



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA - SOLAR FOTOTÉRMICA

DISEÑO AERODINÁMICO DEL ROTOR DE UN AEROGENERADOR DE BAJA
POTENCIA

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ING. CARLOS DAVID LEAL FULGENCIO

TUTOR PRINCIPAL:
DR. OSCAR ALFREDO JARAMILLO SALGADO
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, UNAM

TEMIXCO, MORELOS. JULIO 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Luis Agustín Álvarez-Icaza Longoria

Secretario: Dr. César Ángeles Camacho

Vocal: Dr. Oscar Alfredo Jaramillo Salgado

1^{er}. Suplente: Dr. Rafael Campos Amezcua

2^{do}. Suplente: Dr. Maximiliano Valdez González

Lugar donde se realizó la tesis:

Instituto de Energías Renovables, UNAM
Temixco, Morelos

TUTOR DE TESIS

DR. OSCAR ALFREDO JARAMILLO SALGADO
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, UNAM

FIRMA

Agradecimientos

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por ser el vínculo mediante el cual el pueblo de México me otorgó el apoyo económico para realizar mis estudios de maestría, sin los cuales este trabajo no hubiera sido posible.

Al proyecto PAPIIT IT100514.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y al Instituto de Energías Renovables por proporcionarme las instalaciones y los recursos necesarios para el desarrollo de este trabajo.

Agradezco con cariño a mis amigos, los de siempre y los que hice desde que me mudé al Estado de Morelos. No importa la distancia ni el tiempo, saben que cuentan conmigo y sé que cuento con ustedes, siempre. Gracias por todo.

Quiero agradecer profundamente a mi asesor, el Dr. Oscar Alfredo Jaramillo Salgado por sus comentarios y sugerencias llenos de una esencia ingenieril que fueron indispensables para el desarrollo de esta tesis. Gracias por su apoyo y amistad. Agradezco al Dr. Rafael Campos Amezcua, por su interés en que este proyecto saliera adelante y quien dedicó tiempo para brindarme asesoramiento, consejos y, principalmente, por su amistad. También agradezco al Dr. Maximiliano Valdez González por todo su apoyo, paciencia y tiempo para revisar el código del programa desarrollado, por sus consejos, por los trucos nuevos de C y de computación en general y, más que todo, por su amistad.

Expreso también mi gratitud hacia los doctores Luis Álvarez-Icaza Longoria y César Ángeles Camacho por aceptar ser parte de mi comité de evaluación y por sus aportes en la revisión de esta tesis.

Quiero dedicar también unas líneas para expresar mi agradecimiento a los doctores Eduardo Ramos Mora y Sergio Cuevas García de quienes tuve la fortuna de recibir clases y con quienes pude también entablar conversaciones de lo más agradables. Su dedicación y complacencia al impartir clases motivan el interés por la materia e inspiran un modelo de docente. Es un gran gusto el haber tenido la oportunidad de conocer a personas como el Dr. Raúl Mauricio Rechtman Schrenzel, de quien aprendí a programar en C y obtuve las ganas por utilizar linux; Juan Manuel Valero Charvel, un gran amigo con quien compartimos el gusto por la literatura y quien me acercó a la experiencia de la radio; la Ing. Barbara Beck Flores, por su apoyo en los diversos trámites que tuve que hacer en el departamento a su cargo; y en general a todas las personas que de alguna manera con su trabajo, compañía o amistad, hicieron que aprovechara y disfrutara mi estancia en el Instituto de Energías Renovables de la UNAM.

Gracias.

Dedicatoria

A Dios.

A mi familia, por ser el motor que me impulsa a hacer lo que me gusta y por darme todo su amor y su apoyo incondicional. Expreso una dedicación especial a mi madre, María Pilar Fulgencio Aburto, por su inigualable ejemplo del ser humano que espero llegar a ser.

Resumen

En este trabajo se estudia la implementación de un modelo de momentum para analizar el desempeño de un rotor de aerogenerador de eje vertical con el fin de diseñar un rotor para una aplicación de baja potencia. El modelo implementado fue el modelo doble de múltiples tubos de corriente, el cual se programó en lenguaje *C*. La potencia eléctrica a producir se fijó en 800 W y se tomó un generador comercial como referencia para conocer la velocidad de giro y el par que el rotor debe desarrollar a una determinada velocidad de viento. Se encontró que la cuerda y el número de álabes limitan la aplicación del modelo, ya que a ciertos valores provocan factores de interferencia de valor crítico.

El resultado de esta tesis es la geometría de un rotor de álabes rectos de eje vertical que puede producir la potencia antes señalada.

Abstract

The purpose of this work is to implement a momentum model used to analyze the performance of a vertical axis wind turbine rotor in order to design a rotor for a low power application. The model used was the double-multiple stream-tube, which was coded in *C* language. The electrical power was set to 800 W. A commercial electrical generator was selected as reference in order to know the torque and rotation speed needed for the rotor to accomplish the mentioned power given a specific wind speed. It was found that the chord and the number of blades represent a limit for the application of the model since when they reached determined values, they provoke that the interference factors reach critical values.

The result of this study is the geometry of a straight-bladed vertical axis rotor which is capable of producing the power stated before.

Contenido

Resumen	III
Lista de figuras	VII
Lista de tablas	IX
Lista de símbolos	XI
Introducción	XV
Hipótesis	XVI
Objetivos	XVI
Metas	XVI
Metodología	XVI
1. Antecedentes	1
1.1. Introducción	1
1.2. Antecedentes históricos	4
1.2.1. Desarrollo de los aerogeneradores de eje vertical	6
1.2.2. Rotores de álabes rectos	7
1.3. Ventajas de los rotores de eje vertical sobre los rotores de eje horizontal	9
1.4. Avances en el diseño y estudio de rotores de aerogeneradores de eje vertical	9
1.4.1. Diseños basados en el principio de sustentación	9
1.4.2. Diseños híbridos	13
1.5. Conclusiones del capítulo	14
2. Análisis del desempeño de aerogeneradores de eje vertical	15
2.1. Introducción	15
2.2. El viento y la potencia eólica	15
2.2.1. Generación del viento	15
2.2.2. La potencia del viento	17
2.2.3. Parámetros generales característicos de los aerogeneradores	20
2.2.4. Máxima potencia aprovechable del viento	22
2.3. Modelo doble de múltiples tubos de corriente	25
2.3.1. Teoría de elemento de álabe	25
2.3.2. Modelo aerodinámico	27
2.3.3. Efectos de punta de álabe	29
2.3.4. Par y desempeño del rotor	31
2.3.5. Empuje y fuerza lateral	32
2.4. Conclusiones del capítulo	33

3. Descripción del rotor e implementación del modelo de análisis	35
3.1. Introducción	35
3.2. Diseño preliminar	35
3.2.1. Selección del generador	35
3.3. Parámetros de diseño	41
3.3.1. Geometría inicial del rotor	41
3.3.2. Perfiles aerodinámicos	42
3.4. Descripción de la implementación del modelo aerodinámico	42
3.5. Comparación del código	46
3.5.1. Comparación del C_P	46
3.6. Conclusiones del capítulo	49
4. Determinación de las características finales del rotor	51
4.1. Introducción	51
4.2. Limitaciones del programa	51
4.3. Determinación de las especificaciones del rotor	52
4.3.1. Valor inicial de la solidez	52
4.3.2. Selección del perfil aerodinámico	52
4.3.3. Variación de la relación de aspecto	53
4.3.4. Variación de la solidez	54
4.3.5. Especificaciones finales	58
4.4. Empuje sobre el rotor	61
4.5. Conclusiones del capítulo	63
Conclusiones generales	65
A. Mejoras al modelo de momentum no consideradas en este trabajo	67
A.1. Factor de interferencia variable	67
A.2. Expansión de los tubos de corriente	67
A.3. <i>Stall</i> dinámico	67
A.4. Efectos secundarios y otras consideraciones sobre el desempeño de un rotor de eje vertical	68
B. Esquemas de la configuración del rotor	69
C. Código del programa <i>RotorVert</i>	71
Bibliografía	81

Lista de figuras

1.1.	IDH y demanda de energía primaria en TEP <i>per capita</i> , 2002, [1] con información de [2].	2
1.2.	IDH y consumo de energía eléctrica <i>per capita</i> . Tomado de [3].	2
1.3.	Estructura de la producción de energía primaria en México en el año 2012. Con información de [4].	3
1.4.	Empleo del viento en la navegación. (a) Una ilustración de un barco chino, de junco de dos mástiles. Aparece en la enciclopedia Tiangong Kaiwu de 1637. (b) Barcos fluviales en Memphis. <i>A Mississippi River landing, Memphis, Tenn.. CREATED/PUBLISHED c[1906] United States, Mississippi River.</i>	4
1.5.	Antiguos molinos de viento en Nashtifan, Irán.	5
1.6.	Molino de viento en Staciunai, Lituania. Fotografía tomada de http://en.wikipedia.org/Todos los permisos al público por el autor Zuikis Puikis .	5
1.7.	(a) Configuración del rotor de álabes curvos, [5]. (b) Turbina eólica Darrieus en Gaspé, Canadá. Fotografía con licencia <i>Creative Commons</i> del autor Marco de Niet (http://www.flickr.com/photos/neasden/).	6
1.8.	El concepto de Madarasz para generar electricidad usando el efecto Magnus, [6].	7
1.9.	Esquema de un rotor Savonius en diferentes posiciones angulares. Tomado de [7].	7
1.10.	Aerogenerador VAWT-450 construido en Gales en 1986. Tenía un área de barrido 450 m. Fue desmantelado en el año 2000. http://bit.ly/1cLXc3H	8
1.11.	Otras configuraciones de rotores de eje vertical basados en sustentación aerodinámica: (a) Tipo “V”, (b) tipo delta, (c) tipo diamante, [8].	10
1.12.	Principio de adaptación a la velocidad de viento, [9].	11
1.13.	Los dos diseños del estudio de [10]: (a) Aerogenerador de dos niveles de 1 kW de potencia con cuatro álabes. (b) Aerogenerador de dos niveles de 3 kW de potencia con seis álabes.	12
1.14.	Configuración del rotor híbrido Darrieus-Savonius. Tomado de © [11].	13
2.1.	Área proyectada por un rotor de álabes rectos.	18
2.2.	Variación de la intensidad de turbulencia con la velocidad del viento a diferentes alturas. Tomado de [12].	20
2.3.	Modelo de un aerogenerador como disco actuador.	22
2.4.	Coefficiente de potencia como función del factor de inducción axial, según la teoría de disco actuador.	24
2.5.	Doble disco actuador.	25
2.6.	Triángulos de velocidades y de fuerzas de un elemento del álabe. En este caso, $\alpha_0 = 0$.	26
2.7.	Coefficientes de fuerzas en un elemento de álabe.	26
2.8.	Vista de planta de un tubo de corriente atravesando dos discos actuadores.	27
2.9.	Curvas C_L - α del perfil NACA0012 para diferentes valores Re .	29

2.10. Curvas $C_D - \alpha$ del perfil NACA0012 para diferentes valores Re : a) De 0 a 180°; b) de 0 a 30°	30
2.11. Campo de velocidad cerca de la punta del álabe.	30
2.12. Fuerzas sobre un elemento de álabe.	32
3.1. Potencia nominal del alternador 145STK2M. Tomado de [13].	38
3.2. Par de entrada del alternador 145STK2M. Tomado de [13].	39
3.3. Eficiencia del alternador 145STK2M a diferentes valores del par de entrada. Tomado de [13].	40
3.4. Perfiles aerodinámicos: a) NACA 0012, b) NACA 0015, c) NACA 0018, d) NACA 0021. Con información de http://m-selig.ae.illinois.edu/	43
3.5. Discretización azimutal del dominio, $\Delta\theta = 10^\circ$	44
3.6. Parámetros geométricos y discretización del dominio de un rotor de álabes rectos.	45
3.7. Comparación entre el coeficiente de potencia obtenido por [14] y el calculado con el código propio.	47
3.8. Coeficiente de potencia obtenido por [14], el calculado con el código propio sin efecto de punta (SEP) y con efecto de punta (EP).	48
4.1. Curvas $C_P - \lambda$ de un rotor como el de la Tabla 4.1 con $U_\infty = 8$ m/s para 4 diferentes perfiles aerodinámicos.	53
4.2. Curvas $C_P - \lambda$ para un rotor a diferentes valores de RA. $\sigma = 1/15$, $A = 13$ m ²	54
4.3. Curvas $\bar{M} - \lambda$ para un rotor a diferentes valores de RA. $\sigma = 1/15$, $A = 13$ m ²	55
4.4. Curvas $C_P - \lambda$ para un rotor con $RA = 0.8$, $A = 13$ m ² , $c = 0.09$ m, variando el número de álabes.	56
4.5. Curvas $\bar{M} - \lambda$ para un rotor con $RA = 0.8$, $A = 13$ m ² , $c = 0.09$ m, variando el número de álabes.	56
4.6. Curvas $C_P - \lambda$ para un rotor con $RA = 0.8$, $A = 13$ m ² , $N = 3$, variando la longitud de la cuerda.	57
4.7. Curvas $\bar{M} - \lambda$ para un rotor con $RA = 0.8$, $A = 13$ m ² , $N = 3$, variando la longitud de la cuerda.	57
4.8. Curvas $C_P - \lambda$ para el rotor de la Tabla 4.2, para diferentes velocidades de viento.	58
4.9. Curvas $\bar{M} - \lambda$ para el rotor de la Tabla 4.2, para diferentes velocidades de viento.	59
4.10. Curvas $P - \Omega$ del rotor de la Tabla 4.2 para diferentes velocidades de viento. a) $U_\infty = 6 - 15$ m/s. b) $U_\infty = 2 - 9$ m/s.	60
4.11. Curvas $\bar{M} - \Omega$ del rotor de la Tabla 4.2 para diferentes velocidades de viento.	60
4.12. Curva de potencia para el rotor de la Tabla 4.2 acoplado al generador 145STK2M.	61
4.13. Curvas $C_T - \lambda$ del rotor de la Tabla 4.2 a tres velocidades de viento distintas.	62
4.14. Curvas $T - \lambda$ del rotor de la Tabla 4.2 a tres velocidades de viento distintas.	62
B.1. Ilustraciones de la configuración del rotor de la Tabla 4.2.	69
B.2. Croquis esquemático con las dimensiones del rotor y los álabes.	70

Lista de tablas

2.1. Clases de densidad de potencia eólica, tomado de [15]	20
3.1. Características técnicas de los alternadores 145STK de ALXION. Tomado de [13].	37
3.2. Parámetros de diseño.	41
3.3. Características iniciales del rotor.	42
3.4. Características del rotor estudiado en [14]	46
4.1. Características del rotor tras cambiar el valor de la solidez.	53
4.2. Características finales del rotor.	58
4.3. Características finales del rotor de álabes rectos para un aerogenerador de baja potencia.	63

Lista de símbolos

En esta lista se describen los símbolos usados en este trabajo. Se han incluido las unidades respectivas a cada símbolo en el Sistema Internacional, así como los valores numéricos de las constantes utilizadas.

Mayúsculas

- A — Área, área proyectada por el rotor [m^2].
- C — Fuerza o efecto de Coriolis [m/s^2].
- C_D — Coeficiente de arrastre [-].
- C_L — Coeficiente de sustentación [-].
- C_P — Coeficiente de potencia [-].
- C_n — Coeficiente de fuerza normal del elemento de álabe [-].
- C_Q — Coeficiente de par promedio [-].
- C_T — Coeficiente de empuje [-].
- C_t — Coeficiente de fuerza tangencial del elemento de álabe [-].
- D — Diámetro del rotor [m], fuerza de arrastre [N]
- E_k — Energía cinética [J].
- F — Factor de reducción de transferencia de momentum [-].
- F_N — Fuerza normal sobre el álabe [N].
- F_T — Fuerza tangencial sobre el álabe [N].
- F_x — Fuerza de empuje sobre un álabe [N].
- F_y — Fuerza lateral sobre un álabe [N].
- H — Altura del rotor (envergadura de los álabes) [m].
- I — Intensidad de turbulencia [%].
- L — Fuerza de sustentación [N].
- M — Par de un álabe [Nm].
- \bar{M} — Par promedio del rotor [Nm].
- \bar{M}_d — Par promedio corriente abajo [Nm].
- \bar{M}_u — Par promedio corriente arriba [Nm].
- N — Número de álabes del rotor.
- P — Potencia [W].
- R — Constante de gas. Para el aire $R = 287 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$.
- R — Radio del rotor [m].
- RA — Relación de aspecto [-].
- Re — Número de Reynolds [-].
- T — Temperatura local del aire [$^{\circ}\text{C}$].
- T — Fuerza de empuje sobre el rotor [N].
- U — Velocidad del viento [m/s].
- \bar{U} — Velocidad promedio entre los discos que remplazan a la estela en el análisis de pérdidas por punta de álabe [m/s].

U_d	—	Velocidad inducida corriente abajo [m/s].
U_e	—	Velocidad de equilibrio [m/s].
U_u	—	Velocidad inducida corriente arriba [m/s].
U_w	—	Velocidad en la estela del rotor [m/s].
U_∞	—	Velocidad del viento de corriente libre [m/s].
W	—	Velocidad relativa [m/s].

Minúsculas

a	—	Factor de inducción axial [-], diferencia entre la mitad de la altura del rotor y una distancia [m]. z a la mitad de la altura del rotor [m].
a_d	—	Factor de interferencia corriente abajo [-].
a_u	—	Factor de interferencia corriente arriba [-].
c	—	Cuerda del álabe [m].
e	—	Número e .
f_d	—	Función corriente abajo [-].
f_u	—	Función corriente arriba [-].
g	—	Constante gravitacional, $g = 9.81m/s^2$.
h	—	Altura (m).
m	—	Masa de aire [kg].
\dot{m}	—	Flujo másico [kg/s].
p	—	Presión local del aire [Pa].
rpm	—	Revoluciones por minuto.
s	—	Distancia entre los discos que remplazan a la estela en el análisis de pérdidas por punta de álabe [m].
t	—	Tiempo [s].
\bar{u}	—	Velocidad media del viento [m/s].
v	—	Velocidad de una partícula [m/s].
z	—	Altura sobre la superficie [m], distancia vertical desde la mitad de la altura del rotor [m].

Letras griegas

Γ	—	Función gama completa [-].
Ω	—	Velocidad angular [rad/s, rpm].
α	—	Coeficiente de cizalladura [-], ángulo de ataque [rad, °].
α_0	—	<i>Pitch</i> del álabe [rad, °].
η	—	Eficiencia [-].
θ	—	Posición azimutal [rad, °].
κ	—	Factor de forma de la función Weibull [-].
λ	—	Razón de velocidad en punta del álabe (TSR) [-].
ν	—	Viscosidad cinemática del aire [s/m ²].
π	—	Número pi $\pi = 3.14159265359$ [-].
ϕ	—	Latitud [°].
ρ	—	Densidad del aire [kg/m ³].
σ	—	Desviación estándar de las fluctuaciones de la velocidad, al rededor del promedio [m/s].

- σ — Solidez del rotor [-].
 ψ — Factor de escala de la función Weibull [-].

Subíndices

- A — Punto de referencia.
 B — Punto de referencia.
 d — de corriente abajo.
 e — de equilibrio.
 ef — efectivo(a).
 $elec$ — eléctrico(a).
 gen — del generador.
 max — máximo(a).
 rot — del rotor.
 t — total.
 tr — de la transmisión.
 u — de corriente arriba.
 w — del viento, de la estela del rotor.
 x — en la dirección de corriente de viento libre.
 y — en la dirección horizontal perpendicular a la corriente de viento.
 0 — a nivel del suelo.
 $1, 2, 3, 4$ — Posiciones.
 ∞ — de corriente libre.

Introducción

Este trabajo tiene como objetivo presentar un rotor de aerogenerador de eje vertical para aplicación de baja potencia. La herramienta de las que se hace uso para su diseño es el modelo de momentum llamado modelo doble de múltiples tubos de corriente. Para implementar este modelo se desarrolló un programa en lenguaje *C*.

El motivo de realizar este trabajo como proyecto de maestría es brindar una herramienta (el programa desarrollado) que permita predecir el desempeño de rotores de aerogeneradores de eje vertical antes de su construcción y determinar las fuerzas aerodinámicas del rotor. Esto, con el fin de apoyar proyectos de aprovechamiento de energía eólica que pretendan emplear rotores de eje vertical, concretamente rotores de álabes rectos.

A continuación se describe de manera breve el contenido de esta tesis. Se inicia, en el capítulo 1, con una pequeña exposición de los antecedentes históricos del aprovechamiento de la energía eólica. Se presenta también la investigación del estado del arte en cuanto a aerogeneradores de eje vertical, destacando las líneas de investigación recientes, enfocadas en su mayoría en la búsqueda de la mejora de la eficiencia.

En el capítulo 2 se detalla el modelo aerodinámico utilizado en este trabajo para el diseño de un rotor de aerogenerador de eje vertical. El modelo es el modelo doble de múltiples tubos de corriente desarrollado por Paraschivoiu adaptado para rotores de álabes rectos. También se describe la forma en que se considera la influencia de las puntas de los álabes en el desempeño del rotor que, como se explicará en el capítulo 3, permitió acercar los resultados obtenidos a los de otro trabajo publicado, analizando el mismo rotor. Además, al inicio de este capítulo, se desarrolla de manera breve el tema de generación de viento, la máxima potencia aprovechable por un aerogenerador, así como el tema de parámetros y características de los aerogeneradores.

En el capítulo 3 se describe la geometría con la que se inicia el proceso de diseño. Se explica que para obtener esta propuesta inicial del rotor, es necesario conocer la potencia eléctrica que se quiere producir y, por lo tanto, los requerimientos de velocidad de giro y par de entrada de un generador comercial también deben ser conocidos. Se hacen algunas suposiciones iniciales como el coeficiente de potencia y la eficiencia de un sistema incrementador de velocidad y también se considera una determinada velocidad de viento. En este capítulo se detalla también la forma en que se implementó el modelo y su programación en lenguaje *C*. Una parte importante de esta tesis es la comparación de los resultados obtenidos de un determinado rotor con el programa desarrollado, contra resultados publicados de un rotor con las mismas características. Los resultados de dicha comparación se encuentran en este capítulo.

En el capítulo 4 se encuentran los resultados de la aplicación del modelo aplicado mediante el programa desarrollado. Se explica cómo se modificó el rotor para llegar a una geometría óptima. Esto se hizo variando uno de los parámetros y manteniendo los demás fijos, buscando obtener el mejor desempeño. Al hablar de mejor desempeño, no se refiere solamente a buscar coeficiente de potencia máximo, sino que este sea tal que permita o favorezca el autoarranque del rotor, así como a lograr el par más alto para un amplio rango de λ (definida más adelante), especialmente para valores bajos. En este capítulo se menciona también la limitante que se encontró para la aplicación del programa. El factor limitante es la solidez, específicamente, la cuerda y el número de álabes.

Si bien, en cada capítulo se presentan de manera específica las conclusiones de los temas desarrollados, al final de este trabajo se incluyen las conclusiones generales que resaltan los resultados y el aporte de este trabajo.

Se incluyen en la sección de anexos algunos puntos que no se encuentran en el cuerpo de esta tesis pero que complementan el contenido de la misma. En el anexo A se comentan algunas consideraciones que podrían hacer al programa más preciso pero que no pudieron ser consideradas en este trabajo. En el anexo B se ilustra la geometría del diseño final del rotor haciendo énfasis en que sólo se muestran imágenes de manera esquemática ya que el diseño aerodinámico especifica las dimensiones de altura y diámetro del rotor, así como la cuerda de los álabes, y no incluye los soportes de los mismos ni la torre. Finalmente, en el anexo C, se incluye el código del programa implementado.

Hipótesis

Si se desarrolla un programa que implemente el modelo doble de múltiples tubos de corriente, se tendrá una herramienta que permita evaluar el desempeño de un rotor de eje vertical de álabes rectos para un aerogenerador para llegar a la obtención de la mejor geometría, satisfaciendo un cierto requerimiento de potencia bajo determinadas condiciones de viento.

Objetivo

Contar con una herramienta computacional para evaluar las características geométricas de un rotor de eje vertical de álabes rectos y que puede ser aplicada para estimar las fuerzas ejercidas sobre los álabes del mismo.

Metas

- 1.- Desarrollar un programa de fácil implementación que permita evaluar el desempeño de un rotor de álabes rectos, siendo la geometría de este y la velocidad de viento definidos por el usuario.
- 2.- Hacer una comparación entre los resultados propios y otros ya publicados que permita conocer la precisión del programa desarrollado y detectar las áreas de mejora.

Metodología

De las diferentes herramientas que existen para estudiar un rotor de este tipo, como lo son los modelos de momentum, los modelos de vórtices, la dinámica de fluidos computacional y la experimentación, se elige un modelo de momentum debido a su ventaja en economía de recursos tanto computacionales como materiales respecto a las otras opciones.

La metodología consiste en la aplicación del principio de conservación de momentum y de la teoría de elemento de álabe, lo cual permite, mediante un proceso iterativo, conocer las fuerzas que actúan sobre los álabes de un rotor y, por lo tanto, calcular el par de giro del mismo y la razón de la potencia en el viento a la transmitida al rotor. El modelo empleado en este trabajo es el modelo doble de múltiples tubos de corriente desarrollado por Paraschivoiu, [16, 17]. Este modelo considera el rotor de eje vertical como dos discos actuadores en serie. Debido a esto, se utilizan dos factores de interferencia, uno para el primer disco (corriente arriba) y otro para el segundo disco (corriente abajo), los cuales determinan la velocidad inducida en ambos discos. Además, se consideran las pérdidas de transmisión de momentum debidas a las puntas de los álabes.

Para poder implementar este modelo, es preciso conocer o poder calcular las propiedades aerodinámicas del perfil de los álabes utilizado. Estas propiedades, es decir, los coeficientes de sustentación y de arrastre para diversos números de Reynolds, se tomaron de [18].

Capítulo 1

Antecedentes

1.1. Introducción

El desarrollo humano, entendiéndose este como el proceso con el que una sociedad mejora las condiciones de vida de sus integrantes, está ligado al uso y transformación de la energía. Para darse cuenta de esto basta con notar el vínculo entre el consumo de energía *per capita* y el Índice de Desarrollo Humano (IDH). Muy pocos países con un consumo de energía *per capita* menor a 2 toneladas equivalentes de petróleo (TEP)¹ tienen un IDH mayor que 0.7, [1]. El índice de Desarrollo Humano es un indicador del desarrollo humano de un país elaborado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo cuyos parámetros son: la salud, la educación y la riqueza. Para los países que han alcanzado un alto IDH, las variaciones en su consumo energético *per capita* pueden ser muy marcadas y son debidas a diversos factores, tales como geográficos o climatológicos. En el caso de los países con desarrollo pobre estas variaciones son menos marcadas y la relación entre el IDH y el consumo de energía *per capita* es más evidente (ver Fig. 1.1)². Invertir en el acceso a la electricidad es una parte fundamental para el desarrollo humano. El IDH crece rápidamente en relación al uso de electricidad a bajos niveles de consumo. Es decir, aumentos modestos en el consumo de electricidad *per capita* se asocian con incrementos mayores de desarrollo humano. Esto se debe a que en las poblaciones pobres el acceso a la electricidad se emplearía para satisfacer las necesidades más elementales como la iluminación y la refrigeración de alimentos, lo que representa un incremento importante en la calidad de vida sin consumir demasiada electricidad. En poblaciones con mayor desarrollo económico la energía eléctrica se emplea para satisfacer necesidades complementarias como la diversión, el esparcimiento y la climatización de espacios, pero con consumos de energía mucho mayores que las poblaciones pobres. En la Fig. 1.2, tomada de [3], se muestra la gráfica del IDH contra el consumo de energía eléctrica *per capita* de 60 países. Se observa un umbral al rededor de los 4,000 kWh *per capita* que corresponde a un IDH de 0.9 o mayor. Aunque cuatro países con niveles de consumo ligeramente mayores a los 4,000 kWh *per capita* tienen un IDH por debajo de 0.9, ningún país con un consumo anual de electricidad por debajo de este umbral tiene un IDH igual o mayor a 0.9. Además, cuando el consumo sobrepasa el umbral mencionado no se observa un incremento importante en el IDH [3]. La relación IDH-consumo de energía eléctrica no es, por sí misma, positiva o negativa. Sin embargo, si para la producción de la electricidad se emplean métodos y ciclos que tienen un impacto negativo en el ambiente, ya sea a corto o largo plazo, se deben hacer esfuerzos por buscar alternativas.

¹Unidad de energía cuyo valor equivale a la energía que rinde una tonelada de petróleo (11,630 kWh).

²OECD son las siglas en inglés para Organization for Economic Cooperation and Development.

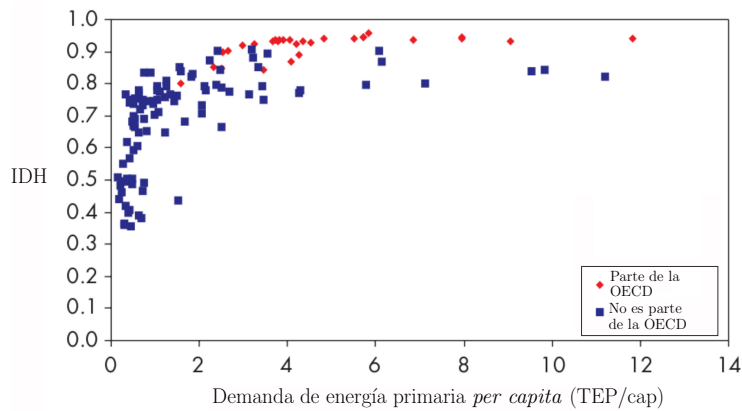


Figura 1.1: IDH y demanda de energía primaria en TEP *per capita*, 2002, [1] con información de [2].

Desde que se llevó a cabo la transición del aprovechamiento de la energía primaria tradicional³ hacia el consumo basado en los combustibles fósiles, el ser humano ha descargado cantidades de gases de efecto invernadero que comprometen la capacidad de la atmósfera para asimilarlos de manera que no afecte la vida en el planeta. Nuestras acciones y decisiones en materia de energía en el presente son de mucha importancia para la humanidad y para el planeta.

Como parte de estas decisiones y acciones está el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía, que son aquellas que se reponen naturalmente a una velocidad que permite aprovecharlas de manera indefinida. Las fuentes renovables de energía podrían no ser la solución última y absoluta de nuestras necesidades energéticas, “pero si se les combina con estrategias políticas y sociales en materia de uso eficiente de la energía y con una toma de conciencia para disminuir los desperdicios de esta, parece posible el alcanzar un futuro energéticamente sustentable” [19].

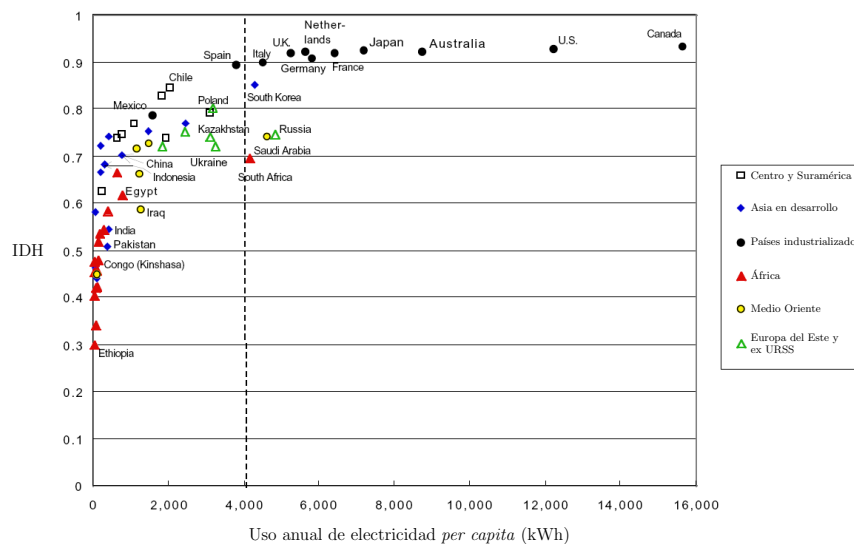


Figura 1.2: IDH y consumo de energía eléctrica *per capita*. Tomado de [3].

³Es la energía que se obtiene de la madera, el viento, el agua y animales para producir calor o convertirlos en otros tipos de energía.

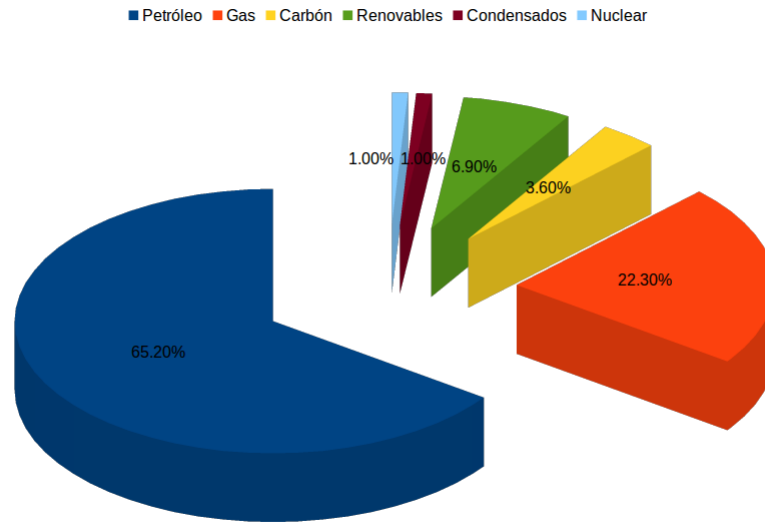


Figura 1.3: Estructura de la producción de energía primaria en México en el año 2012. Con información de [4].

Dentro de las ventajas de explotar estas fuentes de energía podemos encontrar: el impacto positivo en materia ambiental; la reducción de los costos de operación (las fuentes renovables no son afectadas por la economía global como los combustibles tradicionales); la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles; seguridad energética; confianza en los sistemas de energía eléctrica; calidad de la energía; mejor calidad de vida; así como la creación de empleos [20]. Las principales desventajas de las fuentes renovables son: la variabilidad en tiempo y espacio del recurso, su aportación en el despacho de energía no es el primordial debido a los costos de generación, la integración a gran escala en el sistema eléctrico, así como los altos costos de inversión. También se presnetan impactos negativos en el medio ambiente con motivo del aprovechamiento de las fuentes renovables de energía. En estos encontramos el cambio de uso de suelo, la contaminación en la manufactura de concentradores y paneles solares, o la interferencia con el vuelo de las aves en el caso de los aerogeneradores.

Para tener una idea del tamaño de la transición de los actuales sistemas de energía a los sistemas renovables es necesario estudiar los patrones de producción y consumo de energía. De acuerdo con datos de [4], en México, los hidrocarburos siguen siendo la principal fuente de energía primaria con una aportación de 88.54 % en el 2012. Para el mismo año, en cuanto a las energías renovables, considerando a la hidroenergía, estas apenas representan el 6.9 % de la producción de energía primaria con respecto al mismo año. La energía solar, eólica y geotérmica, suman 1.7 %, la hidroenergía representa el 1.3 % y la biomasa el 3.9 %. Tanto la producción de energía por medio de centrales hidroeléctricas, como de centrales geotérmicas, disminuyó con respecto al año anterior, a diferencia de la producción de energía solar, la cual aumentó 14.8 %. La biomasa mostró una disminución en su aportación a la producción de energía primaria. En materia de energía eólica, durante el año en cuestión, se alcanzó una producción de 3,643.80 GWh, un 121.1 % mayor con respecto al 2011. Si mencionamos que en el 2011, de acuerdo a [21], la producción de este tipo de energía aumentó, con respecto al año 2010, un 33.1 %, puede pensarse que la energía eólica está en un importante momento en nuestro país. La aportación de cada rubro a la producción de energía primaria en México, puede verse en la Fig. 1.3.

De acuerdo con [22], de las fuentes renovables de energía, se considera a la energía eólica como aquella que tiene los menores impactos negativos sobre el ambiente. También es una de las fuentes renovables que más asequibilidad económica presenta en comparación con otras fuentes de su cate-

goría. Es por esto que junto a la biomasa, y excluyendo a la energía hidráulica de gran escala, la energía eólica es el recurso renovable más ampliamente utilizado en el mundo en esta época. A pesar de su inherente inconveniente que es variabilidad, la energía del viento encuentra aceptación debido a su bajo costo de producción (si se le compara con otras fuentes renovables) y su respeto al medio ambiente.

1.2. Antecedentes históricos

El ser humano se ha servido de la energía del viento desde hace milenios, mucho antes del aprovechamiento del carbón y del petróleo. Desde el año 4000 a. C., los habitantes del actual territorio de China utilizaban velas en sus embarcaciones (ver Fig. 1.4a). Aproximadamente cerca del año 3400 a. C., los antiguos egipcios ya navegaban con la ayuda del viento el río Nilo y posteriormente lo hicieron en las costas del mar Mediterráneo; para el año 1250 a. C., surcaban ya el Mar Rojo. Las embarcaciones impulsadas por viento fueron dominantes en el transporte acuático por mucho tiempo hasta la introducción de la máquina de vapor en la navegación en el siglo XIX (ver Fig. 1.4b) [15].

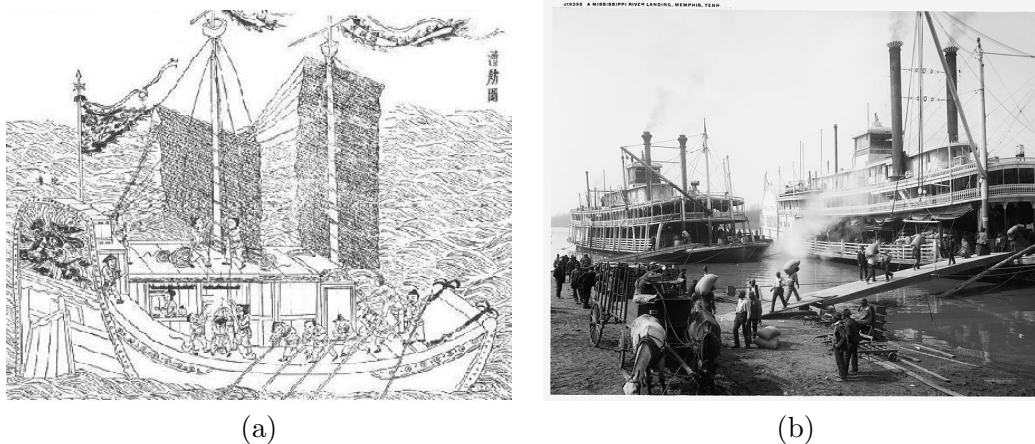


Figura 1.4: Empleo del viento en la navegación. (a) Una ilustración de un barco chino, de junco de dos mástiles. Aparece en la enciclopedia Tiangong Kaiwu de 1637. (b) Barcos fluviales en Memphis. *A Mississippi River landing, Memphis, Tenn.. CREATED/PUBLISHED c[1906] United States, Mississippi River.*

El diseño más antiguo y documentado que se conoce de un molino de viento es anterior al año 200 a. C. Los persas usaban la energía del viento para moler granos y para bombear agua. Estas máquinas eólicas eran de eje vertical y construidas con velas hechas con manojos de cañas o madera. La piedra para moler se unía a la flecha o eje vertical, a este último se unían las velas mediante postes horizontales. El tamaño era de aproximadamente 5 m de largo por 9 m de alto [23] (ver Fig. 1.5)⁴.

Ya en el siglo XIII, los molinos de viento eran populares en la mayor parte de Europa; los franceses adoptaron esta tecnología en el año 1105 y los ingleses en 1191. A diferencia de los molinos persas de eje vertical, los europeos tenían eje horizontal. Estos molinos eran construidos con torres circulares o poligonales en su sección transversal y los principales materiales eran madera y ladrillos (ver figura 1.6). Los holandeses fueron pioneros en su construcción, hicieron numerosos diseños y mejoras. Un famoso diseñador holandés fue Jan Adriaanszoon Leeghwater, quien usó máquinas eólicas para crear pólderes⁵.

⁴Fotografía tomada de <http://goo.gl/x2R1ua>

⁵Un pólder es un término neerlandés que describe las superficies terrestres ganadas al mar.



Figura 1.5: Antiguos molinos de viento en Nashtifan, Irán.

La era de la generación eléctrica por medio del viento y, específicamente por medio de aerogeneradores de eje horizontal, comenzó a finales del siglo XIX. El primer aerogenerador moderno diseñado para generar electricidad, fue construido en Dinamarca en 1890. Durante el mismo periodo fue construido en Estados Unidos por Charles Brush un aerogenerador de 12 kW con un rotor de 17 m de diámetro. Para 1910, ya se usaban aerogeneradores para proveer de electricidad a los poblados en Dinamarca. Cerca de 1925, estas máquinas, todas de eje horizontal, ya estaban disponibles en el mercado estadounidense [23].



Figura 1.6: Molino de viento en Staciunai, Lituania. Fotografía tomada de <http://en.wikipedia.org/>
Todos los permisos al público por el autor Zwikis Puikis.

1.2.1. Desarrollo de los aerogeneradores de eje vertical

Durante la primera mitad del siglo XX surgieron diseños innovadores como el del ingeniero francés Georges Jean Marie Darrieus quien diseñó la turbina que lleva su nombre en 1920 y la patentó en los Estados Unidos en 1931 [5]. Contrario al popular empleo de turbinas de eje horizontal, las turbinas Darrieus tienen álabes curvos que giran al rededor de un eje vertical (ver Fig. 1.7). El principal aporte del rotor Darrieus fue que incrementó la velocidad de giro de los álabes por encima de la velocidad del viento y así la fuerza de sustentación pudo ser usada para incrementar significativamente el coeficiente de desempeño de los aerogeneradores de eje vertical [24]. Estos rotores, antes del diseño de Darrieus, basaban su funcionamiento en las fuerzas de arrastre. Darrieus también previó diferentes configuraciones de su rotor que posteriormente serían probadas a gran escala, como es el caso del rotor con álabes rectos. Además, Darrieus propuso métodos de control activo para la inclinación de los álabes con el fin de optimizar el ángulo de ataque del álabes con respecto a la velocidad relativa del viento. El diseño del ingeniero francés tomó relevancia a partir de la década de 1970, cuando se comenzó a investigar y a experimentar con él.

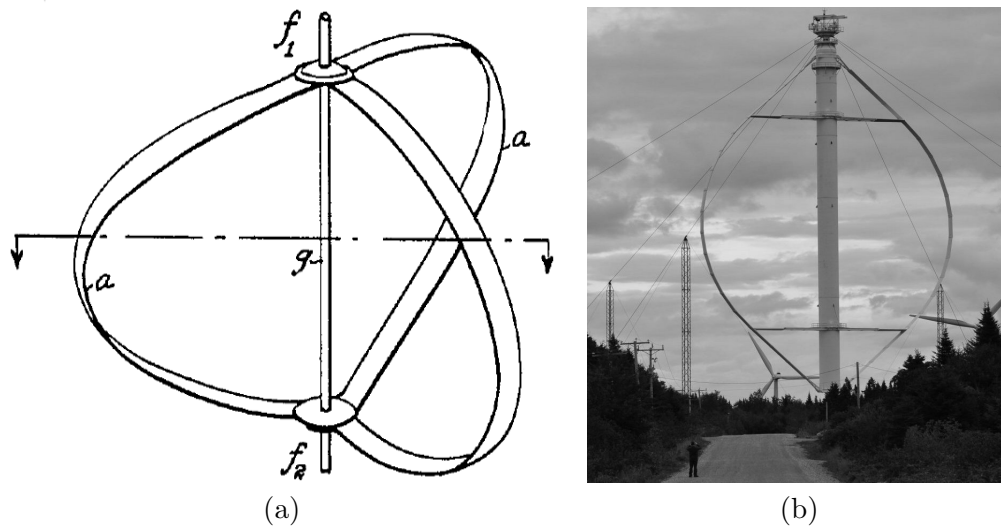


Figura 1.7: (a) Configuración del rotor de álabes curvos, [5]. (b) Turbina eólica Darrieus en Gaspé, Canadá. Fotografía con licencia *Creative Commons* del autor Marco de Niet (<http://www.flickr.com/photos/neasden/>).

Otra máquina de eje vertical importante fue la desarrollada por Julius D. Madarasz [25]. Este rotor utilizaba el efecto Magnus, el cual se refiere a la fuerza de sustentación producida sobre un cilindro o esfera que se encuentran girando dentro de una corriente de aire ([26]). La idea del rotor que Madarasz concibió fue usar cilindros de 27 m de altura y 6.8 m de diámetro para ser montados en posición vertical sobre carros planos y girados por motores eléctricos para convertir la energía del viento en fuerzas de sustentación (ver Fig. 1.8). Esta fuerza de sustentación impulsaba un tren de 18 carros alrededor de una vía circular de 460 m de diámetro. Los generadores se acoplarían a los ejes de los carros y se calculó que se podría producir hasta 18 MW de potencia eléctrica con una velocidad sobre las vías de 8.9 m/s con un viento a una velocidad de 13 m/s. Algunos experimentos con rotores de este tipo llevadas a cabo en túneles de viento indican que este concepto podría funcionar. Sin embargo, las dudas sobre si las pérdidas mecánicas, aerodinámicas y eléctricas serían aceptables y si la confiabilidad sería adecuada aún persisten, [6].

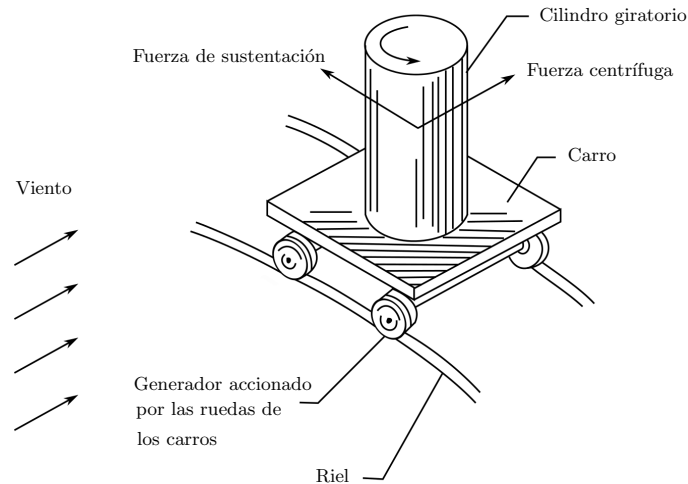


Figura 1.8: El concepto de Madarasz para generar electricidad usando el efecto Magnus, [6].

El ingeniero finlandés Sigurd Johannes Savonius creó en 1922 el rotor para aerogenerador de eje vertical que ahora lleva su nombre [27]. El rotor Savonius tiene una forma de S en su sección transversal y semeja a un cilindro vertical partido por mitad de manera longitudinal (ver Fig. 1.9). En términos generales, los rotores Savonius pueden alcanzar coeficientes de potencia de 30%. No se le considera eficiente y puede requerir hasta 30 veces la superficie de un rotor convencional para producir la misma potencia, [16]. Debido a esto, el rotor Savonius es utilizado para requerimientos de baja potencia como bombeo de agua, mover pequeños generadores eléctricos, ventilar espacios, o agitar agua para evitar congelación. Es un rotor de construcción relativamente sencilla, por ejemplo, se puede fabricar cortando un barril o tambor por la mitad, a lo largo, girar una de las mitades y soldar las dos piezas juntas formando una S .

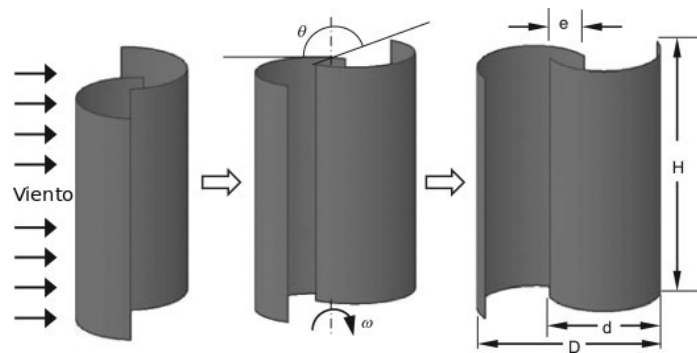


Figura 1.9: Esquema de un rotor Savonius en diferentes posiciones angulares. Tomado de [7].

1.2.2. Rotores de álabes rectos

Cuando se menciona un rotor Darrieus, es común que venga a la mente la configuración en que los álabes son curvos y están unidos a la torre que sirve de eje en sus extremos, algo que se asemeja a un batidor de cocina. Sin embargo, también se ha hecho investigación y desarrollo en el caso de los rotores de álabes rectos, que son una versión propuesta por el mismo Darrieus. Un importante nombre en la historia de este tipo de rotores es el del ingeniero Peter Musgrove, quien diseñó un rotor de álabes rectos eficiente y fácil de manufacturar. Para evitar exceso de velocidad, el primer diseño de Musgrove integró un sistema que automáticamente doblaba los álabes cuando los vientos

eran fuertes. Es común que a esta configuración se le conozca como rotor tipo H, ya que sus álabes y los mástiles que los unen al eje asemejan una letra “H”. En 1986 el Departamento de Energía del Reino Unido financió la construcción de un prototipo, el VAWT-450, de 25 m de diámetro y álabes de 18 m de largo. Podía producir 130 kW con vientos de 11 m/s (ver Fig. 1.10), [28].



Figura 1.10: Aerogenerador VAWT-450 construido en Gales en 1986. Tenía un área de barrido 450 m. Fue desmantelado en el año 2000. <http://bit.ly/1cLXc3H>

Posteriormente se construyó una versión más grande de este aerogenerador, el VAWT-850, con un diámetro de 45 m y una potencia nominal de 0.5 MW. Este rotor no incluía un sistema de plegado de álabes, debido a que, como resultado de la experiencia del modelo anterior, se demostró que era innecesario ya que, a través del freno aerodinámico, se prevenía un exceso de velocidad de los álabes a altas velocidades de viento. El VAWT-850 demostró exitosamente la funcionalidad de los rotores de álabes rectos pero sufrió un fallo catastrófico en uno de los álabes en 1991 debido a un error de fabricación [24].

Una característica de los rotores de eje vertical es que la velocidad aparente del viento cambia a lo largo de cada vuelta (ver Fig. 2.6). Por ejemplo, si el álabes se mueve contracorriente, la velocidad resultante del viento sobre el álabes es mayor que la velocidad tangencial del álabes con relación a un marco de referencia estacionario. Cuando el álabes se mueve corriente abajo, la velocidad resultante del viento es menor que la velocidad tangencial del álabes. Esto significa que el ángulo de ataque cambia continuamente y no es el óptimo a lo largo de la rotación alrededor del eje de la turbina. Para tener control sobre el ángulo de ataque, se debe optimizar el ángulo de inclinación de los álabes, es decir, el ángulo formado por la cuerda del álabes y la tangente a su trayectoria, en función del ángulo azimutal. Algunas de las opciones incluyen el uso de palancas y varillas de empuje conectadas entre los álabes y el eje, así como medios aerodinámicos. El tipo de rotores que busca la optimización del ángulo de inclinación de los álabes se conoce como Giromill o cicloturbinas. Este tipo de sistemas son sólo opcionales y no fundamentales, razón por la cual no son importantes.

De acuerdo con [29], quienes compararon el desempeño de aerogeneradores con rotores verticales de álabes rectos, de álabes curvos y rotores horizontales, la configuración de álabes rectos resulta ventajosa en varios aspectos sobre los otros dos. La ventaja de los álabes rectos radica en que estos son más sencillos de fabricar que los de un rotor de eje horizontal o uno de eje vertical de álabes curvos. Para estos dos últimos, la geometría de los álabes varía a lo largo del álabes y además pueden tener un torcimiento, lo cual es más complicado de construir.

1.3. Ventajas de los rotores de eje vertical sobre los rotores de eje horizontal

Dentro de los dos tipos de aerogeneradores, de eje vertical y eje horizontal, estos últimos son los que han sido más desarrollados y estudiados. En los inicios del diseño de aerogeneradores ambos recibían un interés similar pero debido a problemas estructurales y fallas en el diseño de los de eje vertical, muchos investigadores abandonaron esta área; como consecuencia, se ha invertido poco esfuerzo en la investigación e implementación de estos dispositivos si se le compara al empeño con que se han desarrollado los rotores de eje horizontal. No obstante, la necesidad de generación de potencia de pequeña escala y desconectada de la red ha despertado nuevamente el interés en esta tecnología. De acuerdo con [30], se estima que dentro de las siguientes dos o tres décadas los aerogeneradores de eje vertical podrían dominar la tecnología de energía eólica.

Los rotores verticales emiten menores niveles de ruido y responden mejor a las variaciones de la velocidad del viento, así como a vientos inestables y turbulentos. Esto los hace más adecuados para zonas urbanas así como para producción de baja potencia, desconectada de la red y cerca de los puntos de consumo. Una de las ventajas de los rotores de eje vertical es que la localización del generador y la caja de engranes puede ser a nivel de suelo y no necesariamente en la parte más alta, como tendría que ser con los ejes horizontales; esto hace que el mantenimiento sea más sencillo. En el caso de los aerogeneradores de eje horizontal, la mayor parte de la masa está ubicada en la parte superior de la torre, por lo que sus cimentación debe ser más extensa y profunda. En un aerogenerador de eje vertical, la mayor parte de la masa está a nivel de suelo, entonces sus cimientos no deben ser tan extensos ni tan profundos. Los álabes para los rotores horizontales deben de sostener su propio peso, ya que se sujetan al eje solamente por su base. Los álabes de la configuración vertical se sujetan mediante brazos de soporte, lo que permite que sean más ligeros y fáciles de fabricar. No obstante, los brazos de soporte se deben diseñar de manera que agreguen el menor peso posible a la estructura y su arrastre aerodinámico sea el mínimo. Otra ventaja, quizá la más destacable, es que no es necesario un sistema de direccionamiento para aprovechar el viento: cualquier dirección del viento es útil para impulsar el aerogenerador de eje vertical.

1.4. Avances en el diseño y estudio de rotores de aerogeneradores de eje vertical

A continuación se describen algunos de los avances en el diseño y estudio de los aerogeneradores de eje vertical de acuerdo al trabajo de [31].

1.4.1. Diseños basados en el principio de sustentación

Este tipo de rotores están diseñados para aprovechar las fuerzas resultantes perpendiculares a la velocidad relativa del viento sobre el álabe e inducir un par en el rotor. Los ejemplos más claros son el rotor tipo Darrieus y sus variantes, descritos anteriormente. Existen también otras configuraciones de rotores que utilizan el principio de sustentación como base de su funcionamiento pero no son comunes y son poco estudiados. Ejemplos de estos rotores son los mostrados en la Fig. 1.11.

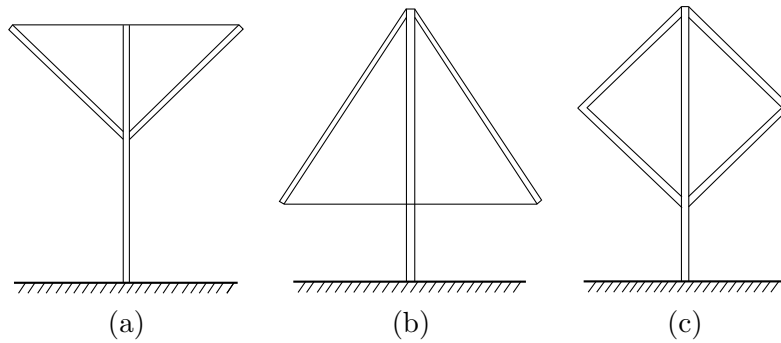


Figura 1.11: Otras configuraciones de rotores de eje vertical basados en sustentación aerodinámica: (a) Tipo “V”, (b) tipo delta, (c) tipo diamante, [8].

Se mencionó que el ángulo de inclinación de los álabes es un factor importante dentro del control del desempeño del rotor y a este respecto se han hecho investigaciones recientemente. En el caso de mecanismos de control pasivos, es decir, en los que no intervienen ni sensores ni actuadores, en [32] experimentaron con un rotor de levitación magnética cuyo objetivo es optimizar el desempeño permitiendo el ajuste del ángulo de inclinación del álabe. El mecanismo de control opera mediante unas bisagras que se activan con el movimiento del rotor. Además, el acoplamiento entre el rotor y la flecha del generador se da mediante un rodamiento magnético, con lo que se reduce la fricción prácticamente a cero, por lo que el arranque es mucho más sencillo. En su artículo, refieren haber disminuido la velocidad de viento necesaria para arrancar de entre 3 y 4 m/s a entre 1.5 y 2.5 m/s. También reportan haber disminuido la vibración mecánica y aumentado el par generado.

En el caso de los sistemas de control activo, en [33] investigaron acerca del uso de un sistema de control para cada álabe. Obtuvieron la variación óptima del ángulo de inclinación maximizando la fuerza tangencial de cada álabe en la posición azimutal específica. Con este método, reportan haber alcanzado una mejora del 60% en la potencia de salida comparándolo con un rotor de eje vertical que usa álabes fijos. El mecanismo de control está compuesto por sensores y actuadores.

Otra importante área de investigación en los generadores eólicos de eje vertical es la mejora, mediante el diseño, el auto arranque del rotor. El auto arranque es la característica de una turbina eólica para acelerar desde el reposo hasta llegar a girar a una velocidad que le permita generar energía útil. Ningún aerogenerador de eje vertical garantiza el auto arranque para toda condición de operación, ya que éste depende de diversos factores como la solidez, el peso del rotor y las condiciones de viento. En [34] utilizaron dinámica de fluidos computacional para analizar los parámetros que afectan las características de auto arranque de un rotor tipo “H” con álabes NACA 0012⁶. Concluyen que, en algunas condiciones de viento constante de 10 m/s, el rotor tipo “H” de dos álabes tiene potencial de auto arranque pero está condicionado a la posición inicial. Sin embargo, encontraron que un rotor de tres álabes puede autoarrancar sin importar su posición inicial. En el caso de sistemas de control pasivo para mejorar el auto arranque, en [9] proponen un rotor de eje vertical basado en un tipo Darrieus de álabes rectos con adaptación a la velocidad del viento. Mediante la apertura y cierre de los álabes móviles para adaptar mejor el rotor a la velocidad del viento, el rotor puede no sólo autoarrancar a bajas velocidades, sino realizar el cambio de funcionamiento basado en arrastre a funcionamiento basado en sustentación. Sus resultados son que el auto arranque de su rotor es mucho mejor que el del rotor convencional de álabes rectos. En la Fig. 1.12 se muestra el principio de adaptación a la velocidad del viento.

⁶Los perfiles NACA son una serie de perfiles aerodinámicos que fueron creados por la NACA (National Advisory Committee for Aeronautics). La forma de un perfil NACA se describe usando una serie de dígitos antecidos de la palabra NACA (consultar la sección 3.3.2).

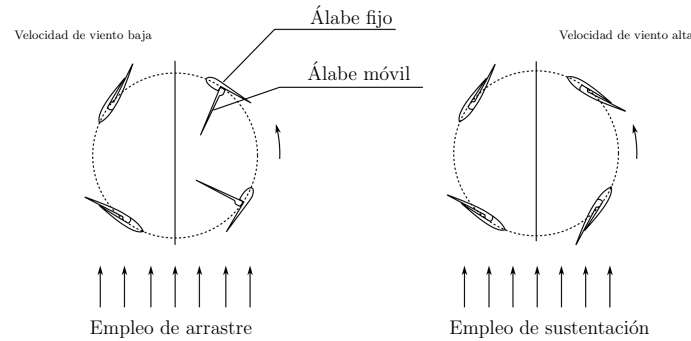


Figura 1.12: Principio de adaptación a la velocidad de viento, [9].

Gran parte de los estudios se realizan en rotores que emplean perfiles aerodinámicos de sección transversal simétrica. En el trabajo [35] muestran el efecto de perfiles combados de los álabes en el auto arranque a bajos números de Reynolds. El perfil de los álabes fue el NACA 2415 y el rotor era un tipo Darrieus de tres álabes rectos fijos. El estudio se llevó a cabo mediante una simulación de dinámica de fluidos computacional, considerando flujo no estacionario bidimensional y usando el perfil antes mencionado para los álabes. Los resultados del par promedio concluyen que el perfil combado NACA 2415 tiene capacidad de provocar el auto arranque del rotor. Sin embargo, se tiene una reducción en el coeficiente de potencia máximo que se puede alcanzar cuando se le compara con los perfiles convencionales.

Una posible aplicación de los aerogeneradores de eje vertical basados en la sustentación aerodinámica, según [36], es su empleo en las zonas urbanas, específicamente en las azoteas de edificios. Esto gracias a sus ventajas como menor impacto visual, menores emisiones de contaminación acústica y su mejor respuesta ante la turbulencia y flujos sesgados. Para probar esto, llevaron a cabo simulaciones numéricas de dinámica de fluidos para caracterizar el campo de flujo en la zona de las azoteas de edificios de diferentes geometrías y proporciones, así como con techos planos e inclinados. Además, para dar una estimación confiable del funcionamiento real del aerogenerador, desarrollaron un modelo numérico específico para considerar los efectos de un flujo sesgado sobre su desempeño. Su análisis mostró que se podrían obtener incrementos de hasta un 70 % en el factor de capacidad de un aerogenerador si está instalado en la azotea de un edificio de una zona urbana que sea considerablemente más alto que el promedio de los edificios cercanos, y si posee las proporciones geométricas adecuadas en la parte de corriente arriba. Además, se observó un incremento de velocidad de viento si la azotea del edificio tiene una inclinación. Se compararon tres tipos de techos: uno plano, uno con una inclinación de 8° y otro con una inclinación de 18° . Los mejores resultados se obtuvieron en el caso del techo con 8° de inclinación.

La mayoría de las investigaciones tanto experimentales como numéricas se enfocan en las configuraciones tradicionales de los álabes (Darrieus, tipo H y Giromill). Sin embargo, se han desarrollado algunas aplicaciones novedosas de rotores de eje vertical de sustentación aerodinámica que emplean sistemas de varios niveles. Es el caso del trabajo de [10], quienes investigaron acerca del funcionamiento de una configuración de rotor tipo Darrieus en la que se combinaran dos rotores desfasados. Consideraron dos configuraciones: una con seis álabes, tres arriba y tres abajo; y otra de 4 álabes, dos en cierta posición y dos en la posición invertida (ver figura 1.13). La configuración de cuatro álabes era de una capacidad de 1 kW, mientras que la de seis álabes tenía capacidad de generación de 3 kW. La idea de la estiba de los rotores es incrementar la capacidad de auto arranque. El desfase de los rotores fue, en el caso del arreglo de cuatro álabes, de 90° y, en el caso del arreglo de seis álabes, de 60° . Sus experimentos demostraron la posibilidad de auto arranque en cada configuración, siempre y cuando los álabes tengan cierto espesor máximo. Si la cuerda de los álabes disminuye, también disminuye el coeficiente de potencia y de la capacidad de auto arranque. Si se incrementa la cuerda,

se mejora la capacidad de auto arranque pero el valor máximo posible del coeficiente de potencia disminuye. La configuración de 4 álabes alcanzó una máxima eficiencia de 36 % y autoarrancó con una velocidad de viento entre 2.4 y 2.6 m/s; mientras que la configuración de 6 álabes logró una máxima eficiencia de 40 % y autoarrancó con una velocidad de viento de entre 1.6 y 2 m/s.

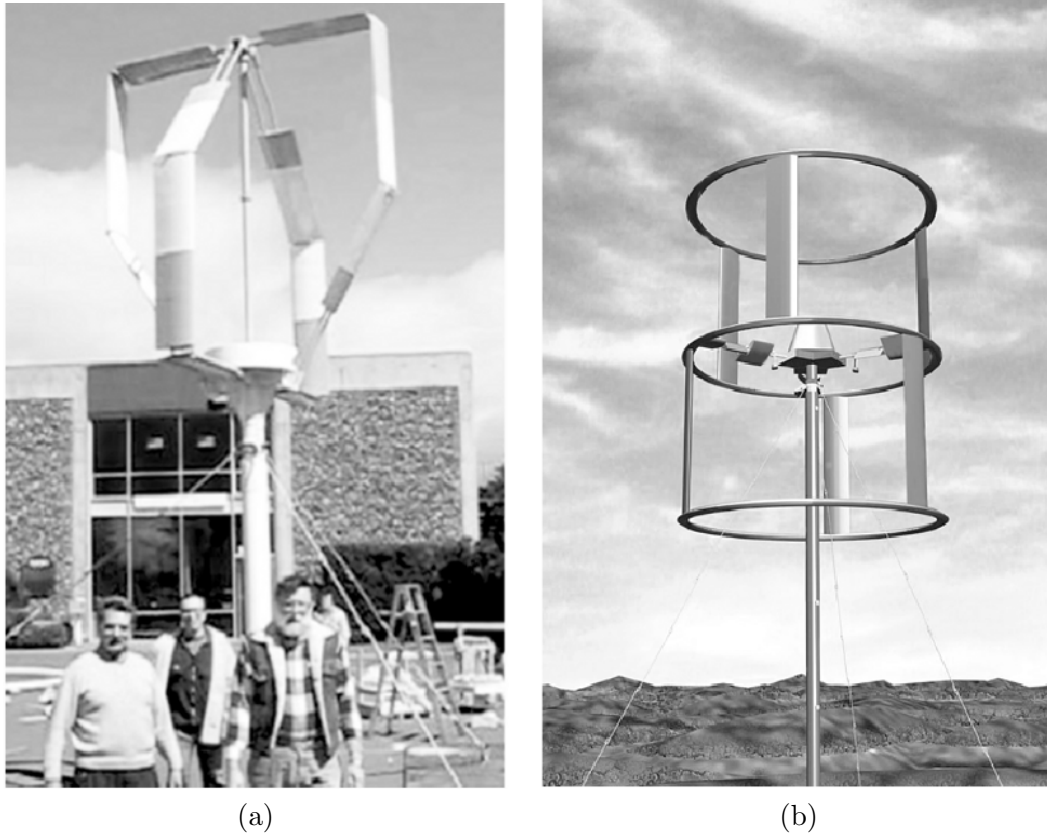


Figura 1.13: Los dos diseños del estudio de [10]: (a) Aerogenerador de dos niveles de 1 kW de potencia con cuatro álabes. (b) Aerogenerador de dos niveles de 3 kW de potencia con seis álabes.

Un trabajo donde se estudia el efecto de la variación del viento sobre un rotor tipo Darrieus es el de [37]. Usando las ecuaciones de RANS (Reynolds averaged Navier-Stokes) y el modelo de turbulencia $\kappa - \varepsilon$ se simuló numéricamente el campo de flujo no estacionario bidimensional de un aerogenerador de eje vertical para diferentes velocidades de viento. El rotor modelado fue un tipo H de 0.9 m de diámetro con tres álabes de perfil aerodinámico NACA 0018, con longitud de cuerda de 0.1 m. La velocidad de giro se fijó en 100 rpm. Se estudiaron cuatro casos: en el primero, la velocidad del viento fue de 10 m/s; en el segundo caso fue de 15 m/s; en el tercer caso fue de 20 m/s; y en el cuarto caso la velocidad fue de 25 m/s. Sus resultados muestran que a la misma velocidad de rotación, la condición de velocidad de viento más baja tiene un coeficiente de par total mayor. Con el incremento de la velocidad del viento, la variación del coeficiente de par total del rotor tiende a allanarse.

Por lo que se ha presentado hasta aquí se puede decir que, si bien el tema no es tratado tan frecuentemente y por tantas personas como es el caso de los aerogeneradores de eje horizontal, sí existe interés por estudiar la configuración vertical de los generadores eléctricos eólicos. Los estudios se basan principalmente en mejorar ciertas características como el arranque, o en saber cómo reaccionan los rotores cuando varían las condiciones de viento o si se incorporan ciertos accesorios.

1.4.2. Diseños híbridos

Los diseños híbridos de rotores verticales combinan dos o más tipos diferentes de rotores en uno sólo. La idea principal es combinar un rotor de sustentación aerodinámica, que es mejor para la producción de potencia, con un rotor de arrastre aerodinámico, que es mejor en la generación de par motor. Un ejemplo de este tipo de diseños está en el trabajo de [38] donde investigaron experimentalmente ambos tipos de rotores, Darrieus y Savonius. Postularon la combinación de los dos tipos de rotores en uno sólo, Darrieus-Savonius, en el que el rotor tipo Savonius ocupa la parte central, es decir, cerca del eje de rotación. En la parte externa se encuentra un rotor de álabes rectos. Esta combinación puede obtener mayor par para el auto arranque que el que experimentaría el rotor tipo Darrieus por sí sólo. Además, este arreglo puede conseguir un coeficiente de desempeño mayor, en condiciones de viento variadas, que cada uno de los rotores por separado.

En el caso de [11], ellos llevaron a cabo un estudio en el que un rotor tipo de Darrieus de cuatro álabes se colocaba sobre un rotor Savonius de dos álabes. La configuración de su prototipo se muestra en la Fig. 1.14. Sus resultados, obtenidos a través de experimentación en túnel de agua, mostraron que la facilidad para autoarrancar del rotor Savonius se sumaba a la alta eficiencia a velocidades de viento mayores del rotor tipo Darrieus. Sin embargo, el desempeño logrado no fue el esperado, debido a que la combinación de los rotores incrementa el arrastre del rotor híbrido.

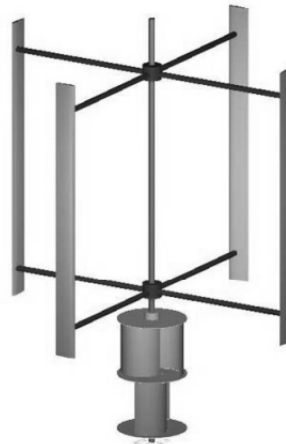


Figura 1.14: Configuración del rotor híbrido Darrieus-Savonius. Tomado de © [11].

1.5. Conclusiones del capítulo

De las dos configuraciones de rotores de aerogeneradores, los de eje vertical resultan más apropiados para su implementación en zonas con viento de baja velocidad, ya que de acuerdo a publicaciones pueden iniciar a producir electricidad a velocidades de viento más bajas que los de eje horizontal. Al requerir menor velocidad de viento, se les puede instalar cerca del suelo, donde las velocidades son menores. El generador y la caja multiplicadora de velocidad, en caso de ser necesaria, se instalan a nivel de suelo; así, el mantenimiento se facilita. Existe, además, la posibilidad de conectar directamente la flecha del rotor con la del generador, si se utiliza el generador eléctrico apropiado, para así prescindir de una caja multiplicadora de velocidad, por lo que el mantenimiento necesario también se ve disminuido.

De los tipos de aerogeneradores de eje vertical, el que parece más prometedor para producción de energía eléctrica es el de álabes rectos, ya que para el rotor Darrieus de álabes curvos, la fabricación de los álabes es más complicada. Los álabes rectos tienen la ventaja de, en caso de ser necesario, permitir que se implemente un mecanismo para orientarlos y que así se favorezca el auto arranque o se limite la velocidad de giro. Además, se tiene reportado que la configuración de álabes rectos es más silenciosa que la de álabes curvos, [29]. Los rotores basados en arrastre aerodinámico, como el Savonius, no son empleados para la generación de electricidad debido a sus bajas eficiencias.

En el siguiente capítulo se trata el tema del análisis de desempeño de los aerogeneradores de eje vertical, haciendo énfasis en el modelo que se utiliza en este trabajo: el modelo doble de múltiples tubos de corriente. Antes de entrar de lleno a las teoría y las ecuaciones de este modelos, se trata de manera somera el tema de generación de viento, la potencia del mismo, la turbulencia y la variación vertical de su velocidad o cizalladura. También se describirán los parámetros básicos de diseño de un rotor de eje vertical.

Capítulo 2

Análisis del desempeño de aerogeneradores de eje vertical

2.1. Introducción

La predicción del desempeño aerodinámico de los aerogeneradores es la parte medular de la optimización del diseño de este tipo de maquinaria. Los parámetros principales con los que se evalúa este desempeño son el coeficiente de potencia, C_P , y el par, M , ambos como función de la razón de velocidad de punta, λ . Estos términos serán definidos más adelante en este capítulo.

En el capítulo anterior se habló de algunas de las ventajas que la configuración vertical de los aerogeneradores tiene sobre la horizontal. Dentro de estas ventajas encontramos la omnidireccionalidad inherente del rotor vertical, lo que significa que se aprovechan los vientos sin importar su dirección y esto permite prescindir de un sistema de orientación. Otra importante ventaja es la posibilidad de instalar a nivel de suelo la transmisión mecánica¹ y el generador eléctrico. Gracias a esto, se tienen estructuras más sencillas y ligeras que en el caso de la configuración horizontal y el acceso a los componentes que requieren mantenimiento es mejor. Estructuralmente, los rotores verticales son más simples, sin embargo, la aerodinámica para predecir su desempeño puede ser más compleja que aquella para los rotores horizontales.

Este capítulo tiene como objetivo presentar el modelo empleado para la predicción de desempeño de un aerogenerador de eje vertical de álabes rectos desarrollado por Ion Paraschivoiu ([17]), pero antes se describirán algunos temas que son de interés general en un trabajo que trata acerca de la energía eólica. Estos temas son la generación y potencia del viento, los parámetros y características generales de los aerogeneradores, así como la máxima potencia aprovechable según sea un rotor de eje horizontal o vertical.

2.2. El viento y la potencia eólica

2.2.1. Generación del viento

La generación de viento y su dirección son procesos difíciles de analizar debido a la cantidad de factores involucrados. Dentro de estos factores, los más importantes son el calentamiento no uniforme de la superficie de la Tierra, el efecto Coriolis debido a la rotación de nuestro planeta, y las condiciones geográficas locales.

Cuando el aire está sobre una superficie a mayor temperatura que él, se calienta y sube porque su densidad ha disminuido, creando así una zona de baja presión. El aire que está en las zonas

¹Se refiere al acoplamiento de la flecha del rotor aerogenerador a la flecha del generador eléctrico, ya sea mediante un acoplamiento directo o mediante una caja de engranes multiplicadora de velocidad.

de mayor presión fluye hacia donde la presión es menor, dando así origen al viento. Es por esto que el viento es considerado como una especie de energía solar indirecta. Dado que la superficie de la Tierra es perpendicular a la energía luminosa del Sol en el ecuador y paralela a ella en los polos, el ecuador recibe la mayor cantidad de energía por unidad de área y esta disminuye a medida que nos acercamos a los polos. Debido a este calentamiento no uniforme se forma un gradiente de temperaturas del ecuador hacia los polos y un gradiente de presión de los polos hacia el ecuador. El aire caliente del ecuador sube hacia la parte alta de la atmósfera y se mueve hacia los polos, y el aire más frío y más denso de los polos fluye desde estos hacia el ecuador sobre la superficie de la tierra. Si no se considerara la rotación de la Tierra y el efecto Coriolis que esta induce, se tendría solamente una celda de circulación de aire en cada hemisferio: la celda meridional.

A consecuencia de la inclinación del eje de rotación de la Tierra, de 23.5° , con respecto al plano elíptico se tienen ciclos de calentamiento no uniforme de la superficie terrestre con las consecuencias ya descritas de generación de viento. Además, gracias a esta inclinación, se tienen las cuatro estaciones.

La superficie de nuestro planeta está cubierta por diferentes sustancias y materiales como vegetales, rocas, arena, hielo. Cada uno de estos materiales absorbe y refleja la radiación solar de manera distinta y debido a esto existen zonas de altas temperaturas, como los desiertos, y zonas de baja temperatura, como depósitos de agua congelados, incluso si se encuentran en latitudes similares.

La última causa del calentamiento no uniforme de la superficie es la topografía². Los valles, montañas y acantilados provocan que la radiación solar no se distribuya de la misma manera en todo el terreno. Pero no sólo se altera el calentamiento de la superficie terrestre, la orografía ocasiona que la velocidad del viento no sea la misma en todo el terreno. Por ejemplo, las cimas de las colinas (y edificios) están expuestas a vientos más fuertes que en otros terrenos. La velocidad del viento en los valles varía según la dirección con que incide; las características locales del valle también influyen en la dirección y velocidad del viento a su paso ([39]).

El efecto Coriolis, que es generado por la rotación de la Tierra, desvía el movimiento de la atmósfera. A este efecto se le conoce también como fuerza de Coriolis, aunque, en un sentido estricto, no es una fuerza. Depende de la latitud: es cero en el ecuador y alcanza un valor máximo en los polos. La fuerza de Coriolis es igual a:

$$C = 2\Omega v \sin \phi. \quad (2.1)$$

donde Ω es la velocidad angular (para la Tierra, $\Omega = 7.29 \times 10^{-5}$ rad/s), v es la velocidad de una partícula en movimiento, y ϕ es la latitud. La proporción de desviación de los vientos depende la velocidad de los mismos: los vientos lentos se desvían poco, mientras que los vientos más fuertes se desvían más. En el hemisferio norte, si el viento se dirige hacia el norte se desviará hacia el este (originando un viento del suroeste). Si se dirige hacia el sur se desviará hacia el oeste (originando viento del noreste). Lo contrario sucede en el hemisferio sur.

En los movimientos atmosféricos de gran escala, la combinación de los gradientes de presión causados por la no uniformidad de la radiación solar y la fuerza de Coriolis provocan que la celda meridional se divida en tres celdas convectivas en cada hemisferio: la celda Hadley, la Ferrel y la polar. Cada celda tiene su propio patrón de circulación ([15]).

La rugosidad del terreno, que altera los patrones de flujo de viento ocasionados por la fuerza de Coriolis y los gradientes de presión, es resultado de la geografía local y de las construcciones del ser humano. El arrastre por fricción y los obstáculos en la superficie del terreno provocan una desaceleración del viento y el fenómeno conocido como perfil vertical de velocidad de viento. La razón a la que la velocidad del viento se incrementa con la altura varía con base en las condiciones topográficas, el terreno y el clima. Estos efectos son más evidentes mientras más rugoso es el terreno.

²Conjunto de particularidades que presenta un terreno en su configuración superficial.

Para una descripción detallada de la generación del viento y de las características del mismo, se recomienda consultar [40].

2.2.2. La potencia del viento

Un aerogenerador transforma la energía cinética del viento en energía mecánica en un eje, y finalmente en energía eléctrica mediante un generador. Cuando una masa de aire está en movimiento, la energía cinética en ella puede escribirse como:

$$E_k = \frac{1}{2}m\bar{u}^2, \quad (2.2)$$

donde m es la masa de aire y \bar{u} es la velocidad media del viento en un cierto periodo de tiempo. Diferenciando la energía cinética respecto del tiempo se obtiene la potencia eólica,

$$P_w = \frac{dE_k}{dt} = \frac{1}{2}\dot{m}\bar{u}^2 \quad (2.3)$$

El flujo másico puede escribirse como:

$$\dot{m} = \rho A \bar{u}, \quad (2.4)$$

donde ρ es la densidad del aire y A es el área transversal que atraviesa la masa de aire en movimiento, por ejemplo, el área proyectada por el rotor de un aerogenerador. Al sustituir (2.4) en (2.3), la potencia disponible en el viento, P_w , se puede expresar como

$$P_w = \frac{1}{2}\rho A \bar{u}^3 \quad (2.5)$$

De (2.5) se puede ver que mientras mayor sea el área de captación y mientras más rápido se mueva el aire, mayor potencia estará disponible en el viento. Debido a que la potencia del viento es directamente proporcional al cubo de su velocidad, una pequeña variación en esta corresponderá a un cambio significativo de su potencia.

Densidad del aire

Otro parámetro que afecta la potencia del viento es la densidad del aire. Esta puede obtenerse de la ecuación de estado,

$$\rho = \frac{p}{RT}, \quad (2.6)$$

en la que p es la presión local del aire, R es la constante de gas que, en el caso del aire, tiene un valor de 287 J/kg·K, y T es la temperatura local del aire expresada en grados Kelvin, K.

De la ecuación anterior es claro que la densidad es función de la temperatura, pero también es cierto que depende de la altura. La temperatura es inversamente proporcional a la altura y su relación con la presión se da como ([15])

$$p = p_0 \left(\frac{T}{T_0} \right)^{-g/cR}, \quad (2.7)$$

donde p_0 y T_0 son la presión y la temperatura a nivel del suelo, respectivamente; c es dT/dz ; z es la altura sobre la superficie. De la combinación de (2.7) y (2.6) resulta:

$$\rho = \rho_0 \left(\frac{T}{T_0} \right)^{-(g/cR+1)} = \rho_0 \left(1 + \frac{cz}{T_0} \right)^{-(g/cR+1)} \quad (2.8)$$

Se concluye que la densidad del aire disminuye de manera no lineal con la altura.

Área proyectada por el rotor

El área que proyecta el rotor de un aerogenerador de eje vertical está dada por:

$$A = DH, \quad (2.9)$$

donde D es el diámetro del rotor y H es la envergadura de los álabes (en el caso de un rotor de álabes rectos, ver Fig. 2.1).

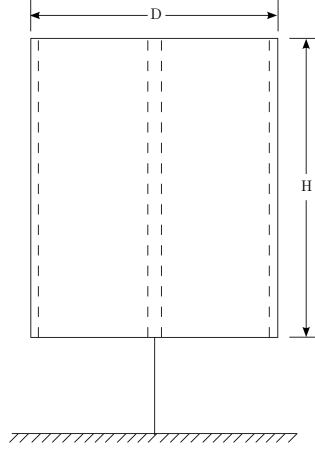


Figura 2.1: Área proyectada por un rotor de álabes rectos.

Velocidad del viento

La velocidad del viento es el parámetro más importante en el aprovechamiento de este evento de la naturaleza; varía en el tiempo y en el espacio a causa de factores tanto climáticos como geográficos. Una vez que se elige un lugar para analizar el recurso eólico que se posee, se reducen las variaciones en la velocidad del viento a puramente temporales; es en este punto donde los análisis estadísticos se vuelven de gran utilidad. Se ha encontrado que la distribución Weibull proporciona una buena representación de la variación de la velocidad promedio del viento [41]. La distribución toma la forma

$$F(\bar{u}, \kappa, \psi) = \exp\left(-\left(\frac{\bar{u}}{\psi}\right)^\kappa\right), \quad (2.10)$$

donde $F(\bar{u})$ es la fracción de tiempo para la que la velocidad de viento excede \bar{u} . El factor de escala, ψ , está relacionado con la velocidad de viento promedio por medio de la siguiente ecuación:

$$\bar{u} = \psi \Gamma\left(1 + \frac{1}{\kappa}\right), \quad (2.11)$$

donde Γ es la función gama completa. La función de distribución de probabilidad se obtiene de la siguiente forma:

$$f(\bar{u}) = -\frac{dF(\bar{u})}{d\bar{u}} = \kappa \frac{\bar{u}^{\kappa-1}}{\psi^\kappa} \exp\left(-\left(\frac{\bar{u}}{\psi}\right)^\kappa\right), \quad (2.12)$$

ya que la velocidad promedio está dada por

$$\bar{u} = \int_0^\infty \bar{u} f(\bar{u}) d\bar{u}. \quad (2.13)$$

El factor κ es el factor de forma, que es una medida de la anchura de la distribución. Cuando $\kappa = 2$, la distribución es conocida como Rayleigh. Debido a que las distribuciones de probabilidad de velocidades de diversos lugares se describen bien con la forma Rayleigh, esta es muy utilizada para los cálculos de desempeños de máquinas de viento. En los casos en que $\kappa > 2.5$, se trata de lugares en los que los vientos son constantes. Por el contrario, cuando $\kappa < 1.8$, se está tratando con lugares en los que la velocidad del viento varía más [42].

Como una aproximación, la relación entre los parámetros ψ y κ de la distribución Weibull y la velocidad promedio puede describirse como:

$$\bar{u} = \psi \left(0.568 + \frac{0.434}{\kappa} \right)^{1/\kappa} \quad (2.14)$$

Existen casos en los que los sitios estudiados tienen una distribución de velocidad de tiempo bimodal, es decir, se trata de una distribución probabilística con dos modas distintas. Un ejemplo de este tipo de estudios es el trabajo de [43].

Cizalladura del viento

La cizalladura es el fenómeno meteorológico en el que la velocidad del viento incrementa con la altura sobre el suelo. La causa principal de este fenómeno es la rugosidad de la superficie terrestre y el efecto de la altura sobre el viento puede usarse la ecuación de Hellman que relaciona las velocidades de viento a dos alturas distintas. Esta ecuación es:

$$\frac{U_B}{U_A} = \left(\frac{h_B}{h_A} \right)^\alpha, \quad (2.15)$$

donde U_B (m/s) es la velocidad del viento a la altura h_B (m), U_A es la velocidad del viento a la altura h_A , y el parámetro α es el coeficiente de cizalladura.

Turbulencia

La intensidad de la turbulencia es una medida de las variaciones en la velocidad del viento debidas a la turbulencia. Se define como

$$I = \frac{\sigma}{\bar{u}}, \quad (2.16)$$

siendo σ la desviación estándar de las fluctuaciones de la velocidad alrededor del promedio \bar{u} . La intensidad de turbulencia varía con la velocidad; es decir, es alta cuando las velocidades de viento son bajas, y muestra un comportamiento asintótico hacia un valor constante en velocidades de viento mayores (ver Fig. 2.2).

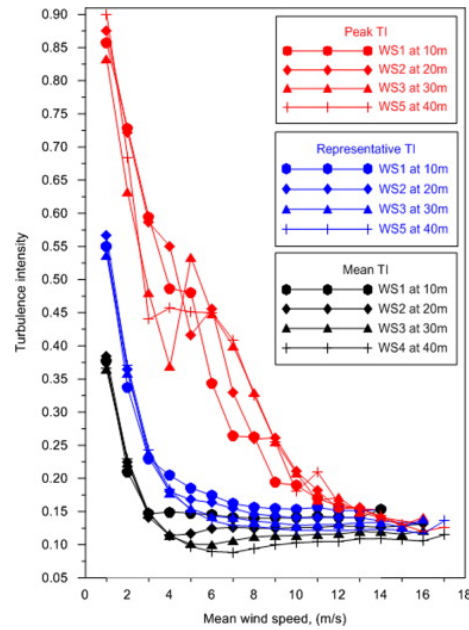


Figura 2.2: Variación de la intensidad de turbulencia con la velocidad del viento a diferentes alturas. Tomado de [12].

Densidad de potencia eólica

La densidad de potencia eólica es un índice importante en la evaluación del recurso eólico de un lugar ya que representa la potencia disponible sobre un área unitaria perpendicular al flujo en una unidad de tiempo. En los trabajos de evaluación de recurso eólico se utilizan torres de 50 m de altura con sensores (anemómetros) a diferentes alturas. La clasificación de densidad de potencia eólica se muestra en la Tabla 2.1.

Clase	A 10 m de altura		A 50 m de altura	
	Densidad de potencia (W/m^2)	Velocidad media de viento (m/s)	Densidad de potencia (W/m^2)	Velocidad media de viento (m/s)
1	<100	<4.4	<200	<5.6
2	100-150	4.4-5.1	200-300	5.6-6.4
3	150-200	5.1-5.6	300-400	6.4-7.0
4	200-250	5.6-6.0	400-500	7.0-7.5
5	250-300	6.0-6.4	500-600	7.5-8.0
6	300-400	6.4-7.0	600-800	8.0-8.8
7	>400	>7.0	>800	>8.8

Tabla 2.1: Clases de densidad de potencia eólica, tomado de [15]

2.2.3. Parámetros generales característicos de los aerogeneradores

Razón de velocidad de punta

Un parámetro que integra los principales efectos de la velocidad del viento, velocidad de giro y tamaño del rotor sobre el coeficiente de potencia es la razón de velocidad de punta³.

³En inglés, Tip-Speed Ratio

$$\lambda = R\Omega/U_\infty, \quad (2.17)$$

donde λ es la razón de velocidad de punta, Ω es la velocidad de giro del rotor (rad/s), U_∞ es la velocidad del viento, y R es el radio del rotor.

Solidez

La solidez, σ , es la relación entre el área del álabes y el área de barrido o área proyectada del rotor y su definición es diferente para cada tipo de rotor. Para un aerogenerador de eje vertical, que es nuestro caso de estudio, la solidez se expresa como

$$\sigma = \frac{Nc}{2R} \quad (2.18)$$

donde N es el número de álabes y c es la medida de la cuerda de los mismos.

Relación de aspecto

La relación de aspecto (RA) es la razón de altura al diámetro del rotor.

$$RA = \frac{H}{D} \quad (2.19)$$

Coefficiente de potencia

La conversión de energía eólica en eléctrica involucra dos etapas. La primera etapa es la conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica para mover un eje. Los elementos encargados de esta transformación son los álabes del rotor. El coeficiente de potencia es la representación de la eficiencia de esta primer etapa; expresa la proporción entre la potencia extraída del viento por la máquina, y la potencia disponible en este. Se define como:

$$C_P = \frac{P_{rot}}{P_w} = \frac{P_{rot}}{\frac{1}{2}\rho A \bar{u}^3} \quad (2.20)$$

El coeficiente de potencia es el parámetro más representativo de la eficiencia de un aerogenerador.

Salida efectiva de potencia de un aerogenerador

La segunda etapa consiste en la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica. En este proceso están involucrados: el sistema de transmisión de potencia, es decir, la caja de engranes; el generador eléctrico; y por último el sistema de interconexión a la red. Cada uno de estos elementos implica una pérdida en la potencia eléctrica total de salida por lo que la eficiencia total de conversión de potencia de eólica a eléctrica es el producto de cada una de sus eficiencias:

$$\eta_t = C_P \eta_{tr} \eta_{gen} \eta_{elec} \quad (2.21)$$

η_t es la eficiencia total, η_{tr} es la eficiencia de la transmisión, η_{gen} es la eficiencia del generador eléctrico y η_{elec} es la eficiencia combinada del convertidor, de los interruptores, de los dispositivos de control y de los cables.

La salida efectiva de potencia de una turbina eólica o potencia eléctrica interconectada a la red es:

$$P_{ef} = \eta_t P_w = \frac{1}{2} (\eta_t \rho A \bar{u}^3) \quad (2.22)$$

2.2.4. Máxima potencia aprovechable del viento

Límite de Betz

El modelo que se describirá a continuación, se le atribuye a Albert Betz y es usado para determinar la máxima potencia que un rotor de un aerogenerador, puede extraer de la contenida en el viento. Está basado en la teoría de momentum lineal. El análisis se lleva a cabo usando un volumen de control cuyas fronteras son la superficie de un tubo de corriente y dos secciones transversales de dicho tubo por donde pasa el flujo. El rotor del aerogenerador es representado por un disco actuador, el cual crea una discontinuidad de presión en el viento que cruza el tubo (ver Fig. 2.3).

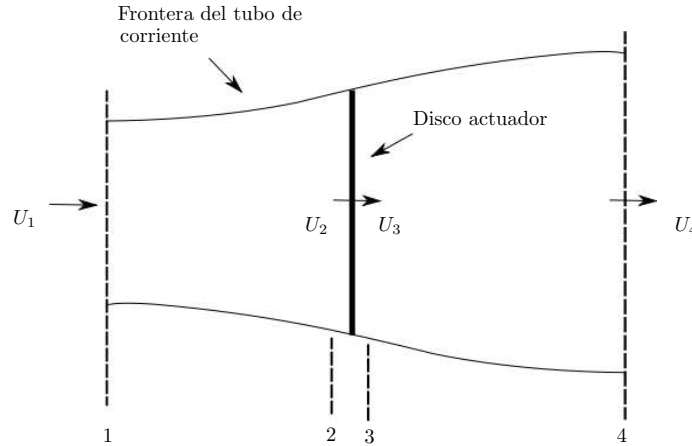


Figura 2.3: Modelo de un aerogenerador como disco actuador.

Las suposiciones son:

- Flujo en estado estacionario, homogéneo e incompresible
- No hay arrastre por fricción
- El número de álabes es infinito
- El empuje es uniforme sobre todo el rotor o disco actuador
- Estela sin rotación
- La presión estática corriente arriba y corriente abajo, lejos del disco actuador, es igual a la presión estática del ambiente.

El empuje del viento sobre el rotor es igual y opuesto al cambio de momentum del viento, es decir:

$$T = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4, \quad (2.23)$$

donde A es el área de la sección transversal del tubo de corriente en cada posición, U es la velocidad del viento y ρ es la densidad del aire.

Aplicando conservación de masa, se obtiene

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (2.24)$$

Dado que el empuje es positivo, es evidente que $U_1 > U_2$. Aplicando la ecuación de Bernoulli a cada lado del disco actuador y considerando que no hay trabajo realizado en ninguno de los dos lados, resulta

$$p_1 + (1/2)\rho U_1^2 = p_2 + (1/2)\rho U_2^2, \quad (2.25)$$

para el lado izquierdo, y

$$p_3 + (1/2)\rho U_3^2 = p_4 + (1/2)\rho U_4^2, \quad (2.26)$$

para el lado derecho. Se asume que $p_1 = p_4$ y que $U_2 = U_3$.

Si se expresa el empuje como la suma de fuerzas a cada lado del disco actuador,

$$T = A_2(p_2 - p_3) \quad (2.27)$$

Resolviendo $(p_2 - p_3)$ de la ecuación (2.25) y (2.26), y sustituyendo en (2.27), se obtiene

$$T = (1/2)\rho A_2 (U_1^2 - U_4^2) \quad (2.28)$$

Igualando la ecuación (2.28) a la ecuación (2.24) y expresando el flujo másico como $\rho A U_2$, se obtiene

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad (2.29)$$

Se puede definir el factor de inducción axial, a , como el decremento porcentual en la velocidad del viento entre la corriente libre, lejos del rotor, y el plano del rotor, como

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (2.30)$$

Entonces,

$$U_2 = U_1(1 - a) \quad (2.31)$$

y

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad (2.32)$$

Mientras el factor de inducción axial aumenta, la velocidad del viento detrás del disco disminuye. Si $a = 1/2$, la velocidad del viento ha disminuido a cero detrás del rotor y esta teoría ya no es válida. La potencia es igual al empuje multiplicado por la velocidad en el disco actuador, es decir,

$$P = (1/2)\rho A_2 (U_1^2 - U_4^2) U_2 = (1/2)\rho A_2 U_2 (U_1 + U_4) (U_1 - U_4) \quad (2.33)$$

Sustituyendo U_2 y U_4 de las ecuaciones (2.31) y (2.32), obtenemos

$$P = (1/2)\rho A U_\infty^3 4a(1 - a)^2 \quad (2.34)$$

Se ha sustituido U_1 por U_∞ , que es la velocidad de corriente libre del viento, y A_2 por A , que es el área de barrido del rotor.

Sustituir la ecuación (2.34) en la ecuación (2.20) nos permite expresar el coeficiente de potencia en función del factor de inducción axial:

$$C_P = 4a(1 - a)^2 \quad (2.35)$$

Derivando la ecuación anterior respecto a a e igualando a cero, se obtiene que el valor máximo del C_P sucede cuando $a = 1/3$, este es:

$$C_{P,max} = \frac{16}{27} = 0.5926 \quad (2.36)$$

La Fig.2.4 muestra la gráfica de la ecuación (2.35).

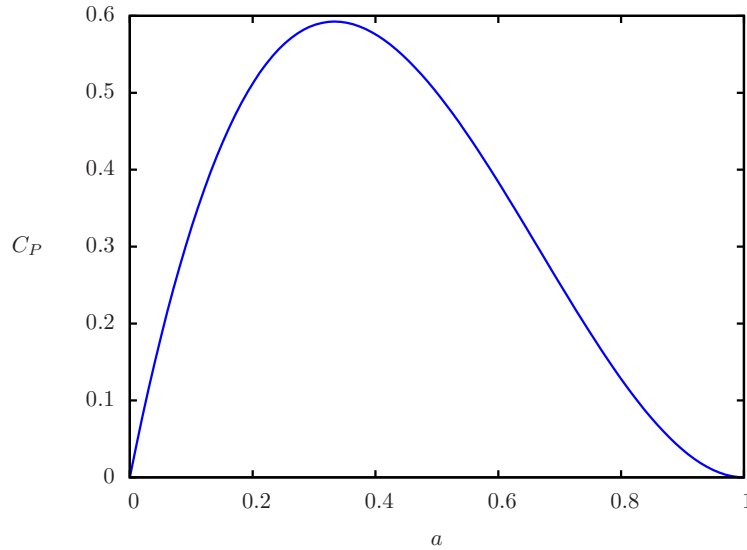


Figura 2.4: Coeficiente de potencia como función del factor de inducción axial, según la teoría de disco actuador.

De manera similar que con la potencia, es posible definir un coeficiente de empuje sobre el rotor:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 A} = \frac{\text{Fuerza de empuje}}{\text{Fuerza dinámica}} \quad (2.37)$$

Los efectos que impiden alcanzar el coeficiente de potencia máximo teórico son:

- Rotación en la estela detrás del rotor
- Número finito de álabes y pérdidas asociadas a los bordes
- El arrastre aerodinámico no es cero

Coeficiente de potencia máximo para el disco actuador doble

De acuerdo con Newman [44], al aplicar la teoría de disco actuador a un aerogenerador de eje vertical se concluye que esta configuración de rotor tiene un coeficiente de potencia máximo mayor al calculado por Betz. La diferencia de análisis consiste en el uso de la teoría de disco actuador doble, ya que en un rotor tipo Darrieus el viento interactúa con el rotor dos veces mientras lo atraviesa. El rotor es representado por dos discos acoplados, como puede verse en la Fig.2.5.

Al haber dos discos actuadores existen dos factores de inducción, uno corriente arriba, a_1 , y otro corriente abajo, a_2 . La expresión para el C_P en términos de estos factores es

$$C_P = 4 [a_1(1 - a_1)^2 + (1 - a_2)^2(a_2 - 2a_1)] \quad (2.38)$$

El valor máximo de C_P se encuentra cuando $a_1 = 1/5$ y $a_2 = 3/5$. Por lo tanto, el valor máximo de C_P para un aerogenerador de eje vertical es:

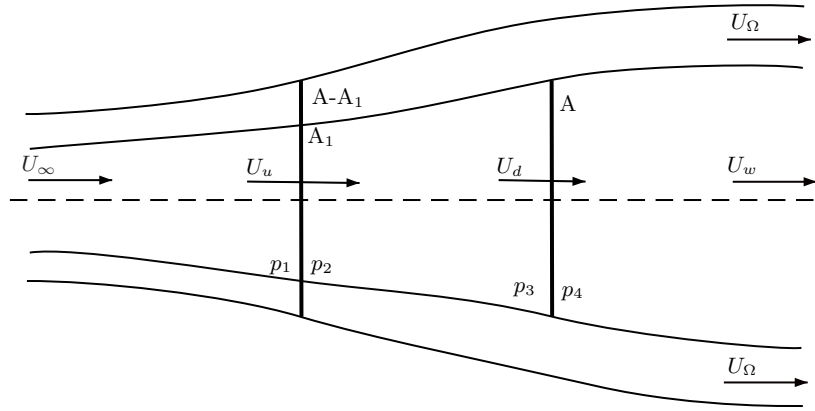


Figura 2.5: Doble disco actuador.

$$C_{P,max} = \frac{16}{25} = 0.64 \quad (2.39)$$

2.3. Modelo doble de múltiples tubos de corriente

En la sección 2.2 de este capítulo Los modelos aerodinámicos de tubos corriente para la predicción del desempeño de rotores de aerogeneradores se basan en el principio de conservación de momentum en un flujo cuasi-estacionario⁴ y en igualar las fuerzas sobre los álabes a los cambios de momentum de la corriente debido a su paso a través del rotor. Estos modelos analíticos se pueden clasificar en tres categorías: el modelo de un sólo tubo de corriente, que supone que todo el rotor es abarcado por un tubo de corriente; el modelo de múltiples tubos de corriente, en el que el volumen abarcado por el rotor es dividido en una serie de tubos de corriente adyacentes; y el modelo doble, es decir, que considera al rotor en dos mitades consecutivas, una corriente arriba y otra corriente abajo. La diferencia entre estos modelos es la forma en que se calculan las velocidades inducidas. Debe entenderse como velocidad inducida, la velocidad del viento que resulta de la interacción de este con el rotor mismo. Es por esto que la velocidad inducida es menor que la velocidad de corriente libre, ya que parte del momentum del viento se transfirió al rotor, considerado en este caso como disco actuador. En los primeros dos, los cálculos se realizan considerando al rotor como un solo disco actuador. Sin embargo, en los aerogeneradores de eje vertical, el viento pasa dos veces a través del área de barrido del rotor y las velocidades inducidas en la mitad corriente arriba y en la mitad corriente abajo son diferentes. Es por esto que un modelo de doble disco actuador representa de forma más precisa a un rotor de eje vertical.

El modelo doble de múltiples tubos de corriente, desarrollado por Paraschivoiu [17], puede entenderse como una combinación del modelo de múltiples tubos de corriente y el modelo doble. Este es el modelo que se empleó en este trabajo y que a continuación se describe.

2.3.1. Teoría de elemento de álabe

El ángulo de ataque local se determina mediante un análisis geométrico de un elemento de álabe y del triángulo de velocidades (ver Fig. 2.6).

La expresión general para obtener el ángulo de ataque es

⁴Un flujo cuasi-estacionario es aquel en que la razón de cambio de flujo másico es continua en el tiempo, la aceleración del fluido y las fuerzas responsables de la misma son despreciables. Se pueden emplear las ecuaciones de flujo estacionario con precisión suficiente.

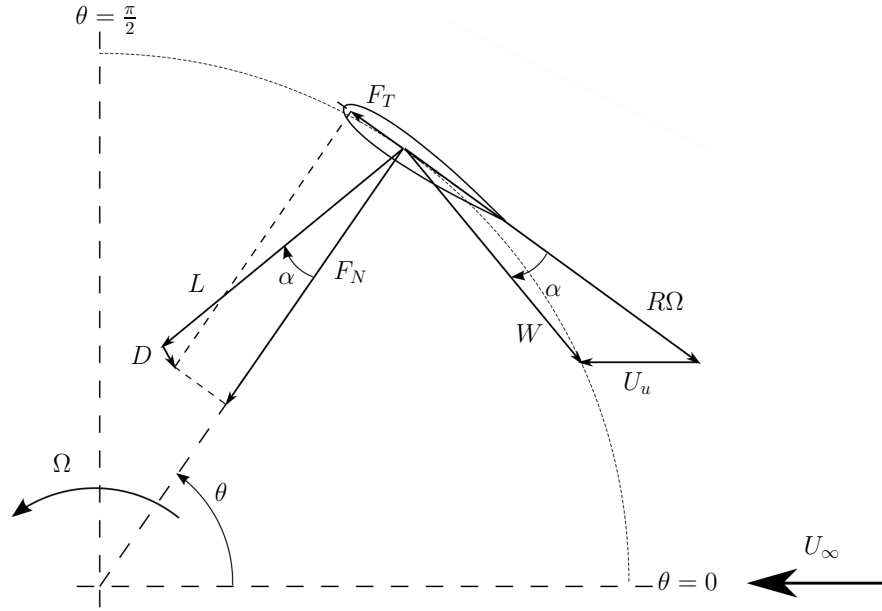


Figura 2.6: Triángulos de velocidades y de fuerzas de un elemento del álabes. En este caso, $\alpha_0 = 0$.

$$\alpha = \arcsin \left[\frac{\cos \theta \cos \alpha_0 - (\lambda - \sin \theta) \sin \alpha_0}{\sqrt{(\lambda - \sin \theta)^2 + \cos^2 \theta}} \right] \quad (2.40)$$

donde α_0 sería el ángulo entre la cuerda del álabes y una línea tangente a la trayectoria circular de este en un instante. Es el llamado *pitch*.

Características de los perfiles aerodinámicos

Se deben conocer los coeficientes de sustentación y de arrastre de los perfiles aerodinámicos que se pretendan utilizar para los álabes. Estos coeficientes son función del número de Reynolds y del ángulo de ataque. Para los cálculos posteriores es conveniente obtener los coeficientes de fuerza normal, C_n , y de fuerza tangencial, C_t , a partir de los coeficientes de sustentación y de arrastre, como se muestra en la Fig. 2.7 y se expresa en las ecuaciones (2.41) y (2.42).

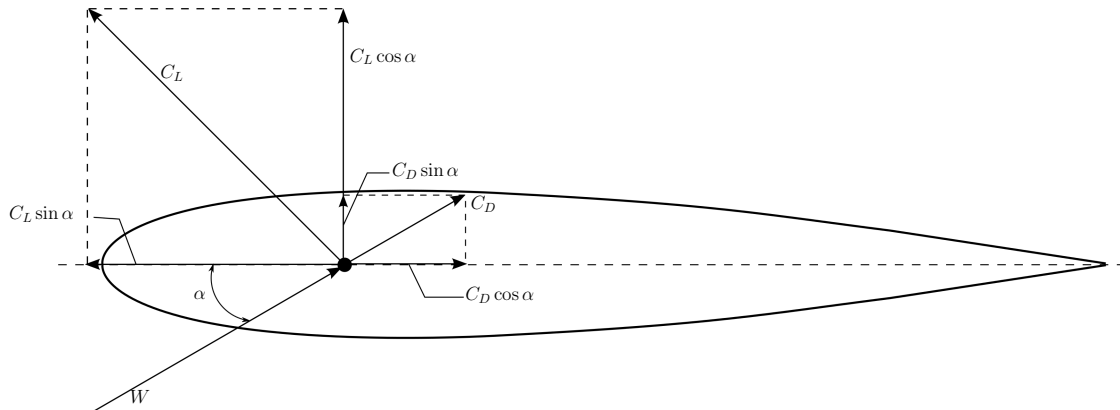


Figura 2.7: Coeficientes de fuerzas en un elemento de álabes.

$$C_n = C_L \cos \alpha + C_D \sin \alpha \quad (2.41)$$

$$C_t = C_L \sin \alpha - C_D \cos \alpha \quad (2.42)$$

2.3.2. Modelo aerodinámico

De manera similar al análisis de momentum de doble disco actuador, se considerarán dos factores que determinan la desaceleración del viento a través del rotor, pero se les definirá como factores de interferencia: a_u , como el factor corriente arriba y a_d , como el factor corriente abajo. Debe tenerse en cuenta que $a_u < 1$ y $a_d < a_u$. Es decir, el factor de interferencia representa la reducción de velocidad que sufre el viento al pasar sobre el rotor. Como el viento actúa sobre el rotor dos veces, se tienen dos factores de interferencia. Debido a la disminución de la velocidad en dirección axial de los tubos de corriente, la velocidad corriente arriba es menor que aquella en corriente libre, $U_u < U_\infty$; en el plano medio, entre las dos diferentes zonas, existe una velocidad inducida de equilibrio, U_e , de manera que $U_u > U_e$. La velocidad en la zona corriente abajo será menor que la velocidad equilibrio, $U_e > U_d$. En la Fig. 2.8 se muestra un esquema donde intervienen las velocidades inducidas mencionadas en este párrafo. Cada tubo de corriente pasa por el rotor en dos partes: corriente arriba y corriente abajo. En la intersección entre el tubo y el rotor, es decir, en esa posición azimutal, es donde se realizan los cálculos de velocidad inducida, velocidad relativa y ángulo de ataque. Se inicia, en corriente arriba, considerando un factor de interferencia $a_u = 1$. Una vez calculadas las velocidades y los ángulos de ataque, se calcula un nuevo factor de interferencia mediante la función de corriente (ecuación 2.50) y el proceso se repite (método iterativo). Cuando la diferencia entre el cálculo de la iteración anterior y la presente pueden considerarse lo suficientemente pequeña, se continúa ahora con la parte corriente abajo. Ahora el factor de interferencia con el que se inician los cálculos es el último calculado para corriente arriba, es decir, $a_d = a_u$, lo siguiente es exactamente igual que para la primera parte aplicando las respectivas ecuaciones.

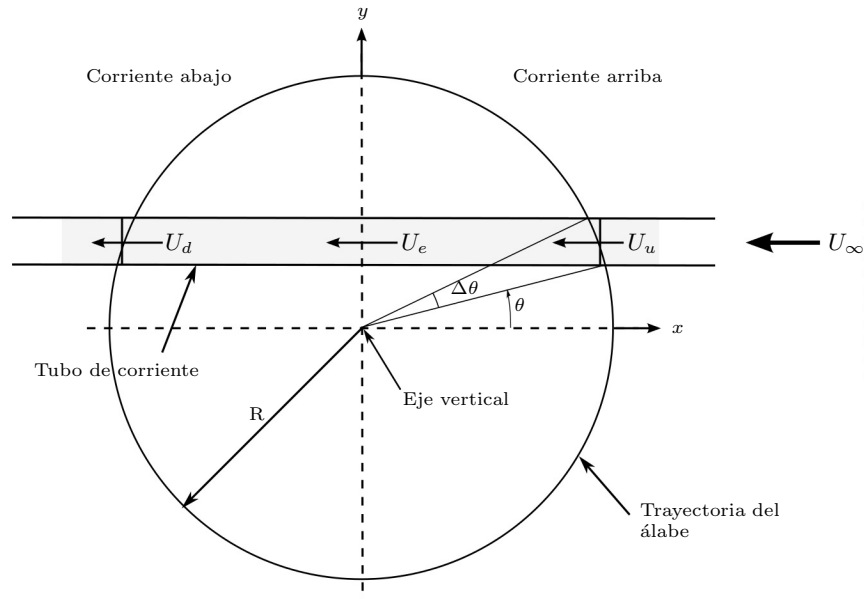


Figura 2.8: Vista de planta de un tubo de corriente atravesando dos discos actuadores.

De acuerdo a la teoría de momentum, las velocidades antes descritas se expresan matemáticamente a continuación. La velocidad inducida corriente arriba es:

$$U_u = a_u U_\infty \quad (2.43)$$

La velocidad de equilibrio es:

$$U_e = (2a_u - 1)U_\infty \quad (2.44)$$

La velocidad inducida corriente abajo es:

$$U_d = a_d U_e \quad (2.45)$$

La velocidad en la estela del rotor es:

$$U_w = (2a_d - 1)U_e \quad (2.46)$$

Análisis corriente arriba

La velocidad relativa local para la primer mitad del rotor, es decir, $-\pi/2 \leq \theta \leq \pi/2$, se calcula a partir del diagrama de velocidades de la Fig. 2.6:

$$W_u = U_u \sqrt{(\lambda_u - \sin \theta)^2 + \cos^2 \theta}, \quad (2.47)$$

donde $\lambda_u = R\Omega/U_u$.

A continuación se obtiene el ángulo de ataque para una determinada posición acimutal mediante la ecuación (2.48) para la parte corriente arriba, en este trabajo se considerará $\alpha_0 = 0$, es decir, sin *pitch*:

$$\alpha_u = \arcsin \left[\frac{\cos \theta}{\sqrt{(\lambda_u - \sin \theta)^2 + \cos^2 \theta}} \right] \quad (2.48)$$

Usando la teoría de elemento de álabe, se calcula la fuerza ejercida y se relacionan con la desaceleración resultante del flujo mediante la teoría de momentum, para así obtener una expresión para calcular los factores de interferencia. Se obtiene que:

$$f_u a_u = \pi(1 - a_u) \quad (2.49)$$

donde f_u es la función corriente arriba y está dada por:

$$f_u = \frac{Nc}{8\pi R} \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \left(C_n \frac{\cos \theta}{|\cos \theta|} - C_t \frac{\sin \theta}{|\cos \theta|} \right) \left(\frac{W_u}{U_u} \right)^2 d\theta \quad (2.50)$$

donde C_n y C_t se calculan con las ecuaciones (2.41) y (2.42), respectivamente.

Los valores de los coeficientes de sustentación y de arrastre, C_L y C_D respectivamente, se obtienen de datos reportados por experimentación, por cálculos computacionales o por una combinación de estos ([45], [18], [46]) a partir del Reynolds, Re , y el ángulo de ataque, α . Se define al Re como

$$Re = \frac{W_u c}{\nu} \quad (2.51)$$

donde ν es la viscosidad cinemática del aire.

Como puede apreciarse en las Figs. 2.9 y 2.10, los coeficientes de sustentación y de arrastre varían con el número de Reynolds hasta cierto ángulo de ataque. En el caso del coeficiente de sustentación, éste es independiente del número de Reynolds para ángulos de ataque superiores a 30° . Lo mismo pasa para el coeficiente de arrastre para ángulos mayores a 18° , aproximadamente. Los datos mostrados como gráficas se tomaron de las tablas de [18].

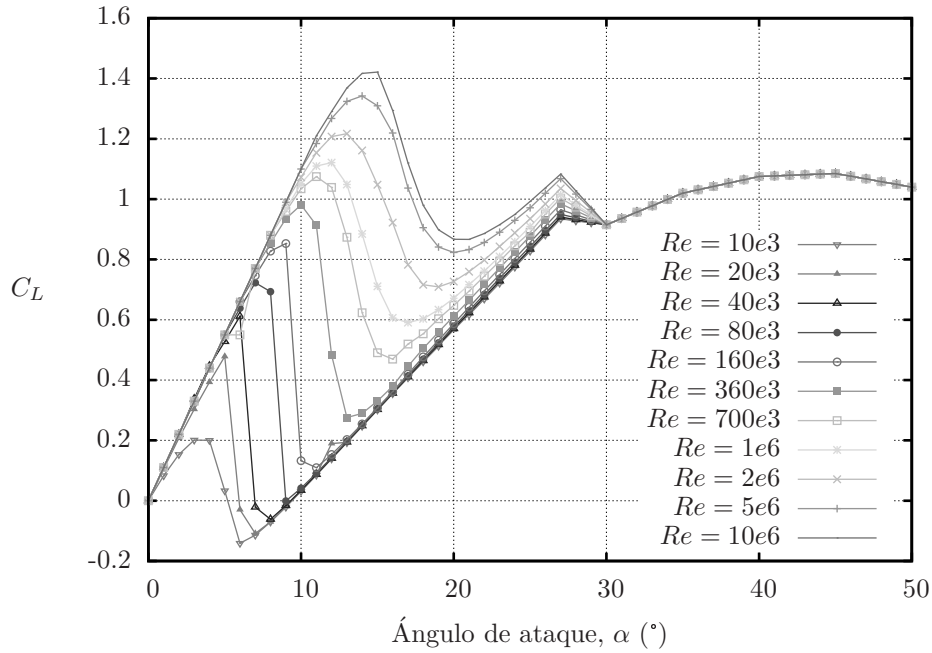


Figura 2.9: Curvas C_L - α del perfil NACA0012 para diferentes valores Re .

Análisis corriente abajo

Para la segunda mitad del rotor en la dirección del flujo de viento, $\pi/2 \leq \theta \leq 3\pi/2$, la velocidad relativa local es

$$W_d = U_d \sqrt{(\lambda_d - \sin \theta)^2 + \cos^2 \theta}, \quad (2.52)$$

donde $\lambda_d = R\Omega/U_d$

La expresión para el ángulo de ataque local resulta

$$\alpha_d = \arcsin \left[\frac{\cos \theta}{\sqrt{(\lambda_d - \sin \theta)^2 + \cos^2 \theta}} \right] \quad (2.53)$$

La ecuación para encontrar el factor de interferencia para esta zona es

$$f_d a_d = \pi(1 - a_d) \quad (2.54)$$

donde la función corriente se expresa como

$$f_d = \frac{Nc}{8\pi R} \int_{\pi/2}^{3\pi/2} \left(C_t \frac{\cos \theta}{|\cos \theta|} - C_t \frac{\sin \theta}{|\cos \theta|} \right) \left(\frac{W_d}{U_d} \right)^2 d\theta \quad (2.55)$$

El Re_b para obtener los valores de C_L y C_D , debe calcularse como:

$$Re_b = \frac{W_d c}{\nu} \quad (2.56)$$

2.3.3. Efectos de punta de álabe

En el caso de los rotores de álabes rectos, como es el caso de estudio de este trabajo, las puntas de estos ocasionan que la transmisión de momentum del viento hacia el rotor no sea tan efectiva cerca de ellas como en las zonas alejadas. Las puntas inducen una velocidad que puede ser descompuesta en

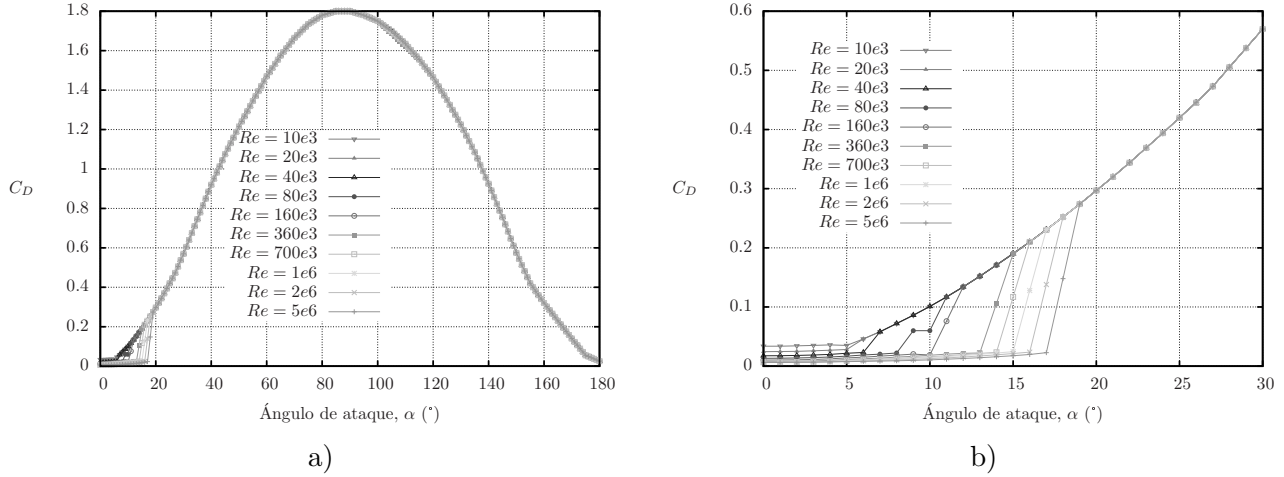


Figura 2.10: Curvas C_D - α del perfil NACA0012 para diferentes valores Re : a) De 0 a 180°; b) de 0 a 30°.

dos componentes: la componente sobre la envergadura y la componente perpendicular a la dirección relativa local del viento.

El método consiste en reemplazar la estela del rotor por una serie de discos separados una distancia s . En la estela del rotor se desprenden hojas de vórtice de la orilla trasera de los álabes debido al constante cambio del ángulo de incidencia del viento. Las puntas de los álabes también desprenden vórtices que forman las fronteras superior e inferior de las hojas de vórtice en la estela. El viento de corriente libre más veloz que se mueve por encima y debajo de la estela, puede ondular entre las hojas de vórtice que se mueven más lento, provocando que en las puntas se pierda efectividad en la transferencia de momentum. El campo de velocidad se ilustra en la Fig. 2.11.

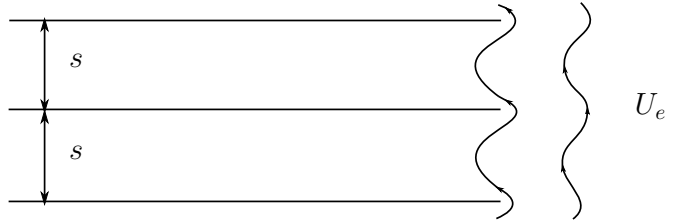


Figura 2.11: Campo de velocidad cerca de la punta del álabes.

La componente de envergadura o de altura varía a lo largo del álabes, por esto es necesario, si se van a considerar efectos de punta, discretizar el dominio del rotor no solo en la dirección acimutal, sino también verticalmente. Para tomar en cuenta el efecto de esta componente se debe encontrar un factor F que corresponde a la reducción de transferencia de momentum para cada tubo de corriente. Este factor se expresa como:

$$F = \frac{\bar{U}}{U_\infty} = \frac{2 \arccos(e^{-\pi a/s})}{\pi} \quad (2.57)$$

donde \bar{U} es la velocidad promedio entre dos discos.

Con:

$$s_u = \frac{\pi U_e}{N\Omega} \quad (2.58)$$

y

$$a = \frac{H}{2} - |z| \quad (2.59)$$

En la ecuación (2.59), H es la altura del rotor que es igual a la envergadura de los álabes y z es la distancia vertical desde la mitad de la altura del rotor.

El factor F es expresado de la siguiente manera para garantizar que sea igual a la unidad en el ecuador del rotor:

$$F_u = \frac{\arccos(e^{-\pi a/s})}{\arccos(e^{-\pi(H/2)/s_u})} \quad (2.60)$$

La ecuación (2.60) aplica para la mitad corriente arriba, para la parte corriente abajo el factor F_d se calcula con la siguiente expresión para s_d :

$$s_d = \frac{\pi U_w}{N\Omega} \quad (2.61)$$

Para tomar en cuenta este efecto de reducción de transferencia de momentum, hay que modificar las ecuaciones (2.47) y (2.48):

$$W_u = U_u \sqrt{(\lambda_u - \sin \theta)^2 + F_u^2 \cos^2 \theta} \quad (2.62)$$

$$\alpha_u = \arcsin \left[\frac{F_u \cos \theta}{\sqrt{(\lambda_u - \sin \theta)^2 + F_u^2 \cos^2 \theta}} \right] \quad (2.63)$$

Deben realizarse las modificaciones respectivas a las ecuaciones (2.52) y (2.52) con F_d .

La metodología para considerar las puntas de los álabes en el desempeño del rotor se tomó de [16].

2.3.4. Par y desempeño del rotor

Las fuerzas normal y tangencial como función de la posición acimutal (θ) se calculan de la siguiente manera:

$$F_{N_u}(\theta) = \frac{1}{2} \rho c H W_u^2 C_N \quad (2.64)$$

$$F_{T_u}(\theta) = \frac{1}{2} \rho c H W_u^2 C_T \quad (2.65)$$

El par ejercido por un álabe en función del ángulo acimutal se obtiene de la ecuación (2.66).

$$M_u(\theta) = \frac{1}{2} \rho c R H C_t W_u^2 \quad (2.66)$$

El par promedio producido en la primer mitad del rotor, es decir, por $N/2$ número de álabes está dado por

$$\bar{M}_u = \frac{N}{2\pi} \int_{-\pi/2}^{\pi/2} M_u(\theta) d\theta \quad (2.67)$$

Se puede definir un coeficiente de par promedio para una mitad del rotor como

$$\bar{C}_{Q_u} = \frac{\bar{M}_u}{\frac{1}{2} \rho U_\infty^2 A R} \quad (2.68)$$

Multiplicando este último coeficiente por la razón de velocidad de punta, λ , obtenemos el coeficiente de potencia para la primer mitad del rotor:

$$C_{Pu} = \left(\frac{R\omega}{U_\infty} \right) \bar{C}_{Qu} = \lambda \bar{C}_{Qu} \quad (2.69)$$

Las versiones de las ecuaciones (2.64)–(2.69) para la segunda mitad del rotor, es decir, corriente abajo, son:

$$F_{Nd}(\theta) = \frac{1}{2} \rho c H W_d^2 C_N \quad (2.70)$$

$$F_{Td}(\theta) = \frac{1}{2} \rho c H W_d^2 C_T \quad (2.71)$$

$$M_d(\theta) = \frac{1}{2} \rho c R H C_t W_d^2 \quad (2.72)$$

$$\bar{M}_d = \frac{N}{2\pi} \int_{\pi/2}^{3\pi/2} M_u(\theta) d\theta \quad (2.73)$$

$$\bar{C}_{Qd} = \frac{\bar{M}_d}{\frac{1}{2} \rho U_\infty^2 A R} \quad (2.74)$$

$$C_{Pd} = \left(\frac{R\omega}{U_\infty} \right) \bar{C}_{Qu} = \lambda \bar{C}_{Qd} \quad (2.75)$$

Al sumarse los coeficientes de potencia de ambas mitades del rotor resulta el coeficiente de potencia para el ciclo completo, C_P :

$$C_P = C_{Pu} + C_{Pd} \quad (2.76)$$

2.3.5. Empuje y fuerza lateral

En la Fig. 2.12 se muestran las fuerzas sobre un elemento de álabe.

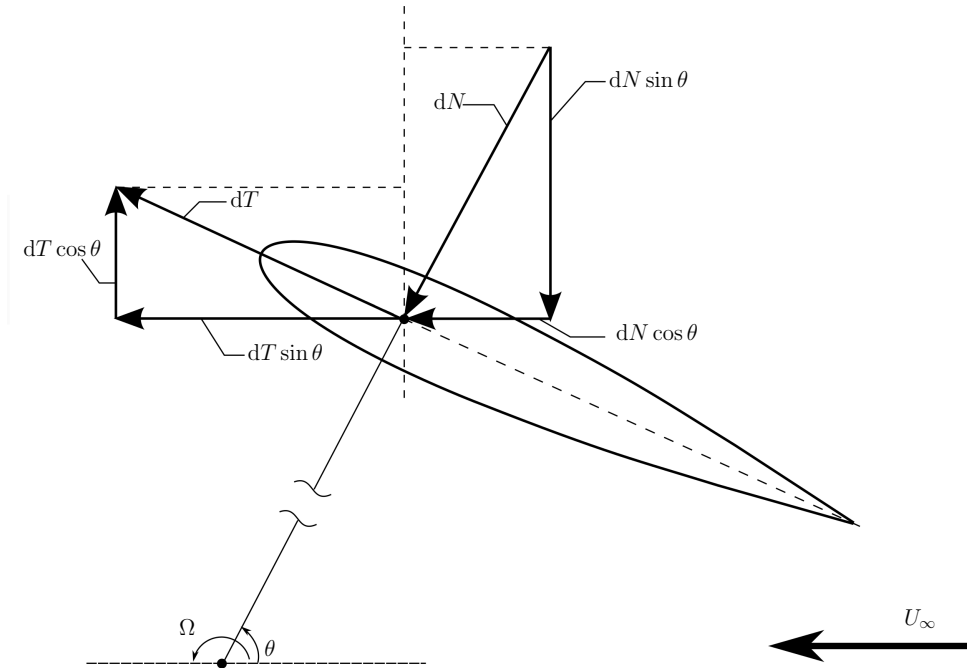


Figura 2.12: Fuerzas sobre un elemento de álabe.

La fuerza de arrastre o empuje y la fuerza lateral para un elemento de álabe que tiene un área cdz , donde dz es la altura del elemento, están dadas de la siguiente manera:

$$dF_x = \frac{1}{2}\rho cW^2 (C_n \cos \theta + C_t \sin \theta) dz \quad (2.77)$$

$$dF_y = \frac{1}{2}\rho cW^2 (C_n \sin \theta - C_t \cos \theta) dz \quad (2.78)$$

donde dF_x es la fuerza de empuje (*thrust*) y dF_y es la fuerza lateral. Para encontrar la fuerza promedio sería necesario integrar sobre un ciclo completo y sobre todo el largo del rotor para un número determinado de álabes.

2.4. Conclusiones del capítulo

En este trabajo se analiza el desempeño aerodinámico de un rotor de álabes rectos, por lo que en este capítulo se describió el modelo doble de múltiples tubos de corriente que es el modelo usado para dicho análisis. En este modelo se igualan las fuerzas calculadas por la teoría de elemento de álabe con las calculadas por pérdida de momentum del viento para así resolver de manera iterativa las velocidades inducidas corriente arriba y corriente abajo en el rotor, es decir U_u y U_d . Conocidas las velocidades y las fuerzas ejercidas sobre el rotor, se procede a calcular el par y así obtener el coeficiente de potencia. Como consideración adicional al modelo base, se toman en cuenta las pérdidas por punta de álabe. Más adelante se hará una comparación entre los resultados donde se considera esto y donde no.

En el apéndice A se incluyen como apartado algunas mejoras al modelo descrito en este capítulo que podrían agregarse para aumentar la precisión de los resultados. De acuerdo a una comparación, hecha en el capítulo 4, de los resultados del programa propio contra los de otro trabajo para un mismo rotor, estas mejoras podrían representar el 16 % de diferencia entre los resultados. Sin embargo, como una primera aproximación para la propuesta de una configuración de rotor (geometría) para una potencia esperada, los resultados que se presentarán en el capítulo 4 son útiles.

Capítulo 3

Descripción del rotor e implementación del modelo de análisis

3.1. Introducción

En este capítulo se presenta la propuesta de la geometría del rotor para un aerogenerador de eje vertical. El dimensionamiento aerodinámico contempla un aerogenerador de 800 W de potencia nominal. El diseño toma como base un generador eléctrico comercial el cual, de acuerdo con su curva de potencia, definirá los requerimientos mecánicos que necesita cumplir el rotor del aerogenerador para producir la potencia eléctrica esperada. Para poder calcular el área proyectada que tendrá el rotor, definida ya la potencia deseada, se debe conocer o establecer la velocidad de viento promedio con la que se contará y establecer también un coeficiente de potencia inicial. Con esta información es posible proponer una geometría inicial haciendo ciertas suposiciones. Esta geometría deberá ser posteriormente analizada y mejorada. Una vez elegida la geometría y fijados los parámetros de diseños, se procede a comparar el código desarrollado contra resultados publicados por otros autores antes de evaluar el desempeño para el rotor propuesto.

3.2. Diseño preliminar

3.2.1. Selección del generador

Se consideró utilizar un generador síncrono de imanes permanentes para asegurar la producción de energía eléctrica a diferentes velocidades de rotación sin necesidad de una corriente de inducción. Inicialmente no se consideraba necesaria una caja de engranes o algún otro dispositivo de transmisión de potencia para aumentar la velocidad de giro del rotor aerodinámico hacia el rotor del generador. Sin embargo, la velocidad de giro necesaria para producir la potencia requerida es demasiado alta y no es factible considerar el accionamiento directo. Por ejemplo, para generar 800 W, el generador necesita aproximadamente 820 rpm. Se puede alcanzar la potencia establecida a velocidades más bajas con un generador más robusto pero este dispositivo quedaría, entonces, sobredimensionado. Es importante aclarar que la selección del generador fue sólo para tomar una referencia de la velocidad de giro necesaria para obtener la potencia de 800 W planteada. Como se verá más adelante, el diseño parte del hecho que es necesario aumentar la velocidad de giro para el correcto funcionamiento del generador, pero un análisis de costo-beneficio entre esta opción y elegir un generador más robusto está fuera del alcance de este trabajo.

La opción de generador se tomó de la compañía ALXION, [13], que ofrece diversas opciones de alternadores de imanes permanentes que varían según la potencia que se requiera. La serie 145STK de alternadores para turbinas eólicas tiene potencias nominales de entre 200 W y hasta 5.5 kW. En

la tabla 3.1 se muestran las características de los alternadores de dicha serie.

		145STK2M		145STK4M		145STK6M		145STK8M		
Rated Power at Rated speed	Rated speed	Rpm	650	1500	650	1500	650	1500	650	1500
	Rated power (1)(2)	W	571	1752	1307	3389	1962	4904	2633	6462
	Input torque at rated speed(1)(2)	N.m	11.2	13.9	25.4	25.2	36	35.9	47.8	47
	Efficiency at rated power (1)(2)	%	75	81	76	86	81	87	81	88
	Current at rated power (1)	Amps	1.4	4.3	3.2	8	4.8	13	6.4	16
	Voltage at rated power (1)(2)(3)	V	244	250	243	260	246	231	249	248
Rated Power at Half speed	Rated Power at half speed (1)(2)	W	204	690	493	1566	739	2319	1075	3097
	Input torque at half speed (1)(2)	N.m	8.9	11.5	20.7	25.4	28.8	36	43.5	47.8
	Efficiency at half speed (1)(2)	%	68	77	70	78	76	82	73	83
Number of poles (number of pairs of poles)			12 (6)							
Cogging torque		N.m	0.2		0.4		0.6		0.8	
Phase resistance at 20°C		Ohm	19.8	4.53	8.6	1.4	4.11	0.59	3.18	0.51
Phase inductance (5)		mH	105	24	60	10	34	4.9	25.8	4.1
Voltage at no load (back emf) at 20°C (4)		V	365	393	390	367	357	312	361	334
Rotor inertia		10 ⁻³ Kg.m ²	1.28		2.24		3.19		4.14	
Weight		Kg	6.2		10.4		14.5		18.7	
Power cable square section (6)		mm ²	4x1.5		4x1.5		4x1.5		4x1.5	
Power cable diameter		mm	Ø8		Ø8		Ø8		Ø8	

Tabla 3.1: Características técnicas de los alternadores 145STK de ALXION. Tomado de [13].

Se eligió el modelo 145STK2M ya que es el más pequeño de la serie y tiene una potencia nominal que permite su aplicación para este trabajo. En las Figs. 3.1, 3.2 y 3.3 se muestran las curvas de potencia, par de entrada y eficiencia, respectivamente, de dicho modelo.

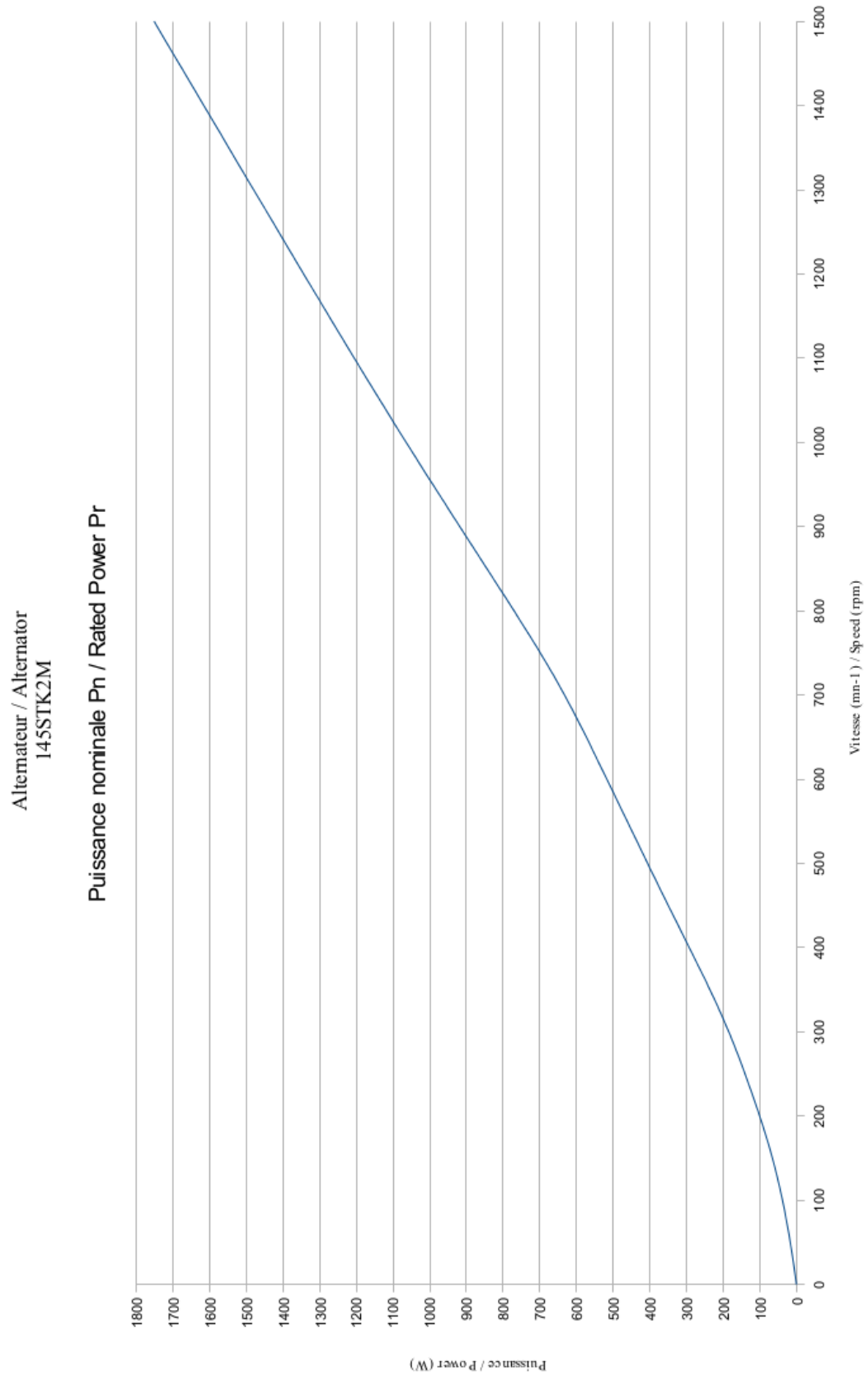


Figura 3.1: Potencia nominal del alternador 145STK2M. Tomado de [13].

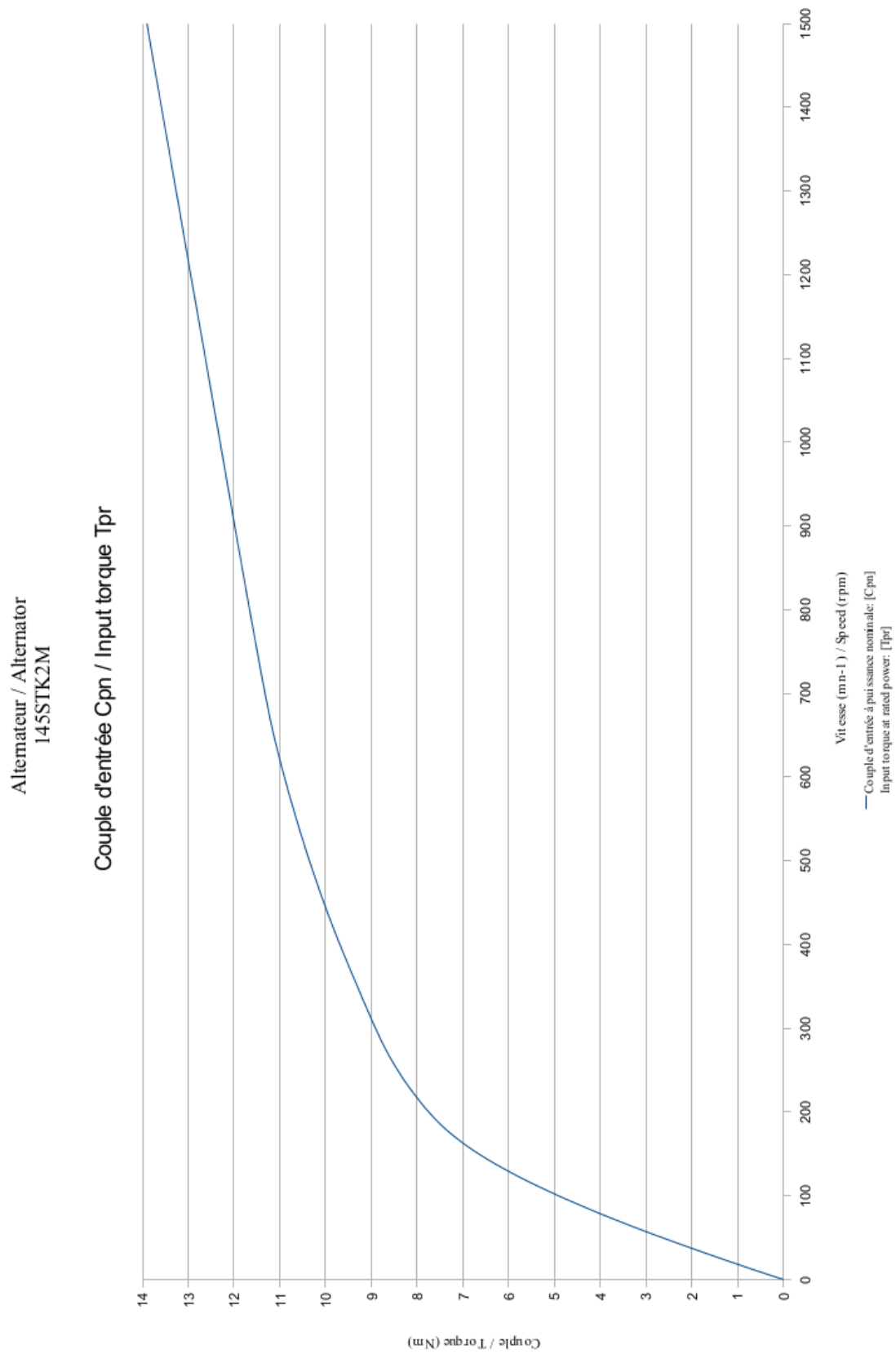


Figura 3.2: Par de entrada del alternador 145STK2M. Tomado de [13].

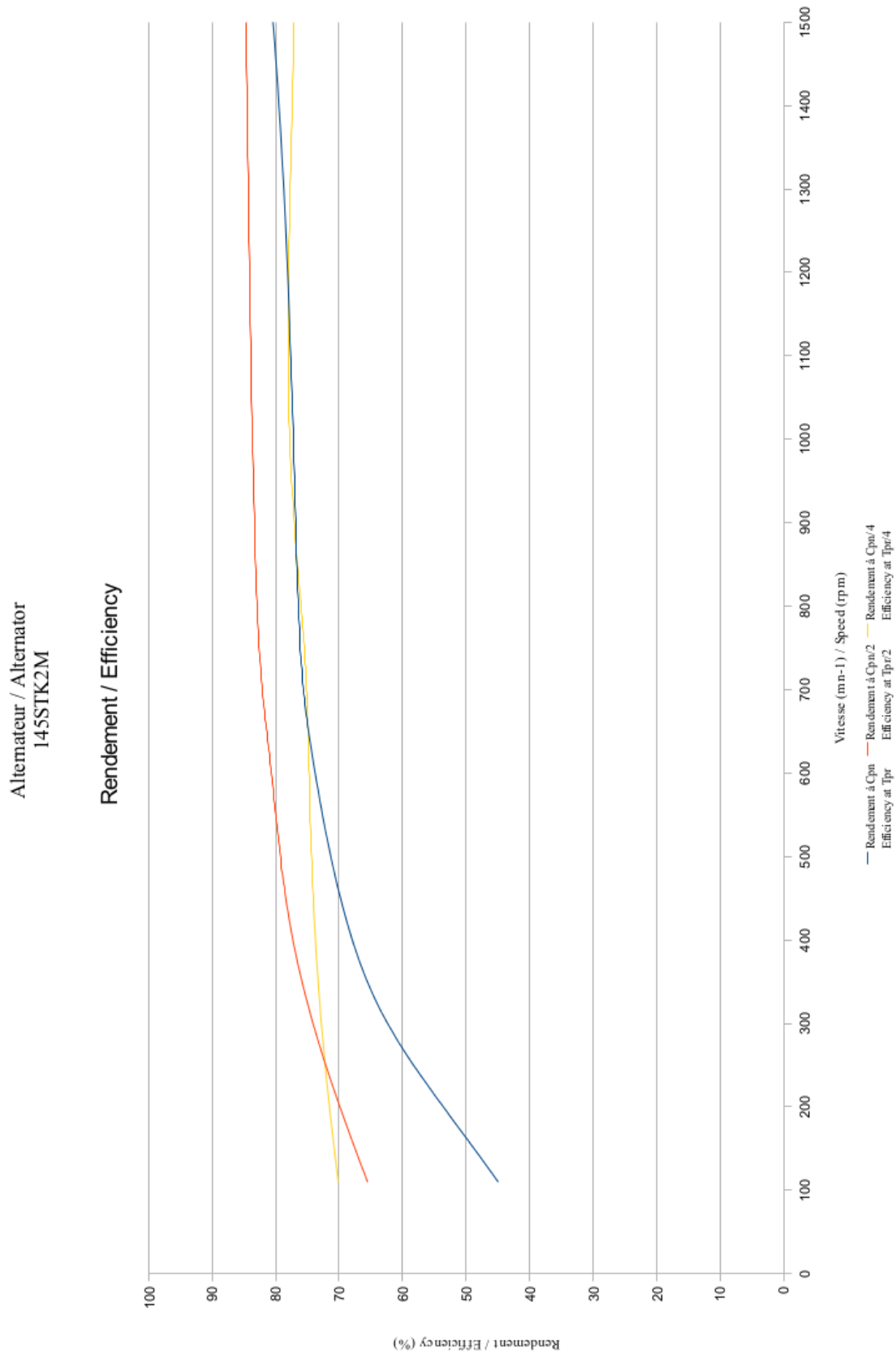


Figura 3.3: Eficiencia del alternador 145STK2M a diferentes valores del par de entrada. Tomado de [13].

3.3. Parámetros de diseño

El diseño del rotor se inicia considerando cuáles serán los parámetros que regirán el mismo. Dichos parámetros de diseño se muestran en la Tabla 3.2.

Parámetro	Símbolo	Valor
Potencia	P	800 W
Velocidad de viento	U_∞	8 m/s
Densidad del aire	ρ	1.225 kg/m ³
Coefficiente de potencia considerado	C_P	0.25
Aumento de velocidad	—	5X
Eficiencia de la caja multiplicadora	η_{tr}	95 %

Tabla 3.2: Parámetros de diseño.

Es importante aclarar que se considera un C_P sólo para poder comenzar los cálculos del área del rotor. Este parámetro de diseño, el principal para un rotor de un aerogenerador, será el resultado de un análisis posterior, que es, en sí mismo, el objetivo de este trabajo. Otra de las suposiciones es la que se hace para la eficiencia de la caja multiplicadora. Una eficiencia de 95 % puede considerarse como buena, si se toma en cuenta que estos dispositivos tienen eficiencias no muy distintas al valor supuesto.

Para calcular el área necesaria del rotor a partir de los datos anteriores es necesario hacer uso de la ecuación (2.22) para la potencia efectiva. En este caso, el valor de la eficiencia total (ecuación (2.21)), está dado por:

$$\eta_t = C_P \eta_{tr} \eta_{gen} \quad (3.1)$$

donde η_{tr} es la eficiencia supuesta de la caja de engranes y η_{gen} es la eficiencia del generador. De la Fig. 3.1 se lee que para obtener 800 W de potencia del generador, es necesario que la velocidad de giro sea de 820 rpm. A esa velocidad, y suponiendo que el par aplicado es la mitad del par de entrada, de la Fig. 3.3, la eficiencia del generador es $\eta_{gen} = 83\%$. Debido al uso de la caja multiplicadora, con una relación de velocidades de 1:5, para el rotor aerodinámico, la velocidad de rotación será de 164 rpm.

3.3.1. Geometría inicial del rotor

A partir de la ecuación (2.22), el área del rotor se calcula como:

$$A = \frac{P_{ef}}{\frac{1}{2} \eta_t \rho U_\infty^3} \quad (3.2)$$

Al sustituir los valores en la ecuación anterior, se obtiene el área necesaria del rotor que es de

$$A \approx 13 \text{ m}^2$$

La relación de aspecto inicial se considera de 1.2, por lo que el valor del diámetro resulta de 3.3 m y la altura de 4 m. Una relación de aspecto mayor que la unidad significa que la altura del rotor es mayor que su diámetro. De acuerdo con la ecuación (2.66), el par del rotor es directamente proporcional a la altura y como aún no se analiza el comportamiento del rotor, se pretende que la primera propuesta de las dimensiones favorezca las condiciones de operación; un par alto a bajas velocidades de viento favorecerá el arranque del rotor. Sin embargo, esta configuración inicial es sólo una primera aproximación a lo que será la propuesta final del rotor. Se considera una distancia entre

el suelo y el rotor de 3 m; sin embargo, esto no afectará en la predicción de desempeño ya que, en el análisis, no se toma en cuenta la cizalladura del viento. De acuerdo con [47], para una velocidad de diseño en el rango de 7 a 11 m/s, los valores de σ para un rotor de eje vertical deberían elegirse entre 0.2 y 0.25. No obstante, este valor puede ser modificado durante el proceso de diseño. Se sabe que las variaciones de par a lo largo de la dirección azimutal pueden ser reducidas cuando se usan tres o más álabes, [47]; por esta razón, se elige tres como el número de álabes del rotor. Posteriormente se mostrará el motivo de mantener este número. Se considera inicialmente una solidez con valor de 0.2, que de acuerdo a la ecuación (2.18) resulta en una cuerda con valor de 0.22 m.

3.3.2. Perfiles aerodinámicos

Los perfiles aerodinámicos más utilizados en los rotores de eje vertical son simétricos, es decir, no tienen una curvatura (perfiles combados), aunque existen trabajos en los que se estudia el efecto de usar perfiles curvos sobre el auto arranque ([35]). Una de las familias de perfiles más usadas es la NACA 00XX y en este trabajo se consideran los perfiles NACA 0012, NACA 0015, NACA 0018 Y NACA 0021. En la Fig. 3.4 se ilustran estos cuatro perfiles, siendo sus dimensiones las de un perfil con cuerda de longitud unitaria. La clasificación de los perfiles NACA de cuatro dígitos consiste en lo siguiente: el grosor máximo está localizado a una distancia del 30% de la cuerda del extremo frontal (el de ataque); el primer dígito señala la comba como porcentaje de la medida de la cuerda; el segundo dígito indica la posición de la comba desde el extremo frontal como porcentaje de la cuerda; los dos últimos dígitos indican el espesor máximo del perfil como porcentaje de la medida de la cuerda. Según esta clasificación, los perfiles considerados en este trabajo son simétricos (sin comba) y con espesor máximo variable.

Aquel perfil con el cual el rotor tenga el mejor desempeño de acuerdo con las condiciones de viento supuestas es el perfil seleccionado. Se tomó la información de los perfiles aerodinámicos de la publicación [18], que ha sido utilizado en otros trabajos de análisis de aerogeneradores de eje vertical ([17], [24], [35], [48], [49]). El análisis se inicia con el perfil NACA 0012.

En la Tabla 3.3 se agrupan las características iniciales del rotor para su análisis aerodinámico.

Parámetro	Símbolo	Valor
Diámetro del rotor	D	3.3 m
Altura del rotor	H	4.0 m
Distancia del suelo al rotor	—	3.0 m
Cuerda	c	0.22 m
Solidez	σ	0.2
Perfil aerodinámico	—	NACA 0012
Número de álabes	N	3

Tabla 3.3: Características iniciales del rotor.

Antes de mostrar los resultados de la aplicación del modelo doble de múltiples tubos de corriente para el rotor propuesto, se describe a continuación la forma en que dicho modelo fue implementado.

3.4. Descripción de la implementación del modelo aerodinámico

Para evaluar el desempeño aerodinámico del rotor propuesto se programó en lenguaje C el modelo descrito en el capítulo 2. La trayectoria circular de los álabes se discretiza en intervalos sobre la dirección azimutal, es decir, en $\Delta\theta$. Mientras más pequeño es el intervalo, más preciso es el cálculo. Sin embargo, se observó que con valores de $\Delta\theta < 5^\circ$, la precisión con respecto a $\Delta\theta = 5^\circ$ no mejora significativamente. Es por eso que la división azimutal del dominio se hizo con $\Delta\theta = 5^\circ$. Así, se tienen

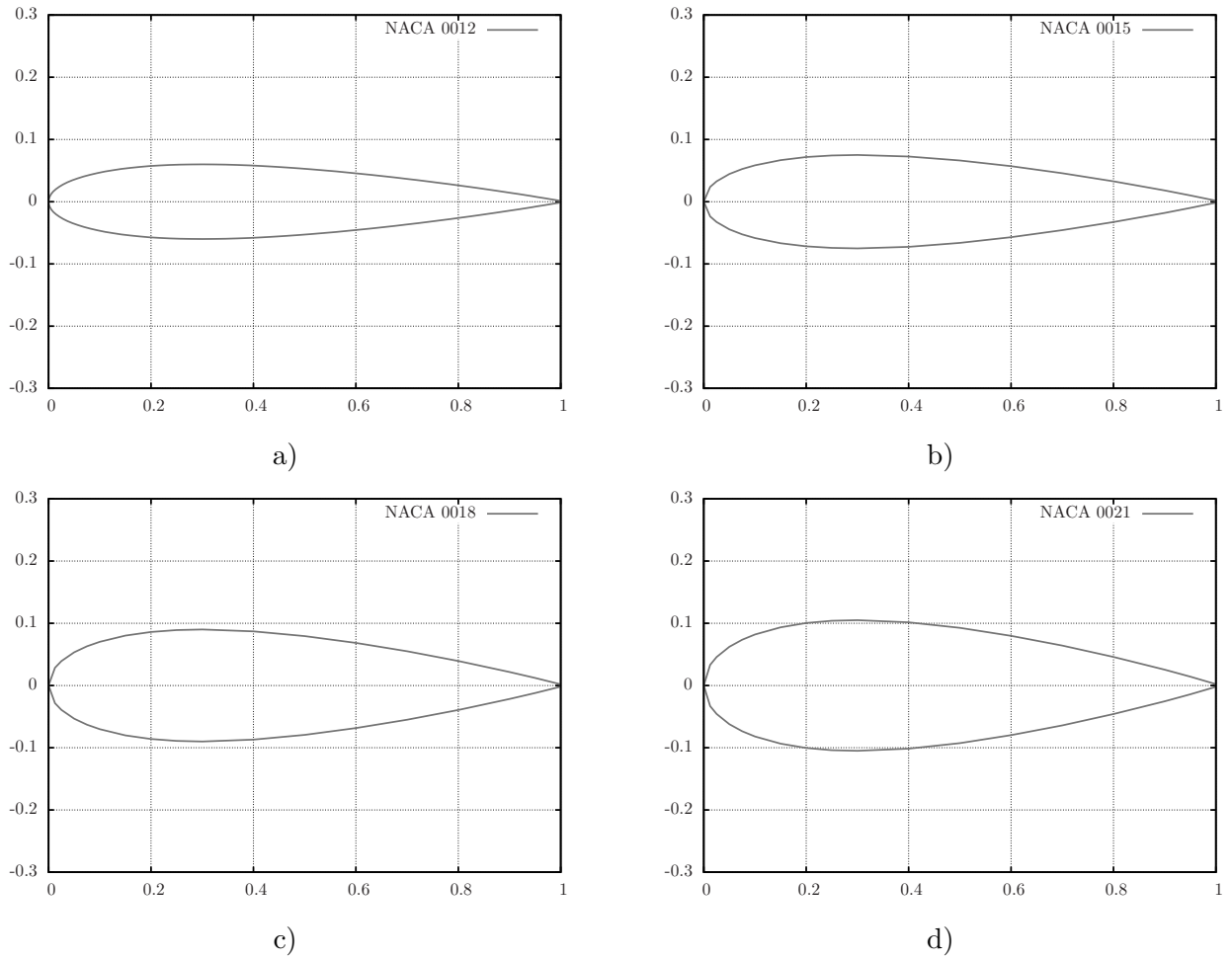


Figura 3.4: Perfiles aerodinámicos: a) NACA 0012, b) NACA 0015, c) NACA 0018, d) NACA 0021. Con información de <http://m-selig.ae.illinois.edu/>.

36 tubos de corriente. Para ilustrar esto, se puede recurrir a la Fig. 3.5 que ejemplifica, mediante una vista de planta, la discretización para 18 tubos. Es importante señalar que las líneas horizontales no son las paredes de los tubos, sino las posiciones donde se llevan a cabo los cálculos.

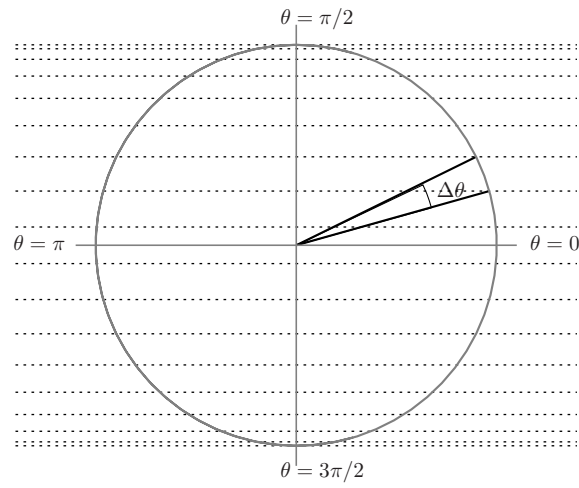


Figura 3.5: Discretización azimutal del dominio, $\Delta\theta = 10^\circ$.

La discretización vertical se hace porque se toman en cuenta las pérdidas por punta de álabes; de lo contrario, no sería necesario ya que ni la geometría del rotor ni la velocidad de corriente libre del viento varían verticalmente. La altura del rotor se dividió en 20 porciones iguales, es decir, $\Delta z = H/20$. Se encontró que una división más fina no provoca cambios significativos en los resultados. La Fig. 3.6 muestra un ejemplo de la discretización descrita aquí.

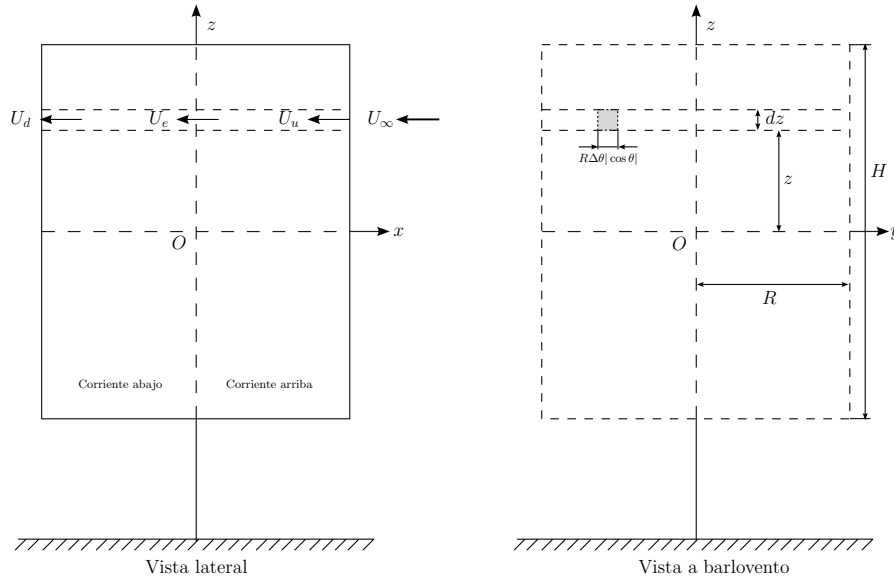


Figura 3.6: Parámetros geométricos y discretización del dominio de un rotor de álabes rectos.

El programa desarrollado se tituló *RotorVert*. Su propósito es calcular las cargas aerodinámicas y el coeficiente de potencia de un rotor de álabes rectos. Se conforma de una función principal y de varias funciones adicionales. En la función principal, `main`, se define la geometría del rotor y se fija, ya sea la velocidad del viento o la velocidad de giro del rotor, y se establecen los valores de λ (razón de velocidad en punta) para los que se llevarán a cabo los cálculos. Todos estos datos son proporcionados por el usuario. En esta misma función se divide el dominio tanto vertical como azimutalmente. Dentro de `main` se llama a la función `int_f` donde se calcularán los factores de interferencia y las velocidades inducidas; es la función más interrelacionada con las demás. Los cálculos comienzan considerando, para todo el dominio, el factor de interferencia corriente arriba, a_u , con el valor de la unidad. Posteriormente, iniciando en el extremo inferior del rotor, se calcula la velocidad inducida, U_u , y con esta se calcula la razón de velocidad en punta, λ_u . Con estos datos se obtienen los valores de la velocidad relativa, W_u , y el ángulo de ataque, α_u , para cada tubo de corriente tomando en cuenta el efecto de punta de álabes (ecuaciones (2.62) y (2.63)). Una vez conocida la velocidad relativa, se calcula el número de Reynolds. A continuación, se hace uso de la función `coef_interpl` para obtener los coeficientes de sustentación y arrastre, C_L y C_D , respectivamente, mediante doble interpolación, teniendo como información de entrada el ángulo de ataque y el número de Reynolds. Con los coeficientes aerodinámicos C_L y C_D se obtienen los coeficientes C_n y C_t de acuerdo con las ecuaciones (2.41) y (2.42). Con la información hasta este punto, se encuentra el valor de la función corriente arriba, f_{up} , ecuación (2.49), y con ella se calcula un nuevo valor para el factor de interferencia. Con este nuevo factor de interferencia se repiten los cálculos, es decir, se realiza otra iteración. Las iteraciones continúan hasta que los valores sucesivos de a_u son muy cercanos. Cuando se cumple esto, se avanza al siguiente nivel vertical del rotor y el procedimiento se repite. Cuando ya han convergido los valores de a_u y se conoce U_u para toda la primer mitad del rotor (corriente arriba), se calcula el par generado por esta primera mitad del rotor. Para esto, se recurre a las ecuaciones (2.66) y (2.67), pero en el caso de la ecuación (2.66) se integra

verticalmente el valor de $C_t W_u^2$, para así tener un sólo valor de $C_t W_u^2$ para cada posición azimutal. Después, se llama la función `ParProm` que integra los valores del par a lo largo del recorrido sobre la dirección azimutal y obtiene el par promedio corriente arriba. Finalmente, empleando las ecuaciones (2.68) y (2.69), se calcula el C_P corriente arriba.

Para la segunda mitad del rotor se sigue la misma lógica, sólo que ahora la velocidad que llega a la región corriente abajo es la velocidad U_e , dada por la ecuación (2.44), y no U_∞ . Los cálculos comienzan considerando $a_d = a_u$, donde a_u es el valor final de la región corriente arriba para cada nivel. La velocidad inducida, la velocidad relativa, el ángulo de ataque y los coeficientes aerodinámicos se calculan de la misma manera que en el caso de corriente arriba, con las respectivas ecuaciones, con el fin de conocer las fuerzas ejercidas en el rotor en esta segunda mitad del rotor, así como su aporte al par generado. Conocido ya el valor de C_P corriente abajo, se obtiene el coeficiente total de potencia sumando el de ambas regiones.

Es importante mencionar que para calcular el Re se usó una viscosidad cinemática $\nu = 1.45 \times 10^{-5}$ m²/s.

3.5. Comparación del código

El código desarrollado se valida comparando los resultados obtenidos por este contra otros resultados publicados. La comparación debe hacerse contra un trabajo que emplee el mismo modelo aerodinámico de análisis. Se eligió para comparar el trabajo [14] ya que ahí se estudia un rotor de álabes rectos mediante el mismo modelo, y es un artículo reciente en el que participa el autor del modelo aerodinámico. Los datos del rotor del estudio de comparación son los que se muestran en la Tabla 3.4.

Parámetro	Símbolo	Valor
Diámetro del rotor	D	6 m
Longitud de álabe	H	6.0 m
Cuerda	c	0.2 m
Perfil del álabe	–	NACA 0015
Número de álabes	N	2
Distancia entre el suelo y el rotor	–	3 m

Tabla 3.4: Características del rotor estudiado en [14]

En [14] el análisis se lleva a cabo con el software *CARDAAV*, desarrollado por Paraschivoiu, que implementa el modelo doble de múltiples tubos de corriente pero considera los factores de interferencia variables.

Reporta resultados considerando diversos modelos de *stall* dinámico y toma en cuenta también los llamados efectos secundarios que se mencionaron en la sección A.4. Todos los cálculos se hicieron para una velocidad de giro de 125 rpm a diferentes velocidades de viento. Los resultados comparados son aquellos en que no se usó ningún modelo de *stall* dinámico.

3.5.1. Comparación del C_P

En la Fig. 3.7 se muestran las curvas de C_P para diferentes velocidades de viento a una velocidad de giro constante de 125 rpm del rotor descrito anteriormente, obtenidas por [14] y con el propio código desarrollado sin tomar en cuenta los efectos de punta. Es importante aclarar que en ninguno de los dos casos se consideró *stall* dinámico y tampoco *pitch* del álabe.

Como puede observarse, la diferencia entre el C_P máximo de ambas curvas es muy notable; además, este punto máximo ocurre a diferentes λ . Esto puede deberse a que en el caso del código

propio no se está considerando la variación vertical de la velocidad, ya que no se especifica cuál es la forma de dicha variación en el trabajo comparado. Otro factor importante en la diferencia es el hecho de que los autores del artículo referenciado incluyen los efectos secundarios en el análisis pero no se menciona nada acerca de la geometría de la torre o de los soportes de los álabes. El programa propio no es capaz de considerar aún los efectos secundarios.

Cuando se toman en cuenta los efectos de punta del álabes la diferencia en los coeficientes de potencia máximos disminuye. No obstante, la diferencia del valor de λ al cual ocurre el máximo de la curva se mantiene igual. Esto se muestra en la Fig. 3.8.

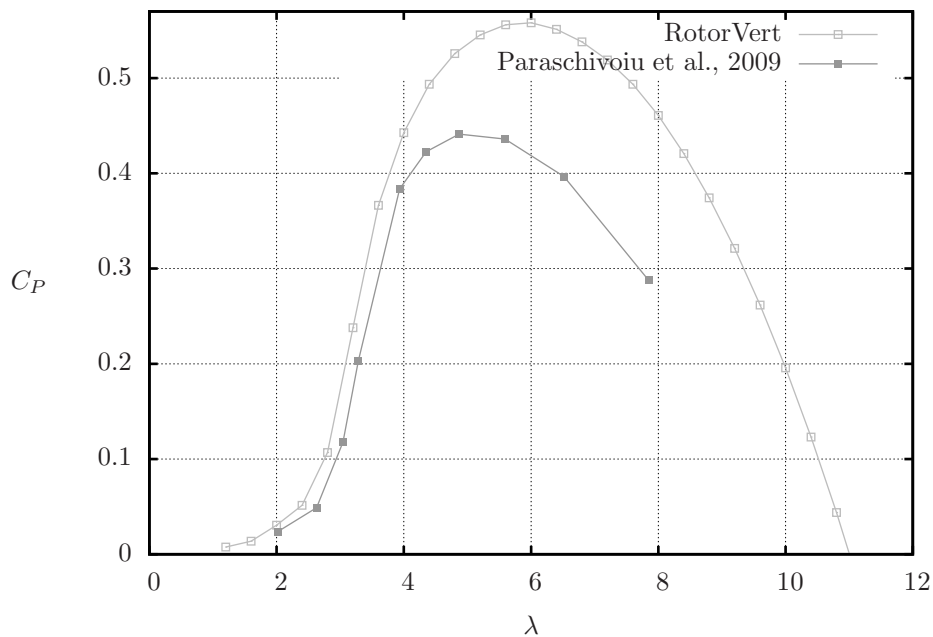


Figura 3.7: Comparación entre el coeficiente de potencia obtenido por [14] y el calculado con el código propio.

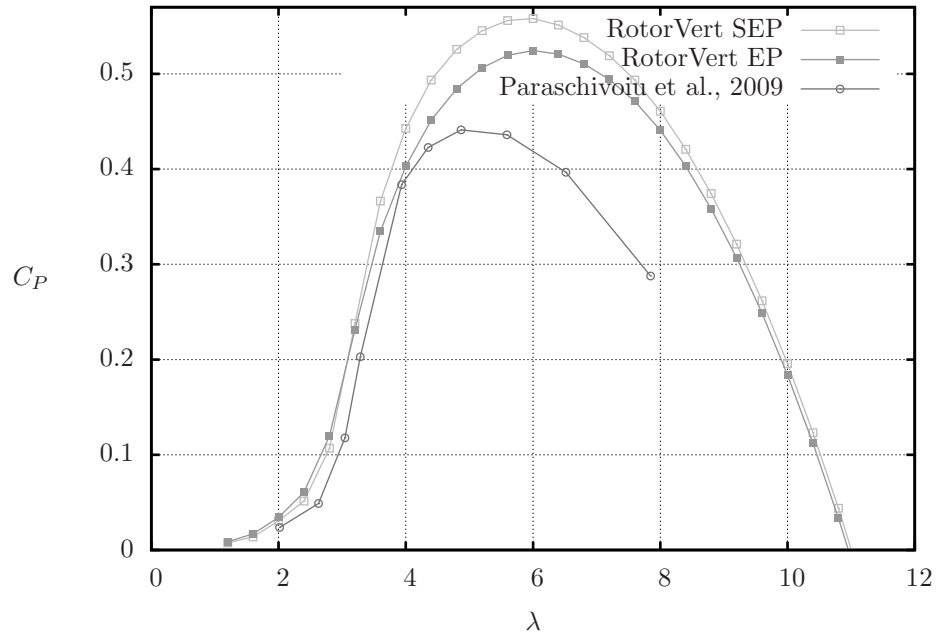


Figura 3.8: Coeficiente de potencia obtenido por [14], el calculado con el código propio sin efecto de punta (SEP) y con efecto de punta (EP).

3.6. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se describió la geometría con la que se inicia el análisis del rotor y se detallaron las consideraciones y proposiciones hechas. Se partió de la curva de potencia de un generador comercial para saber a qué velocidad debería girar el rotor para producir la potencia esperada de 800 W. Debido a las altas velocidades requeridas, se optó por considerar el uso de un dispositivo que incremente la velocidad en una proporción 1:5. Tanto la geometría, como las suposiciones y la elección del generador, sirven sólo para plantear el problema de análisis y probar el modelo programado.

También se describió cómo se implementó en lenguaje de programación C el modelo de predicción de desempeño y se mostró una comparación de resultados contra un trabajo publicado. Se encontró que el modelo propio sobrestima los valores de C_P ; sin embargo, cuando se toman en cuenta las pérdidas por punta de álabe, esta sobrestimación disminuye. No obstante la sobrepredicción del coeficiente de potencia, el modelo sirve como base para estimar el desempeño de un aerogenerador de eje vertical de álabes rectos antes de construirlo.

En el capítulo 4 se plasman los resultados de la implementación del modelo descrito en el capítulo 2 mediante el programa desarrollado. Además, se analiza el desempeño del rotor con diferentes valores de los parámetros de diseño para encontrar la mejor configuración que satisfaga la generación de la potencia establecida.

Capítulo 4

Determinación de las características finales del rotor

4.1. Introducción

En este capítulo se aplicará el modelo de momentum descrito en el capítulo 2 tomando en cuenta las pérdidas por punta de álabe (sección 2.3.3) por medio del programa *RotorVert* del que se habló más a detalle en el capítulo 3. Dicho modelo es utilizado para obtener resultados cuantitativos que permiten la optimización de la geometría de un rotor de eje vertical en términos de parámetros fundamentales como la razón de velocidad en punta, el perfil de los álabes, la solidez del rotor y la relación de aspecto.

La optimización consiste en analizar el comportamiento del rotor con su configuración inicial para posteriormente variar alguno de los parámetros geométricos, mientras los demás se mantienen fijos para conocer el valor más adecuado del parámetro estudiado. Una vez seleccionado el valor para el parámetro analizado, se procede a estudiar la respuesta del rotor cuando algún otro de los parámetros es modificado y se continúa así hasta obtener la configuración más adecuada para producir la potencia eléctrica seleccionada. Los parámetros que se analizan son los siguientes:

- El perfil aerodinámico de los álabes.
- La relación de aspecto, con lo que se obtiene la medida del diámetro y de la altura del rotor o envergadura de los álabes.
- La solidez, que es función del diámetro del rotor, del número de álabes y de la medida de la cuerda de los mismos.

Se toman los datos de un generador de imanes permanentes comercial de manera que se conocen el par y la velocidad de giro necesarios para producir determinada potencia. Es importante aclarar que se hicieron suposiciones como fue el caso de la velocidad de viento, tomando un valor de $U_\infty = 8$ m/s, y de la eficiencia de una caja de engranes o de algún otro sistema que incremente la velocidad de rotación, para lo cual se tomó un valor de $\eta_{tr} = 95\%$.

Con el programa se calculan las fuerzas ejercidas sobre los álabes del rotor y esto puede servir para realizar un análisis estructural posterior.

4.2. Limitaciones del programa

Una de las limitaciones del programa desarrollado es cuando se estudian casos para bajos valores de razón de velocidad en punta. Para esta situación, la velocidad relativa, W , es pequeña y, por lo

tanto, el número de Reynolds también lo será. Ahora bien, si el número de Reynolds es demasiado pequeño de manera que no se encuentre dentro del rango de valores para el cual se tiene información, entonces el programa no puede continuar, marca un error y termina sin arrojar más resultados. Algo similar ocurriría si se llegara a calcular un número de Reynolds demasiado grande. Las tablas utilizadas para obtener los coeficientes de sustentación y de arrastre, [18], comprenden valores de Re de 10,000 hasta 10,000,000 (en el caso del perfil NACA0018 el Re mayor es de 5,000,000). Una forma de solucionar esto consiste en, si el número de Reynolds calculado fue inferior a 10,000, tomar la información de $Re = 10,000$. Si el Re calculado supera el límite superior del rango para el cual se tiene información, entonces se tomaría como Re el valor más cercano.

Otra limitación del programa y que además representa un caso para el que no es válido el modelo implementado, es cuando se calculan factores de interferencia demasiado pequeños. Si el factor de interferencia, ya sea a_u o a_d , alcanza un valor igual a 0.5 o menor, según las ecuaciones (2.44) y (2.46), las velocidades de equilibrio o de estela, según sea el caso, serían cero o incluso negativas, lo cual no es posible y el modelo pierde validez. El parámetro involucrado en esta limitación es la solidez; ocurre que, para valores altos de esta, a ciertos valores de λ se obtienen factores de interferencia que no son compatibles con el modelo implementado.

4.3. Determinación de las especificaciones del rotor

En esta sección se detalla cómo se llega a la geometría final del rotor partiendo de una geometría inicial calculada en la sección 3.3.

4.3.1. Valor inicial de la solidez

Los cálculos debían comenzar tomando como datos de entrada aquellos de la Tabla 3.3 con una velocidad de viento de 8 m/s a diferentes valores de λ . Sin embargo, al aplicar el modelo a esta configuración el programa no puede realizar cálculos para λ con valor superior 3.9 por lo explicado en la sección 4.2.

Para solucionar esto, se recurre a la Tabla 3.4 con los datos del ejercicio de comparación entre los resultados obtenidos con el código propio y los de [14] al estudiar el mismo rotor. De acuerdo con esos datos se tiene una solidez (ecuación (2.18)) de:

$$\sigma = \frac{Nc}{2R} = \frac{2 * 0.2}{2 * 3} = \frac{1}{15}$$

Debido a que con la configuración del rotor usado en la comparación el programa se aplicó sin problema, se tomará la solidez de dicho rotor como valor inicial de este parámetro para el rotor de este trabajo.

Si considera como el número de álabes inicial $N = 3$ y se mantiene el diámetro del rotor como $D = 3$ m, para una solidez de $\sigma = 1/15$ se tiene una cuerda de 0.07 m. Así, los datos de entrada para iniciar el análisis son los mostrados en la Tabla 4.1.

4.3.2. Selección del perfil aerodinámico

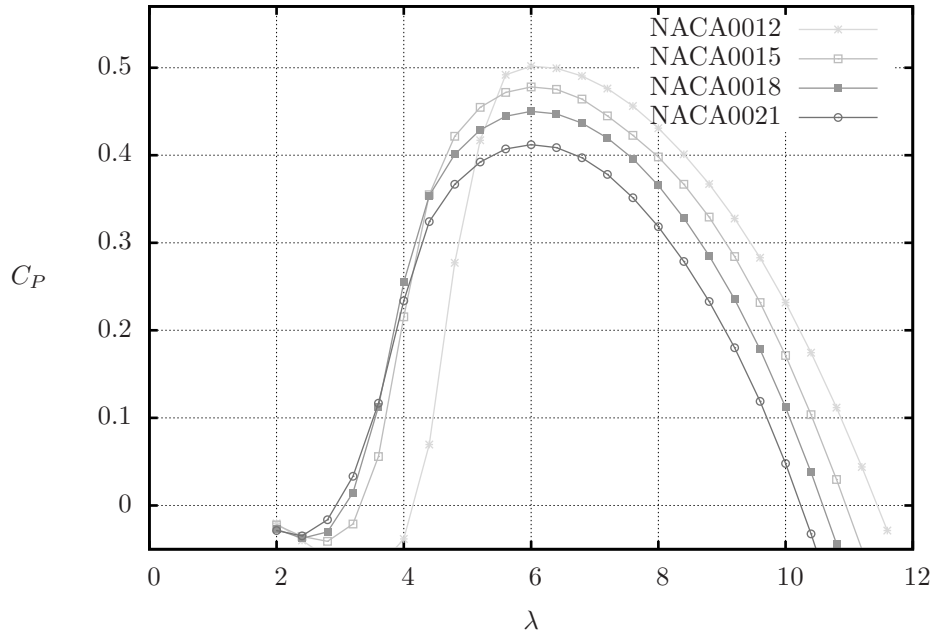
Para seleccionar el mejor perfil de las cuatro opciones que se dieron en el Capítulo 3, es necesario realizar un estudio del desempeño que tendría el rotor con cada uno de ellos. El análisis se realiza tomando como datos de entrada aquellos de la Tabla 4.1 y una velocidad de viento de 8 m/s a diferentes valores de λ para cada uno de los perfiles.

La Fig. 4.1 muestra el desempeño del rotor con los cuatro diferentes perfiles aerodinámicos; en los cuatro casos la curva alcanza un máximo para $\lambda = 6$. El perfil con el que se alcanza un C_P más alto es el NACA0012, sin embargo, los valores del coeficiente son negativos o muy bajos para un amplio

Parámetro	Símbolo	Valor
Diámetro del rotor	D	3.3 m
Altura del rotor	H	4.0 m
Distancia del suelo al rotor	–	3.0 m
Cuerda	c	0.07 m
Solidez	σ	1/15
Perfil aerodinámico	–	NACA0012
Número de álabes	N	3

Tabla 4.1: Características del rotor tras cambiar el valor de la solidez.

rango de λ , por lo que este perfil no es considerado como una opción para ser considerada. Analizando los resultados para los otros tres perfiles, a primera vista, pudiera parecer que la mejor opción es el perfil NACA0015. No obstante, es también el que representa un menor coeficiente de potencia para valores bajos de λ (entre 2 y 4.5 aproximadamente) de los tres perfiles aún no descartados. El perfil NACA0021 obtiene valores más altos de C_P cuando λ es pequeña comparado con los otros dos, pero el máximo que alcanza es el menor de todos. Un C_P superior a 0.42 es bastante bueno para cualquier rotor, como es el caso para el perfil NACA0018, que supera al NACA0021; además, presenta ventajas en este coeficiente respecto al NACA0015 en el umbral de razones de velocidad en punta bajas, lo cual puede significar que se comportaría mejor en el autoarranque del rotor. Es por estas razones que se elige el perfil NACA0018.

Figura 4.1: Curvas $C_P - \lambda$ de un rotor como el de la Tabla 4.1 con $U_\infty = 8$ m/s para 4 diferentes perfiles aerodinámicos.

4.3.3. Variación de la relación de aspecto

El efecto sobre el coeficiente de potencia al variar la relación de aspecto (RA), manteniendo la solidez y el área constante, se muestra en la Fig. 4.2.

Es importante mencionar que, por sí misma, una variación en la altura del rotor no tiene ninguna

influencia en el C_P , como se puede deducir al analizar las ecuaciones (2.66) a (2.69). No obstante, cuando se consideran las pérdidas en puntas, una variación en la altura del rotor sí tiene un efecto en el C_P , ya que unos álabes más largos tendrán una menor pérdida. Por lo contrario, los cambios en el radio sí afectan el valor del coeficiente de potencia. Como puede verse en la Fig. 4.2, una razón de aspecto más pequeña tiene un coeficiente de potencia más elevado para todo el rango de λ pero especialmente para valores pequeños. Si se observa el par promedio en función de λ en la Fig. 4.3, encontramos que al incrementarse el diámetro (valores pequeños de RA) el par también se incrementa. Un par mayor a baja λ es preferible porque significa que a bajas velocidades de giro (Ω) el rotor produce par relativamente alto.

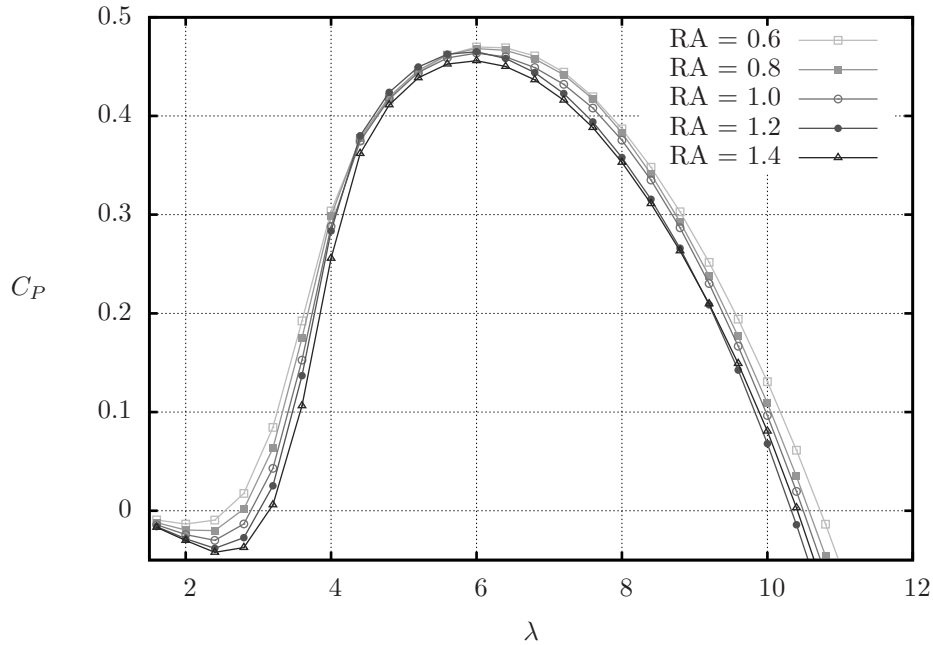


Figura 4.2: Curvas $C_P - \lambda$ para un rotor a diferentes valores de RA. $\sigma = 1/15$, $A = 13 \text{ m}^2$

De los resultados mostrados en las Figs. 4.2 y 4.3 se puede deducir que la mejor opción en cuanto a la relación de aspecto es elegir un valor pequeño, ya que a pesar de que el coeficiente de potencia máximo no incrementa mucho, sí lo hace el par promedio. Sin embargo, una relación de aspecto pequeña implica un rotor con un diámetro grande; por ejemplo, para un área de 13 m^2 con una relación de aspecto de 0.6 se tendría un diámetro de 4.65 m y una altura de 2.8 m. Un diámetro grande implica que los álabes estarán más alejados entre sí, por lo que será necesario el uso de soportes de álabes más largos y, por ende, más robustos. Además, si se planea utilizar el rotor en una zona urbana, un diámetro grande podría implicar también problemas de espacio, tal vez más que una altura grande, pero todas estas suposiciones, para dejar de ser, requieren de un análisis más profundo que no será cubierto en este trabajo. Se optará por la relación de aspecto de 0.8; bajo esta condición se tiene un diámetro de 4 m y una altura de 3.25 m.

4.3.4. Variación de la solidez

Hasta ahora hemos elegido el perfil aerodinámico de los álabes, el diámetro y la altura del rotor, y encontramos que la solidez representa un factor limitante en la aplicación del programa desarrollado. Los parámetros que aún pueden ser modificados para variar la solidez son: la cuerda de los álabes y la cantidad de éstos en el rotor. En las Figs. 4.4 y 4.5 se analiza cómo afecta el desempeño del rotor

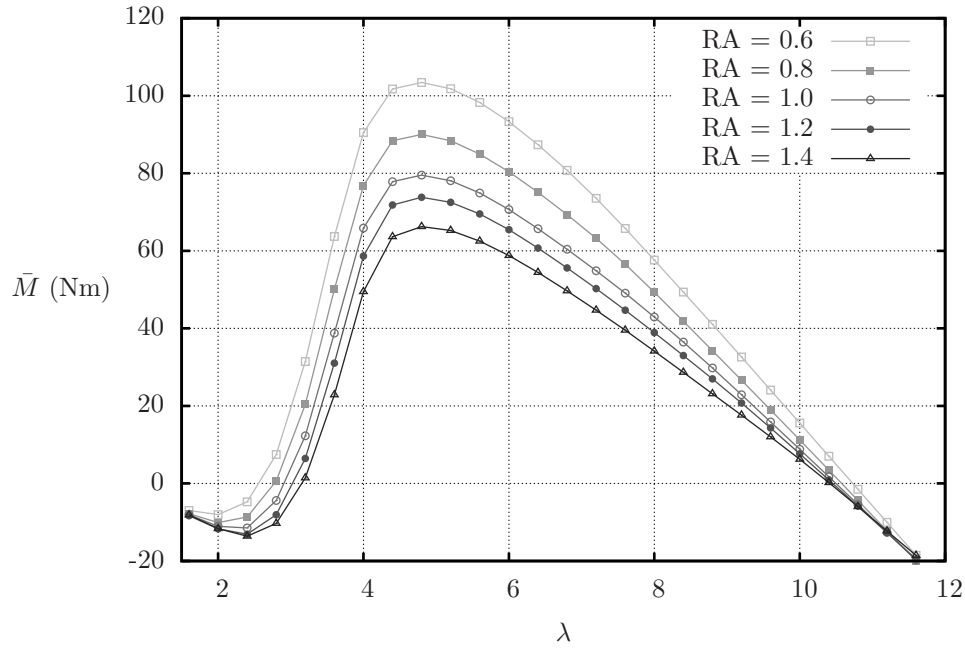


Figura 4.3: Curvas $\bar{M} - \lambda$ para un rotor a diferentes valores de RA. $\sigma = 1/15$, $A = 13 \text{ m}^2$

al variar el número de álabes del mismo.

Se observa que a mayor número de álabes, el C_P máximo aumenta y se alcanza a una λ menor. El par promedio también se ve favorecido al aumentar el número de álabes porque se alcanzan pares mayores a menor λ . De acuerdo con estos resultados la mejor elección es un rotor de 4 álabes. Sin embargo, como puede observarse, para un valor de λ cercano a 8.8 deja de haber información. Lo que sucede es que si $N = 4$, el factor de interferencia (principalmente a_d) cae por debajo del valor de 0.5 cuando la razón de velocidad punta alcanza el valor mencionado, por lo que el modelo ya no es válido. Asimismo, mientras mayor sea el número de álabes, serán necesarios más soportes para los mismos, lo que agrega masa al rotor y, por lo tanto, la estructura deber ser más robusta. Para realizar el análisis en un espectro más amplio de λ , será necesario considerar 3 álabes.

Ahora se estudia el efecto de variar la cuerda de los álabes. Con una cuerda de mayor longitud se obtienen coeficientes de potencia y pares promedio mayores; aunque el incremento sea de sólo 0.01 m, la diferencia es notable. Debido a esto, la elección más oportuna es considerar una cuerda grande pero nos enfrentamos al problema de que una solidez alta limita la aplicación del programa. Para el caso de $c = 0.10 \text{ m}$, el valor más alto estudiado, el programa falla cuando $\lambda > 10.4$ pero el rango de λ cubierto parece suficiente para el estudio del rotor, por lo que se elige una cuerda de 0.10 m. Los resultados del estudio del rotor con diferentes medidas de cuerda se muestran en las Figs. 4.6 y 4.7. Tras seleccionar la longitud del diámetro, de la cuerda y el número de álabes, la solidez tiene un valor de $\sigma = 0.075$.

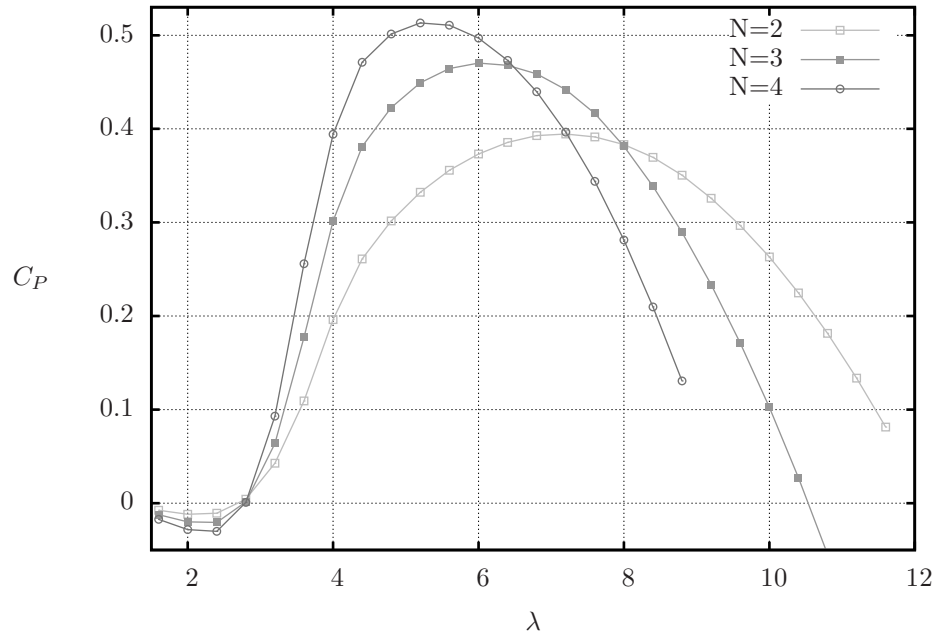


Figura 4.4: Curvas $C_P - \lambda$ para un rotor con $RA = 0.8$, $A = 13 \text{ m}^2$, $c = 0.09 \text{ m}$, variando el número de álabes.

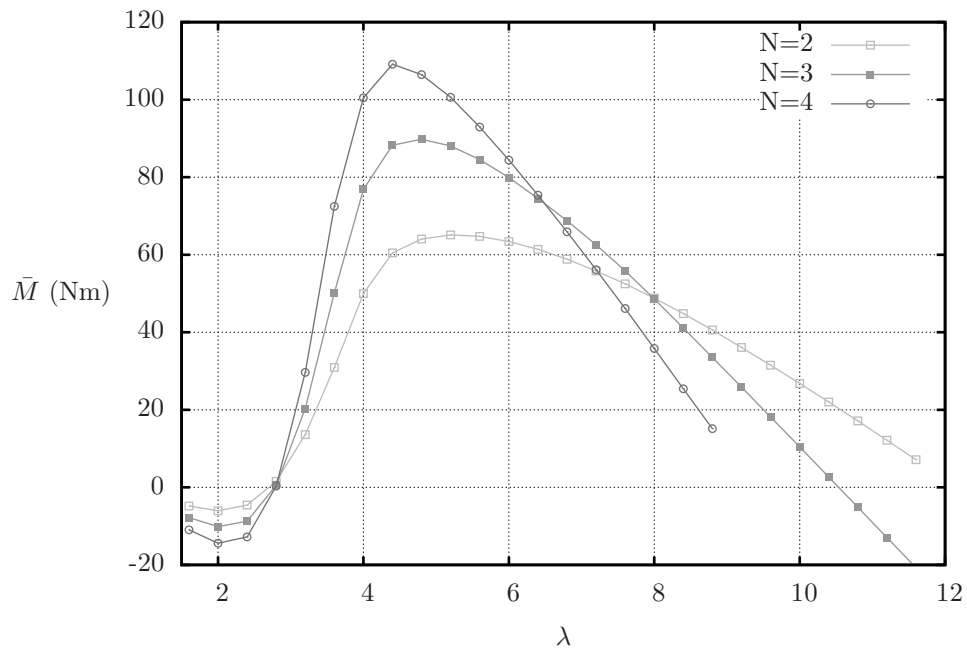


Figura 4.5: Curvas $\bar{M} - \lambda$ para un rotor con $RA = 0.8$, $A = 13 \text{ m}^2$, $c = 0.09 \text{ m}$, variando el número de álabes.

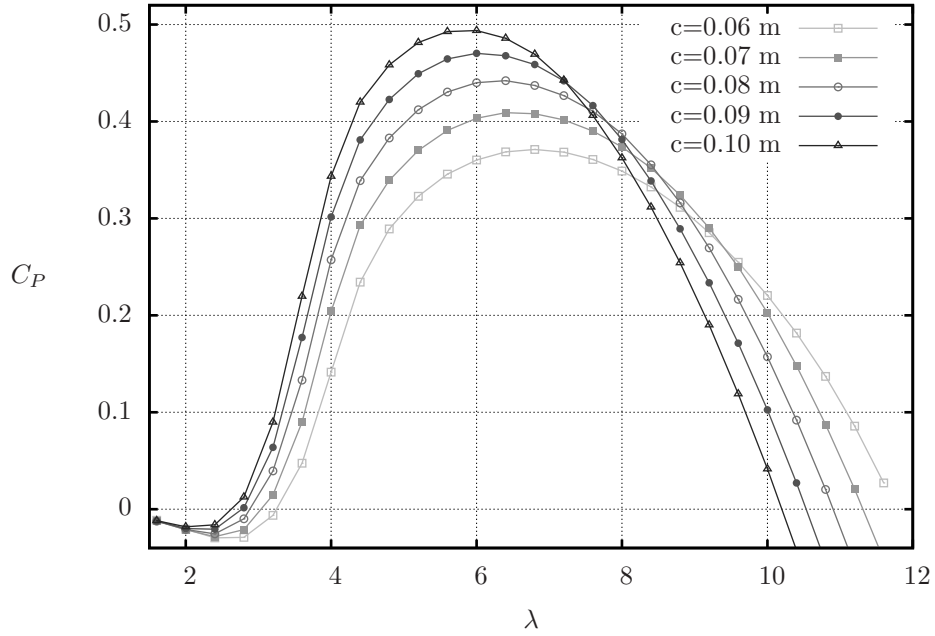


Figura 4.6: Curvas $C_P - \lambda$ para un rotor con $RA = 0.8$, $A = 13 \text{ m}^2$, $N = 3$, variando la longitud de la cuerda.

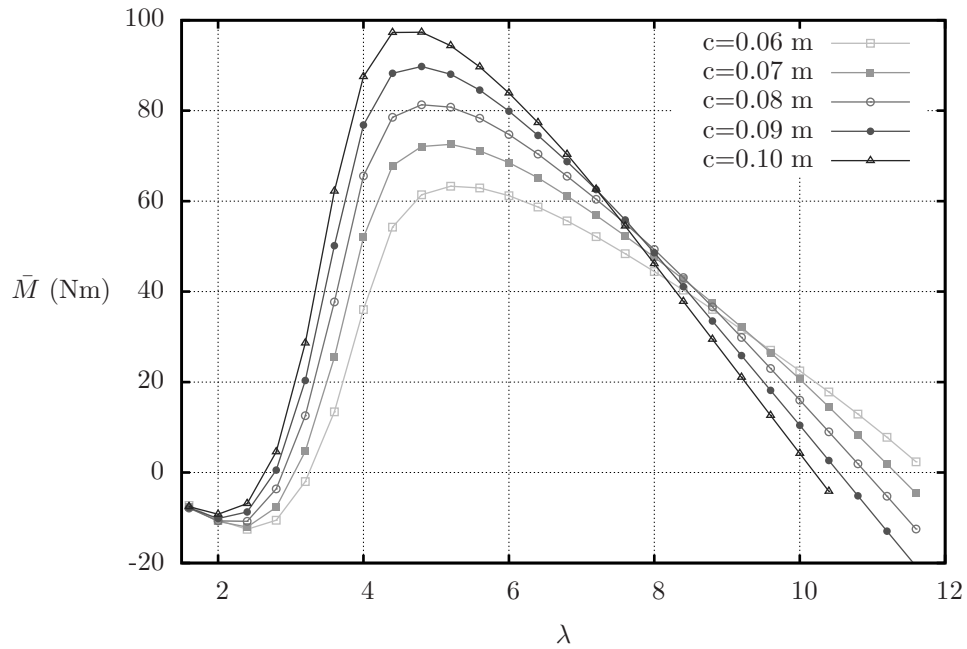


Figura 4.7: Curvas $\bar{M} - \lambda$ para un rotor con $RA = 0.8$, $A = 13 \text{ m}^2$, $N = 3$, variando la longitud de la cuerda.

4.3.5. Especificaciones finales

Se ha aplicado el modelo doble de múltiples tubos de corriente con ayuda del programa desarrollado para estudiar el comportamiento del rotor propuesto, se han variado las características geométricas del rotor para encontrar aquella combinación que permita un mejor del dispositivo bajo una cierta condición de viento. Los resultados de dicho análisis se resumen en la Tabla 4.2, que contiene las especificaciones finales del rotor de eje vertical de álabes rectos.

Parámetro	Símbolo	Valor
Diámetro del rotor	D	4.0 m
Altura del rotor	H	3.25 m
Distancia del suelo al rotor	–	3.0 m
Cuerda	c	0.10 m
Solidez	σ	0.075
Perfil aerodinámico	–	NACA0018
Número de álabes	N	3

Tabla 4.2: Características finales del rotor.

En las Figs. 4.8 y 4.9 se muestra el desempeño del rotor de la Tabla 4.2 para diferentes velocidades de viento. Puede observarse que a mayores velocidades de viento corresponden mayores valores del coeficiente de potencia, pero este incremento en el C_P es más abrupto en las velocidades de viento bajas. Puede verse, por ejemplo, el notable incremento en el C_P de una velocidad de viento de $U_\infty = 2$ m/s a una velocidad de $U_\infty = 4$ m/s. Sin embargo, para velocidades de viento relativamente altas esto no es así. Por ejemplo, de una $U_\infty = 12$ m/s, el C_P no es muy distinto al que se logra con $U_\infty = 15$ m/s.

El par promedio, por lo contrario, se incrementa notablemente con el aumento de la velocidad del viento debido a su proporcionalidad cuadrática.

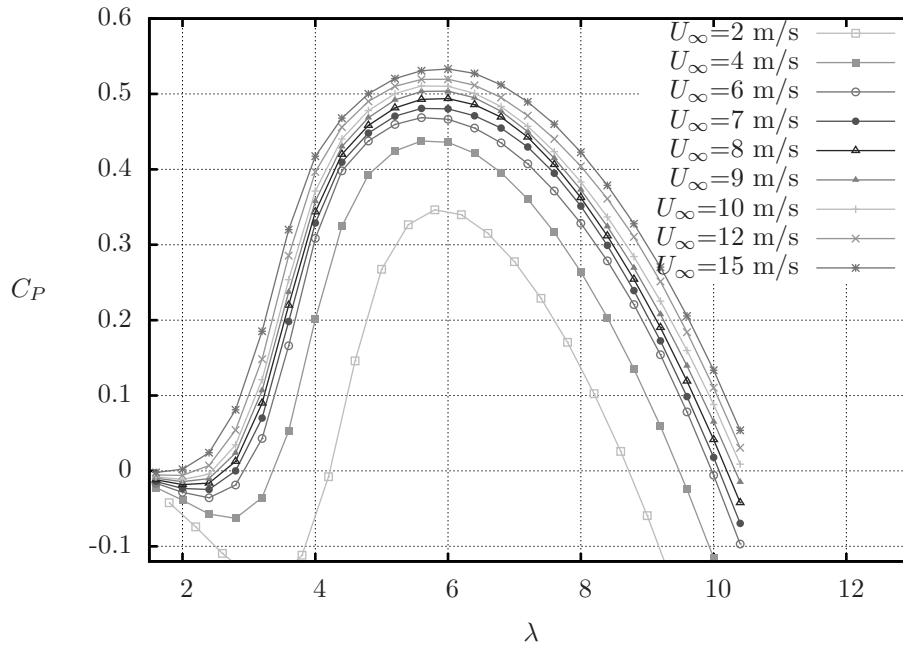


Figura 4.8: Curvas $C_P - \lambda$ para el rotor de la Tabla 4.2, para diferentes velocidades de viento.

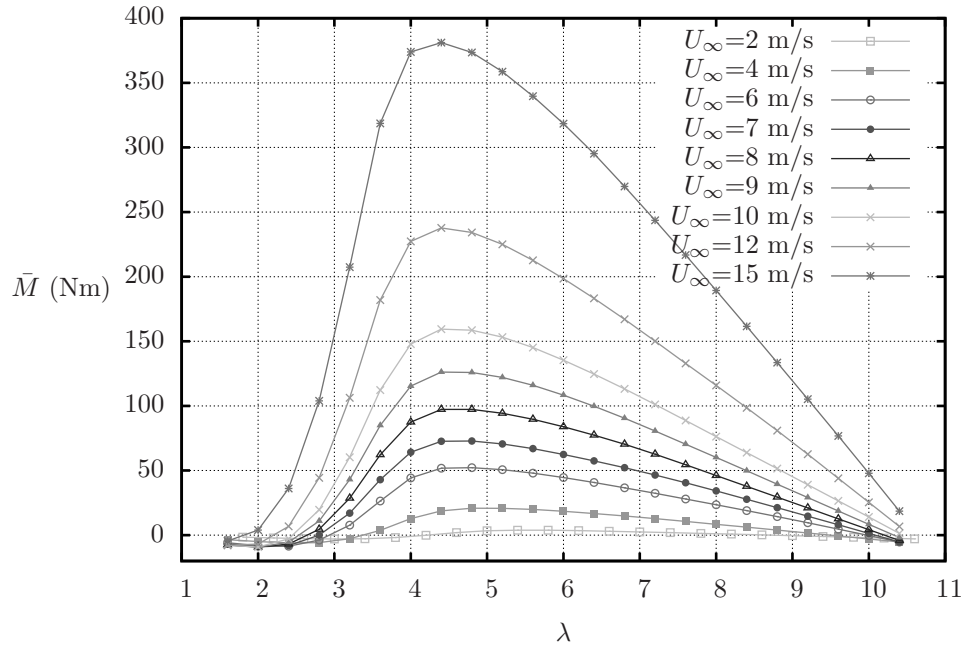


Figura 4.9: Curvas $\bar{M} - \lambda$ para el rotor de la Tabla 4.2, para diferentes velocidades de viento.

Dado que se planteó que el rotor del aerogenerador funcionaría para una velocidad de viento de 8 m/s; entonces, hay que asegurar que, con las características geométricas del rotor de la Tabla 4.2, se cumpla que la velocidad de giro y el par sean los suficientes para suministrar al generador, y así, producir la potencia eléctrica deseada. Con ayuda del incrementador de velocidad propuesto con relación 1:5, se necesitan 164 rpm para lograr los 800 W de potencia eléctrica según la Fig. 3.1. En la Fig. 4.10 se muestra la potencia mecánica del rotor en función de la velocidad de rotación a diferentes velocidades de viento. En la Fig. 4.11 se ilustran las curvas de $\bar{M}-\Omega$ del rotor para distintas velocidades de viento. Las intersecciones de la línea vertical y las horizontales muestran el par correspondiente a la velocidad de giro de 164 rpm para $U_\infty = 7$ m/s y $U_\infty = 8$ m/s. Para $U_\infty = 8$ m/s el par es de 95 Nm. Recurriendo a las Figs. 3.1 y 3.2 se sabe que el par de entrada del generador 800 W es de 11.7 Nm, aproximadamente.

Recordando que la potencia mecánica está dada de la forma

$$P = M\Omega \quad (4.1)$$

y considerando esta como constante, entonces, sin considerar pérdidas mecánicas, si se incrementa la velocidad en una razón 1:5, el par disminuye en la misma proporción. Por lo tanto, el par del rotor de 95 Nm después de la caja de engranes disminuiría a 19 Nm, lo cual está por encima del par de entrada necesario del generador en más de un 60%.

Si la velocidad del viento es $U_\infty = 7$ m/s, el par es de 72.2 Nm que, después de la caja de engranes, disminuye a 14.44 Nm. Esto sobrepasa el par de entrada necesario en un 23%. Ahora, si $U_\infty = 6$ m/s, el par del rotor no es suficiente para la potencia eléctrica requerida. Por lo tanto, la velocidad de viento $U_\infty = 7$ m/s es suficiente y será considerada como la velocidad de diseño. Con esta velocidad de viento y una velocidad de giro $\Omega = 164$ rpm = 17.17 r/s, se tiene una razón de velocidad en punta de diseño $\lambda_d = 4.9$ y, de acuerdo a la Fig. 4.8, la razón de velocidad en punta óptima es $\lambda_{op} = 5.6$. Los correspondientes coeficientes de potencia son $C_{p,d} = 0.45$ y $C_{p,max} = 0.48$.

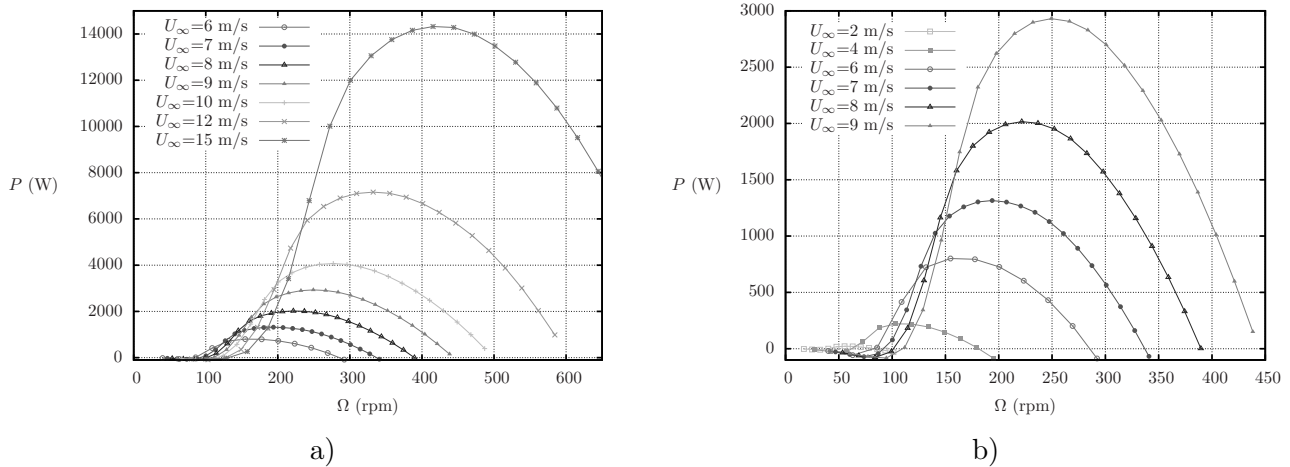


Figura 4.10: Curvas $P - \Omega$ del rotor de la Tabla 4.2 para diferentes velocidades de viento. a) $U_\infty = 6 - 15$ m/s. b) $U_\infty = 2 - 9$ m/s.

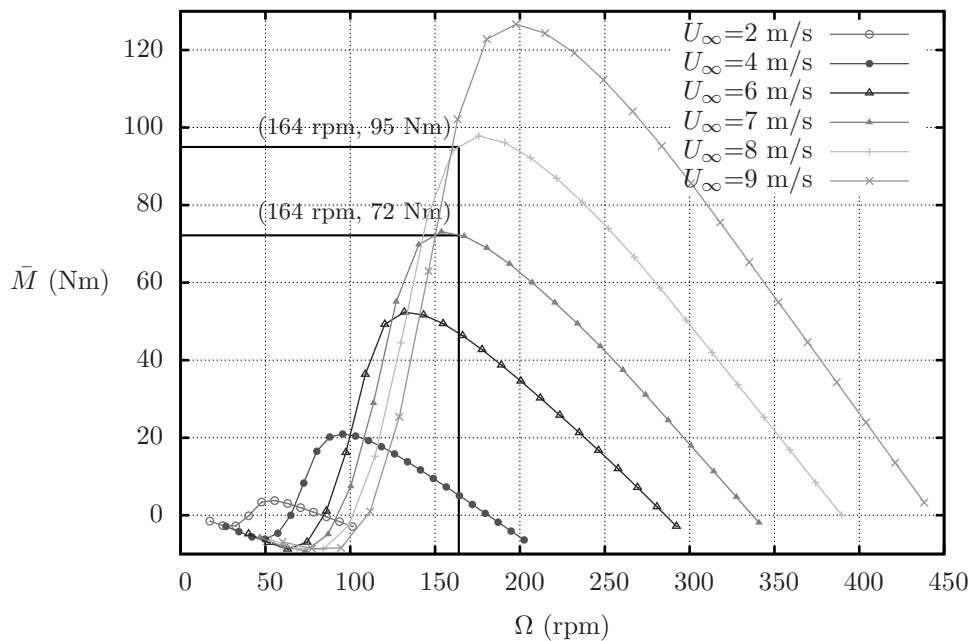


Figura 4.11: Curvas $\bar{M} - \Omega$ del rotor de la Tabla 4.2 para diferentes velocidades de viento.

La curva de potencia estimada para el rotor, acoplado con el generador eléctrico mediante la caja multiplicadora de velocidad propuesta, aparece en la Fig. 4.12. Esta gráfica se trazó para $\lambda_{op} = 5.6$. Variando la velocidad de viento se obtiene la velocidad de giro del rotor para cada caso, después se recurre a la Fig. 3.1 para leer la potencia eléctrica. A partir de $U_\infty = 12$ m/s no hay un incremento en la potencia eléctrica generada debido a que a esa velocidad de viento corresponde una velocidad de rotación de 1604 rpm, aproximadamente. La Fig. 3.1, que es la curva de potencia proporcionada por el fabricante, no muestra más información después de alcanzar dicha velocidad de rotación en el generador. Es por esto que la curva de potencia del rotor llega una potencia máxima de 1752 W, es decir, la potencia máxima reportada por el fabricante del generador. Si el rotor siguiera girando, la eficiencia del conjunto rotor generador caería debido a que no se está produciendo mayor potencia

eléctrica. Debido a esto, se considera que al alcanzar una velocidad de viento de 12 m/s el rotor debe mantener una velocidad de giro constante. La velocidad de giro se podría limitar por diferentes medios como un freno mecánico o aerodinámico. De acuerdo con la Fig. 4.12, la potencia nominal del conjunto rotor aerogenerador es de 1752 W a una velocidad de viento nominal de 12 m/s.

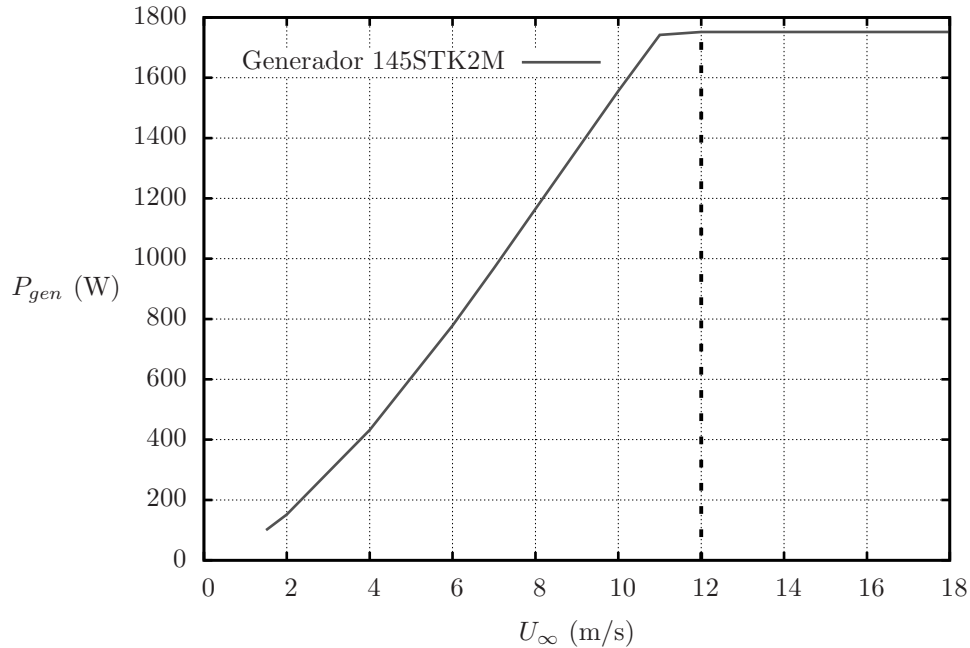


Figura 4.12: Curva de potencia para el rotor de la Tabla 4.2 acoplado al generador 145STK2M.

4.4. Empuje sobre el rotor

En un diseño completo del rotor de un aerogenerador es necesario realizar un análisis estructural para elegir correctamente los materiales con los que se construirán los elementos de esta máquina. Además, una combinación de análisis aerodinámico y estructural conlleva modificaciones iterativas de las dimensiones del rotor. El análisis estructural está fuera de los objetivos de este trabajo. No obstante, se presentan a continuación dos figuras que muestran el coeficiente y la fuerza de empuje sobre el rotor. El coeficiente de empuje, C_T está definido en la ecuación (2.37). La fuerza de empuje sobre el rotor se calcula integrando la ecuación (2.77) a lo largo del recorrido azimutal y la envergadura del álabe en ambas mitades del rotor (corriente arriba y corriente abajo).

La Fig. 4.13 presenta el coeficiente de empuje, C_T , para el rotor de la Tabla 4.2 para diferentes valores de λ a tres velocidades de viento distintas. Por otra parte, la Fig. 4.14 muestra la fuerza de empuje que experimenta el mismo rotor para las mismas velocidades de viento.

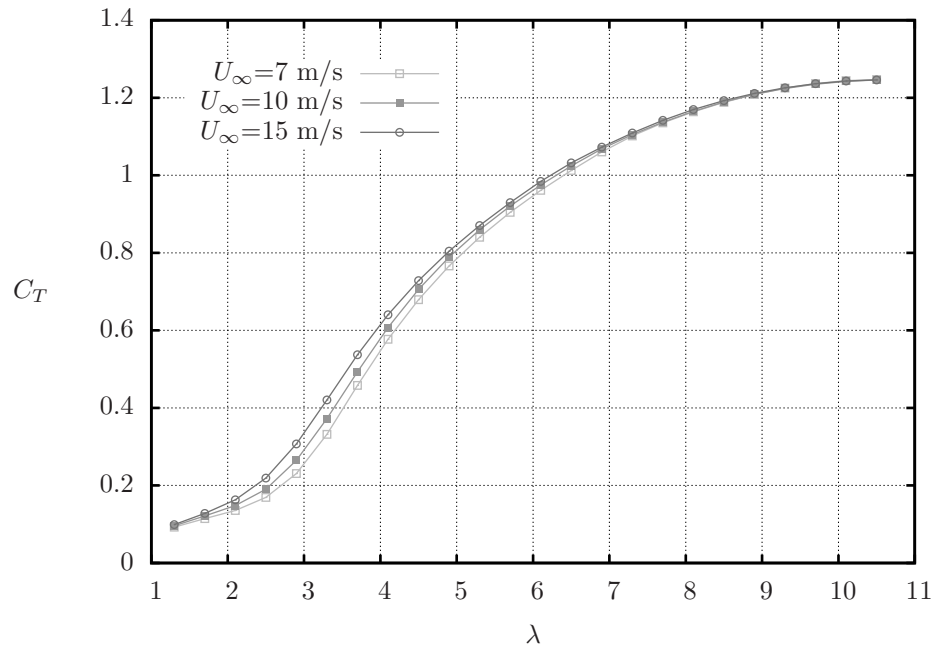


Figura 4.13: Curvas $C_T - \lambda$ del rotor de la Tabla 4.2 a tres velocidades de viento distintas.

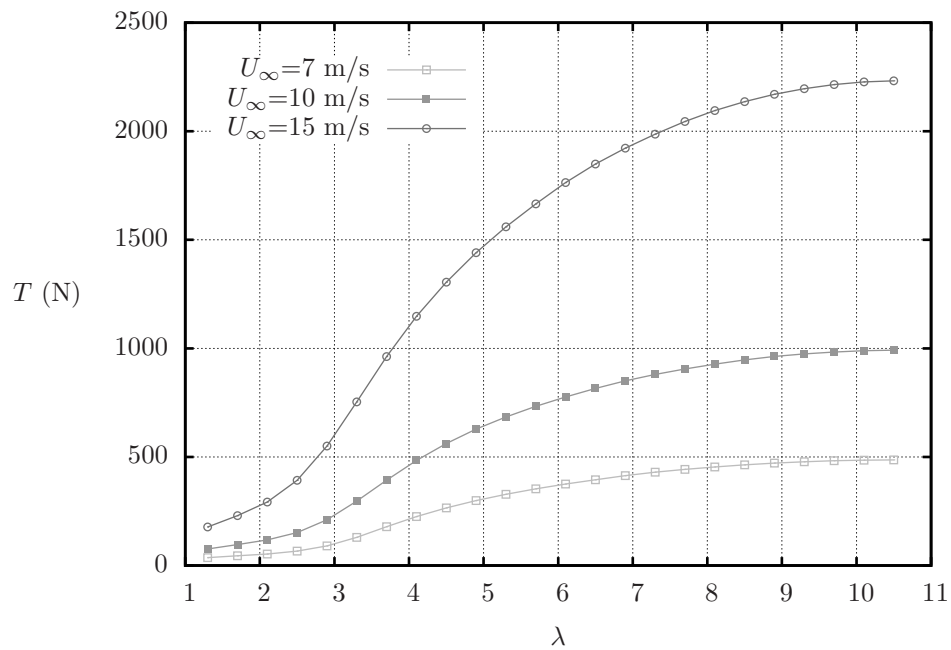


Figura 4.14: Curvas $T - \lambda$ del rotor de la Tabla 4.2 a tres velocidades de viento distintas.

4.5. Conclusiones del capítulo

El modelo doble de múltiples tubos de corriente se utilizó para seleccionar las medidas y valores de los parámetros del rotor para este trabajo. La aplicación del programa desarrollado, *RotorVert*, está limitada por la solidez del rotor. Las características finales del rotor de álabes rectos obtenidas mediante el análisis de las distintas opciones de perfiles aerodinámicos, relación de aspecto, cuerda de los álabes y cantidad de álabes necesarios para conseguir los 800 W de potencia eléctrica, se encuentran en la Tabla 4.3. Es importante aclarar que los datos del generador se usaron solo como base para iniciar el diseño del rotor, es decir, para conocer la velocidad de giro y par que se requerían para producir la potencia eléctrica propuesta. El diseño empezó suponiendo una velocidad de viento de $U_\infty = 8$ m/s y un $C_P = 0.25$ pero al implementar el modelo con el programa se encontró que una velocidad $U_\infty = 7$ m/s es suficiente para lograr la potencia eléctrica meta. El C_P máximo calculado fue muy superior a la suposición original. Al trazar la curva de potencia del rotor acoplado con el generador eléctrico mediante una caja multiplicadora se encontró que la máxima potencia eléctrica posible es de 1752 W y se logra cuando $U_\infty = 12$ m/s, por lo que estos valores son, respectivamente, la potencia nominal y la velocidad de viento nominal.

Parámetros geométricos	
Diámetro del rotor	4.0 m
Altura del rotor	3.25 m
Distancia del suelo al rotor	3.0 m
Cuerda de los álabes	0.10 m
Número de álabes	3
Solidez	0.075
Perfil aerodinámico	NACA0018
Datos de operación	
Potencia nominal	1752 W
Razón de velocidad en punta (λ_{op})	5.6
Coefficiente de potencia máximo ($C_{p,max}$)	0.48
Velocidad de diseño	7 m/s
Velocidad nominal	12 m/s
Velocidad de arranque	2 m/s
Velocidad de desconexión	15 m/s
Datos del generador	
Fabricante	ALXION
Modelo	145STK2M
Potencia nominal a velocidad nominal	571 W @ 650 rpm / 1752 W @ 1500 rpm
Tipo	Alternador de imanes permanentes

Tabla 4.3: Características finales del rotor de álabes rectos para un aerogenerador de baja potencia.

Conclusiones generales

El objetivo de estas líneas es describir el aporte que esta tesis representa. El programa desarrollado, *RotorVert*, es útil para analizar el desempeño de aerogeneradores de eje vertical y así poder optimizar, desde un punto de vista aerodinámico, la geometría de los mismos. Además, pueden calcularse las fuerzas que actúan sobre los álabes, lo que sirve de base para un análisis estructural. Los resultados pueden considerarse como una buena estimación del desempeño de un rotor antes de su construcción. El diseño que se presenta como el resultado de este trabajo consiste en la especificación de las medidas y valores de los parámetros que conforman un rotor de aerogenerador para producir la potencia eléctrica que se fijó en 800 W. *RotorVert* es una implementación del modelo doble de múltiples tubos de corriente desarrollado por Paraschivoiu que ha sido ampliamente utilizado por sus resultados muy similares a mediciones experimentales. Es, además, una alternativa al uso de CFD por el bajo costo computacional y la relativa simplicidad en su implementación. No sólo es la implementación del modelo mencionado, además, el programa toma en cuenta las puntas de los álabes, las cuales representan una disminución del momentum transferido del viento al álabe. El tiempo de cómputo es de aproximadamente 0.234 segundos.

El diseño se enfocó en un rotor para un aerogenerador de baja potencia, con una área de barrido relativamente pequeña, y para un lugar con una velocidad de viento relativamente baja. El rotor es de eje vertical con el fin de aprovechar las ventajas que este tipo de rotores presentan sobre los rotores de eje horizontal.

Al comparar los resultados de *RotorVert* con otros resultados publicados se encuentra que el código propio sobrestima el coeficiente de potencia. Esto puede deberse a que no se están considerando algunos aspectos que podrían hacer al código más preciso. Estos aspectos son la cizalladura del viento, efectos secundarios y *stall* dinámico. El incluir estos aspectos dentro del programa es la principal área de oportunidad para mejorar este trabajo. No obstante, cualesquiera que sean los resultados, la mejor forma de comprobar la precisión del programa es con pruebas experimentales.

El objetivo de este trabajo fue desarrollar una herramienta que permita predecir el comportamiento del rotor de un aerogenerador de eje vertical de álabes rectos. Diversas mejoras son posibles y necesarias, sin embargo, en el estado actual del código, los resultados obtenidos funcionan como una buena aproximación para conocer el desempeño de un rotor, así como las fuerzas que en el actúan antes de construir un modelo físico.

Apéndice A

Mejoras al modelo de momentum no consideradas en este trabajo

El modelo matemático empleado en este trabajo para estudiar rotores de eje vertical cuenta con modificaciones que pueden mejorar la precisión de los cálculos al considerar aspectos que hacen al modelo más cercano a la realidad. En este apéndice se describen brevemente algunas de las mejoras para este modelo presentadas en [16].

A.1. Factor de interferencia variable

Una mejora al modelo de múltiples tubos de corriente es que en lugar de considerar un factor de interferencia constante para cada mitad (corriente arriba y abajo), se calcule un factor para cada tubo de corriente (posición azimutal); las velocidades inducidas serán, entonces, función de la posición azimutal. Al considerar esta variación, el modelo se hace más exacto al calcular la aerodinámica sobre el rotor. Esta mejora se intentó implementar en este trabajo pero por falta de tiempo quedó fuera del alcance del mismo. El modelo de factor de interferencia variable puede consultarse en [50] y en [16].

A.2. Expansión de los tubos de corriente

Al considerar el flujo a través del rotor mediante tubos corriente que cruzan dos discos actuadores se asume que parte de la velocidad del viento se pierde en la primer mitad y otra parte de la velocidad se pierde en la segunda mitad. Esta disminución de velocidad significa que parte del momentum del viento se transmitió al giro del rotor. La disminución de velocidad supondría que los tubos de corriente se expanden, sin embargo, esta consideración está fuera del modelo empleado en este trabajo. Un análisis de la integración del efecto de expansión de tubos de corriente en el modelo doble de múltiples tubos de corriente se encuentra en [51] y una implementación en el análisis de un rotor de álabes rectos está en [52].

A.3. *Stall* dinámico

La entrada en pérdida (*stall*) se caracteriza por el desprendimiento de perturbaciones tipo vórtices en los álabes. Cuando un aerogenerador de eje vertical está trabajando a altas velocidades de viento en los álabes se supera el ángulo de ataque de *stall* estático, el coeficiente de sustentación cambia rápidamente y los álabes trabajan en *stall* dinámico. Cuando el ángulo de ataque se vuelve muy grande, el viento se separa del perfil aerodinámico en la parte frontal, lo que ocasiona que se pierda la fuerza de sustentación y comience el desprendimiento de flujo. Un cambio abrupto en la fuerza de

sustentación puede ser peligroso para la estructura del aerogenerador. Este efecto sucede cuando el rotor opera a bajos valores de razón de velocidad en punta (λ). El *stall* dinámico se puede incorporar al modelo de momentum mediante diversos métodos. El más importante es el método de Gormont que se puede aplicar a los rotores de eje vertical modificando el coeficiente de sustentación ([52]). Además del modelo de Gormont, existen otros modelos para incorporar este efecto aerodinámico en el análisis de desempeño que pueden consultarse en [16].

A.4. Efectos secundarios y otras consideraciones sobre el desempeño de un rotor de eje vertical

Existen diversos factores que alteran el desempeño aerodinámico del rotor de un aerogenerador de eje vertical pero que quedaron fuera del alcance de este proyecto. Los llamados efectos secundarios son particularmente importantes a altas razones de velocidad de punta. Estos son: la torre giratoria y los soportes de los álabes, es decir, las estructuras que unen a los álabes con la torre giratoria y, por lo tanto, con el eje del aerogenerador. Hay modelos matemáticos que permiten su implementación en el análisis de desempeño del rotor y pueden consultarse en [16]. En general, al tomarse en cuenta estos elementos en el análisis aerodinámico, el coeficiente de potencia máximo alcanzado, para una determinada configuración de geometría y condición de viento, disminuye.

La torre giratoria provoca una estela que afecta el viento que llega a los álabes del rotor corriente abajo; el déficit de velocidad ocasionado se calcula por medio del coeficiente de arrastre de la torre. Los soportes de los álabes ocasionan arrastre aerodinámico y no representan ningún aporte por medio de sustentación al movimiento del rotor. La selección de los soportes debe ser tal que el arrastre sea el mínimo posible.

Apéndice B

Esquemas de la configuración del rotor

En este apéndice se muestran esquemas de la configuración del rotor de la Tabla 4.2. Las imágenes de la Fig. B.1 son una representación tridimensional del rotor referido. La torre y los soportes de los álabes sirven como ejemplificación de cómo luciría el rotor pero sus dimensiones deberán ser el resultado de una combinación de análisis estructural y aerodinámico. El diámetro y las medidas que caracterizan a los álabes que se obtuvieron como resultado del análisis descrito en el capítulo 4 se ilustran en la figura B.2. El perfil aerodinámico de los álabes es el NACA 0018 como se describe en el capítulo 4.

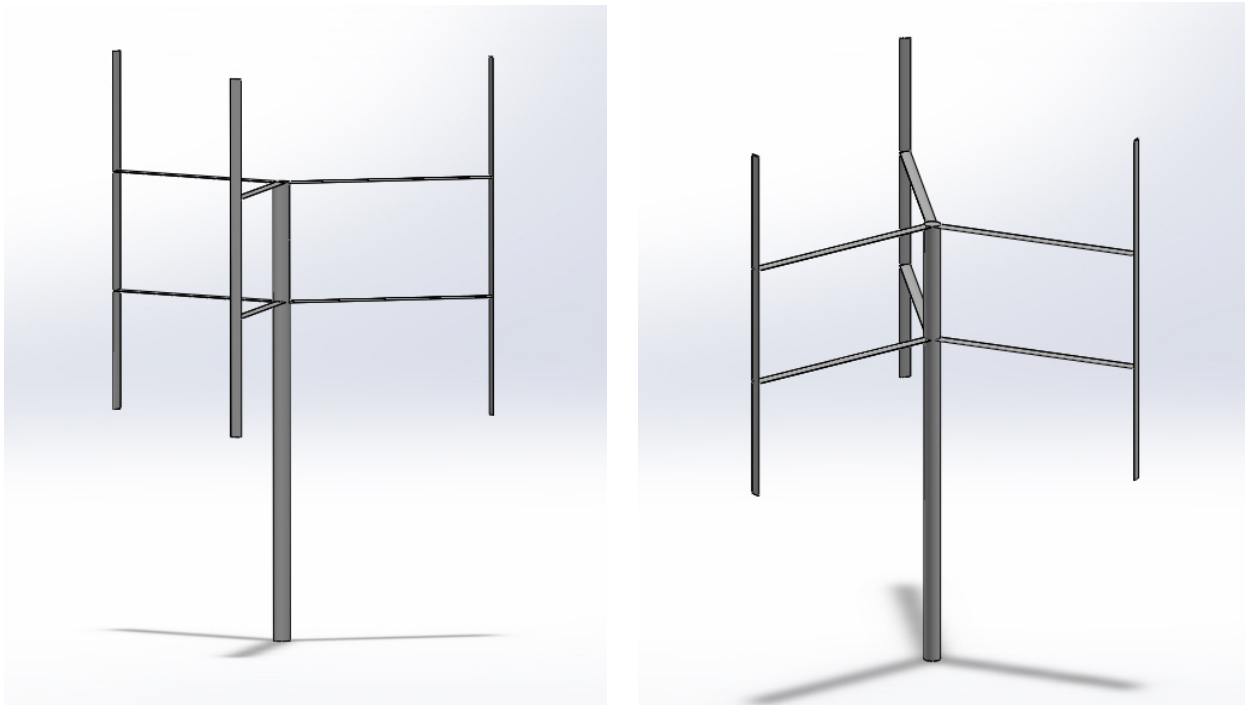


Figura B.1: Ilustraciones de la configuración del rotor de la Tabla 4.2.

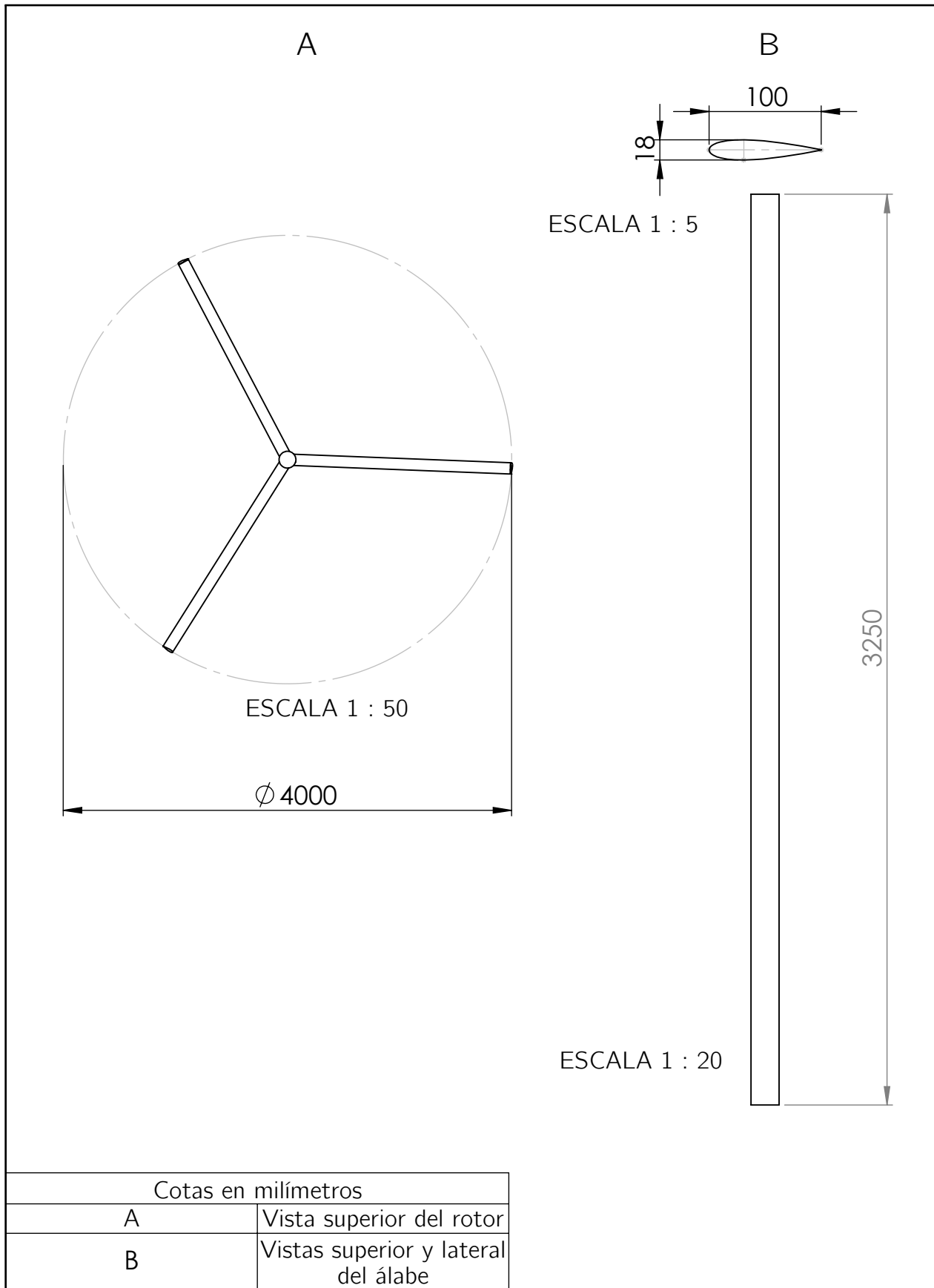


Figura B.2: Croquis esquemático con las dimensiones del rotor y los álabes.

Apéndice C

Código del programa *RotorVert*

```
/*RotorVert.c
**Prueba del git**
David Leal — email: leal.cephei@live.com

Este programa predice el desempeño de un aerogenerador
de eje vertical de acuerdo con el modelo de momentum de
múltiples tubos de corriente doble.

PARAMETROS DE ENTRADA

Velocidad promedio del viento en m/s (Uinf)
Cuerda del alabe en m (c)
Numero de alabes (N)
Altura del rotor en m (h)
Radio del rotor en m (R)
Razon de velocidad en punta (lambda)
Perfil de aerogenerador NACA 00XX
Viscosidad cinemática en m2/s (NU)
Densidad en kg/m3 (rho)

PARAMETROS DE SALIDA

Coeficiente de potencia (Cp)
Par promedio en Nm (M)

Otros parametros

Numero de tubos de corriente (n)
Numero de divisiones verticales (n2)
*/

#include <stdio.h>
#include <stdlib.h>
#include <math.h>
#include <time.h>
#include "naca18.c" //Modificar segun sea NACA12,15,18 o 21

/* Prototipo de funciones */

double coeficientes(double alpha1, int marcador);
double integ(double Cn[], double Ct[], double a, double b, int s, double W[],
             double U);
double coef_interpl(double alpha1, int marcador, double Reb);
double Rey_exac(double alpha1, int marcador, double *cl, double *cd);
double linear_interpl(double px, double x1, double y1, double x2, double y2);
double ParProm(double Mu[], double a, double b, int s);
double auxiliar_function(double alpha1, double Reb_c, double Reb_f,
                        int marcador, double Reb);
double int_f(double azimuth [], double fi [], double U [],
```

```

double omega, double lambda, double Ui,
double a, double b, double R, double h,
double c, int N, double *Qpar, double *Drag);

/* Constantes */
#define PI 3.14159265359 // Valor de pi
#define TOL 1e-6 // Tolerancia para criterio de convergencia
#define NU 1.45e-5 // Viscosidad del aire
#define RHO 1.225 // Densidad del aire
#define E (exp(1))

/* Variables globales */
/* Medicion del tiempo */
clock_t start, end;
double cpu_time_used;
int n = 36; // Numero de tubos de corriente
int n2 = 20; // Divisiones verticales del alabe

int main( )
{
start = clock();
double Uinf; // Velocidad del viento
double omega; // Velocidad de giro del rotor
double c; // Cuerda del alabe
double h; // Longitud del alabe
double R; // Radio del rotor
double lambda; // Razon de velocidad punta
double d_beta; // Incremento en cada tubo de corriente
double Ue[n2]; // Velocidad en medio
double A; // Area proyectada por el rotor
double au[n2]; // Factor de interferencia corriente arriba
double ad[n2]; // Factor de interferencia corriente abajo
double Cp1; // Coeficiente de potencia C arriba
double Cp2; // Coeficiente de potencia C abajo
double Q1=0.0, Q2=0.0; // Par corriente arriba y abajo
double D1=0.0, D2=0.0; // Arrastre corriente arriba y abajo
int N; // Numero de alabes
int i=0, j=0; // Contadores

double a, b; // Limites de la integral

// Parametros de salida
double Cp, Q, D; // Coeficiente de potencia, Par y Arrsatre
double Cthrust; // Coeficiente de empuje

//*****//

coef(); // carga datos de coef.c
N=3;
R = 2.0;
h = 3.250;
c = 0.10;
A=2*R*h;
d_beta = 2*(89*PI/180)/(n-1);
/* Discretizacion de la trayectoria circular del rotor */
/* Corriente arriba */
double azimut_u[n];
for (i = 0; i < n; i++) {
azimut_u[i] = -89*PI/180 + d_beta*i;
}
/* Corriente abajo */
double azimut_d[n];
for (i = 0; i < n; i++) {
azimut_d[i] = 91*PI/180 + d_beta*i;
}

//*****Se inician los calculos*****//

for(lambda = 1.3; lambda <= 12; lambda += 0.4) {

```

```

Uinf = 15.0;
omega=(lambda*Uinf/R);
//omega = 164*PI/30;
//Uinf=(omega*R/lambda);

/***** Calculos corriente arriba *****/

for (j=0; j<n2; j++){
    Ue[j] = Uinf;
    au[j] = 1.00/1.01; // valor inicial de au
}
a = -89*PI/180; // Limite inferior de la integral
b = 89*PI/180;
Cp1 = int_f(azimut_u, au, Ue, omega, lambda, Uinf, a, b,
            R, h, c, N, &Q1, &D1);

/***** Calculos corriente abajo *****/

for(j=0; j<n2; j++){
    Ue[j] = Uinf*((2*au[j]) - 1.0);
    ad[j] = au[j] / 1.01;
    printf("au[%u]=_%f , _Ue[%u]=_%f\n", j, au[j], j, Ue[j]);
}
a = 91*PI/180; // Limite inferior de la integral */
b = 269*PI/180; // Limite superior de la integral

Cp2 = int_f(azimut_d, ad, Ue, omega, lambda, Uinf, a, b,
            R, h, c, N, &Q2, &D2);
Cp = (Cp1 + Cp2);
Q = Q1 + Q2;
D = D1 + D2;
Cthrust = D/(0.5*RHO*pow(Uinf,2)*A);

/* IMPRESION DE RESULTADOS */

printf("%f\t%f_#CpLambda\n", lambda, Cp);
printf("%f\t%f_#PLambda\n", lambda, Q*omega);
printf("%f\t%f_#OLambda\n", lambda, omega*5);
printf("%f\t%f_#Prpm\n", omega*30/PI, Q*omega);
printf("%f\t%f_#Qrpm\n", omega*30/PI, Q);
printf("%f\t%f_#rpmCp\n", omega*30/PI, Cp);
printf("%f\t%f_#QLambda\n", lambda, Q);
printf("%f\t%f_#CtLambda\n", lambda, Cthrust);
printf("%f\t%f_#DLambda\n", lambda, D);
printf("\tEl_Cp_total_es_%f\n\n", Cp);
} //Cierra variacion de lambda

end = clock();
cpu_time_used = ((double) (end - start)) / CLOCKS_PER_SEC;
printf("Tiempo_de_computo=_%e_seg\n", cpu_time_used);
exit (0);
} // Cierra main
/*-----*/

/* FUNCIONES */
double coef_interpl(double alpha1, int marcador, double Reb)
/* Esta funcion devuelve el valor previamente interpolado de C_d y C_l
segun indique la variable marcador */
{
    double *cl;
    double *cd;
    double coeficiente;

    Reb = round(Reb);

    if ( Reb == 10000 ) {
        cl = cl_10000;
        cd = cd_10000;
        coeficiente = Rey_exac(alpha1, marcador, cl, cd);
        return coeficiente;
    }
}

```

```

} else if ( Reb == 20000 ) {
  cl = cl_20000;
  cd = cd_20000;
  coeficiente = Rey_exac(alpha1, marcador, cl, cd);
  return coeficiente;
} else if ( Reb == 40000 ) {
  cl = cl_40000;
  cd = cd_40000;
  coeficiente = Rey_exac(alpha1, marcador, cl, cd);
  return coeficiente;
} else if ( Reb == 80000 ) {
  cl = cl_80000;
  cd = cd_80000;
  coeficiente = Rey_exac(alpha1, marcador, cl, cd);
  return coeficiente;
} else if ( Reb == 160000 ) {
  cl = cl_160000;
  cd = cd_160000;
  coeficiente = Rey_exac(alpha1, marcador, cl, cd);
  return coeficiente;
} else if ( Reb == 360000 ) {
  cl = cl_360000;
  cd = cd_360000;
  coeficiente = Rey_exac(alpha1, marcador, cl, cd);
  return coeficiente;
} else if ( Reb == 700000 ) {
  cl = cl_700000;
  cd = cd_700000;
  coeficiente = Rey_exac(alpha1, marcador, cl, cd);
  return coeficiente;
} else if ( Reb == 1000000 ) {
  cl = cl_1000000;
  cd = cd_1000000;
  coeficiente = Rey_exac(alpha1, marcador, cl, cd);
  return coeficiente;
} else if ( Reb == 2000000 ) {
  cl = cl_2000000;
  cd = cd_2000000;
  coeficiente = Rey_exac(alpha1, marcador, cl, cd);
  return coeficiente;
} else if ( Reb == 5000000 ) {
  cl = cl_5000000;
  cd = cd_5000000;
  coeficiente = Rey_exac(alpha1, marcador, cl, cd);
  return coeficiente;
} else if ( Reb == 10000000 ) {
  cl = cl_10000000;
  cd = cd_10000000;
  coeficiente = Rey_exac(alpha1, marcador, cl, cd);
  return coeficiente;
} else if ( Reb > 100 && Reb < 200 ) {
  printf("Incompleto");
  exit(1);
} else if ( Reb > 10000 && Reb < 20000 ) {
  return auxiliar_function(alpha1, 20000, 10000, marcador, Reb);
} else if ( Reb > 20000 && Reb < 40000 ) {
  return auxiliar_function(alpha1, 40000, 20000, marcador, Reb);
} else if ( Reb > 40000 && Reb < 80000 ) {
  return auxiliar_function(alpha1, 80000, 40000, marcador, Reb);
} else if ( Reb > 80000 && Reb < 160000 ) {
  return auxiliar_function(alpha1, 160000, 80000, marcador, Reb);
} else if ( Reb > 160000 && Reb < 360000 ) {
  return auxiliar_function(alpha1, 360000, 160000, marcador, Reb);
} else if ( Reb > 360000 && Reb < 700000 ) {
  return auxiliar_function(alpha1, 700000, 360000, marcador, Reb);
} else if ( Reb > 700000 && Reb < 1000000 ) {
  return auxiliar_function(alpha1, 1000000, 700000, marcador, Reb);
} else if ( Reb > 1000000 && Reb < 2000000 ) {
  return auxiliar_function(alpha1, 2000000, 1000000, marcador, Reb);
} else if ( Reb > 2000000 && Reb < 5000000 ) {

```



```

cl = cl.20000; cd = cd.20000;
cl_c = *(cl+r_alpha1); cd_c = *(cd+r_alpha1);
cl_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cl+c_alpha1));
cd_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cd+c_alpha1));
} else if (Reb_f == 20000 && Reb_c == 40000){
cl = cl.20000; cd = cd.20000;
cl_f = *(cl+r_alpha1); cd_f = *(cd+r_alpha1);
cl_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cl+c_alpha1));
cd_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cd+c_alpha1));
cl = cl.40000; cd = cd.40000;
cl_c = *(cl+r_alpha1); cd_c = *(cd+r_alpha1);
cl_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cl+c_alpha1));
cd_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cd+c_alpha1));
} else if (Reb_f == 40000 && Reb_c == 80000){
cl = cl.40000; cd = cd.40000;
cl_f = *(cl+r_alpha1); cd_f = *(cd+r_alpha1);
cl_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cl+c_alpha1));
cd_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cd+c_alpha1));
cl = cl.80000; cd = cd.80000;
cl_c = *(cl+r_alpha1); cd_c = *(cd+r_alpha1);
cl_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cl+c_alpha1));
cd_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cd+c_alpha1));
} else if (Reb_f == 80000 && Reb_c == 160000){
cl = cl.80000; cd = cd.80000;
cl_f = *(cl+r_alpha1); cd_f = *(cd+r_alpha1);
cl_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cl+c_alpha1));
cd_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cd+c_alpha1));
cl = cl.160000; cd = cd.160000;
cl_c = *(cl+r_alpha1); cd_c = *(cd+r_alpha1);
cl_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cl+c_alpha1));
cd_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cd+c_alpha1));
} else if (Reb_f == 160000 && Reb_c == 360000){
cl = cl.160000; cd = cd.160000;
cl_f = *(cl+r_alpha1); cd_f = *(cd+r_alpha1);
cl_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cl+c_alpha1));
cd_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cd+c_alpha1));
cl = cl.360000; cd = cd.360000;
cl_c = *(cl+r_alpha1); cd_c = *(cd+r_alpha1);
cl_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cl+c_alpha1));
cd_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cd+c_alpha1));
} else if (Reb_f == 360000 && Reb_c == 700000){
cl = cl.360000; cd = cd.360000;
cl_f = *(cl+r_alpha1); cd_f = *(cd+r_alpha1);
cl_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cl+c_alpha1));
cd_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cd+c_alpha1));
cl = cl.700000; cd = cd.700000;
cl_c = *(cl+r_alpha1); cd_c = *(cd+r_alpha1);
cl_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cl+c_alpha1));
cd_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
                        *(cd+c_alpha1));

```

```

} else if (Reb_f == 700000 && Reb_c == 1000000){
    cl = cl_700000; cd = cd_700000;
    cl_f = *(cl+r_alpha1); cd_f = *(cd+r_alpha1);
    cl_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cl+c_alpha1));
    cd_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cd+c_alpha1));
    cl = cl_1000000; cd = cd_1000000;
    cl_c = *(cl+r_alpha1); cd_c = *(cd+r_alpha1);
    cl_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cl+c_alpha1));
    cd_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cd+c_alpha1));
} else if (Reb_f == 1000000 && Reb_c == 2000000){
    cl = cl_1000000; cd = cd_1000000;
    cl_f = *(cl+r_alpha1); cd_f = *(cd+r_alpha1);
    cl_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cl+c_alpha1));
    cd_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cd+c_alpha1));
    cl = cl_2000000; cd = cd_2000000;
    cl_c = *(cl+r_alpha1); cd_c = *(cd+r_alpha1);
    cl_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cl+c_alpha1));
    cd_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cd+c_alpha1));
} else if (Reb_f == 2000000 && Reb_c == 5000000){
    cl = cl_2000000; cd = cd_2000000;
    cl_f = *(cl+r_alpha1); cd_f = *(cd+r_alpha1);
    cl_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cl+c_alpha1));
    cd_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cd+c_alpha1));
    cl = cl_5000000; cd = cd_5000000;
    cl_c = *(cl+r_alpha1); cd_c = *(cd+r_alpha1);
    cl_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cl+c_alpha1));
    cd_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cd+c_alpha1));
} else if (Reb_f == 5000000 && Reb_c == 10000000){
    cl = cl_5000000; cd = cd_5000000;
    cl_f = *(cl+r_alpha1); cd_f = *(cd+r_alpha1);
    cl_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cl+c_alpha1));
    cd_fa = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cd+c_alpha1));
    cl = cl_10000000; cd = cd_10000000;
    cl_c = *(cl+r_alpha1); cd_c = *(cd+r_alpha1);
    cl_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cl+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cl+c_alpha1));
    cd_ca = linear_interpl(alpha1, f_alpha1, *(cd+f_alpha1), c_alpha1,
        *(cd+c_alpha1));
} else {printf("Error de valor de Reynolds no encontrado\n");
    printf("Re=%f\n", Reb); exit(1);}

if (r_alpha1 == alpha1) { // alpha es entero
    if (marcador == 1) {
        return linear_interpl(Reb, Reb_f, cl_f, Reb_c, cl_c);
    } else if (marcador == 2) {
        return linear_interpl(Reb, Reb_f, cd_f, Reb_c, cd_c);
    } else {
        printf("Marcador con valor desconocido: %d\n", marcador);
    }
} else { // alpha no es entero, asi que interpolamos.
    /* Valor de Cl y Cd a Reb especifico */
    cl_Reb = linear_interpl(Reb, Reb_f, cl_fa, Reb_c, cl_ca);
    cd_Reb = linear_interpl(Reb, Reb_f, cd_fa, Reb_c, cd_ca);
    if (marcador == 1) {
        return cl_Reb;
    } else if (marcador == 2) {
        return cd_Reb;
    }
}

```

```

    } else {
        printf("Marcador_con_valor_desconocido:_%d\n", marcador);
    }
}
return 0;
}
/*-----*/
double linear_interpl(double px, double x0, double y0, double x1, double y1)
/* Devuelve la interpolacion lineal en p dados 2 puntos alrededor de el*/
{
    return y0 + ( ( y1 - y0 ) * ( px - x0 ) / ( x1 - x0 ) ) ;
}
/*-----*/
double integ(double Cn[], double Ct[], double a, double b, int s, double W[],
             double U)
/* Esta funcion utiliza la regla de Simpson compuesta para calcular
   abs(sec(x))*(Cn*cos(x)-Ct*sin(x))*(W/U)^2, a, b
   a y b son los limites de la funcion
   h es el incremento en los calculos
   y0 y yn son los valores de la funcion en los limites a y b*/
{
    double h, y = 0, x, par = 0, impar = 0, y0, yn;
    int i;
    h = (b-a)/s;
    y0 = fabs(1/cos(a))*(Cn[0]*cos(a)-Ct[0]*sin(a))*pow((W[0]/U),2);
    yn = fabs(1/cos(b))*(Cn[n-1]*cos(b)-Ct[n-1]*sin(b))*pow((W[n-1]/U),2);
    for (i = 1, x = a+h; i < s; x = x+h, i++){
        if (i %2==0)
            par = par + fabs(1/cos(x))*(Cn[i]*cos(x)-Ct[i]*sin(x))*pow((W[i]/U),2);
        else
            impar = impar + fabs(1/cos(x))*(Cn[i]*cos(x)-Ct[i]*sin(x))*pow((W[i]/U),2);
    }
    y = (h/3)*((y0 + yn) + 2*par + 4*impar);
    return y;
}
/*-----*/
double ParProm(double Mu[], double a, double b, int s)
/* Esta funcion devuelve el par promedio para una mitad
   del rotor. Utiliza el metodo de Simpson para integrar */
{
    int i;
    double par = 0, impar = 0, y0, yn, h, y;
    h = (b - a)/s;
    y0 = Mu[0];
    yn = Mu[n-1];
    for(i = 1; i < n; i++){
        if(i %2 == 0)
            par = par + Mu[i];
        else
            impar = impar + Mu[i];
    }
    y = (h/3)*((y0 + yn) + 2*par + 4*impar);
    return y;
}
/*-----*/
double int_f(double azimut[], double fi [], double U[], double omega,
            double lambda, double Ui, double a, double b,
            double R, double h, double c,
            int N, double *Qpar, double *Drag)
/*Funcion principal para calcular el Cp del rotor. Esta funcion manda
   llamar a las demas funciones*/
{
    double CN_array[n][n2], CT_array[n][n2];
    int l,i,j,k;
    double V_i, X, W, Cl, Cd, CN, CT, alpha;
    double Ct_az[n], CFn[n], CFt[n];
    double M[n], F_d[n], F_dt[n];
    double W_array[n][n2];

```

```

double Reb_array[n][n2];
double M_av, anew;
double costh, sinth;
double A, Cp, f;
double tmp, dz;
double Uw, ss, d[n2], F[n2]; //Variables para las perdidas en puntas
int signo=0;
/* printf("El numero de alabes es N => %d \n", N); */
/* printf("Radio, R = %g m\n", R); */
/* printf("Altura de los alabes, h = %g m \n", h); */
/* printf("Cuerda de los alabes, c = %g m\n", c); */
A=2*R*h; //Area
dz = 1.0/n2;
d[0] = ((h/2)/n2)/2;
for(j=1; j<n2; j++){
    d[j] = d[j-1] + ((h/2)/n2);
}
for(j=0; j < n2; j++) {
    anew = fi[j] * 1.01;
    l = 0;
    while (fabs(fi[j]-anew) > TOL) {
        fi[j] = anew;
        l += 1;
        if (l > 100) {
            printf("Problemas de conversion: Mas de 100 iteraciones\n");
            break;
        }
        V_i = U[j] * fi[j];
        X = R * omega / V_i;
        Uw = U[j] * ((2 * fi[j]) - 1.0);
        ss = PI * Uw / (N * omega);
        F[j] = acos(pow(E,-PI*d[j]/ss))/acos(pow(E,-PI*(h/2)/ss));

        //printf("Ud = %f, Xd = %f\n", V_i, X);

        for(i=0; i<n; i++) {
            costh=cos(azimut[i]);
            sinth=sin(azimut[i]);
            W=sqrt(pow(V_i,2)*pow((X-sinth),2)+pow(F[j],2)*pow(costh,2));
            W_array[i][j] = W;
            Reb_array[i][j]=(W*c)/NU;
            alpha=asin((costh*F[j])/sqrt(pow((X-sinth),2)+pow(F[j],2)*pow(costh,2)));
            if (alpha < 0)
                signo = 1;
            else signo = 0;
            alpha = fabs(alpha *180 / PI);
            Cl = coef_interpl(alpha, 1, Reb_array[i][j]);
            Cd = coef_interpl(alpha, 2, Reb_array[i][j]);
            if(signo == 1) {
                alpha = -alpha;
                Cl = -Cl;
            }//Cierra if

            alpha = alpha * PI/180;
            CN = Cl * cos(alpha) + Cd * sin(alpha); //Coeficiente normal
            CT = Cl * sin(alpha) - Cd * cos(alpha); //Coeficiente tangencial
            CN_array[i][j] = CN;
            CT_array[i][j] = CT;
        } //Cierra segundo for (i)

        tmp = 0;
        for (k = 0; k < n; k++) {
            tmp = tmp + (fabs(1/cos(azimut[k]))*(CN_array[k][j]*cos(azimut[k])
                -CT_array[k][j]*sin(azimut[k]))
                *pow((W_array[k][j]/V_i),2)*PI/(n-1));
        }
        f = ( N*c/(8*PI*R) ) * tmp;
        anew = PI/(f+PI);// Actualizacion de fi
    } //Cierra while
}

```

```

    fi[j] = anew;
} //Cierra primer for
for(i=0; i<n; i++) {
    Ct_az[i] = 0;
    F_d[i] = 0;
    for(j=0; j<n2; j++){
        Ct_az[i] += (CT_array[i][j] * pow(W_array[i][j],2) * dz);
        F_d[i] += pow(W_array[i][j],2) *
            (CN_array[i][j]*cos(azimut[i])+CT_array[i][j]*sin(azimut[i]))*dz;
        CFn[i] += CN_array[i][j] * pow(W_array[i][j]/Ui,2) * dz;
        CFt[i] += CT_array[i][j] * pow(W_array[i][j]/Ui,2) * dz;
    }
}
for(i=0; i<n; i++) {
    M[i] = 0.5 * RHO * c * R * (h/2) * 2 * Ct_az[i];
    F_dt[i] = 0.5 * RHO * c * (h/2) * 2 * F_d[i];
}
M_av = N/(2*PI)*ParProm(M, a, b, n-1);
*Drag = N/(2*PI)*ParProm(F_dt, a, b, n-1);
*Qpar = M_av;
Cp = lambda*(M_av/(0.5*RHO*pow(Ui,2)*A*R));
return Cp;
}

```

Bibliografía

- [1] IEA. *World Energy Outlook 2004*. OECD Publishing. ISBN 9789264108189.
- [2] Sakiko Fukuda-Parr, Carla De Gregorio, Haishan Fu, Ricardo Fuentes, Arunabha Ghosh, Claes Johansson, et al. *Human development report 2004: Cultural liberty in today's diverse world*. United Nations Development Programme New York, 2004. ISBN 0-19-522146-X.
- [3] Alan D Pasternak. *Global energy futures and human development: a framework for analysis*. US Department of Energy, Oak Ridge, 2000. URL www.llnl.gov/tid/lof/documents/pdf/239193.pdf.
- [4] SENER. Balance nacional de energía 2012. Technical report, Secretaría de Energía, México, 2013.
- [5] D.G.J. Marie. Turbine having its rotating shaft transverse to the flow of the current, December 8 1931. URL <http://www.google.com/patents/US1835018>. US Patent 1,835,018.
- [6] Gary L Johnson. *Wind energy systems*. Prentice hall, 2006. ISBN 978-0139577543.
- [7] Sukanta Roy and Ujjwal K Saha. Review on the numerical investigations into the design and development of savonius wind rotors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24:73–83, 2013.
- [8] Herbert J Sutherland, Dale E Berg, and Thomas D Ashwill. A retrospective of vawt technology. *Sandia Report No. SAND2012-0304*, 2012.
- [9] Alexandrina Untaroiu, Houston G Wood, Paul E Allaire, and Robert J Ribando. Investigation of self-starting capability of vertical axis wind turbines using a computational fluid dynamics approach. *Journal of Solar Energy Engineering*, 133(4):041010, 2011.
- [10] DN Gorelov and VP Krivospitsky. Prospects for development of wind turbines with orthogonal rotor. *Thermophysics and Aeromechanics*, 15(1):153–157, 2008.
- [11] M Jahangir Alam and Mohammad T Iqbal. Design and development of hybrid vertical axis turbine. In *Electrical and Computer Engineering, 2009. CCECE'09. Canadian Conference on*, pages 1178–1183. IEEE, 2009.
- [12] Shafiqur Rehman. Tower distortion and scatter factors of co-located wind speed sensors and turbulence intensity behavior. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34:20–29, 2014.
- [13] Alxion. Stk wind and water turbines alternators, 2011. <http://www.alxion.com/products/>.
- [14] I Paraschivoiu, O Trifu, and F Saeed. H-darrieus wind turbine with blade pitch control. *International Journal of Rotating Machinery*, 2009, 2009. URL <http://dx.doi.org/10.1155/2009/505343>.

- [15] Wei Tong. Fundamentals of wind energy. In Wei Tong, editor, *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*, pages 3–48. WIT Press, 2010. ISBN 978-1-84564-205-1.
- [16] Ion Paraschivoiu. *Wind turbine design: with emphasis on Darrieus concept*. Presses inter Polytechnique, 2002. ISBN 10-2553009313.
- [17] Ion Paraschivoiu. Double-multiple streamtube model for studying vertical-axis wind turbines. *Journal of propulsion and power*, 4(4):370–377, 1988.
- [18] R E Sheldahl and P C Klimas. *Aerodynamic characteristics of seven symmetrical airfoil sections through 180-degree angle of attack for use in aerodynamic analysis of vertical axis wind turbines*. Sandia National Labs., Albuquerque, NM (USA), 1981. URL <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/6548367>.
- [19] Frank Kreith and Jan F. Kreider. *Principles of Sustainable Energy*. CRC Press, 2011. ISBN 978-1-4398-1407-9.
- [20] Eleni K. Stigka, John A. Paravantis, and Giouli K. Mihalakakou. Social acceptance of renewable energy sources: A review of contingent valuation applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32(0):100–106, 2014. ISSN 1364-0321. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211300840X>.
- [21] SENER. Balance nacional de energía 2011. Technical report, Secretaría de Energía, México, 2012.
- [22] Tabassum-Abbasi, M. Premalatha, Tasneem Abbasi, and S.A. Abbasi. Wind energy: Increasing deployment, rising environmental concerns. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31(0): 270–288, 2014. ISSN 1364-0321. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113007685>.
- [23] Mathew Sathyajith. *Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics*. Springer, 2006. ISBN 978-3-540-30906-2.
- [24] Paul Cooper. Development and analysis of vertical-axis wind turbines. In Wei Tong, editor, *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*, pages 277–302. WIT Press, 2010. ISBN 978-1-84564-205-1.
- [25] J.D. Madarasz. Wind engine, February 10 1931. URL <http://www.google.com/patents/US1791731>. US Patent 1,791,731.
- [26] Lyman J Briggs. Effect of spin and speed on the lateral deflection (curve) of a baseball; and the magnus effect for smooth spheres. *Am. J. Phys*, 27(8):589–596, 1959.
- [27] S.S. Johannes. Rotor adapted to be driven by wind or flowing water, January 1 1929. URL <https://www.google.com/patents/US1697574>. US Patent 1,697,574.
- [28] Trevor J Price. Uk large-scale wind power programme from 1970 to 1990: the carmarthen bay experiments and the musgrove vertical-axis turbines. *Wind Engineering*, 30(3):225–242, 2006.
- [29] Sandra Eriksson, Hans Bernhoff, and Mats Leijon. Evaluation of different turbine concepts for wind power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(5):1419–1434, 2008.
- [30] MR Islam, S Mekhilef, and R Saidur. Progress and recent trends of wind energy technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21:456–468, 2013.

- [31] David MacPhee and Asfaw Beyene. Recent advances in rotor design of vertical axis wind turbines. *Wind Engineering*, 36(6):647–666, 2012.
- [32] Shuqin Liu, Zhongguo Bian, Deguang Li, and Wen Zhao. A magnetic suspended self-pitch vertical axis wind generator. In *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific*, pages 1–4. IEEE, 2010.
- [33] In Seong Hwang, Seung Yong Min, In Oh Jeong, Yun Han Lee, and Seung Jo Kim. Efficiency improvement of a new vertical axis wind turbine by individual active control of blade motion. In *Smart Structures and Materials*, pages 316–323. International Society for Optics and Photonics, 2006.
- [34] R Dominy, P Lunt, A Bickerdyke, and J Dominy. Self-starting capability of a darrieus turbine. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 221(1):111–120, 2007.
- [35] Habtamu Beri and Yingxue Yao. Effect of camber airfoil on self starting of vertical axis wind turbine. *Journal of Environmental Science & Technology*, 4(3), 2011.
- [36] Francesco Balduzzi, Alessandro Bianchini, Ennio Antonio Carnevale, Lorenzo Ferrari, and Sandro Magnani. Feasibility analysis of a darrieus vertical-axis wind turbine installation in the rooftop of a building. *Applied Energy*, 97:921–929, 2012.
- [37] Huimin Wang, Jianliang Wang, Ji Yao, Weibin Yuan, and Liang Cao. Analysis on the aerodynamic performance of vertical axis wind turbine subjected to the change of wind velocity. *Procedia Engineering*, 31:213–219, 2012.
- [38] Jna Gavaldà, J Massons, and F Diaz. Experimental study on a self-adapting darrieus—savonius wind machine. *Solar & Wind Technology*, 7(4):457–461, 1990.
- [39] J-C. Ruel, D. Pin, and K. Cooper. Effect of topography on wind behaviour in a complex terrain. *Forestry*, 71(3):261–265, 1998. URL <http://forestry.oxfordjournals.org/content/71/3/261.short>.
- [40] Vaughn Nelson. *Wind energy: renewable energy and the environment*. CRC Press, 2013. ISBN 9781466581593.
- [41] Tony Burton, David Sharpe, and Nick Jenkins. *Handbook of wind energy*. John Wiley & Sons, 2001. ISBN 9780470846063.
- [42] Wiebke Langreder. Wind resource and site assessment. In Wei Tong, editor, *Wind power generation and wind turbine design*, WIT Press, MA, pages 49–87. WIT Press, 2010. ISBN 978-1-84564-205-1.
- [43] OA Jaramillo and MA Borja. Wind speed analysis in la ventosa, mexico: a bimodal probability distribution case. *Renewable Energy*, 29(10):1613–1630, 2004.
- [44] B.G. Newman. Actuator-disc theory for vertical-axis wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 15(1–3):347–355, 1983. ISSN 0167-6105. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0167610583902040>.
- [45] Mark Drela. Xfoil: An analysis and design system for low reynolds number airfoils. In ThomasJ. Mueller, editor, *Low Reynolds Number Aerodynamics*, volume 54 of *Lecture Notes in Engineering*, pages 1–12. Springer Berlin Heidelberg, 1989. ISBN 978-3-540-51884-6. URL http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-84010-4_1.

-
- [46] Franck Bertagnolio, Niels N Sørensen, Jeppe Johansen, and Peter Fuglsang. *Wind turbine airfoil catalogue*. 2001. ISBN 87-550-2910-8. ISSN 0106-2840.
- [47] M Saqib Hameed and S Kamran Afaq. Design and analysis of a straight bladed vertical axis wind turbine blade using analytical and numerical techniques. *Ocean Engineering*, 57:248–255, 2013.
- [48] Habtamu Beri, Yingxue Yao, et al. Double multiple streamtube model and numerical analysis of vertical axis wind turbine. *Energy and Power Engineering*, 3(03):262, 2011.
- [49] Thomaz Junior and Celso Rangel. *Desempeño aerodinámico de turbinas eólicas de eje vertical en función de temperatura de superficie de álabe*. Universidad de Chile, 2012. B.S. Thesis.
- [50] Ion Paraschivoiu and Francois DELCLAUX. Double multiple streamtube model with recent improvements (for predicting aerodynamic loads and performance of darrieus vertical axis wind turbines). *Journal of Energy*, 7(3):250–255, 1983.
- [51] Ion Paraschivoiu, Philippe Fraunie, and Claude Beguier. Streamtube expansion effects on the darrieus wind turbine. *Journal of Propulsion and Power*, 1(2):150–155, 1985.
- [52] DJ Sharpe. Wind turbine aerodynamics. In L.L. Freris, editor, *Wind energy conversion systems*, pages 54–118. Prentice Hall New York, London, 1990. ISBN 0-13-960527-4.