



Enfoque UTE

ISSN: 1390-6542

Universidad Tecnológica Equinoccial

Narváez Hidalgo, Jorge Andrés; Vinueza Lozada, Alexy Fabian
Diseño aerodinámico de álabes de 100 KW para aerogeneradores
de eje horizontal ubicados en la zona del Cerro Villonaco
Enfoque UTE, vol. 9, núm. 3, 2018, Julio-Septiembre, pp. 106-115
Universidad Tecnológica Equinoccial

DOI: <https://doi.org/10.29019/enfoqueute.v9n3.330>

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=572261762009>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org



Sistema de Información Científica Redalyc
Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso
abierto

Diseño aerodinámico de álabes de 100 KW para aerogeneradores de eje horizontal ubicados en la zona del Cerro Villonaco

(Aerodynamic design of 100 KW blades for horizontal axis wind turbines located on the “Cerro Villonaco” zone)

Jorge Andrés Narváez Hidalgo¹, Alexy Fabian Vinueza Lozada²

Resumen:

En este trabajo se realizó el diseño y simulación aerodinámica de un rotor para aerogeneradores de eje horizontal localizados en el Cerro Villonaco. El diseño aerodinámico buscó obtener un álabe con una geometría óptima, la cual es definida por la cuerda y el ángulo de giro del perfil aerodinámico. Los parámetros de diseño conferidos al proyecto fueron dados por las características que presenta el viento en el Parque Eólico de Villonaco. Para validar los resultados se efectuó una simulación aerodinámica desarrollada en un *software* que utiliza el modelo matemático conocido como teoría del momento del elemento del álabe, a fin de verificar su óptimo rendimiento frente a los requerimientos planteados con un TSR, para establecer un método de diseño en investigaciones posteriores. Por último, se realizó un análisis del rotor, se obtuvo como potencia de salida mecánica, en la simulación, 107 KW, aprobando así la potencia de diseño con las características del Parque Eólico Villonaco.

Palabras clave: simulación aerodinámica; rotor; aerogenerador; parque eólico.

Abstract:

In this paper, the design and aerodynamic simulation of a rotor for horizontal axis wind turbine for the Cerro Villonaco was carried out. The aerodynamic design aimed for a blade with an optimal geometry, which is defined by the chord and the twist angle of the airfoil. The design parameters conferred to the project were given by the characteristics of the wind in the Villonaco Wind Farm. Results were validated with an aerodynamic simulation, developed in a software employing the mathematical model known as blade element momentum theory, to verify its optimum performance against the requirements established with a TSR, with the goal to set a design method for subsequent investigations. Finally, a rotor analysis was carried out, obtaining an output mechanical power of 107 KW, thus corroborating the design power with the characteristics of the Villonaco Wind Farm.

Keywords: aerodynamic simulation; rotor; wind turbine; wind farm.

1. Introducción

Los perfiles aerodinámicos tienen una forma de sección transversal del álabe de un avión, helicóptero, entre otros. Los perfiles son estructuras con una geometría específica, de esta depende mucho el ancho y la forma del álabe. Estas estructuras generan fuerzas mecánicas debido al movimiento relativo del perfil aerodinámico y un fluido circundante. En los aerogeneradores se utilizan los perfiles aerodinámicos para obtener la potencia mecánica requerida (Manwell, 2010).

La Central Eólica de Villonaco (Loja, Ecuador), la cual se encuentra a una altura aproximada de 2720 msnm trabaja con once generadores GoldWind 70/1500, cada uno de

¹ Independiente, Quito, Ecuador (jorandres_17@hotmail.com).

² Independiente, Quito, Ecuador (alexvinueza@gmail.com).

1500 kW de potencia eléctrica (Segura, 2016). El rotor de estos aerogeneradores está diseñado para una densidad del aire de 1.225 kg/m^3 y con una velocidad de viento nominal de 11.8 m/s (Goldwind, 2018).

La velocidad promedio anual en Villonaco es de 12.4 m/s y la densidad del aire es de 0.9 kg/m^3 (Ollague, 2014; Peña, 2017), Por lo tanto, los rotores Goldwind 70/1500 no son diseñados para las características de emplazamiento de la zona de Villonaco.

Se consiguió realizar el diseño aerodinámico de álabes para aerogeneradores de eje horizontal con las características de emplazamiento del Parque Eólico Villonaco para que generen una potencia mecánica de 100 kW . Posteriormente se procede al análisis del desempeño aerodinámico en un programa computacional.

Las diferentes teorías aerodinámicas como la teoría del momento axial, la teoría del momento angular y la teoría del elemento del álabe se combinan para formar una sola teoría que relaciona la geometría o la forma del álabe con el desempeño aerodinámico. El modelo axial se utiliza para determinar la potencia de un rotor ideal, se asume un control de volumen de fluido en un túnel de viento como se observa en la *Figura 1* (Manwell, 2010; Habali & Saleh, 2000).

Mediante modelos matemáticos para la simulación y el uso de herramientas de *software* para realizar este tipo de estudios tiene una ventaja en el posprocesamiento de escoger los parámetros que se quieren estudiar mediante variables mecánicas y aerodinámicas que caracterizan el comportamiento del diseño de los álabes (Gutierrez & Vinueza, 2018).

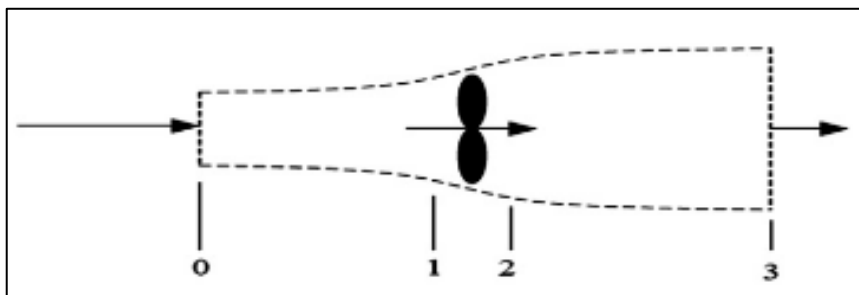


Figura 1. Túnel de viento (Sedaghat & Mirhosseini, 2012).

Al aplicar la conservación del momento lineal y el principio de Bernoulli, se obtiene que la potencia que entrega el rotor está expresada según la *Ecuación 1*.

$$P = (1/2)C_p n \rho \pi R^2 U^3 \quad (1)$$

Donde C_p , es el coeficiente de potencia; n , es la eficiencia mecánica; ρ , es la densidad del aire, R , es el radio del rotor y U , es la velocidad promedio del viento.

La teoría del momento angular introduce la rotación del aire que se produce cuando atraviesa el rotor, así se obtiene el factor de inducción angular (a'). El esquema que se utiliza es el de un tubo de flujo anular con un radio r , y un espesor dr , con una sección de área transversal igual a $2\pi r dr$ (*Figura 2*). La estela de rotación, la presión y los factores de inducción axial y angular son funciones del radio (Castán, 2012; Manwell, 2010).

La teoría del elemento de pala asume que el álabe está dividido en N secciones. En esta teoría las fuerzas en el álabe pueden ser calculadas por las características geométricas de los perfiles aerodinámicos y su ángulo de ataque. Su fundamento principal es que las fuerzas aerodinámicas de sustentación y arrastre del álabe actúan de la misma manera si sus elementos estuvieran aislados (Burton, 2012).

Al integrar los modelos vistos, se establece la teoría del momento del elemento de pala, BEM, por sus siglas en inglés (*Blade Element Momentum Theory*). Obteniendo así diferentes relaciones que permiten un cálculo iterativo y óptimo de la geometría del álabe (Castán, 2012).

Con base en la *Figura 4* se observa la gráfica C_p versus TSR (Tip Speed Ratio), relación entre la velocidad del viento y la velocidad angular en la punta del álabe (Schubel, 2012). Cuando TSR (λ) es igual a 7.5, corresponde a un C_p máximo aproximado de 0.45.

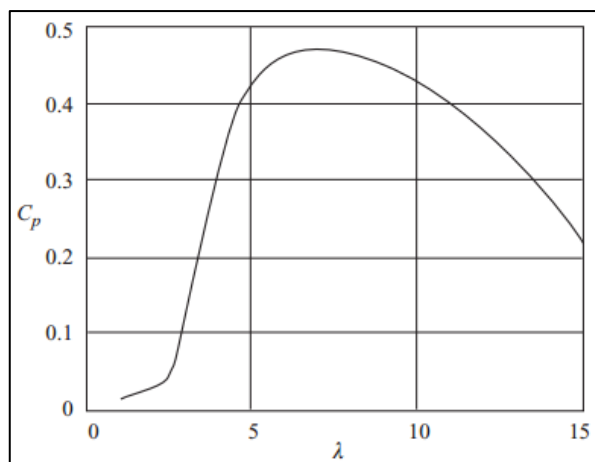


Figura 4. Gráfica C_p versus Tip Speed Ratio (TSR o λ). (Burton, 2011)

Para establecer el valor de λ se considera la aplicación que se le da al álabe, que para generación eléctrica λ es mayor a cuatro (Manwell, 2010). En este sentido y a base de Song & Tan (2011), trabajo de investigación en diseño de álabes, se fija un TSR igual a 7.5, que según la *Figura 4* maximiza el valor de C_p .

Existe una relación entre λ y el número de álabes (B) en el rotor como se muestra en la *Tabla 2*. Como λ es mayor a cuatro corresponde a un rotor de tres álabes. El perfil aerodinámico por utilizar en el diseño será de la Familia S-Series, utilizadas en algunos generadores comerciales de eje horizontal (Manwell, 2010).

Tabla 2. Relación λ y B

λ	B
1	8-24
2	6-12
3	3-6
4	3-4
>4	1-3

Fuente: (Manwell, 2010)

Las especificaciones técnicas se resumen en la *Tabla 3*.

Tabla 3. Parámetros Técnicos de diseño

Parámetro	Característica
Tip Speed Ratio (λ o TSR)	7.5
Número de álabes (B)	3
Perfil aerodinámico	NREL S-Series

Fuente: (Manwell, 2010)

2.2. Requerimientos

Para el diseño de los álabes se toma en cuenta la altura de la zona geográfica, que es de 2720 msnm, y deben entregar una potencia de 100 kW, potencia mínima para la conexión a las redes de transmisión y distribución (Regulación N° ARCONEL 004/15,

2015). Se utilizan las *tablas 1 y 3*, correspondientes a las condiciones de viento del Parque Eólico Villonaco y las características técnicas del álabes, respectivamente.

2.3. Geometría del Álabes

Primero se estima el radio del rotor, que se obtiene despejando R de la *Ecuación 1*, para hallar la expresión en la *Ecuación 2*:

$$R = \sqrt{\frac{2P}{C_p n \rho \pi U^3}} \quad (2)$$

Los perfiles aerodinámicos escogidos de la familia S-Series son *S811*, *S809* y *S810* (*Figura 5*). De acuerdo con el Laboratorio Nacional de Energías Renovables por sus siglas en inglés (NREL), estos perfiles son diseñados para rotores de 20 a 30 metros de diámetro (Wind Turbine Airfoil Families, 2014).

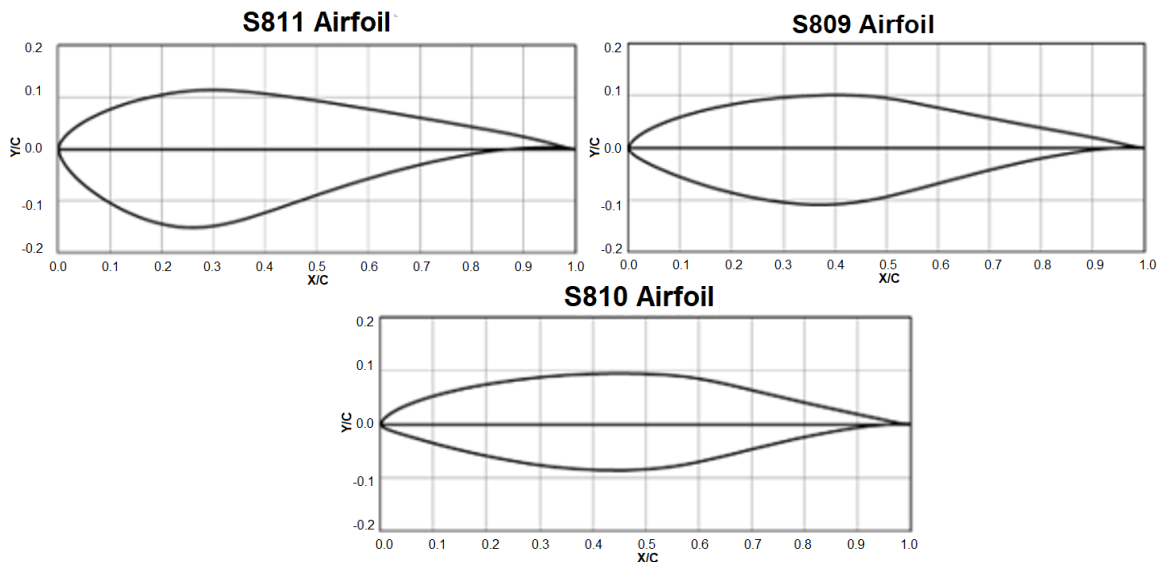


Figura 5. Perfiles aerodinámicos. S811, origen del álabes. S809, intermedio del álabes. S810, punta del álabes. (Wind Turbine Airfoil Families, 2014)

Para diseñar la geometría óptima del álabes se utiliza la teoría BEM, que emplea las siguientes ecuaciones en cada elemento del álabes.

La dimensión de la cuerda del perfil aerodinámico se obtiene de la *Ecuación 3*.

$$c_i = \frac{8\pi r_i}{B C_{l,design,i}} (1 - \cos \varphi_i) \quad (3)$$

Donde c_i , es la cuerda del perfil aerodinámico de cada elemento; r_i es la distancia radial del elemento; $C_{l,design,i}$ es el coeficiente de sustentación del perfil aerodinámico; y φ_i , es el ángulo del viento relativo que se expresa en la *Ecuación 4* (Bai & Chen 2013).

$$\varphi_i = \left(\frac{2}{3}\right) \tan^{-1}(1/\lambda_{r,i}) \quad (4)$$

$$\lambda_{r,i} = \lambda(r_i/R) \quad (5)$$

En la *Ecuación 5* se expresa el TSR de cada elemento del álabes. Donde λ , es el TSR de diseño; r_i , es la distancia radial del elemento y R , es el radio del rotor.

Para obtener el ángulo de torsión o ángulo de giro del elemento se utilizan las ecuaciones 6 y 7.

$$\theta_{T,i} = \theta_{p,i} - \theta_{p,0} \quad (6)$$

$$\varphi_i = \theta_{p,i} + \alpha_i \quad (7)$$

Donde $\theta_{T,i}$, es el ángulo de torsión; $\theta_{p,i}$, es el ángulo de inclinación del elemento; $\theta_{p,0}$, es el ángulo de inclinación del álabe y α_i es el ángulo de ataque.

Para la obtención α y Cl , se utiliza el *software* de diseño y análisis de perfiles aerodinámicos Xfoil. La relación Cl/Cd debe ser la máxima posible para cada elemento, optimizando así el coeficiente de sustentación (Cl) y el ángulo de ataque (α).

Estos parámetros de la geometría del álabe determinan la fuerza de sustentación y el torque que posee cada elemento para establecer la potencia mecánica que entrega (Lanzafame & Messina, 2007).

2.4. Análisis Aerodinámico

Este estudio puede ser realizado en cualquier *software* CFD (Computational Fluid Dynamics) o de análisis aerodinámico. Se emplea un programa de diseño y simulación de aerogeneradores para obtener las diferentes gráficas del rendimiento aerodinámico del rotor de acuerdo con las especificaciones y requerimientos planteados. Este utiliza la teoría del elemento del álabe y el modelo matemático “nonlinear lifting line”, para realizar el análisis y la simulación, respectivamente.

3. Resultados

Como se observó en la Sección 2.1, C_p es igual a 0.45. La eficiencia mecánica η corresponde a 0.92 (Song & Huang, 2011). Al remplazar los valores correspondientes de C_p y de la Tabla 3, en la Ecuación 2, se obtiene que el radio es:

$$R = \sqrt{\frac{2 \times 100000}{0,45 \times 0,92 \times 0,9 \times 12,4^3 \times \pi}} = 9,46 \approx 10 \text{ m}$$

El radio del rotor se aproxima a 10 metros, este será el radio de diseño, del cual se obtienen diez divisiones exactas del álabe de un metro cada una, lo que permite trabajar el diseño con números enteros y simplificar los cálculos.

Al remplazar el radio de diseño en la Ecuación 1 se obtiene una potencia teórica igual a:

$$P = \frac{1}{2} \times 0,45 \times 0,92 \times 0,9 \times 10^2 \times 12,4^3 = 111,59 \text{ KW}$$

A continuación, se procede a dividir el álabe en N elementos, presentando en este caso 10 divisiones ($N=10$). Para el origen del álabe se utiliza el perfil S811, para la parte central el S809 y para la punta el S810 como se muestra en la Figura 5.

En la Tabla 4, se presentan las propiedades de la geometría del álabe aplicando las ecuaciones de la teoría BEM, descritas en la Sección 2.3. Se aprecia la cuerda del perfil aerodinámico (c), el ángulo de giro (θT), el ángulo de ataque (α), el coeficiente de sustentación (Cl) y la relación Cl/Cd , de cada elemento (N) del álabe, donde Cd es el coeficiente de arrastre. Se observa que los valores de los parámetros de cada elemento van decreciendo, es el primer elemento el cual posee los valores máximos y el último elemento (punta del álabe) el cual posee los valores mínimos.

Para determinar el desempeño del rotor, se utiliza la gráfica C_p vs λ , que se muestra en la *Figura 6*, la cual determina el coeficiente de potencia del rotor para distintas velocidades del viento (Manwell, 2010). En dicha figura se observa el coeficiente de potencia respecto al TSR. Cuando λ es 3.8 corresponde un C_p de 0.1.

Tabla 4. Resultados de la geometría del álabe

Perfil Aerodinámico	N	r/R	$c [m]$	θT	α	Cl	Cl/Cd
S-811	1	0.1	1.2	28°	9.57°	1.2960	93.9811
	2	0.2	1	15°	8.75°	1.2936	89.5845
	3	0.3	0.9	9°	9.58°	1.2370	83.5246
S-809	4	0.4	0.8	8°	6.29°	0.9119	79.7115
	5	0.5	0.65	5°	6.50°	0.9684	77.1633
	6	0.6	0.55	3°	6.56°	0.9805	66.6101
	7	0.7	0.45	2°	7.14°	0.9841	64.8715
S-810	8	0.8	0.4	1°	6.56°	0.9880	60.6135
	9	0.9	0.35	1°	6.21°	0.8823	55.0749
	10	1	0.30	0°	6.52°	0.8890	53.3613

El C_p mínimo se obtiene para λ de 14. Además, C_p es máximo e igual a 0.43 cuando λ tiene un valor de 6.8. El TSR especificado de 7.5 (*Sección 2.1*), corresponde a un C_p aproximado de 0.41, varía en su valor de diseño (0.45), debido a la aproximación de 10 metros en la longitud del álabe.

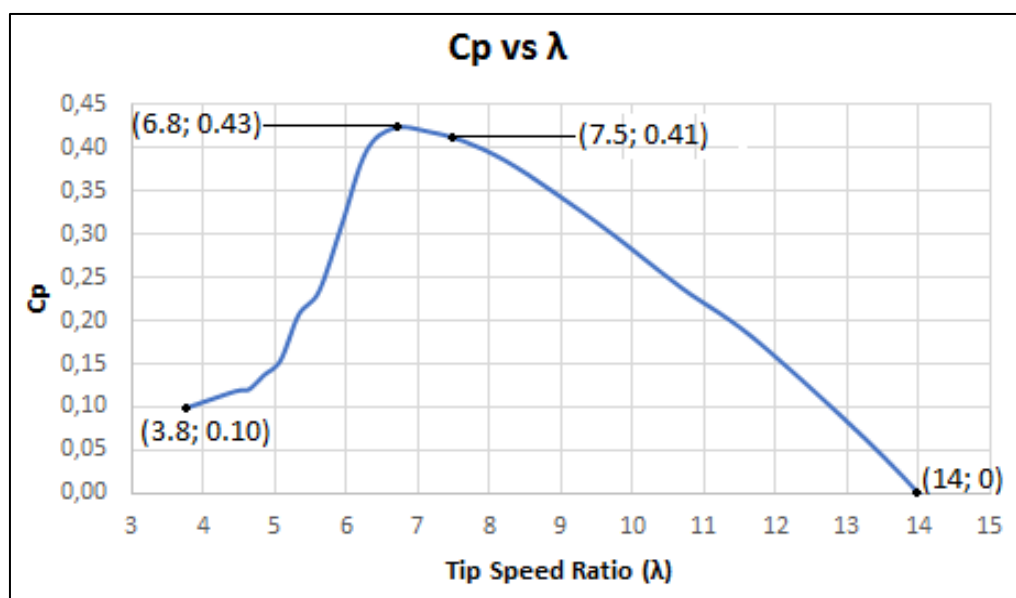


Figura 6. Gráfica C_p versus λ

En la *Figura 7* se observa como el empuje o fuerza normal aumenta con la velocidad del viento. A la velocidad diseño, corresponde un empuje de 7 kN y el empuje a 40 m/s es de 64.86 kN.

Como se muestra en la *Figura 8*, la potencia sufre un aumento exponencial con respecto a la velocidad. A una velocidad de 12 m/s, se obtiene una potencia de 102.76 kW. Con la velocidad de diseño se obtiene una potencia aproximada de 106 kW, la misma que corresponde al valor de potencia requerido.

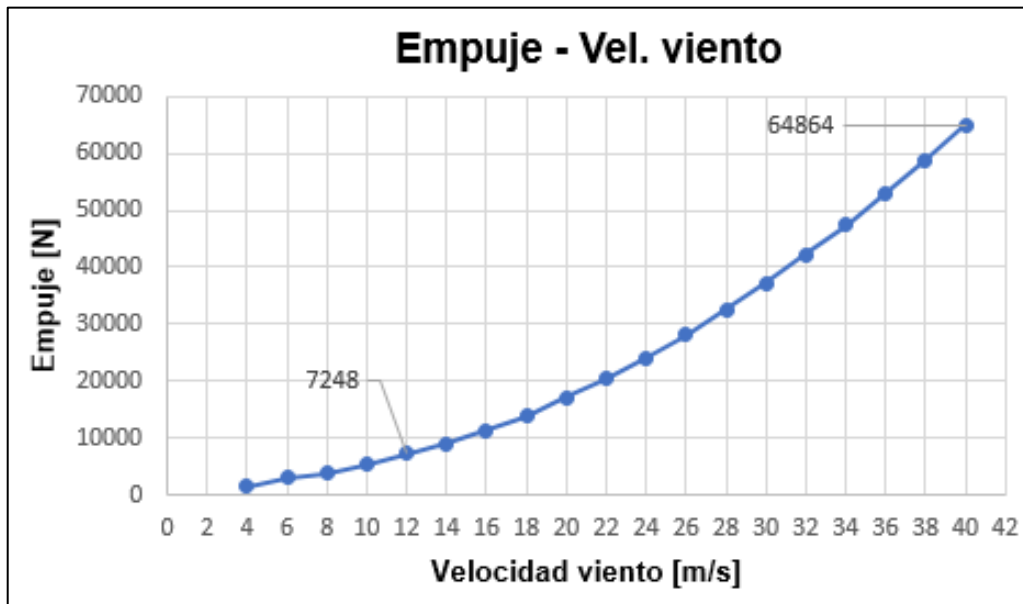


Figura 7. Gráfica Empuje versus Velocidad

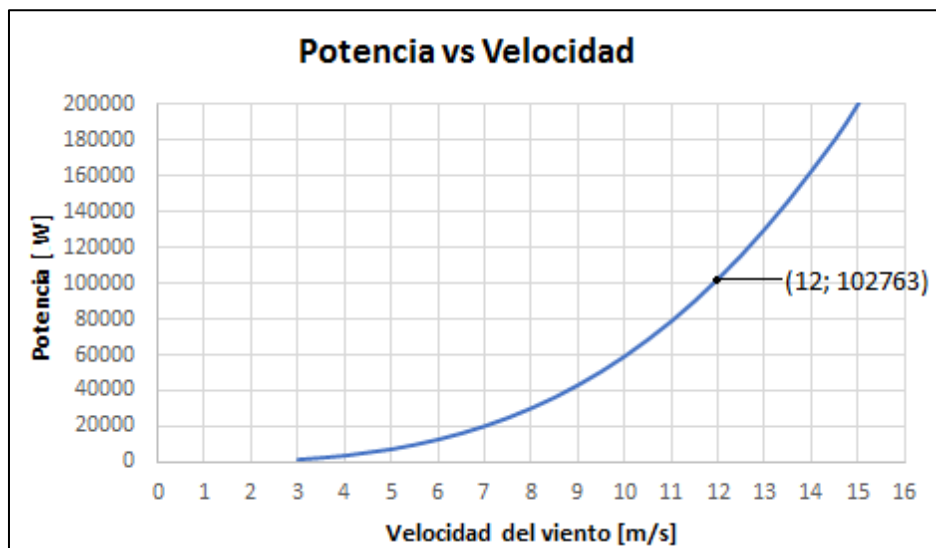


Figura 8. Gráfica Potencia versus Velocidad del Viento

Para calcular la potencia por el método analítico se utiliza la ecuación (1). Donde se intercambia el C_p de diseño, igual a 0.45, por el resultado del análisis gráfico, C_p igual a 0.41 (Figura 6).

$$P = (1/2)C_p n \rho \pi R^2 U^3$$

$$P = \left(\frac{1}{2}\right)(0.41)(0.92)(0.9)(10)^2(12.4)^3\pi = 101.67 \text{ KW}$$

En la Figura 9 se obtiene una simulación del rotor. Esta se estabiliza a los diez segundos. Como resultado, indica el C_p y la potencia total de acuerdo con el diseño establecido y las condiciones del viento en el parque Villonaco. También se observa la estela de viento que se genera cuando este pasa a través del rotor. La solución del análisis computacional arroja una potencia de 107.16 kW. Mientras que, la solución analítica, corresponde a una potencia de 101.67 kW. Estos resultados son aceptables, ya que se

acercan a la potencia teórica, calculada de 111.59 kW, con una variación del 4.11 % y del 8.89 % de error, respectivamente.

El álabe diseñado establece un rotor que permite entregar una potencia válida, según la requerida (100 kW), para las condiciones de viento del Parque Eólico de Villonaco.

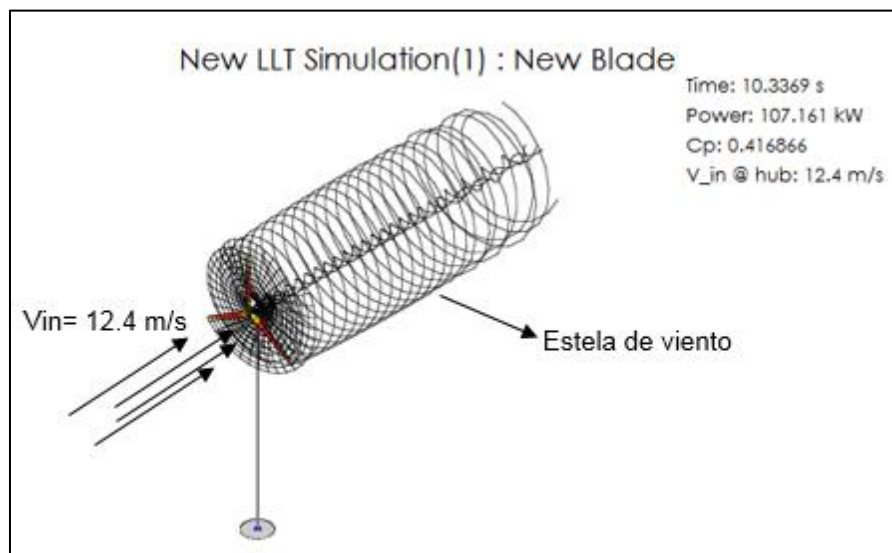


Figura 9. Simulación aerodinámica

4. Conclusiones y recomendaciones

El análisis aerodinámico comprobó que el diseño del álabe cumple con el objetivo propuesto, el rotor trabaja óptimamente bajo las condiciones de emplazamiento del Parque Eólico Villonaco.

La potencia proporcionada por el rotor es 107 kW, es mayor a la de diseño que es de 100 kW. El rotor muestra un C_p de 0.41, cercano al de diseño de 0.45. Los valores de potencia y C_p varían debido a que se aproximó el radio del rotor a 10 m.

A fin de realizar el diseño de álabes para aerogeneradores ubicados a la altura de 2720 msnm, las características más importantes que hay que tomar en cuenta son la densidad del aire y la velocidad del viento.

En el diseño se utilizó la teoría del elemento del álabe. Método que relaciona la geometría, como; el perfil aerodinámico, el ángulo de torsión, el ángulo de ataque; con las condiciones de campo en un túnel de viento. Se recomienda porque es ampliamente usado en la industria (Marten, 2013).

Se utilizó el método de simulación con *software* que trabaja con la teoría de momento del elemento del álabe (BEM), contrarrestando en otras investigaciones con otro método de simulación CFD (Computational Fluid Dynamics) mediante el coeficiente de potencia C_p y que puede combinar los parámetros del perfil aerodinámico (Marten, 2013)

Para un eficiente diseño, es recomendable utilizar familias de perfiles aerodinámicos. Estos se encuentran en los catálogos NACA (National Advisory Committee for Aeronautics) o del NREL (National Renewable Energy Laboratory) y establecer el radio del rotor con una medida entera. Con el fin de dividir el álabe en longitudes enteras e iguales.

Para trabajos posteriores se puede realizar el diseño estructural del álabe y un análisis de materiales a usar en su construcción con el objetivo de obtener una investigación completa.

Bibliografía

- Bai, C. J., Hsiao, F. B., Li, M. H., Huang, G. Y., & Chen, Y. J. (2013). Design of 10 kW horizontal-axis wind turbine (HAWT) blade and aerodynamic investigation using numerical simulation. *Procedia Engineering*, 67, 279-287.
- Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., & Bossanyi, E. (2011). *Wind energy handbook* (2da ed.). Reino Unido: John Wiley & Sons.
- Castán Fernández, C. (2012). Diseño aerodinámico optimizado de un aerogenerador de eje horizontal (Tesis maestría). Universidad de Oviedo, Gijón, España.
- Goldwind. (2018). Goldwind-Brochure-1.5-Web.pdf. Recuperado de: <http://www.goldwindamericas.com/sites/default/files/Goldwind-Brochure-1.5-Web.pdf>
- Gutiérrez, N., & Vinueza, A. F. (2018). Análisis por el método de elementos finitos del comportamiento de las pastillas de freno ABS con base de acero y zinc discretizando el elemento continuo utilizando *software* CAE. *Enfoque UTE*, 9(1), 188-203.
- Habali, S. M., & Saleh, I. A. (2000). Local design, testing and manufacturing of small mixed airfoil wind turbine blades of glass fiber reinforced plastics: part I: design of the blade and root. *Energy conversion and management*, 41(3), 249-280.
- Jamieson, P. (2011). *Innovation in wind turbine design* (1ra ed). Reino Unido: John Wiley & Sons.
- Lanzafame, R., & Messina, M. (2007). Fluid dynamics wind turbine design: Critical analysis, optimization and application of BEM theory. *Renewable energy*, 32(14), 2291-2305.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application* (2da ed.). Reino Unido: John Wiley & Sons.
- Marten, D., Wendler, J., Pechlivanoglou, G., Nayeri, C. N., & Paschereit, C. O. (2013). QBLADE: an open source tool for design and simulation of horizontal and vertical axis wind turbines. *Int. J. Emerging Technol. Adv. Eng*, 3(3), 264-269.
- Ollague Armijos, H. G., & Crespo Azanza, H. E. (2014). Estudio y evaluación de los parámetros de operación del Proyecto Eólico Villonaco de la provincia de Loja-Ecuador (Tesis pregrado). Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador.
- Peña, L. A. (2017). Evaluación de la producción energética de la central eólica Villonaco utilizando modelos numéricos computacionales (tesis maestría).
- Regulación No ARCONEL 004/15. (2015). Requerimientos Técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución.
- Schubel, P. J., & Crossley, R. J. (2012). Wind turbine blade design. *Energies*, 5(9), 3425-3449.
- Sedaghat, A., & Mirhosseini, M. (2012). Aerodynamic design of a 300 kW horizontal axis wind turbine for province of Semnan. *Energy Conversion and Management*, 63, 87-94.
- Segura, J. R. C., López, G. E. G., & Torres, E. M. G. (2016). Modeling, Limits and Baseline of Voltage Interharmonics Generation in Andean Wind Farms. *IEEE Latin America Transactions*, 14(3), 1271-1278.
- Song, F., Ni, Y., & Huang, N. (2011). Small wind turbine blade design and finite element analysis. In *Proceedings of the 2011 International Conference on Electric Information and Control Engineering (ICEICE)*, p. 5331-5334, Wuhan, China.
- Song, F., Ni, Y., & Tan, Z. (2011). Optimization design, modeling and dynamic analysis for composite wind turbine blade. *Procedia Engineering*, 16, 369-375.
- Verein Deutscher Ingenieure. (2004). *Design methodology for mechatronics systems*. Düsseldorf.
- Wind Turbine Airfoil Families. (2014). Recuperado de NREL: <https://wind.nrel.gov/airfoils/AirfoilFamilies.html>