10.47197	0.4537852	0.118929	1.245416	30.2702	0.041143251	0.09066679
	120	12.56636	0.5445423	0.133448	1.676959	30.2702	0.055399598	0.10173608
	140	14.66075	0.6352993	0.355345	5.209623	30.2702	0.17210379	0.27090189
	160	16.75515	0.7260564	0.453214	7.593672	30.2702	0.250862632	0.34551398
	180	18.84954	0.8168134	0.552414	10.41275	30.2702	0.343992853	0.42114006
	200	20.94393	0.9075705	0.0225	0.471239	30.2702	0.015567717	0.01715318
	220	23.03833	0.9983275	0.000763	0.017572	30.2702	0.000580491	0.00058146
	240	25.13272	1.0890846	-0.733909	-18.4451	30.2702	-0.60934873	-0.5595054
7 m/s	100	10.47197	0.3889588	-0.0045	-0.04712	48.068	-0.00098036	-0.0025205
	120	12.56636	0.4667505	-0.226525	-2.8466	48.068	-0.05922025	-0.1268777
	140	14.66075	0.5445423	0.0525	0.76969	48.068	0.016012508	0.02940545
	160	16.75515	0.622334	0.257586	4.315895	48.068	0.089787239	0.14427499
	180	18.84954	0.7001258	0.567	10.68769	48.068	0.222345117	0.31757881
	200	20.94393	0.7779175	0.431842	9.044473	48.068	0.188159873	0.24187637
	220	23.03833	0.8557093	0.057	1.313185	48.068	0.0273193	0.03192591
	240	25.13272	0.9335011	-0.083793	-2.10595	48.068	-0.04381185	-0.0469328
8 m/s	100	10.47197	0.3403389	-0.0468	-0.49009	71.7517	-0.00683034	-0.0200692
	120	12.56636	0.4084067	0.066	0.82938	71.7517	0.01155903	0.02830274
	140	14.66075	0.4764745	-0.078333	-1.14843	71.7517	-0.01600556	-0.0335916
	160	16.75515	0.5445423	0.053	0.888023	71.7517	0.012376335	0.02272796
	180	18.84954	0.6126101	0.171964	3.241448	71.7517	0.045175915	0.07374334
	200	20.94393	0.6806779	0.2205	4.618137	71.7517	0.064362778	0.09455689
	220	23.03833	0.7487456	0.289737	6.675052	71.7517	0.093029909	0.12424768
	240	25.13272	0.8168134	0.1944	4.885801	71.7517	0.068093192	0.08336444

TABLA 9 Datos obtenidos en el túnel de viento del aerogenerador impreso en 3D

REFERENCIAS

BTM Consult Aps, I. C. Christensens Allé. (2008). *International wind energy development - World market update 2007*. DK-6950 Ringkøbing Dinamarca.

World Wide Energy Asociation (WWEA). (2019). Disponible en: <https://wwindea.org/blog/2019/02/25/wind-power-capacity-worldwide-reaches-600-gw-539-gw-added-in-2018>. Recuperado el 05/05/2019.

REVE, Agustín Sánchez Tembleque. (2019). The competitiveness of wind power guarantees its growth in Mexico. De la revista vestas (REVE). Disponible en: <https://www.evwind.es/2019/09/03/the-competitiveness-of-wind-power-guarantees-its-growth-in-mexico/70625>. Recuperado el 07/05/2019.

Kjellin J., F. Bülow, S. Eriksson, P. Deglaire, M. Leijon, H. Bernhoff. (2010). Power coefficient measurement on a 12 kW straight bladed vertical axis wind Turbine, *Renewable Energy*, 36 (2011) 3050-3053. Uppsala, Sweden.

Hansen A. D., F. Iov, F. Blaabjerg, L. H. Hansen. (2004). Review of contemporary wind turbine concepts and their market penetration. *Wind Engineering*, 247 – 263, 2004.

Lauer Herbert (1981). Die Windkraft meßtechnisch erfaßt, Markt&Technik (Energía eólica medida, mercado y tecnología) No. 44, 30 de octubre de 1981.

Messtechnische Briefe (MTB). (1981) Issue 2, Published by Hottinger Baldwin Messtechnik GmbH, 64293 Darmstadt.

(ABB) M. Dahlgren, H. Frank, M. Leijon, F. Owman, L. Walfridsson. (2000). Windformer wind power goes large scale. *ABB Review*, 3:31 – 37, 2000.

Jöckel S., A. Herrmann, J. Rinck. (2006). High energy production plus built-in reliability the Vensys 70/77 gearless wind turbines in the 1,5 MW class. European Wind energy Conference, (EWEC) 2006, Athens, Greece.

Feng Fang, Shengmao Li, Yan Li, Dan Xu. (2012). Torque characteristics simulation on small scale combiden type vertical axis wind turbine. Elsevier. *Physics Procedia* 24(2012) 781-786.

ACCIONA. (2014). Aerogeneradores windpower. 02/11/2015, de acciona windpower sitio web: <http://www.acciona.com/es/lineas-de-negocio/energia/aerogeneradores-acciona-windpower/>.

Souza N. S., L. A. C. Lopes, X. Liu. (2005). An intelligent maximum power point tracker using peak current control, in: 36th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2005, pp. 172–177.

Nayar C. V., J. Perahia, F. Thomas. (1992). Small Scale Wind Powered Electrical Generators, The Minerals and Energy Research Institute of Western Australia, Perth, Australia, 1992.

Ackermann T., L. Sörder. (2002) An overview of wind energy status 2002, *Renew. Sust. Energ. Rev.* 125(8) (2002) 67–128.

Azaza H. (2002). On the dynamic and steady state performances of a vector controlled DFM drive. Presented at IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics, 2002.

Nayar, C. V., Islam, S. M., Dehbonei, H., Tan, K., & Sharma, H. (2011). Power Electronics for Renewable Energy Sources. *Alternative Energy in Power Electronics*, 1–79. doi:10.1016/b978-0-12-416714-8.00001-9.

Totter Eduardo (2009). Análisis del efecto aeroelástico en la vibración transversal de estructuras sometidas a cargas de viento. Tesis de doctorado. Universidad Nacional del Cuyo.

Soriano Téllez Víctor Germán (2011). Sistemas de generación eólica, recursos, tecnologías y normalización. Artículo de investigación. Universidad Autónoma de México.

Perdomo Erik (2012). "Ley de Ohm, concepto de circuito abierto, cortocircuito, corriente, voltaje, potencia y energía eléctrica". Disponible en: <https://sites.google.com/site/teoriadecircuitosdc/ley-de-ohm-concepto-de-circuito-abierto-cortocircuito-corriente-voltaje-potencia-y-energa-elctrica> el 07/03/2016. Recuperado el 04/011/18.

Chiroque José E., Ramírez Saúl, Sánchez Teodoro (2011). "Evaluación y caracterización de un aerogenerador de 100w". Programa de energía e infraestructura y servicios básicos. Recuperado el 07/03/2016.

Carvajal Martínez Francisco Antonio (2014). "Eficiencia energética de motores y generadores eléctricos". Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). Recuperado de: <http://www.iie.org.mx/boletin032014/breve03.pdf> el 07/03/2016.

Frías Taron Ulises Javier (2011). Diseño de un banco experimental para caracterización de aerogeneradores de baja potencia (tesis de pregrado). Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER) 2015. "Laboratorio de ensayos eólicos". Recuperado de: <http://www.ceder.es/CEDERportal/portal.do?TR=C&IDR=144> el 15/11/2018.

American Wind Energy Association (AWEA). (2016). International Standards. recuperado de: <http://www.awea.org/Resources/Content.aspx?ItemNumber=6358> el 12/07/2016.

Antar, E., El Cheikh, A., & Elkhoury, M. (2019). A Dynamic Rotor Vertical-Axis Wind Turbine with a Blade Transitioning Capability. *Energies*, 12(8), 1446. doi:10.3390/en12081446.

Comparación de resultados

- [1] Nguyen, V. B., & Rozehnal, D. (2017). Determination of performance parameters of vertical axis wind turbines in wind tunnel. *MATEC Web of Conferences*, 107, 00076. doi:10.1051/mateconf/201710700076.
- [2] Sunny, K. A., & Kumar, N. M. (2016). Vertical Axis Wind Turbine: Aerodynamic Modelling and its Testing in Wind Tunnel. *Procedia Computer Science*, 93, 1017–1023. doi:10.1016/j.procs.2016.07.305.
- [3] Diaz R. Marisol. (2019). Construcción de un modelo experimental de medición de torque para turbinas eólicas de eje vertical. Tesis de licenciatura de la Universidad Autónoma de Yucatán. México.
- [4] Han, D., Heo, Y., Choi, N., Nam, S., Choi, K., & Kim, K. (2018). Design, Fabrication, and Performance Test of a 100-W Helical-Blade Vertical-Axis Wind Turbine at Low Tip-Speed Ratio. *Energies*, 11(6), 1517. doi:10.3390/en11061517.
- [5] Nahar. S. (2011). Torque and drag characteristics of a six bladed savonius rotor. Tesis de maestría de la Universidad de ingeniería de Bangladesh.