

Análisis del arranque de las micro turbinas eólicas de eje horizontal de baja capacidad HAWT

CASILLAS-FARFÁN, Christian†*, LÓPEZ-GARZA, Víctor, SOLORIO-DÍAZ, Gildardo y MOLINERO-HERNÁNDEZ, Daniel

Posgrado Maestría en Ciencias Ingeniería Mecánica, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

Recibido 11 de Abril, 2017; Aceptado 23 de Junio, 2017

Resumen

Las turbinas eólicas son dispositivos que transforman la energía cinética del viento en energía eléctrica. Son de eje horizontal cuando el eje de rotación de la turbina se encuentra en dirección paralela a las corrientes incidentes de viento, y son de baja capacidad porque la generación de potencia eléctrica es menor a 5 KW. Estas turbinas generalmente se colocan en lugares remotos, donde no necesariamente existen las condiciones óptimas de viento (corrientes continuas y velocidades mayores a 8 m/s). Cuando existen corrientes de viento incidentes, las turbinas arrancan de manera autónoma y pueden comenzar a operar. Poseen deficiencias en la etapa de arranque a bajas velocidad de viento, provocando que se pierda energía útil aprovechable. El objetivo del presente análisis, es determinar los parámetros que influyen de forma directa en la optimización del arranque de manera que se pueda mejorar el torque aerodinámico y empuje, parámetros importantes para mejorar el arranque. Se utilizará la teoría BEM (Blade Element Moment) para diseñar aerodinámicamente las aspas y mediante un análisis aerodinámico con la técnica de dinámica de fluidos computacional permitirá conocer en que medida la raíz del aspa aporta en el torque de arranque de la micro turbina

Turbinas, aerodinámica, arranque de turbina

Citación: CASILLAS-FARFÁN, Christian, LÓPEZ-GARZA, Víctor, SOLORIO-DÍAZ, Gildardo y MOLINERO-HERNÁNDEZ, Daniel. Análisis del arranque de las micro turbinas eólicas de eje horizontal de baja capacidad HAWT. Revista de Ingeniería Innovativa 2017. 1-2:49-65

Abstract

The eolic turbines are devices that transform kinetic energy from wind into electrical energy. We are interesting on eolic turbines with horizontal axis (their axis of rotation is on parallel direction to incident flowing wind) and low capacity (their generation of electrical power is lower 5 KW). Eolic turbines are situated in remoted places, where conditions are not necessary optimum from wind (continuous flowing and velocities higher than 8 m/s). While the wind is flowing incidentally, the turbines can itself starting and begin to operate. They have problems with starting in low wind velocities, inducing a loss of useful electrical energy. The aim of this analysis is to define the parameters that influence in direct form for optimum starting, so that aerodynamic torque and thrust can be improvement, these are parameters important for the starting turbine. The BEM theory (Blade Element Moment) will be used for aerodynamically design blades of turbine. We propose to use the computational fluids dynamic technique to calculate the aportation of the blade root zone to the starting torque of micro turbine.

Turbines, aerodynamic, turbine starting

† Investigador contribuyendo como primer autor.

Introducción

En la actualidad las turbinas eólicas de eje horizontal de baja capacidad (HAWT por sus siglas en inglés) son muy comunes en algunos países como medida alterna de suministro de energía eléctrica en casas habitación, ranchos y comunidades apartadas. El uso de estas turbinas se ha incrementado debido a que es energía limpia y la fuente de obtención de la energía eólica es hasta ahora inagotable. Según el reporte del 2016 emitido por GWEC (Global Wind Energy Council) indicó que el uso de la energía eólica tiene una tendencia al alza. Este reporte indica que hasta diciembre de 2015 se tienen contabilizados 432.9 GW de potencia eólica instalada, los cuales 125 MW son generados por turbinas de baja capacidad.

La problemática principal de las turbinas eólicas de baja capacidad recae en que generalmente son instaladas en regiones donde las velocidades del viento son relativamente bajas (2-8 m/s) y en algunas ocasiones nulas.

Otro problema al que las turbinas HAWT se enfrentan es que son de autoarranque. Requieren de ciertas velocidades de viento para comenzar a generar electricidad, es decir que no toda la corriente del viento es aprovechada para la generación de electricidad, pues existen ciertos factores de diseño que impiden el aprovechamiento de esa energía en el rango de estas velocidades de viento. Si la velocidad de viento no es constante o disminuye de manera abrupta, la turbina puede permanecer en fase de arranque por grandes periodos de tiempo sin que se vea reflejado en la producción de energía eléctrica.

Estas limitaciones de no operar eficientemente a bajas velocidades de viento, representan pérdidas para los sistemas eólicos, pues es energía disponible que no se puede aprovechar.

En los desarrollos de estudios actuales no se ha puesto mucho énfasis para hacer que estas turbinas de baja capacidad aprovechen la energía del viento en esos rangos de velocidad. Los parámetros que se pueden mejorar para lograr un diseño óptimo vienen dados principalmente por las características de los álabes, ya que son los responsables de generar el torque estático para el arranque mediante la incidencia de la corriente de viento sobre estos, este valor de torque debe ser mayor que el torque resistivo que opone el generador para poder arrancar. El proceso de arranque de una turbina de baja capacidad se produce como se menciona a continuación. El viento incide sobre el ángulo de ataque en la superficie de los álabes, provocando que giren debido a la fuerza resultante, debido a la sustentación y arrastre sobre las superficies de los álabes, de manera que el rotor en conjunto provoca un torque estático necesario para vencer el torque resistivo y generar potencia eléctrica útil. La figura 1 muestra una turbina eólica de eje horizontal de baja capacidad.



Figura 1 Turbina eólica de eje horizontal de baja capacidad HAWT

Fuente: libro small wind turbines

Existen varios factores por los cuales una HAWT debe detener su operación. Algunas razones son: mantenimiento a componentes, revisión de sus partes, condiciones de clima no apropiadas, etcétera. Otra razón es cuando la turbina experimenta un proceso transitorio, es decir que algunos parámetros de operación se encuentran muy cambiantes, provocando que la turbina no genere potencia, corriendo el riesgo de una sobrecarga en el rotor y un descontrol en el giro de los álabes, es entonces cuando el sistema de protección de la turbina detiene el funcionamiento de esta, saliendo de operación. Cuando las condiciones ya se han restablecido, el sistema de control ordena al sistema que se ponga en funcionamiento nuevamente. Es en esta fase donde tiene que comenzar a operar de nuevo y es en el arranque donde se concentran los mayores esfuerzos para caracterizar esta fase de las turbinas eólicas.

La fase de arranque de HAWT es una fase crítica, esto debido a que, si la velocidad de viento no genera el torque necesario para que arranque la turbina, esta puede estar girando de manera improductiva durante una buena cantidad de tiempo, provocando que esa energía no sea aprovechable. La secuencia de arranque se puede prolongar de manera indefinida y nunca comenzar a producir energía. Se deben analizar los parámetros que involucran el arranque, pues son importantes para caracterizar el problema y proponer soluciones.

La aportación que se hará en el presente trabajo consiste en determinar mediante la técnica de dinámica de fluidos computacional (CFD por sus siglas en inglés) que porcentaje del torque de arranque es proporcionado por la zona de la raíz, ya que muchos de los trabajos encontrados únicamente cuantifican el torque total de toda la sección de las aspas.

Perfiles aerodinámicos

Los perfiles aerodinámicos son secciones transversales con determinada configuración geométrica, que, al tener contacto con fluidos en movimiento, como el agua o el aire, son capaces de crear distribución de presiones adecuadas para crear fuerzas de sustentación y fuerzas de arrastre. Estas fuerzas resultantes se aplican en el diseño de las turbinas eólicas para provocar la rotación del conjunto.

Existe una gran variedad de formas, tamaños y configuraciones de perfiles aerodinámicos, cuyos perfiles de acuerdo a estas características se agrupan en familias de perfiles, siendo las familias más comunes: NACA de 4 y 5 dígitos, SG, perfiles OA, perfiles RAE etc. Cada familia de perfiles posee características y configuraciones importantes de acuerdo a la aplicación en la que se usará. Un parámetro importante para tomar en cuenta en la selección del perfil es la relación Cl/Cd , entre más grande sea es mejor. También se debe de cuidar que esta relación tenga un comportamiento lineal basado en el régimen de Reynolds que se trabajará, de manera que garantice la operación, aunque el régimen cambie

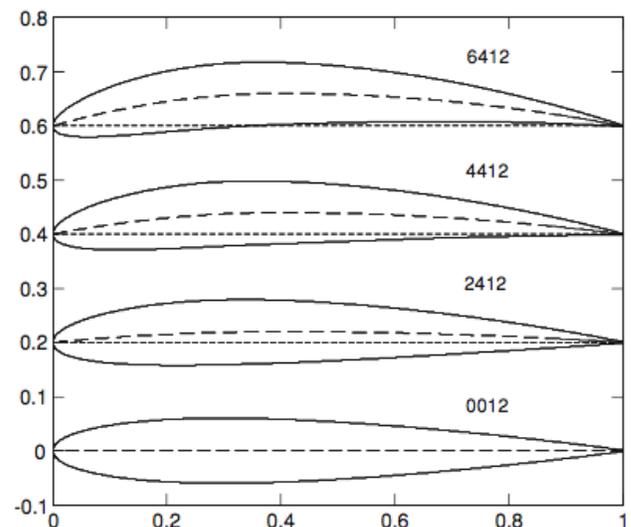


Figura 2 Distintos perfiles aerodinámicos de la familia NACA de 4 dígitos

Fuente: libro *small wind turbine*

La sustentación y arrastre aerodinámico generados por los perfiles, son las fuerzas resultantes que generan los gradientes de presión. Estos son los parámetros más importantes en las turbinas HAWT, ya que son las encargadas de generar diferenciales de presión para que se produzca el giro.

En base al rango de número de Re de operación y la aplicación en turbinas eólicas para generación de electricidad, se seleccionó el perfil simétrico NACA 4412, (Rocha, Rocha, Carneiro, Vieira, & Andrade, 2016) en su estudio demuestra que para bajas velocidades de viento el perfil NACA 4412 es el mejor perfil de sus familiares cercanos. El diseño además está basado en este perfil pues presenta una buena relación Cl/Cd en los rangos de operación basados en el número adimensional de Reynolds (Re). La figura 2 muestra varios perfiles de la familia de perfiles NACA.

La teoría BEM, supone que todas las secciones de análisis a lo largo del rotor son independientes y pueden ser tratadas por separado. Así, las fuerzas de sustentación y arrastre a las que se somete cada elemento son responsables de los cambios de momento axial y angular del aire que pasa a través del anillo que describe el álabe al girar. (Lanzafame, Mauro, & Messina, 2015) realiza una corrección al coeficiente de sustentación debido a la fuerza de coirolis, debido al pequeño tamaño del rotor de esta turbina, este ajuste se puede despreciar.

(Luiz, Freitas, Patrícia, & Gonçalves, 2017) en su diseño utiliza la teoría BEM como diseño base y posteriormente optimiza su diseño en base al factor de desviación axial considerando el arrastre producido en el perfil, de esta manera se asegura de tener la mejor aerodinámica posible para tener un coeficiente de potencia máximo, basándose principalmente en las características del perfil.

El número adimensional que cuantifica en que medida un cuerpo está experimentando sustentación y arrastre son los coeficientes de sustentación y arrastre respectivamente, los cuales están definidos por las ecuaciones 1 y 2.

$$C_L = \frac{L}{\frac{1}{2} \rho U_\infty A_p} \quad (1)$$

$$C_d = \frac{D}{\frac{1}{2} \rho U_\infty A_p} \quad (2)$$

Donde L es la fuerza de sustentación, D fuerza de arrastre en el perfil, A_p es el área de exposición al fluido

Se utilizó el software de Xfoil para hacer el cálculo correspondiente de los coeficientes, basado en el ángulo de ataque alfa, número de Reynolds Re y número de Match, ya que (Wata et al., 2011) en el desarrollo de su trabajo valida los resultados obtenidos mediante este software, mediante la medición de los valores reales en pruebas de túnel de viento.

Diseño Aerodinámico HAWT, basado en la teoría BEM

Existen varias alternativas y metodologías para establecer el diseño aerodinámico de un rotor. Se selecciona la mejor técnica en base a ciertas características que se quieren lograr en el conjunto rotor-aspas (reducción de turbulencia, velocidades de rotación del conjunto, velocidad de arranque etc). (Shen, Yang, Chen, Zhu, & Du, 2016) realizan una función multi objetivo para optimizar las características geométricas de su rotor para mejorar el parámetro de arranque, la principal desventaja de este estudio es que requiere de una amplia capacidad de cómputo.

El diseño está basado en la teoría BEM (Blade Element Moment), ya que la mayoría de las turbinas eólicas de baja capacidad de mejor rendimiento general, están basados en esta metodología.

Si bien es una metodología antigua, la ventaja de utilizar esta teoría recae en que, a partir de sus resultados, se pueden optimizar cualquier aspecto operacional del rotor. (Mahmuddin, 2017),(Sun, Chen, Zhong, & Jun, 2016) proponen sus diseños basados en la teoría BEM pero de acuerdo a las consideraciones y requisitos de diseño, utilizan diversas función objetivo para optimizarlas.

Varios autores han desarrollado el conjunto de ecuaciones necesarias para diseñar las características del rotor en base a diversas consideraciones tomadas.

Se utilizan el conjunto de ecuaciones que desarrolla (Burton, Tony, Sharpe, David, Jenkins, Nick, 2001), porque la metodología usada permite una mejor manipulación y apreciación de las formulas usadas en comparación con otros autores. Los conjuntos de ecuaciones se enumeran en el desarrollo del capítulo.

La teoría BEM consiste en aplicar las ecuaciones que se han desarrollado, proponer un número n (secciones de análisis) de divisiones a lo largo del aspa para aplicar las formulas de la teoría y determinar los parámetros geométricos y de operación del rotor.

La figura 3 nos muestra las características generales de un rotor calculadas con la teoría BEM

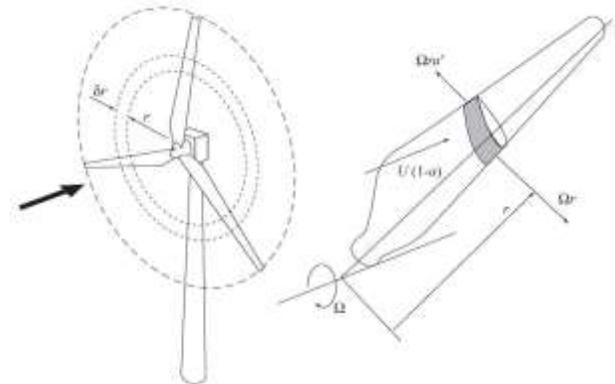


Figura 3 Análisis de los parámetros geométricos y operacionales mediante el diseño basado en la teoría BEM

Fuente: libro wind energy handbook

El primer parámetro a considerar para diseñar una HAWT, es la cantidad de recurso eólico disponibles en la zona donde se quiere colocar.

Este análisis se hace mediante un análisis estadístico de los historiales de viento de los últimos años, o mediante la medición con anemómetros en la zona de interés, de manera que se pueda caracterizar la velocidad de viento promedio, la dirección, así como sus características de densidad, presión y temperatura, importantes para hacer un cálculo más preciso de la potencia disponible que se puede extraer. En base a las necesidades de suministro y al recurso eólico disponible, se determina la potencia de salida necesaria.

En este análisis se propone un diseño de turbina de laboratorio, por cuestiones de espacio y condiciones de instrumentación, se determinó que sea de 50 W para poder caracterizar la fase de arranque.

Se utiliza la ecuación 3 para determinar el área de barrido de la turbina:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} U_{\infty}^3 \rho A_d} \quad (3)$$

Donde P es la potencia requerida en watts, U_∞ la velocidad nominal de viento en m/s, ρ es la densidad en kg/m^3 , A_d es el área de barrido en m^2 . C_p es el coeficiente de potencia y se calcula de la siguiente ecuación:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (4)$$

Donde a es el valor adimensional de factor de desviación axial. De aquí podemos conceptualizar al límite de BETZ, que es el valor máximo de eficiencia de una turbina. Este valor se encuentra resolviendo la ecuación 4, nos damos cuenta que C_p es máximo cuando $a=1/3$, el valor de C_p entonces es 0.593.

Un parámetro importante para el desarrollo del rotor de la turbina eólica es la velocidad específica, que cuantifica la relación existente entre la velocidad nominal de viento U_∞ y la velocidad de rotación del conjunto. La ecuación 5 nos representa esta relación.

$$\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty} \quad (5)$$

Donde λ es la velocidad específica, para turbinas de generación de electricidad toma un valor de 9-11, R es el radio del aspa y Ω es la velocidad de rotación en rad/s. De la ecuación 3 se conoce la velocidad de rotación del conjunto

La relación de radios μ , es un parámetro adimensional para posicionar la zona de análisis en el aspa. La ecuación 6 nos muestra esta relación

$$\mu = \frac{r}{R} \quad (6)$$

Dónde: r es el radio de acuerdo a la zona de análisis en cuestión medido desde el hub, R es el radio total del aspa.

La teoría BEM se basa en los triángulos de velocidades, estos triángulos son necesarios para encontrar valores resultantes de velocidad y determinar las condiciones aerodinámicas de cada una de las secciones del aspa.

En estos triángulos de velocidad se involucran el vector de la velocidad de viento nominal en un componente vertical, y la velocidad tangencial (producto de la velocidad rotacional por el radio) en forma perpendicular al vector velocidad de viento, este vector determina el sentido de giro del rotor. El vector resultante de estas dos velocidades es W , es la velocidad resultante que se ejerce sobre cada sección de análisis. La figura 4 muestra los triángulos de velocidades que se forman en cada sección de análisis.

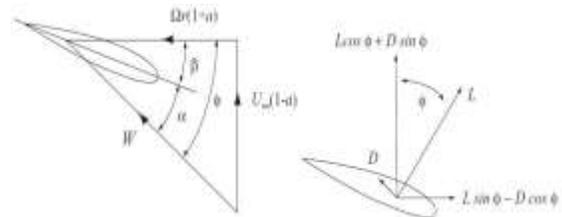


Figura 4 Triángulos de velocidades formados en los perfiles para determinar las velocidades resultantes

Fuente: libro *wind energy handbook*

Aplicando trigonometría para resolver el triángulo de la figura 4, se obtiene la ecuación 7 para calcular la resultante.

$$W = \sqrt{U_\infty^2 (1 - a)^2 + \Omega^2 r^2 (1 - a')^2} \quad (7)$$

Donde la variable a' es el factor de desviación radial y toma su valor de acuerdo a la zona en que se está analizando el perfil.

Del triángulo de velocidades se pueden encontrar también los ángulos de flujo de cada sección.

El ángulo de flujo ϕ , se despeja de las ecuaciones 8 y 9, donde los valores restantes son todos conocidos.

$$\sin \phi = \frac{U_{\infty}(1 - a)}{W} \quad (8)$$

$$\cos \phi = \frac{\Omega r(1 + a')}{W} \quad (9)$$

En la Figura 4 se puede observar la relación entre los ángulos de ataque α , de paso β y de flujo ϕ , con las velocidades y fuerzas actuantes.

Finalmente se calcula la cuerda en cada una de las zonas de análisis, para conocer la dimensión en cada posición a lo largo del radio del aspa. Se aplica la ecuación 10 para obtenerla:

$$\frac{Nc}{2\pi R} = \frac{4\lambda\mu^2 a'}{\frac{W}{U_{\infty}} C_l} \quad (10)$$

Dónde: N es el número de aspas del rotor y C_l es el coeficiente de sustentación del perfil seleccionado (NACA 4412).

El valor de Cl varía de acuerdo al número adimensional de Re y al ángulo de ataque α de cada sección. Se calcula con el software de Xfoil. El número de Re en cada sección, se calcula con la velocidad resultante W del triángulo de velocidades, la cuerda del perfil c, la densidad del viento ρ , y la viscosidad dinámica del viento μ . La ecuación 11 muestra esta relación.

$$Re = \frac{Wc\rho}{\mu} \quad (11)$$

Se debe realizar un proceso iterativo debido a que Cl está en función del Re, y Re está en función de la cuerda, de manera que al calcular la cuerda c, el nuevo número de Re no cambie, y se encuentre la convergencia de las distribuciones de cuerda.

Con la cuerda obtenida mediante la aplicación de la teoría BEM, se vuelve importante optimizar el parámetro de interés para cada diseñador. En este trabajo se está estudiando el arranque, por esta razón la función objetivo se concentra en obtener mayor torque con determinada distribución de cuerdas.

La función objetivo es la optimización del torque de arranque, esta función se muestra a continuación en la ecuación 12. Las restricciones de esta optimización obedecen a restricciones geométricas que tiene que ver con la distribución del ángulo de ataque alfa, por tal motivo alfa no puede tomar valores distintos entre el siguiente intervalo de $8.24 < \alpha < 4.23$.

La figura 5 muestra la metodología iterativa que se siguió para obtener el máximo valor teórico de torque de arranque.

$$Q = \frac{1}{2} \rho U_{\infty}^2 \pi R^3 \lambda \left[\int_0^R \mu^2 \left[8a'(1 - a)\mu - \frac{W N c}{R U_{\infty} \pi} C_d \right] (1 + a') \right] d\mu \quad (12)$$

(Karthikeyan, Kalidasa Murugavel, Arun Kumar, & Rajakumar, 2015) menciona en el desarrollo de su trabajo la importancia que tiene la distribución de cuerdas en las aspas para mejorar el desempeño general de la turbina.

La grafica 1 muestra el cambio de distribuciones de la cuerda, pasando de la teoría BEM a la optimización para tener el mayor torque de arranque. La optimización mejoró en 16% el torque respecto a la obtenida con teoría BEM.

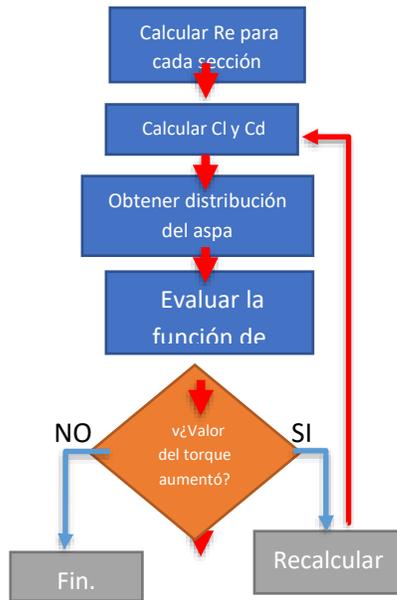


Figura 5 Metodología seguida para la obtención del máximo torque de arranque

Fuente: elaboración propia

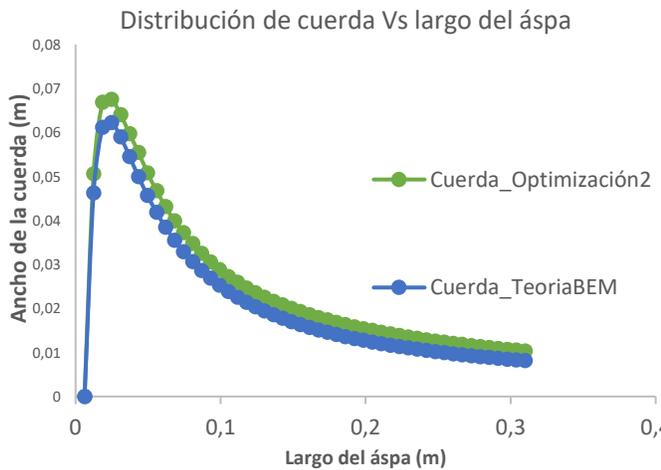


Gráfico 1 Cambio de distribución de cuerda, de la teoría BEM a la optimización de torque de arranque

Fuente: elaboración propia

Modelado

Cada perfil aerodinámico tiene sus ecuaciones características de construcción, que mediante el valor de la cuerda previamente calculado y el ángulo de asiento nos proporciona los puntos característicos, así como la inclinación del perfil. El conjunto de ecuaciones para generar la geometría del perfil NACA 4412 son:

$$\begin{aligned}
 X_U &= X - Y_t \text{sen}\phi \\
 Y_U &= Y_c + Y_t \text{cos}\phi \\
 X_L &= X + Y_t \text{sen}\phi \\
 Y_L &= Y_c - Y_t \text{cos}\phi
 \end{aligned}
 \tag{13}$$

Donde X_U, Y_U representa la coordenadas x,y de la parte superior del perfil, X la posición relativa dentro del rango de la cuerda, Y_t es la curva con los puntos de la curvatura, Y_U, Y_L representa las coordenadas x,y de la parte inferior del perfil, Y_t la distribución de espesores a lo largo del perfil y ϕ es el ángulo de inclinación respecto a la horizontal.

Las ecuaciones de las curvas de combadura son basadas en la distancia donde se están calculando los puntos del perfil en relación con la cuerda máxima:

$$\begin{aligned}
 Y_c &= \frac{m}{P^2} (2PX - X^2) \\
 0 &\leq X \leq P
 \end{aligned}
 \tag{14}$$

$$\begin{aligned}
 Y_c &= \frac{m}{(1-P)^2} [1 - 2P + 2PX - X^2] \\
 P &\leq X \leq C
 \end{aligned}
 \tag{15}$$

Finalmente, la ecuación calcula la distribución de espesores a lo largo de la cuerda máxima:

$$Y_t = \frac{t}{0.2} C \left[0.2969 \sqrt{\frac{x}{c}} - 0.1260 \frac{x}{c} - 0.3516 \left(\frac{x}{c}\right)^2 + 0.2843 \left(\frac{x}{c}\right)^3 - 0.1015 \left(\frac{x}{c}\right)^4 \right] \quad (16)$$

Donde Y_c representa las coordenadas de la línea de combadura del perfil basado en la cantidad de puntos que desea obtener, m es la combadura máxima (primer dígito del perfil), P es la posición de la combadura máxima en relación a la cuerda (segundo dígito), C es el valor máximo de cuerda (últimos dos dígitos)

Estos perfiles cambian de configuración (cuerda y ángulo de flujo) a lo largo del aspa a medida que se calcula con la teoría BEM a lo largo del mismo.

Se registraron las ecuaciones en una hoja de cálculo con el fin de evaluar y que nos den como resultado el total de coordenadas que forman la geometría del perfil (35 puntos de la geometría), así como su inclinación respecto al eje horizontal. Se decidió que fueran 35 puntos para evitar problemas de ajustes de curvas cuando se modelen los perfiles con el software de diseño ANSYS. Se obtuvieron un total de 50 archivos con las geometrías de los 50 perfiles, que van desde la zona de la raíz hasta la zona de la punta, para poder configurar un aspa de la turbina.

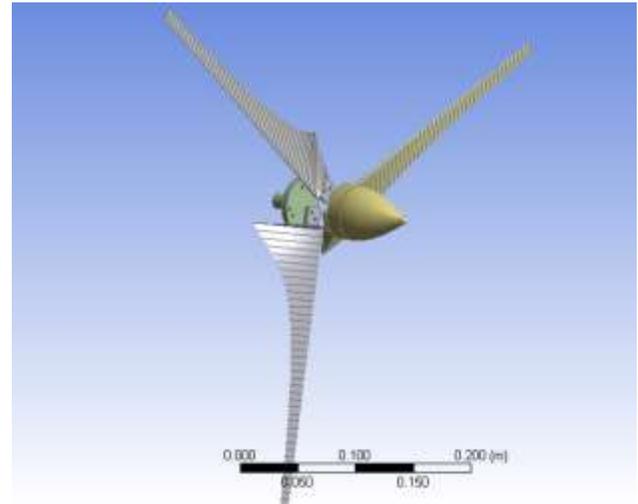


Figura 6 Geometría obtenida mediante el software de diseño de ANSYS

Fuente: elaboración propia

Se utilizó el software de diseño de ANSYS, Design Modeler, para procesar los 50 archivos con la geometría de los perfiles y mediante la función de SWEPT dentro del programa, se logran unir las superficies de todos los perfiles en un solo cuerpo rígido. Posteriormente y por separado se diseñó la zona de ensamblaje para poder unir las aspas diseñadas al hub. Se utilizaron las geometrías de hub propuestas por (Jimenez, Alan, Garza, Víctor, Molinero Daniel y Casillas, 2016) ya que sus estudios arrojaron que ese diseño evita en buena medida la creación de turbulencia en esa zona de interés.

Finalmente, la geometría de la turbina eólica diseñada con sus tres aspas y su hub se visualiza en la figura 6

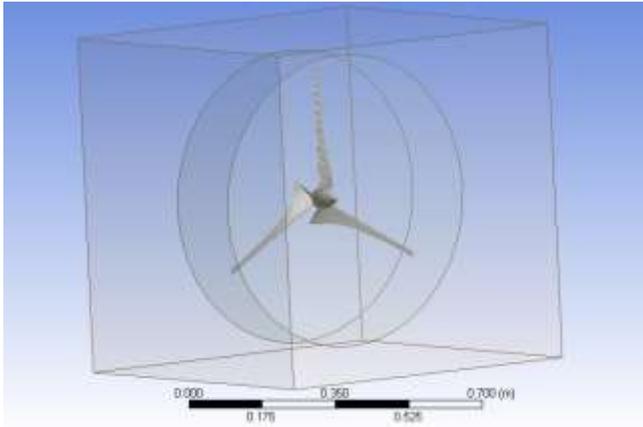


Figura 7 Topología propuesta para el análisis del movimiento del fluido

Fuente: elaboración propia

Simulación con la técnica de dinámica de fluidos computacional

El software ANSYS provee un conjunto de herramientas optimizadas para resolver problemas que involucran el movimiento de fluidos y poder caracterizar sus propiedades, dicha herramienta es FLUENT. También posee la herramienta de mallado de Meshing, está optimizada para ser utilizada en el proceso de análisis de volúmenes finitos de FLUENT.

La topología del problema implica un análisis en 3D y por lo tanto el mallado se vuelve una parte crucial para optimizar la solución del problema.

El mallado del dominio computacional se dividió en dos marcos de referencia, ambos fijos, uno con forma rectangular que representa las paredes del túnel de viento, cuyo método de mallado fue por zonas separadas con elementos tetraédricos y ajustes de tamaño de malla de acuerdo a la configuración general.

El otro marco de referencia es de forma cilíndrica en el que se incluye el área del rotor y cuyo método de mallado fue por zonas independientes, con elementos tetraédricos y configuraciones de malla general. Ambos marcos son estáticos ya que para el análisis del arranque son necesarias estas condiciones iniciales.

Se hizo también un refinamiento en las zonas de la raíz para garantizar buenos resultados.

El modelo de turbulencia es importante en el análisis del movimiento del fluido, ya que una correcta selección del modelo se ve reflejado en la obtención de resultados confiables. Se realizó la simulación empleando el modelo de turbulencia k-ε estándar para el rotor estático, ya que (Molinero, Daniel, López, Víctor, Cervantes, 2016) han demostrado que este modelo sirve para el análisis estático del rotor y poder determinar el torque de arranque.

El total de elementos en la malla es de 5.45×10^6 , con un tamaño de 1.5×10^{-5} m. El criterio de convergencia para el modelo de turbulencia k-ε estándar es con todos los residuales en el orden de 1×10^{-6} . El tiempo aproximado de convergencia del modelo fue de 43 min, con un procesador Core i7, de 2.7 GHz de quinta generación y 8 gb de memoria RAM. La gráfica 2 muestra la convergencia de malla para validar los resultados de las pruebas de campo.

El propósito de utilizar la técnica de CFD en el análisis del arranque, es para cuantificar el aporte de torque de las zonas del aspa que generan el arranque, la raíz se considera como $1/3$ de L, la punta el $2/3$ L restante.

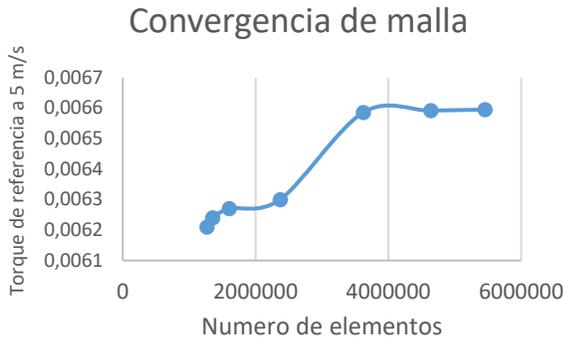


Gráfico 2 Análisis de convergencia de malla para validar el modelo de turbulencia

Fuente: elaboración propia

Fabricación y Pruebas

La fabricación de las aspas diseñadas es una problemática importante relacionada con la fabricación de prototipos, ya que la mayoría de los métodos de fabricación, requieren una gran variedad de costosos equipos y cierta experiencia en el tema para poder garantizar una manufactura exacta de los alabes.

(Tummala, Kishore, Kumar, Indraja, & Krishna, 2016) hacen una recopilación de los métodos que se han desarrollado en los últimos años para la manufactura de los alabes de turbinas de baja capacidad. Es por esta razón que se decidió fabricar las aspas de la turbina de 50 W mediante la tecnología de impresión en 3D, debido a la relativa facilidad de fabricación de la técnica. La figura 8 muestra el rotor de 50 W fabricado con la técnica de impresión en 3D.

El rotor fue construido en material PLA. Es un polímero de fácil conformación con buenas propiedades mecánicas, cuya resistencia a la flexión ronda 50-70 Mpa, según datos del fabricante. Estas propiedades mecánicas son adecuadas para ensayar el prototipo en el túnel de viento y garantizar la integridad estructural del rotor.

El rotor tiene un diámetro de 0.62 m, que genera una potencia nominal de 50 W a una velocidad de viento de 8 m/s, además de una relación de velocidad específica de 9.



Figura 8 Turbina de 50 W, fabricada en material PLA mediante impresión en 3D

Fuente: elaboración propia

Se hizo una caracterización del túnel de viento con la ayuda de un anemómetro de propela, con el objetivo de conocer la magnitud de velocidades en la sección transversal a distintas distancias del ventilador del túnel, de manera que se pudiera conocer la velocidad real en la zona de colocación de la turbina y así minimizar el error producido por una mala lectura de la velocidad de viento. (Lee, Shiah, & Bai, 2016) en su estudio utilizan el perfil de velocidades del túnel utilizado para mejorar sus resultados de CFD. Debido a que el túnel utilizado para estas pruebas es muy corto y el perfil de velocidad no se desarrolla completamente, por esta razón se decidió hacer el ajuste necesario de velocidades en las secciones transversales del túnel para minimizar errores de medición

Se utilizaron equipos auxiliares para cuantificar el arranque del rotor, estos equipos son: anemómetro, tacómetro, voltímetro y torquímetro, para medir respectivamente los parámetros de velocidad de viento en m/s, giros del rotor en rev/min, voltaje del generador en V y torque estático de arranque en N*m.

La adquisición de datos se llevó a cabo mediante puertos USB de todos los instrumentos conectados a una computadora. Para cada secuencia de arranque, se generaban archivos de cada uno de los instrumentos y posteriormente se guardaban en carpetas con nombres secuenciales para su posterior análisis.

El parámetro que servirá para realizar las gráficas es el tiempo de medición. La figura 9 muestra la instrumentación de las pruebas en las secuencias de arranque.



Figura 9 Equipos usados en las secuencias de arranque para obtener las magnitudes de los parámetros involucrados en el arranque

Fuente: elaboración propia

En total se realizaron 40 secuencias de arranque, ya que se encontró que la fase de arranque de este rotor de 50 W, estaba bien definida y no se tenían variaciones sustanciales.

Análisis de Resultados

Las gráficas 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10, muestran las secuencias de arranque de 8 pruebas con número de identificación 5,10,15,20,25,30,35,40, donde se visualiza el comportamiento de los parámetros de velocidad de viento, rpm del rotor y el voltaje registrado en el generador.

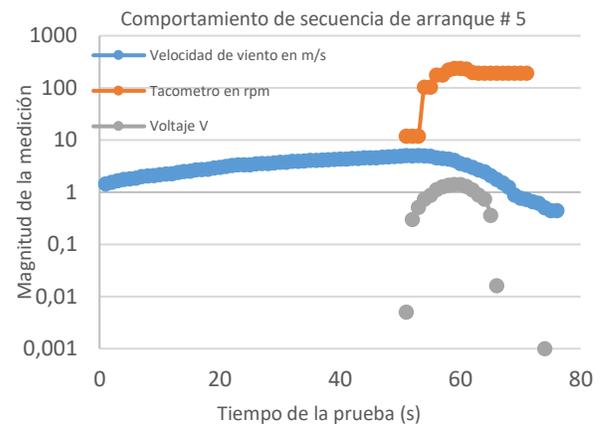


Gráfico 3 Secuencia de arranque #5 de la turbina de 50 W

Fuente: Elaboración propia

La grafica 3 muestra que el arranque se produjo a 4.7 m/s basado en la lectura del anemómetro. Al llegar a una velocidad máxima de 5 m/s se disminuye la velocidad del túnel de viento para observar el comportamiento de aceleración del rotor, encontrando que en el valor de velocidad de viento de 4.05 alcanza 263 rpm para comenzar desacelerarse. El voltaje máx. generado fue de 1.4 V.

Las gráficas 4,5 y 6 muestran que el arranque se produjo a 4.71, 5.09 y 4.72 m/s respectivamente, basado en la lectura del anemómetro.

Al llegar a una velocidad máxima de 5, 5.14 y 5,14 m/s respectivamente, se disminuye la velocidad del túnel de viento para observar el comportamiento de aceleración del rotor, encontrando los siguientes valores máximos en el tacómetro de 283.23, 230.45 y 231.86 rpm para comenzar a desacelerarse. El voltaje máximo generado fue de 1.6, 1.38 y 1.3843 V.

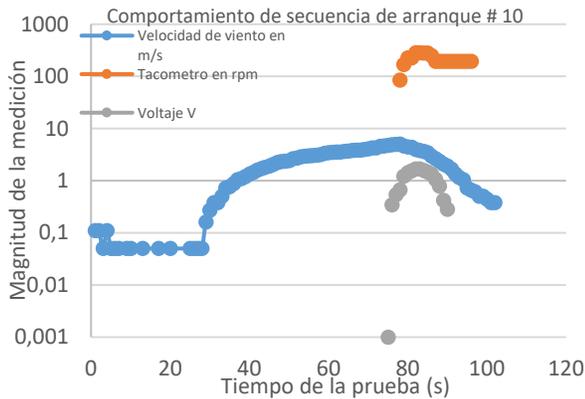


Gráfico 4 Secuencia de arranque #10 de la turbina de 50 W

Fuente: Elaboración propia

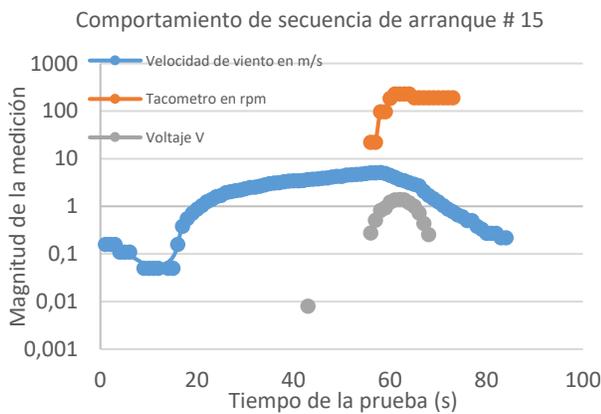


Gráfico 5 Secuencia de arranque #15 de la turbina de 50 W

Fuente: Elaboración propia

Las gráficas 7 y 8 muestran que el arranque se produjo a 4.91 y 4.77 m/s respectivamente, basado en la lectura del anemómetro. Al llegar a una velocidad máxima de 5 y 4.95 m/s se disminuye la velocidad del túnel de viento para observar el comportamiento de aceleración del rotor, encontrando los siguientes valores máximos en el tacómetro de 235.81 y 387.56 rpm para comenzar a desacelerarse. El voltaje máximo generado fue de 1.337 y 1.161 V.

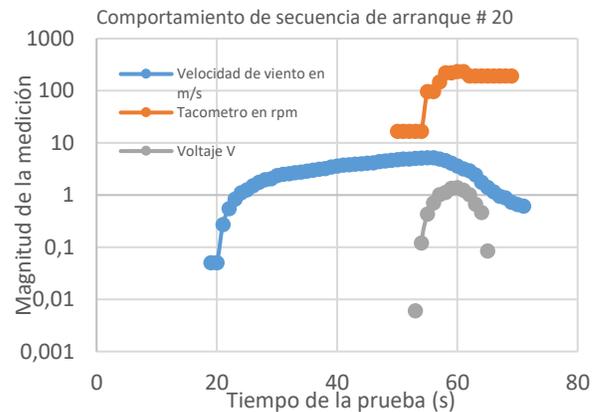


Gráfico 6 Secuencia de arranque #20 de la turbina de 50 W

Fuente: Elaboración propia

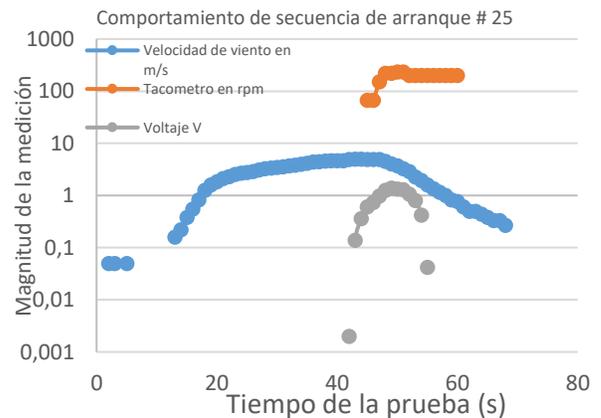


Gráfico 7 Secuencia de arranque #25 de la turbina de 50 W

Fuente: Elaboración propia

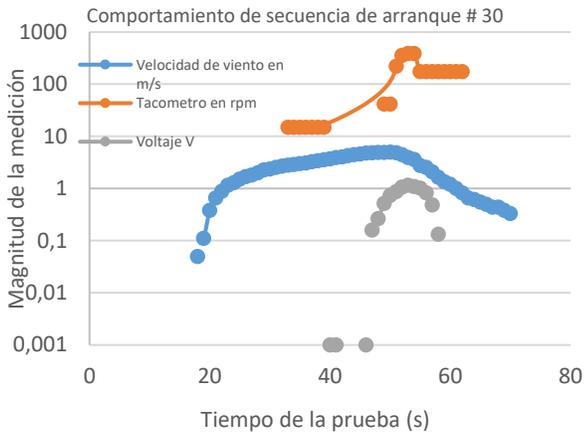


Gráfico 8 Secuencia de arranque #30 de la turbina de 50 W

Fuente: Elaboración propia

La tabla 1 enlista los valores encontrados en las secuencias de arranque analizadas.

Arranque	Velocidad arranque	Vel. Max.	Rpm max	
5	4.84	5	223.45	1.2
10	4.71	5	283.23	1.0
15	5.09	5.14	230.45	1.2
20	4.73	5.14	231.86	1.2
25	4.91	5	235.81	1.2
30	4.77	4.95	387.56	1.2
35	3.83	5.04	270.07	1.0
40	4.37	4.64	190.4	1.2

Tabla 1 Valores de las secuencias de arranque analizadas

Fuente: Elaboración propia

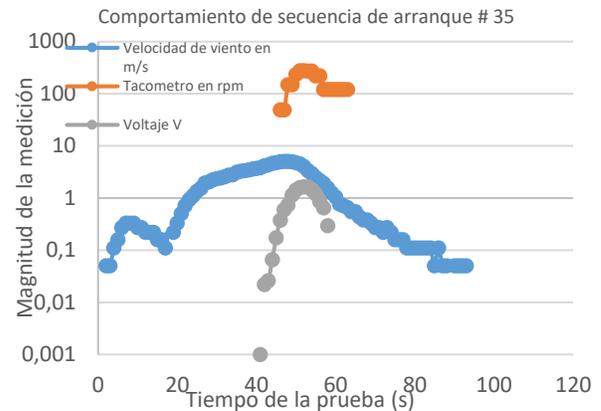


Gráfico 9 Secuencia de arranque #35 de la turbina de 50 W

Fuente: Elaboración propia

Las gráficas 9 y 10, muestran que el arranque se produjo a 3.83 y 4.37 m/s respectivamente, basado en la lectura del anemómetro. Al llegar a una velocidad máxima de 5.04 y 4.64 m/s se disminuye la velocidad del túnel de viento para observar el comportamiento de aceleración del rotor, encontrando los siguientes valores rpm para comenzar a desacelerarse. El voltaje máximo generado fue de 1.643 y 1.161 V.

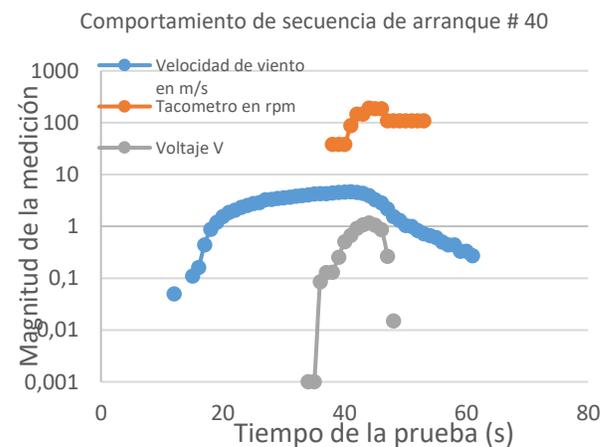


Gráfico 10 Secuencia de arranque #40 de la turbina de 50 W

Fuente: Elaboración propia

La gráfica 11 muestra el comportamiento promediado de los parámetros mencionados, de manera que permita visualizar de manera general el comportamiento en el arranque de la turbina de 50 W, encontrando que arranca a una velocidad de viento de entre 4.7 y 4.9 m/s, con una rotación del rotor de 236.93 rpm y un voltaje de 1.4 V.

(Ebert & Wood, 1997; Mayer C. Wood D., 2004) hacen estudios de secuencias de arranque para turbinas con diámetros de 5 metros y velocidades de 10 m/s, pero con la diferencia de que esas turbinas se encontraban en sitio y no en laboratorio como el presente análisis. (Wright & Wood, 2004) en sus resultados describe que su turbina era de 2 m de diámetro y sus secuencias de arranque tienen mayor concentración alrededor del margen de 4-5.5 m/s.

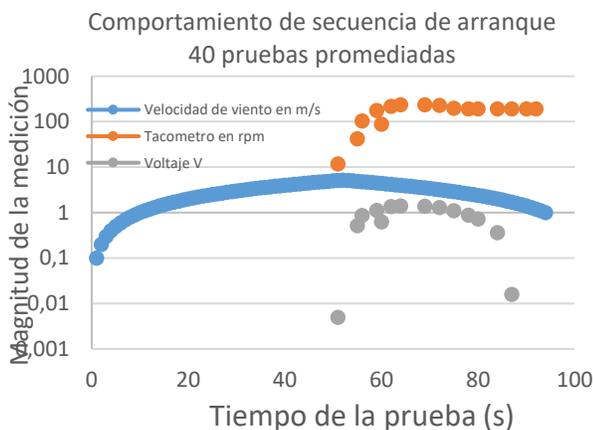


Gráfico 11 Secuencias de arranque promediadas de la turbina de 50 W

Fuente: Elaboración propia

La teoría BEM indica que, a menor tamaño del diámetro del rotor, la generación de torque de arranque se vuelve más problemático, pues el pequeño tamaño de las turbinas micro repercute en la inercia del conjunto para provocar un torque suficiente para arrancar.

Con esta comparación se demuestra el buen diseño de la turbina de 50 W, ya que arranca con velocidades de viento muy similares.

Para el análisis mediante la técnica de dinámica de fluidos computacional, se ha validado el modelo CFD basándose en el torque estático medido en las pruebas con el tacómetro, encontrando que existe una diferencia del 4% entre el valor real y el valor obtenido con la simulación.

La gráfica 12 muestra los resultados medidos por el torquímetero durante las pruebas así como los valores obtenidos con la técnica de CFD.

Con el modelo de CFD validado, nos permite entonces encontrar la cantidad de torque estático que aporta la zona de la raíz del aspa para generar el torque total y que la turbina de 50 W rompa el par estático opositor del generador y comience a funcionar. La raíz aporta entre un 60%-68% del torque de arranque.

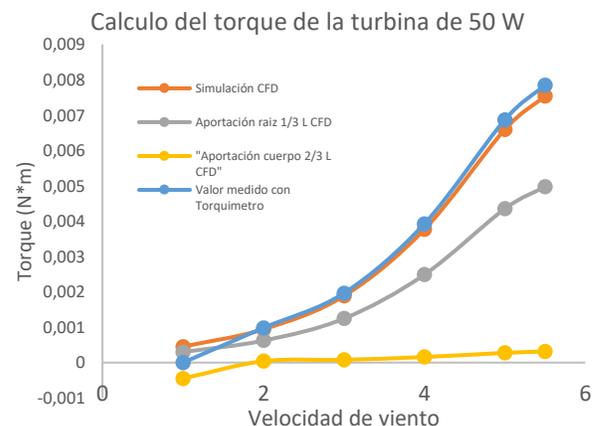


Gráfico 12 Resultados obtenidos de torque, se muestran los valores de las pruebas, los valores obtenidos con CFD y el aporte de la raíz al torque de arranque

Fuente: elaboración propia

Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo financiero brindado para la culminación de este proyecto, así como a la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo por el prestamos de sus instalaciones y equipos. Con un agradecimiento especial al Centro Mexicano de Innovación en Energía Eólica, CEMIE Eólico, por su incondicional apoyo en el desarrollo de la experimentación y adquisición de los instrumentos de medición.

Conclusiones

Caracterizar la fase de arranque de una turbina eólica nos ayuda a determinar los tiempos, parámetros y condiciones necesarias de arranque, dadas ciertas condiciones cambiantes de viento. Desde la fase de diseño se deben hacer las consideraciones necesarias para garantizar que la turbina arranque a bajas velocidades de viento. El arranque de la turbina eólica de baja capacidad está altamente influenciado por la forma del perfil aerodinámico.

También es importante un buen diseño aerodinámico basado en la teoría BEM, pues se observa claramente en los resultados obtenidos que mientras la velocidad de viento disminuye, el rotor continúa acelerándose. La medición de parámetros en las secuencias de arranque ayudo a visualizar de mejor manera el comportamiento de la turbina cuando las condiciones de viento se encuentran cambiantes.

Un análisis que completaría este trabajo de mejor manera seria diseñar nuevamente el rotor de 50 W, pero con otra familia de perfiles aerodinámicos, para estudiar su comportamiento y proponer mejoras.

Lograr el arranque de una turbina eólica de baja capacidad a la más baja velocidad de viento posible, se verá reflejado en el aprovechamiento mayor del recurso eólico en zonas donde las masas de viento no son las ideales

La validación del modelo de turbulencia con los datos de las pruebas de ensayo ayudo en gran medida para calcular los aportes inerciales de cada zona de las aspas en el rotor, se encontró que la zona de la raíz aporta el 60%-68% del torque inicial de arranque. Esta técnica propuesta de definir el porcentaje de aportación de torque servirá posteriormente para analizar el arranque de muchas turbinas eólicas y proponer soluciones más radicales para optimizar las secuencias de arranque.

El presente trabajo servirá de base para modificar aerodinámicamente los alabes de esta turbina de 50 W y mediante la propuesta de analizar el torque aportado por la raíz mediante la técnica de CFD, se podrá validar nuevas modificaciones aerodinámicas para determinar si estas mejorarán las prestaciones de arranque del conjunto.

Referencias

- Burton, Tony, Sharpe, David, Jenkins, Nick, B. E. (2001). *Wind Energy Handbook*.
- Ebert, P. R., & Wood, D. H. (1997). Observations of the Starting Behaviour of a Small Horizontal- Axis Wind Turbine. *Renewable Energy*, 12(3), 1-13. [http://doi.org/10.1016/S0960-1481\(97\)00035-9](http://doi.org/10.1016/S0960-1481(97)00035-9)
- Jimenez, Alan, Garza, Víctor, Molinero Daniel y Casillas, C. (2016). Metodología de Diseño del Perfil Aerodinámico de Hub para Turbinas de Viento de Eje Horizontal de Baja Capacidad, 3(9), 9-25.

- Karthikeyan, N., Kalidasa Murugavel, K., Arun Kumar, S., & Rajakumar, S. (2015). Review of aerodynamic developments on small horizontal axis wind turbine blade. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 801–822. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.086>
- Lanzafame, R., Mauro, S., & Messina, M. (2015). HAWT Design and Performance Evaluation: Improving the BEM theory Mathematical Models, 82, 172–179. <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.015>
- Lee, M., Shiah, Y. C., & Bai, C. (2016). Journal of Wind Engineering Experiments and numerical simulations of the rotor-blade performance for a small-scale horizontal axis wind turbine. *Jnl. of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 149, 17–29. <http://doi.org/10.1016/j.jweia.2015.12.002>
- Luiz, R., Freitas, U. De, Patrícia, B., & Gonçalves, F. (2017). A revised theoretical analysis of aerodynamic optimization of horizontal-axis wind turbines based on BEM theory. *Renewable Energy*, 105, 625–636. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2016.12.076>
- Mahmuddin, F. (2017). Rotor Blade Performance Analysis with Blade Element Momentum Theory. *Energy Procedia*, 105, 1123–1129. <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.477>
- Mayer C. Wood D. (2004). Observations of the Starting Behaviour of a Small Horizontal- Axis Wind Turbine. *Renewable Energy*, 12(3), 1–13. [http://doi.org/10.1016/S0960-1481\(97\)00035-9](http://doi.org/10.1016/S0960-1481(97)00035-9)
- Molinero, Daniel, López, Victor, Cervantes, Al. (2016). Propuesta de Diseño Aerodinámico para Reducción de Turbulencia en la Estela de Rotación en Turbinas Eólicas de Baja Capacidad HAWT, 1(1), 1–11.
- Rocha, P. A. C., Rocha, H. H. B., Carneiro, F. O. M., Vieira, M. E., & Andrade, C. F. De. (2016). A case study on the calibration of the $k-\epsilon$ SST (shear stress transport) turbulence model for small scale wind turbines designed with cambered and symmetrical airfoils. *Energy*, 97, 144–150. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.081>
- Shen, X., Yang, H., Chen, J., Zhu, X., & Du, Z. (2016). Aerodynamic shape optimization of non-straight small wind turbine blades. *Energy Conversion and Management*, 119, 266–278. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.04.008>
- Sun, Z., Chen, J., Zhong, W., & Jun, W. (2016). Improved blade element momentum theory for wind turbine aerodynamic computations. *Renewable Energy*, 96, 824–831. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.035>
- Tummala, A., Kishore, R., Kumar, D., Indraja, V., & Krishna, V. H. (2016). A review on small scale wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 1351–1371. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.027>
- Wata, J., Faizal, M., Talu, B., Vanawalu, L., Sotia, P., & Ahmed, M. R. (2011). Studies on a low Reynolds number airfoil for small wind turbine applications, 54(7), 1684–1688. <http://doi.org/10.1007/s11431-011-4411-3>
- Wright, A. K. Ñ., & Wood, D. H. (2004). The starting and low wind speed behaviour of a small horizontal axis wind turbine, 92, 1265–1279. <http://doi.org/10.1016/j.jweia.2004.08.003>