

METODOLOGÍA PARA LA EXPLORACIÓN DE LA ZONA DE MENOR APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE UN ASPA EÓLICA

Data de aceite: 01/08/2024

Gabriel Adrián Romero Gómez

Profesor de Física en la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo y Alumno del Posgrado del Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial, Querétaro, México

José Alfredo Manzo Preciado

Professor y Investigador del Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial, México

Pedro Augusto Reséndiz Gonzales

Técnico y Trabajador del Centro de Ingeniería industrial, México

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con (Lassig, et al, 2022), la tendencia actual es construir aerogeneradores de mayor tamaño para incrementar el área de captación de energía del viento y por ende producir más energía, reduciendo así los costos de producción de los mismos. Aunque dichos costes se redujeron con esta medida, también surgieron desafíos mayores, como el transporte de materiales de gran tamaño para construir las torres y el transporte de las grandes palas eólicas para el ensamble de las turbinas en los parques eólicos. Sin embargo, otra forma de contribuir al incremento de la captación de energía es a través de nuevas palas aerodinámicas que aprovechen mejor la energía cinética del aire y aproxime el factor de potencia de la turbina lo más posible al límite termodinámico descubierto por Betz en condiciones de funcionamiento no optimizadas. Los autores (Burton et al, 2001, pág. 187) afirman que la velocidad de arranque de una turbina depende del

RESUMEN: El presente documento expone el planteamiento matemático de acuerdo al enfoque BEM y procedimiento de resolución numérico para la búsqueda de la región de menor eficiencia de aspas de turbinas eólicas utilizando el enfoque llamado “*Blade Element Moment*” o conocido como (BEM) por sus siglas en inglés. El procedimiento fue aplicado para el análisis aerodinámico de la turbina eólica mexicana MEM-B30 y del cual se consiguió la posición en su aspa con la menor extracción de energía del viento.

PALABRAS CLAVE: BEM, Menor extracción de energía, Aspa eólica, Procedimiento, Resolución Numérica

par requerido para operar el rotor y de las pérdidas de transmisión en el tren de potencia del aerogenerador y en su generador eléctrico. Si el par ejercido por el rotor por causa del viento vence la inercia del tren de transmisión y del generador eléctrico, este mantendrá el movimiento de las palas. Por lo que hallar las zonas con menor producción de momento sobre el aspa puede brindar conocimiento de zonas específicas para la implementación de dispositivos para su optimización y de esta manera llegar a nuevos diseños de aspas que aprovechen un mayor abanico de velocidades de viento. Por lo que el artículo presente muestra el procedimiento para hallar las zonas de menor eficiencia en un aspa eólica, procedimiento que fue aplicado al rotor del aerogenerador mexicano MEM-B30.

METODOLOGÍA

Procedimiento

La localización de la zona con menor eficiencia se hizo a través de la teoría BEM utilizando el factor de inducción axial, que relaciona la velocidad de entrada de la corriente de aire al rotor y la de salida del mismo. Dicho factor se calculó para una de las condiciones de funcionamiento del rotor no optimizadas y, en el caso particular, bajo influencia de las condiciones de la velocidad del viento que produce el arranque de la turbina y su velocidad angular que origina la mayor cantidad de momento. Un parámetro relacionado con el factor de inducción axial es el coeficiente de potencia de la turbina, el cual se obtuvo con tres diferentes esquemas de solución, dos utilizando la teoría BEM y resolviendo las siguientes ecuaciones diferenciales y otro que utiliza un análisis de flujos potenciales llamado “*Lifting Line Free Vortex Wake*”.

$$dT = F\rho V_1^2 4a(1-a)\pi r dr \quad (1)$$

$$dT = F\rho V_1(1-a)a'4\Omega\pi r^3 dr \quad (2)$$

$$dC_p = (8\lambda^2/R^2)Fa'(1-a)[1 - \text{Cot}(\varphi)/\eta]r^3 dr \quad (3)$$

Auxiliándose del “*strip theory*” se encuentran las siguientes relaciones de igualdad, véase en (Manwell et al, 2009).

$$a' = \frac{\sigma' C_L}{-\sigma' C_L + 4F \text{Cos}(\varphi)} \quad (4)$$

$$a = \frac{\sigma' C_L}{\sigma' C_L + 4F \text{tan}(\varphi) \text{Sen}(\varphi)} \quad (5)$$

La ecuación (1) corresponde al empuje del rotor, la expresión (2) la del torque, la ecuación (3) la ecuación para el coeficiente de potencia y las expresiones (3) y (4) las ecuaciones del factor de inducción angular y axial correspondientemente. El cotejo de los tres esquemas de solución se realizó con el objetivo de comparar los resultados a través de un análisis estadístico “*t student*” para la prueba de las medias del coeficiente de potencia de cada procedimiento de solución y así validar los resultados de manera estadística. De forma posterior se obtuvo el coeficiente de inducción axial en diferentes ubicaciones del aspa para los dos esquemas de solución de la teoría BEM, los cuales son una interpretación del método descrito por Manwell, ver Figura 1, y otro bajo el algoritmo de solución del software Qblade®. La distribución obtenida se comparó con otra distribución ideal del coeficiente de inducción axial, que brinda la máxima eficiencia en el rotor, esto tomando en cuenta la rotación de la estela y las pérdidas energéticas por los efectos de los vórtices en la punta del aspa. A través de las comparaciones se obtuvo los máximos de las diferencias entre el factor de inducción axial obtenido y el ideal, hallando así las regiones del aspa con menor eficiencia.

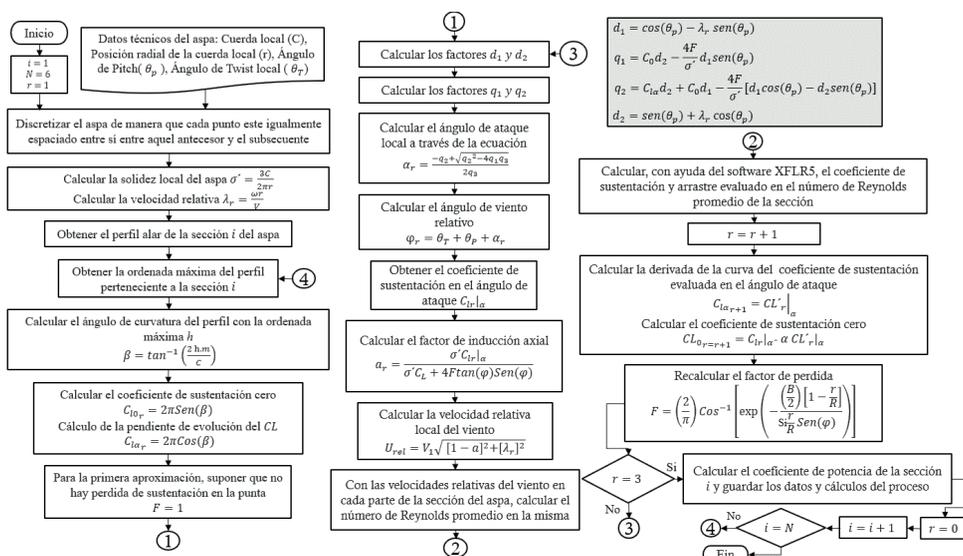


Figura 1. Procedimiento para la resolución de la teoría BEM para un aerogenerador horizontal y tripala a través del modo descrito por Manwell y con algunas modificaciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Distintos autores han realizado una diversidad de análisis de los efectos de los dispositivos hipersustentadores incorporados a las aspas de las turbinas eólicas con el objetivo de utilizarlos como controles pasivos de carga, maximizar el coeficiente de potencia del rotor o mejorar las condiciones de arranque de la turbina. Por ejemplo, con el fin de incrementar el coeficiente de potencia y mejorar las condiciones de arranque de la turbina, (Aguilar Quispe, 2017) sostiene que, mediante la utilización de flaps Gurney en el aspa, se ha logrado un incremento del 7% en el coeficiente de potencia máximo de un aerogenerador de 0.3 kilowatts. En un estudio similar (Bacchi y Scarabino, 2014), efectuaron un estudio de un aspa con flaps Gunery, los cuales, en sus conclusiones, afirman que la incorporación de los flaps Gurney brinda beneficios en el coeficiente de sustentación y mejoran las condiciones de arranque en el rotor. Incluso estudios más recientes, como el hecho por (A. García y P. Verdin, 2022) se logró el incremento del coeficiente de potencia en una razón de 2.5 veces mayor al original para turbinas de eje horizontal con flaps. En estudios encaminados a la producción de energía y mejora en el arranque, trabajos como el de (Tan, 2020), afirman que los diseños de aspas de turbinas eólicas con flaps resultan ser una promesa para el futuro de la eólica.

Aunque existen unos cuantos estudios más respecto al tema relacionado con los beneficios que brinda el uso de dispositivos hipersustentadores en el aspa, pocos trabajos han proporcionado una explicación detallada de cómo se seleccionó la zona de incorporación de dichos dispositivos, con el fin del aumento del coeficiente de potencia o el beneficio del arranque del rotor.

RESULTADOS

El análisis del rendimiento de la turbina MEM-B30 se efectuó para diversos valores de "TSR". Debido a que se toman números de Reynolds promedio en todas las diferentes secciones del aspa durante la resolución de la teoría BEM con el procedimiento mostrado en la Figura 1, que solo se efectúan tres iteraciones y que no se toman en cuenta las correcciones empíricas hechas por Glauert, existen diferencias entre los resultados obtenidos por el software Qblade® y el método LLFVW, sin embargo, estas no son significativas de manera estadística y pueden corregirse atendiendo los anteriores puntos mencionados. Los resultados se muestran en el Cuadro 1 y Cuadro 2.

TSR	Manwell	QBLADE®	LLFVW
1	0.04	0.02	0.03
2	0.11	0.08	0.1
3	0.22	0.19	0.2
4	0.36	0.32	0.31
5	0.47	0.41	0.39
5.3	0.49	0.43	0.4
Promedios por columna	0.28	0.24	0.24
Numeros de datos por columna	6.00	6.00	6.00
Varianza muestral por columna	0.04	0.03	0.02

Cuadro 1. Resultados, medidas de tendencia central y dispersión del coeficiente de potencia utilizando las diferentes herramientas de análisis.

Comparación entre los tratamientos Manwell y Qblade®	
Herramienta estadística " t_0 "	0.38
Grados de libertad	12
"t de student" crítico	2.17
Comparación entre los tratamientos Manwell y LLFVW	
Herramienta estadística " t_0 "	0.44
Grados de libertad	12
"t de student" crítico	2.17
Comparación entre los tratamientos Qblade y LLFVW	
Herramienta estadística " t_0 "	0.06
Grados de libertad	12
"t de student" crítico	2.17

Cuadro 2. Prueba "t student" con varianzas desconocida para la media con un nivel de confianza del 95%.

Ya validados los resultados, se obtiene la distribución ideal del coeficiente de inducción axial ideal para las condiciones de la velocidad de viento de arranque y RPM necesarias para el máximo torque (TSR=4.55). Para adquirir la distribución ideal del coeficiente de inducción axial, se debe satisfacer la relación dada por la ecuación (6), que proviene de una optimización dada a través de máximos y mínimos del coeficiente de potencia. Subsecuentemente, se compara con las distribuciones dadas por el método de Manwell y el software Qblade® y se ejecutan a cabos las diferencias entre las distribuciones dadas del coeficiente de inducción axial y su distribución ideal, ver Figura 3 y Figura 4.

$$\frac{1}{\lambda_r} = \tan\left(\frac{3}{2}\varphi\right) \quad (6)$$

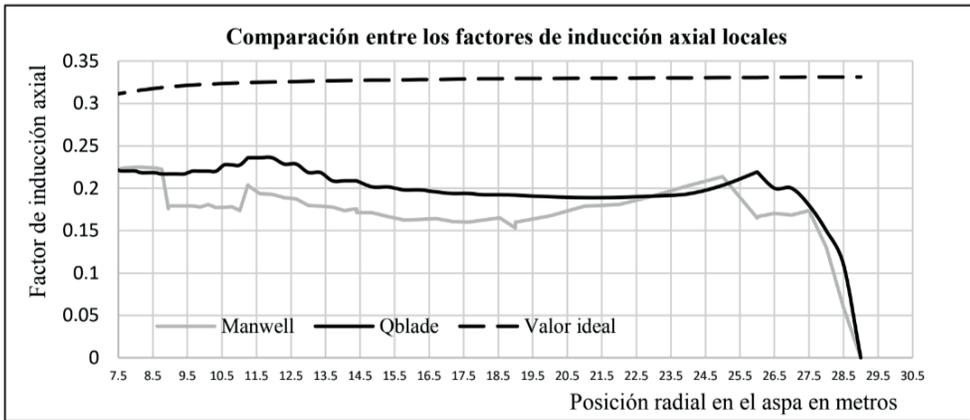


Figura 3. Comparativas entre la distribución ideal del coeficiente de inducción axial y las obtenidas por el método de Manwell y el software Qblade®

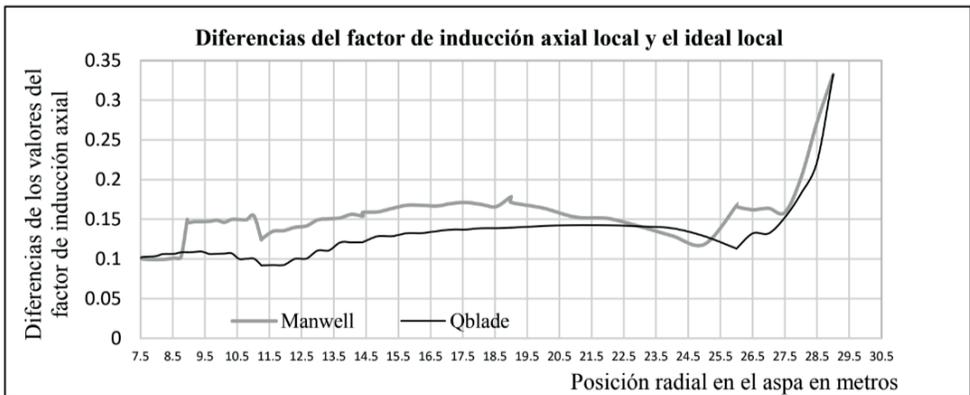


Figura 4. Curvas de las diferencias entre los valores ideales y obtenidos del coeficiente de inducción axial

Análisis

Tal como se aprecia en la Figura 4, la diferencia máxima del factor de inducción axial sobre el aspa es donde se ubican las crestas de cada una de las curvas y, para turbina MEM-B30, el análisis hecho para su velocidad de viento de arranque y un TSR de 4.55, que son las condiciones que brinda el mayor torque en el rotor. La región de menor eficiencia es entre los 19 hasta los 24 metros, pues son aquellas posiciones donde las diferencias son “mayores”, por lo que pueden amenguar las diferencias si se implementa dispositivos hipersustentadores en las zonas con menor eficiencia del aspa.

Aunque la diferencia más grande del coeficiente de inducción axial se da en la punta del aspa, no se toma en cuenta, pues debido a la fuga de aire de la zona de presión hacia la zona de succión de la hoja, el aspa pierde sustentación por efecto del viento cruzado y generación de vórtices en la punta. Por lo que para disminuir este efecto se debe hacer uso de “*winglets*” el cual debe ser enfocado a aspas eólicas.

De acuerdo a al Cuadro 2, los resultados obtenidos por el método de Manwell son estadísticamente iguales a aquellos resultados obtenidos por el software Qblade® y el método LLFVW, sin embargo, su exactitud puede ser menor por la escasez en la cantidad de iteraciones, el uso de número de Reynolds promedios y el uso nulo de la corrección de Glauert.

Si es cierto que los dispositivos hipersustentadores logran mejorar la eficiencia en el aspa, podría ser complicado llevar la región a sus condiciones de máxima eficiencia solo con estos mecanismos, pues los coeficientes de sustentación que debe generar el aspa para operar con la distribución ideal de las magnitudes del factor de inducción axial son altas, ver Figura 5.

CONCLUSIONES

Durante el proceso de investigación anterior, se logra un procedimiento para la localización de la zona con una menor eficiencia del aspa de la turbina MEM-B30 y del cual es aplicable para cualquier condición de operación en la que el aerogenerador trabaje, sin embargo, la exactitud de los resultados se puede mejorar con datos experimentales o simulación CFD del coeficiente de sustentación y el arrastre del perfil aerodinámico, lo cual podría ser una base para proyectos futuros.

De acuerdo a los resultados mostrados en la Figura 5, la distribución de los coeficientes de sustentación ideales a lo largo del aspa son complicados de alcanzar, pues su magnitud es bastante alta para conseguir con perfiles aerodinámicos e incluso flaps, por lo que esto plantea la necesidad de nuevas estrategias para la generación de sustentación en el aspa.

LIMITACIONES

El estudio se llevó a cabo bajo un análisis de flujo estacionario, algo que no sucede durante el arranque de la turbina; sin embargo, la suposición resulta útil para la simplificación del proceso y una aproximación de la zona de menor eficiencia en el rotor.

El uso de números de Reynolds promedio ayuda a la disminución de la base de datos requerida para el análisis sacrificando exactitud.

La falta de datos experimentales reduce la exactitud de la localización de las regiones de menor eficiencia.

REFERENCIAS

Roy Guillermo A. Quispe. "Mejora de la eficiencia aerodinámica en turbinas eólicas mediante dispositivos hipersustentadores," Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa (en línea), consultada por Internet el 22 de febrero del 2024. Dirección de internet: 1Library.Co - plataforma para compartir documentos.

F. Bacchi y Ana Scarabino. "Estudio aerodinámico del efecto de un flap gurney en una pala de aerogenerador en posiciones fijas," La Plata, Universidad Nacional de La Plata, 2014.

Antonio García Auyanet y Patrick G. Verdin "Numerical Study of the Effect of Flap Geometry in a Multi-Slot Ducted Wind Turbine," Sustainability, 23 September 2022.

J. Lassig, et al. "Desarrollos e Innovaciones Tecnológicas Para Turbinas eólicas," Academia (en línea), consultada el 21 de febrero de 2024. Dirección de internet: <https://www.academia.edu>.

Manwell, et al. "Wind energy explained," Wiley. 2009.

Heyou Tan, H. "Analysis of a Wind Turbine Airfoil with Flap,"

APÉNDICE

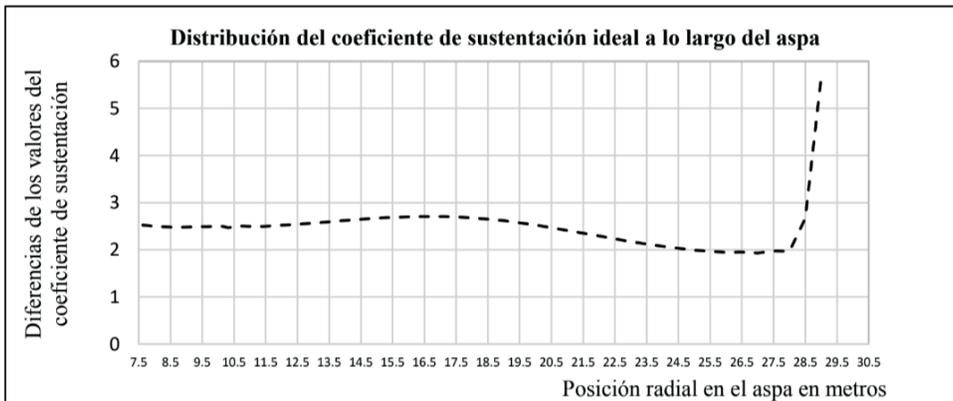


Figura 5. Distribución del coeficiente de sustentación ideal para un TSR igual a 4.55 en la velocidad de viento de arranque del rotor tomando como base la distribución ideal del coeficiente de inducción axial