



**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN
NICOLÁS DE HIDALGO**



**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**PROPUESTA DE DISEÑO AERODINÁMICO
PARA REDUCCIÓN DE TURBULENCIA EN LA
ESTELA DE ROTACIÓN EN TURBINAS
EÓLICAS DE BAJA CAPACIDAD HAWT**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS

PRESENTA

ING. DANIEL MOLINERO HERNANDEZ

ASESOR:

M.C. VICTOR LÓPEZ GARZA



Morelia, Michoacán. Enero 2016

Dedicatorias.

A mí amada madre Lourdes y mi hermano Antonio.

Agradecimientos.

A mi familia y todos mis amigos, compañeros y profesores, quienes me brindaron consejos para el desarrollo de este trabajo y en especial a todos aquellos quienes contribuyeron de manera significativa para lograr la conclusión del mismo.

Resumen.

Se presenta una propuesta de diseño para la reducción de turbulencia en la estela de rotación de turbinas eólicas de eje horizontal. La propuesta surge del análisis de diversas alternativas para la modificación de los álabes de una turbina diseñada bajo la teoría BEM. Varios softwares son empleados para el diseño, modelado y simulación de las diversas propuestas. Los resultados experimentales de anemometría de hilo caliente en túnel de viento utilizando un modelo fabricado con tecnología de impresión 3D de una de las propuestas son comparados con los obtenidos en CFD. Como trabajo adicional se integró un sistema de medición de velocidad de viento para caracterización del túnel de viento empleado. Pruebas adicionales para obtención de líneas de corriente mediante un generador de humos y medición de torque de arranque son también llevadas a cabo. Los resultados experimentales y CFD presentan buena concordancia, con lo cual se logró la validación de la metodología empleada para el análisis. Como resultado del análisis se demostró que es posible lograr un diseño con baja generación de turbulencia y una potencia aceptable por encima de otros diseños planteados.

Palabras clave: Turbulencia, Alabes, Optimización, Simulación, Turbina.

Abstract.

A design proposal in order to reduce turbulence in the wake of horizontal axis wind turbines is presented. The proposal arises from analysis of diverse alternatives for blade modification of wind turbines designed under the BEM theory. Several software are used for the design, modeling and simulation of diverse proposals. The experimental hot-wire anemometry results in wind tunnel using a model made with 3D printing technology of one of the proposals are compared with the obtained ones in CFD. As additional work, a system for measurement of wind speed in order to characterize the used wind tunnel was integrated. Additional tests in order to get stream lines by means of a smoke generator and measurement of starter torque are carried out also. The experimental and CFD results present good agreement with which there was achieved the validation of the methodology used for the analysis. As result of the analysis it is demonstrated that is possible to achieve a design with low turbulence generation and an acceptable power output above other designs.

Key words: Turbulence, Blades, Optimization, Simulation, Turbine.

Índice General.

Dedicatorias.....	i
Agradecimientos.	ii
Resumen.....	iii
Abstract.	iv
Introducción.	1
Nomenclatura.	2
Objetivos.	5
Planteamiento del Problema.....	6
Justificación.....	7
Hipótesis.....	8
Capítulo I. Energía eólica en el mundo y en México.	9
Panorama ambiental.	9
Panorama energético.	9
Energía eólica en el mundo.	11
Energía eólica en México.	12
Prospectiva de crecimiento en México SENER 2012-2026.	13
Capítulo II. Breve historia de la energía eólica.	14
Capítulo III. El recurso eólico.	18
Variación geográfica en el recurso eólico.	18
Variaciones anuales y estacionales.	19
Variaciones diurnas y sinópticas.	20
Variaciones debido a localización y dirección de viento.	20
Turbulencia.	20
Intensidad de turbulencia.	21
Espectro de turbulencia.	21
Escalas de longitud.	22
Turbulencia en estelas y granjas de viento.	22
Turbulencia en terreno complejo.	23
Capa límite.	23
Variación de la velocidad de viento con la altura.	24

Velocidades de viento de ráfaga.....	25
Velocidades de viento extremas.	25
Vientos extremos en estándares.	26
Predicción y pronóstico de velocidad del viento.	27
Métodos estadísticos.....	28
Capítulo IV. Diseño aerodinámico de turbinas eólicas.	29
Introducción.....	29
Concepto del disco actuador.....	29
Teoría de momento.....	30
Coeficiente de potencia	31
El límite de Betz.....	32
Coeficiente de empuje	32
Teoría de disco de rotor	32
Estela de Rotación	33
Teoría de momento angular	34
Potencia máxima	35
Estructura de la estela.....	35
Teoría de álabe rotor.....	36
Teoría del elemento álabe	36
La teoría de elemento álabe – momento (BEM)	38
Diseño óptimo para operación de velocidad variable	39
Capítulo V. Optimización de turbinas de viento de eje horizontal.....	41
Perfiles aerodinámicos.	41
Diseño de álabes.....	42
Puntas de álabes.	44
Estela de rotación.	44
Modelos de turbulencia y simulación numérica.	46
Conclusión.....	48
Capítulo VI. Introducción a la Dinámica de Fluidos Computarizada (CFD).....	49
Capítulo VII. Propuesta de diseño aerodinámico para reducción de turbulencia en la estela de rotación en turbinas eólicas de baja capacidad HAWTA.....	52

Metodología.	52
Diseño, Modelado y Simulación.	53
Fabricación y Pruebas.	59
Resultados.	64
Conclusiones.	77
Referencias.	78

Índice de Tablas.

Tabla 1. Capacidad instalada de las energías renovables en el mundo, 2011 [3].....	10
Tabla 2. Potencial estimado de generación eoloeleétrica en México [3].	12
Tabla 3. Resultados de experimentación y CFD.	65
Tabla 4. Resultados de CFD para las 18 configuraciones distintas de un rotor de 25 W.....	65

Índice de Ilustraciones.

Ilustración 1. Distribución de la demanda mundial de energía, 1990-2010. (Millones de toneladas de petróleo equivalente [3].	9
Ilustración 2. Tasa de crecimiento de la capacidad global de producción de energía renovable, 2006-2011 (%) [3].	10
Ilustración 3. Evolución de la capacidad adicional de generación con energías renovables y nuevas grandes hidroeléctricas para servicio público, 2012-2026 (MW) [3].....	13
Ilustración 4. Molino de Viento Holandés [14].	14
Ilustración 5. Turbina Jacobs [12].	15
Ilustración 6 Turbina Smith-Putnam en Vermont USA (diámetro de rotor 53.3 m, potencia nominal 1 250 kW), 1941 [14].	16
Ilustración 7. Turbina eólica MOD OA [13].	17
Ilustración 8. Disco Actuador y Tubo de Corriente [11].	30
Ilustración 9. Crecimiento de la velocidad tangencial a través del espesor del disco [11]. .	33
Ilustración 10. Barrido de un anillo anular por un elemento álabes [11].	37
Ilustración 11. Fuerzas y velocidades en un elemento álabes [11].	37
Ilustración 12. Diagrama esquemático N.F.M. Roozenburg y J. Eekels [56]	52
Ilustración 13. Coordenadas polares del perfil NACA 4412.....	54
Ilustración 14. Tabla de resultados de la rutina de diseño en base a la teoría BEM creada en MatLab.	54
Ilustración 15. Modelado de álabes, hub y acoplamiento realizado en Gambit a partir de la rutina creada en MatLab.	56
Ilustración 16. Modelos realizados en Gambit a partir de la rutina creada en MatLab empleados para simulación en CFD. a) sweep positivo, b) diedral positivo y c) sweep con diedral positivos.	57
Ilustración 17. Mallado del dominio en el módulo Mesh de ANSYS Workbench. Empleando los parámetros mencionados se obtuvieron mallas de entre 4 y 5 millones de elementos. ..	58
Ilustración 18. Pruebas de impresión 3D. a) $\lambda=5$ (plástico PLA), b) $\lambda=5$ (plástico ABS) y c) $\lambda=7$ (plástico ABS).....	59
Ilustración 19. Álabes recién impresos presentando algunos detalles de imperfección (izquierda) y álabes detallados a base de lija y pintura (derecha).	60
Ilustración 20. Sistema de medición de viento. a) Tarjeta de adquisición de datos y circuito integrado con sensores de presión diferencial, absoluta y temperatura. b) Tubo Pitot	60

Ilustración 21. Torquimetro empleado para medición de torque.....	62
Ilustración 22. Pruebas con equipo generador de humo en rotor montado sobre motor de CD para inducir rotación.	62
Ilustración 23. A nemómetro de hilo caliente incluyendo traverse (derecha) y equipo de calibración de probetas para probetas (izquierda).	63
Ilustración 24. Curva característica del túnel de viento.....	64
Ilustración 25. Líneas de corriente a) Experimento (izquierda) y b) CFD (derecha).	65
Ilustración 26. Potencia suministrada por cada modelo. Resultados de CFD.	66
Ilustración 27. Intensidad de turbulencia en estela de rotación en el plano de salida del dominio por cada modelo. Resultados de CFD.	66
Ilustración 28. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos NS-ND-VA (izquierda) y NS-ND-FA (derecha).	68
Ilustración 29. Vorticidad generada por los modelos NS-ND-VA (izquierda) y NS-ND-FA (derecha).	68
Ilustración 30. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos NS-YDPOS-VA (izquierda) y NS-YDPOS-FA (derecha).	69
Ilustración 31. Vorticidad generada por los modelos NS-YDPOS-VA (izquierda) y NS-YDPOS-FA (derecha).	69
Ilustración 32. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos NS-YDNEG-VA (izquierda) y NS-YDNEG-FA (derecha).	70
Ilustración 33. Vorticidad generada por los modelos NS-YDNEG-VA (izquierda) y NS-YDNEG-FA (derecha).	70
Ilustración 34. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos YSPOS-ND-VA (izquierda) y YSPOS-ND-FA (derecha).	71
Ilustración 35. Vorticidad generada por los modelos YSPOS-ND-VA (izquierda) y YSPOS-ND-FA (derecha).	71
Ilustración 36. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos YSNEG-ND-VA (izquierda) y YSNEG-ND-FA (derecha).	72
Ilustración 37. Vorticidad generada por los modelos YSNEG-ND-VA (izquierda) y YSNEG-ND-FA (derecha).	72
Ilustración 38. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos YSPOS-YDPOS-VA (izquierda) y YSPOS-YDPOS-FA (derecha).	73
Ilustración 39. Vorticidad generada por los modelos YSPOS-YDPOS-VA (izquierda) y YSPOS-YDPOS-FA (derecha).	73
Ilustración 40. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos YSNEG-YDNEG-VA (izquierda) y YSNEG-YDNEG-FA (derecha).	74
Ilustración 41. Vorticidad generada por los modelos YSNEG-YDNEG-VA (izquierda) y YSNEG-YDNEG-FA (derecha).	74
Ilustración 42. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos YSPOS-YDNEG-VA (izquierda) y YSPOS-YDNEG-FA (derecha).	75

Ilustración 43. Vorticidad generada por los modelos YSPOS-YDNEG-VA (izquierda) y YSPOS-YDNEG-FA (derecha).....	75
Ilustración 44. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos YSNEG-YDPOS-VA (izquierda) y YSNEG-YDPOS-FA (derecha).	76
Ilustración 45. Vorticidad generada por los modelos YSNEG-YDPOS-VA (izquierda) y YSNEG-YDPOS-FA (derecha).....	76

Introducción.

De acuerdo a estudios realizados la tendencia es que la temperatura de la atmósfera seguirá incrementando, continúe el derretimiento de los polos y el incremento de los niveles en los océanos, así como cambios extremos en las condiciones ambientales. El calentamiento se debe principalmente a la quema de combustibles fósiles empleados para la generación de energía eléctrica, ya sea para uso general o actividades industriales, seguida de la quema de combustibles empleados en transporte.

Los combustibles fósiles forman el grupo de las fuentes de energías no renovables, de los cuales el petróleo es el más utilizado y en el cual se basan los parámetros de medición tanto para generación eléctrica como emisión de gases de efecto invernadero. Aun cuando se conocen los efectos del uso de las fuentes de energía no renovable y que se ha estimado el límite aproximado de estos recursos, los esfuerzos en el desarrollo e implementación de las fuentes de energía renovable y limpia se ven frenados debido al potencial que ofrecen los combustibles fósiles aunado a su costo actual y el costo de una transición de fuentes de energía no renovables a renovables. Las fuentes de energía renovables se pueden dividir en solar, eólica, hidráulica, biomasa y marina. De las cuales las que han mostrado mayor crecimiento han sido la solar y eólica debido a la mayor disponibilidad del recurso y menor costo de implementación en comparación de la energía hidráulica¹.

El equipo empleado para la generación eléctrica es la turbina eólica, conformada por los álabes, hub y el pedestal, en el caso de una turbina de eje horizontal. Sin embargo, debido a diversos factores la eficiencia en turbinas eólicas se aleja del límite teórico establecido de eficiencia máxima de conversión de energía de viento en energía eléctrica. Uno de estos factores es la generación de turbulencia en la zona inmediata a la turbina de viento, debida a los álabes, el hub, el pedestal y la interacción entre la estela de rotación y el viento alrededor de ella, ya que la generación de turbulencia puede inducir cargas adicionales sobre la turbina, así como a otras situadas detrás.

Diversos estudios se han realizado para la optimización de los álabes con el fin de aumentar el aprovechamiento del recurso eólico hasta su límite teórico, así como evaluar el comportamiento de la estela de rotación, su efecto en el desempeño de la turbina y la turbulencia asociada a la estela de rotación. El presente trabajo se centra en desarrollar una propuesta aerodinámica de un álabe para reducir la turbulencia en la zona inmediata a la turbina eólica.

¹ En el presente trabajo se emplearon los términos “Energía renovable” y “Energía no renovable” para hacer referencia a “Fuente de energía renovable” y “Fuente de energía no renovable” respectivamente.

Nomenclatura.

a	Factor de inducción axial.
a'	Factor de inducción tangencial.
a_{wt}	Dihedral en la punta del álabe.
A_{∞}	Área del tubo de corriente (corriente arriba).
A_d	Área del disco del rotor.
A_w	Área del tubo de corriente (corriente abajo).
c	Cuerda del álabe.
C_l	Coefficiente de sustentación.
C_d	Coefficiente de arrastre.
C_p	Coefficiente de potencia.
C_{pmax}	Coefficiente de potencia máximo posible.
C_T	Coefficiente de empuje.
C_x	Coefficiente de fuerza axial.
C_y	Coefficiente de fuerza tangencial.
d_{tip}	Sweep en la punta del álabe.
D	Fuerza de sustentación.
K	Coefficiente del tubo Pitot.
L	Fuerza de arrastre.
n	Exponente para curvatura de dihedral.
N	Numero de Álabes.
p_{∞}	Presión del tubo de corriente (corriente arriba).
p_d	Presión sobre el disco del rotor.
p_w	Presión del tubo de corriente (corriente abajo).

p_d^+	Presión incrementada delante del disco del rotor.
p_d^-	Presión disminuida detrás del disco del rotor.
Δp_r	Perdida de presión estática en el disco del rotor.
P	Potencia.
P_o	Presión atmosférica.
$P_{applied}$	Presión aplicada.
P_{max}	Presión máxima.
P_{min}	Presión mínima.
Q	Torque
r	Radio diferencial del álabe.
r_{start}	Radio a partir del cual comienza el sweep.
R	Radio del álabe.
R_o	Resistencia a 0°C.
R_T	Resistencia a temperatura ambiente.
RH_{sensor}	Humedad relativa.
RH_{True}	Humedad relativa corregida.
T	Fuerza de empuje, Temperatura.
U	Velocidad de viento.
U_d	Velocidad de viento en disco actuador.
U_w	Velocidad de viento en la estela.
U_∞	Velocidad de viento en la corriente libre.
V_o	Voltaje de salida.
V_{supply}	Voltaje de alimentación.
W	Velocidad relativa.

γ	Sweep, Dihedral.
α	Angulo de ataque.
β	Angulo de torsión o de paso.
γ	Exponente para curvatura de sweep.
λ	Velocidad específica.
λ_r	Velocidad específica local.
μ	Relación r/R .
ρ	Densidad del aire.
ϕ	Ángulo de la velocidad relativa.
σ_r	Solidez de cuerda.
Ω	Velocidad de rotación.

Objetivos.

General:

- Realizar un diseño aerodinámico de una turbina de baja capacidad que reduzca la turbulencia en la estela de rotación.

Específicos:

- Construir un modelo CFD de prueba para la propuesta de diseño aerodinámico
- Construir un banco de pruebas para visualización de la estela de rotación utilizando un generador de humo.
- Comparar resultados de CFD con un modelo experimental para justificar la propuesta aerodinámica.

Planteamiento del Problema.

Actualmente la generación de turbulencia en la estela de rotación de los aerogeneradores reduce su rendimiento, además de ser un parámetro limitante en la velocidad de rotación, lo cual va ligado al aprovechamiento del potencial eólico. La mayor parte de la investigación y desarrollo se encuentran enfocadas a los aerogeneradores de gran capacidad (vientos sobre 12-16 m/s), debido al interés de grandes compañías manufactureras, constructoras y productoras, dejando de lado el campo de los aerogeneradores de pequeña capacidad (vientos sobre 4-8 m/s), aun así, hasta ahora sólo se ha desarrollado la parte concerniente a determinar la longitud de la estela de rotación donde la turbulencia afecta a la corriente de viento y no así en la reducción de la turbulencia generada.

Justificación.

El presente trabajo está encaminado a desarrollar un diseño aerodinámico que reduzca la generación de turbulencia en aerogeneradores de pequeña capacidad, con el fin de aumentar su eficiencia y obtener un mejor aprovechamiento de la superficie de generación, al reducir la longitud de la estela de rotación afectada por la turbulencia.

Hipótesis.

Es posible mediante la modificación de la geometría de los álabes reducir la turbulencia en la estela de rotación, logrando un incremento en la eficiencia del aerogenerador y reducción de la estela de rotación afectada por la turbulencia.

Capítulo I. Energía eólica en el mundo y en México.

Panorama ambiental.

De acuerdo con la OCDE, la Prospectiva Medioambiental prevé que las emisiones mundiales de bióxido de carbono relacionadas con la energía aumentarán en 52% para el 2030 [1].

Según datos de la OCDE en 2008, México tuvo decimotercer puesto con el volumen más alto de emisiones de gases de efecto invernadero (1.3%) a nivel internacional. Las emisiones relacionadas con la energía representaron el 71% del total de las emisiones de GEI y aumentaron 17% entre 2000 y 2008. Tras la implementación de la Ley General de Cambio Climático en 2012 se pretende reducir las emisiones de GEI en 30% respecto al escenario tendencial para 2020, así como en 50% respecto a niveles de 2000 para 2050 [2].

Panorama energético.

El uso de las energías renovables creció a una tasa promedio anual de 2.9% de 1990 a 2010, y contribuyeron con 19.4% de la generación de energía eléctrica mundial. En este mismo periodo, la demanda mundial de energía se incrementó de 7,216 Mtpe (millones de toneladas de petróleo equivalente) a 12,715 Mtpe, donde la demanda de petróleo pasó de 43% a 32% [3] [4].

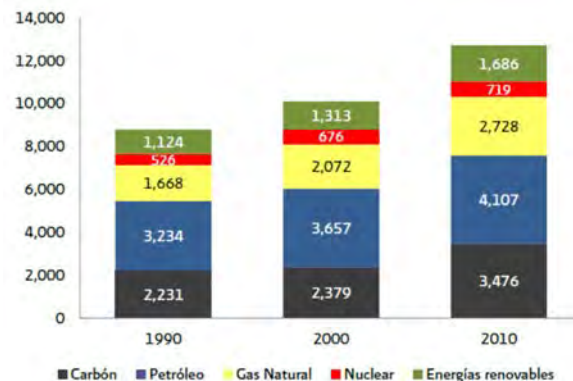


Ilustración 1. Distribución de la demanda mundial de energía, 1990-2010. (Millones de toneladas de petróleo equivalente [3].

Con base en el consumo total de energía primaria a nivel mundial en 2010 de 12,715 Mtpe y el incremento del consumo de energía primaria reportado para el año 2011 de 2.5% por parte de British Petroleum, se estima que la demanda mundial de energía primaria ascendió a 13,138 Mtpe durante 2011, de la cual las energías renovables representaron el 13.5% [3] [5].

Entre 2006 y 2011, la capacidad de producción global de energías renovables, incluyendo grandes hidroeléctricas, creció a tasas promedio anuales muy altas (entre 17% y 58%); en este apartado la energía eólica creció a un ritmo de 27% anual [3] [6].

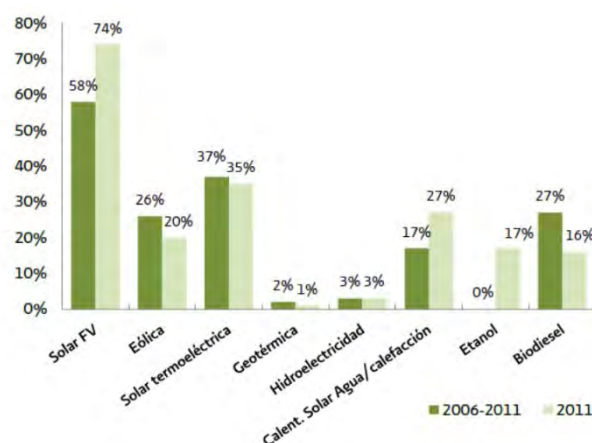


Ilustración 2. Tasa de crecimiento de la capacidad global de producción de energía renovable, 2006-2011 (%) [3].

En 2011, la capacidad mundial instalada de las fuentes de energía renovable se estimó en 1,360 Gigawatts (GW), que representa aproximadamente un cuarto de la capacidad global instalada (estimada en alrededor de 5,360 GW en 2011) y alrededor del 20.3% del suministro global de energía eléctrica [3] [6].

Fuentes / Tecnologías	Capacidad agregada en 2011	Capacidad existente a finales de 2011
Generación de electricidad (GW)		
Eololéctricas	40	238
Solar fotovoltaica	30	70
Concentración solar termoeléctrica	0.46	1.76
Hidroeléctricas	25	970
Biomasa	5.9	72
Geotermoeléctrica	0.1	11.1
Energías oceánicas	0.3	0.5
Calentamiento de agua/calentamiento (GWt)		
Calentamiento solar de agua / calentamiento de espacios	>49	232
Biomasa	10	290
Geotermia	7	58
Combustibles líquidos (billones de litros/ año)		
Etanol	-0.4	86.1
Biodiésel	2.9	21.4

Tabla 1. Capacidad instalada de las energías renovables en el mundo, 2011 [3].

De acuerdo con el reporte anual de energías renovables de REN21, la mitad de esta capacidad se encuentra en países desarrollados donde Europa concentra el 20%. Las energías eólica y solar fotovoltaica fueron las que más incrementaron su capacidad durante 2011, con 40% y 30% de nueva capacidad respectivamente, seguidas por la hidroeléctrica con casi 25% [6].

Los países que más utilizan las energías renovables para la generación de electricidad son Islandia, Noruega, Paraguay, Colombia, Brasil y Canadá, que van desde 100% hasta 61% de participación [3] [4].

En México los combustibles fósiles representan 89% del suministro de energía, proporción que se ubica por encima del promedio de 81% de la OCDE. El petróleo representa 55% de la matriz energética, pero la proporción del gas natural creció de 20% en 2000 a 30% en 2010. La biomasa es el combustible primario renovable más utilizado con un 48%, la hidroeléctrica es la mayor fuente renovable de energía eléctrica con 78%, seguida por la energía geotérmica con 14%. La generación de electricidad a partir de energía eólica ha crecido en años recientes, de 2MW en 2006 a 1012 MW en 2012. A pesar del auge de las energías renovables, la participación estas en la producción de energía eléctrica cayó de 20% en 2000 a 18% en 2010 [2].

Energía eólica en el mundo.

La capacidad de generación eléctrica total acumulada mediante energía eólica en 2011 llegó a 238 GW, con un crecimiento anual promedio de 25.5% en el periodo 2001-2011. Durante 2011 la capacidad instalada de energía eólica aumentó 40 GW a nivel mundial, 20% más con respecto a lo registrado en 2010 [3] [6].

El mercado eólico mantuvo su nivel de crecimiento en 2011, la mayor parte de la capacidad instalada se llevó a cabo en los países desarrollados y en mercados emergentes: China con 17.6 GW, Estados Unidos con un aumento de 6.8 GW y la Unión Europea con 9.6 GW, encabezada por Alemania, España, Francia, Italia, Reino Unido, Portugal y Dinamarca. Brasil y México instalaron 0.54 GW y 0.21 GW respectivamente durante 2011, con lo cual alcanzaron al final de ese año 1.47 y 0.67 GW de capacidad instalada [3] [6].

A finales de 2010, por lo menos 11 países de la región de África y Medio Oriente instalaron parques eólicos comerciales con una capacidad de 213 MW, sumando una capacidad total de 1,065 MW. La capacidad instalada en Irán en 2011 aumentó de 3 MW a 91 MW, Turquía añadió 0.5 GW de parques eólicos para alcanzar un total de 1.8 GW. El tamaño promedio de las turbinas eólicas siguió aumentando en 2011 con el lanzamiento de máquinas de hasta 5 MW, la tendencia en la industria eólica apunta a tener máquinas eólicas con capacidad de 7.5 y 10 MW en los próximos cinco años [3].

La energía eólica marina ha registrado un acelerado crecimiento, se estima que la capacidad total acumulada fue de 4.1 GW al cierre de 2011, con un crecimiento anual de 53%, de los cuales 0.96 GW se instalaron en 2011, 96% en Europa y el resto en China (0.1 GW). A finales de 2011, al menos 11 países tenían parques eólicos marinos, destacan Inglaterra con 2.1 GW, Dinamarca con 0.9 GW y Alemania con 0.2 GW, y alrededor de 5.3 GW estaban en construcción fuera de las costas de la Unión Europea. China por su parte instaló dos proyectos con una capacidad total cercana a los 100 MW, alcanzando 258 MW [7].

En 2010, el uso de turbinas eólicas de pequeña escala superó las 656,000 unidades instaladas (443.3 MW), 26% más respecto al año anterior. La capacidad total instalada ha crecido a una tasa promedio anual de 35% en el periodo 2001-2011. China sigue siendo el mayor mercado para la energía eólica de pequeñas turbinas aumentando cerca de 50,000 unidades entre 2009 y 2010, para un total en 2011 de 450,000 unidades, con lo cual suman una capacidad total instalada de esta tecnología de 166 MW. Estados Unidos de América incremento 15% en 2009 y 25% en 2010 para alcanzar una capacidad instalada de 179 MW, esto con con la

instalación estimada de 144,000 unidades. Durante 2010 se instaló en este país un estimado de 7,811 unidades, que equivalen a 20 MW. En el Reino Unido en 2009 se instalaron cerca de 4,500 pequeñas turbinas, lo que equivale a 10 MW de nueva capacidad de generación eléctrica. Y en 2010 la capacidad instalada aumentó 65% respecto al año anterior para alcanzar un total de casi 42.9 MW [3].

Energía eólica en México.

En México con relación a la capacidad de generación eléctrica aprovechando la energía eólica para el servicio público, la CFE tuvo en operación a finales de 2011 las centrales de La Venta en Oaxaca (84.7 MW), Guerrero Negro en Baja California Sur (0.6MW) y el generador de la COP 16 (1.5 MW), lo que suma una capacidad total de generación de 86.8 MW [3] [8].

Además, al 31 de diciembre de 2011 la Comisión Reguladora de Energía había otorgado 27 permisos para la generación Eolo eléctrica, siete corresponden a plantas que entraron en operación en 2011 ubicadas en los estados de Baja California y Oaxaca, con una capacidad autorizada total de 588.3 MW y una generación autorizada anual de 2,063.59 GWh/año. En 2012 entraron en operación 3 plantas, ubicadas en el estado de Oaxaca, en la modalidad de productor independiente de energía. A su vez, 17 plantas con 2,281.0 MW de capacidad autorizada, ubicadas en los estados de Baja California, Nuevo León, Oaxaca, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz, se encuentran en construcción o por iniciar obras [3] [9].

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) lleva a cabo estudios para estimar el potencial Eolo energético nacional. Estos estudios se basan en el supuesto de que sólo el 10% del área total con potencial es aprovechable para la instalación de parques eólicos. Como resultado, el potencial energético del recurso eólico estimado en el país es del orden de 71 mil MW, considerando factores de planta superiores a 20%. Para factores de planta mayores a 30% se estima un potencial de 11,000 MW y con un factor de planta de más de 35% de se estima un potencial de 5,235 MW [3] [8].

Factor de planta	Porcentaje de terreno	Capacidad instalable (MW)
20-25	56.7	40,268
25-30	27.5	19,535.00
30-35	8.4	5,961.00
35-40	3.5	2,500.00
>40	3.9	2,735.00

Tabla 2. Potencial estimado de generación eoloelectrónica en México [3].

Según estos estudios, las regiones con mejor potencial, se ubican en la zona del Istmo de Tehuantepec, la costa del Golfo de México (particularmente la zona norte), y en la parte norte de la Península de Baja California.

Por otra parte, tan sólo para Oaxaca, los estudios del National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos (NREL) y diversas instituciones mexicanas, han estimado un potencial superior a los 40,000 MW.

De acuerdo con el estudio elaborado por la consultora PWC para la Asociación Mexicana de Energía Eólica, se partió de la base de un potencial eólico nacional de 50,000 MW para factores de planta de al menos 20%, empleando la información y tecnologías vigentes. Además, se consensó que existe un potencial competitivo de 12,000 MW eólicos que pudieran ser desarrollados en el país hacia el 2020. Dicha capacidad permitiría también reducir hasta en un 17% las importaciones diarias de gas natural hacia el 2020 sin afectar los márgenes de reserva del SEN y capturar entre el 8 y el 15% de las emisiones evitadas de CO₂ estimadas para el mismo periodo [10].

Prospectiva de crecimiento en México SENER 2012-2026.

Para 2026 se espera que la capacidad adicional instalada con energías renovables y grandes hidroeléctricas sea de 18,505 MW, 20,545 MW y 22,788 MW en los escenarios bajo, de planeación y alto respectivamente, con 39.7% correspondiente a servicio público, 49.8% a autoabastecimiento y 10.5% a generación distribuida.

Se estima que para el año 2026 las instalaciones de generación eléctrica con energías renovables y grandes hidroeléctricas, al incorporarse en la modalidad de servicio público, sumen una capacidad de 8,160 MW en el escenario de planeación; 3,219 MW para ser generados a partir de viento, 151 MW por geotermia, 4,749 MW de grandes hidroeléctricas, 22 MW con pequeñas centrales hidroeléctricas, 6 MW con solar fotovoltaico y 14 MW con solar de concentración. En autoabastecimiento se estima para el 2026 que se incorporen 10,228 MW en el escenario de planeación, 81.6% (8,352 MW) en plantas eólicas, 7.4% (752 MW) con solar fotovoltaico, 6.9% (701 MW) con pequeña, mini y micro hidráulicas y 4.1% (422 MW) con bioenergía. Por su parte, en la generación distribuida se estima para el 2026 la incorporación de una capacidad de 2,156 MW en el escenario de planeación, de estos 21.4% (461 MW) son en plantas eólicas; 6.5% (139 MW) en pequeña, mini y micro hidráulicas; 54.2% (1,170 MW) en solar fotovoltaica; 16% (345 MW) en plantas operadas con bioenergía; 0.7% (16 MW) en solar de concentración, y 1.2% (25 MW) en geotermia [3].

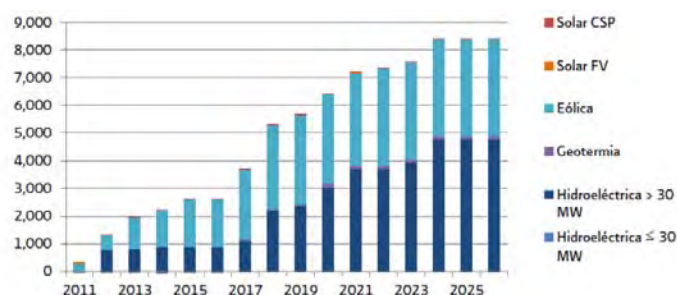


Ilustración 3. Evolución de la capacidad adicional de generación con energías renovables y nuevas grandes hidroeléctricas para servicio público, 2012-2026 (MW) [3].

Capítulo II. Breve historia de la energía eólica.

El aprovechamiento de la energía cinética presente en el viento se remonta varios siglos atrás, al menos 3000 años, principalmente para moler granos, bombeo de agua e impulso de navíos [11]. En Persia en el siglo IX se transformaba la energía cinética en mecánica mediante molinos de viento de eje vertical con aspas usualmente de 5 metros de longitud por 9 metros de altura. Posteriormente en el siglo XII aparecieron los molinos de viento en Europa, sin embargo el diseño fue distinto al persa. Mientras el modelo Persa era de eje vertical movido por fuerzas de arrastre, el modelo Europeo era de eje horizontal y movido por fuerzas de sustentación [12] [13]. Los molinos de viento fueron empleados ampliamente usados en la vida rural, hasta que se vieron desplazados por las máquinas de combustión interna y las redes de electrificación [11]. Sin embargo, en Europa se mejoraron de tal manera que para el siglo XVIII, incluían sistemas de posicionamiento para las aspas según la variación de dirección del viento, así mismo las aspas fueron tomando formas más aerodinámicas y cierto grado de torsión, además de contar con sistemas de control de velocidad. Todas estas características serían luego incorporadas en las primeras turbinas eólicas para generación eléctrica [12] [13].

En el siglo XVIII los holandeses mejoraron los diseños de los molinos de viento para mejorar su eficiencia y los emplearon no sólo para moler granos, sino también para drenar gran parte de sus territorios. Posteriormente este tipo de molinos llegaron a América donde se les daría una aplicación directa para el bombeo de agua [13].



Ilustración 4. Molino de Viento Holandés [14].

En 1888 en Estados Unidos C. Brush construyó una de las primeras turbinas eólicas gracias a la aparición de los generadores eléctricos en el siglo XIX, la turbina tuvo una capacidad de 12 kW [11] [12]. Posteriormente M. Jacobs desarrolló lo que se ha considerado la predecesora de las pequeñas turbinas eólicas de uso doméstico. Dicha turbina contaba con

tres álabes cuyos perfiles eran realmente aerodinámicos, se incorporaba a un sistema residencial completo de generación de energía eléctrica incluyendo baterías [12].



Ilustración 5. Turbina Jacobs [12].

Para el siglo XX se conceptualizaron y construyeron gran cantidad de turbinas eólicas. Entre 1891 y 1918 en Dinamarca P. La Cour construyó más de 100 turbinas eólicas de tamaño suficiente para generar 20-30 kW. Seguido a esto Lykkesgaard Ltd. and F. L. Smidth & Co construyeron turbinas de 30 a 60 kW [12]. En 1931 en la Unión Soviética se construyó la turbina Balaklava de 100 kW y 30 metros de diámetro [11]. En Estados Unidos en 1941, la compañía S. Morgan Smith construyó la turbina Smith-Putnam de dos álabes con un diámetro de 53.3 metros y una potencia de 1.25 MW, la más grande durante los 40 años siguientes. Además contaba con control de paso en el álabes completo y álabes plegables para reducción de cargas. Al cabo de la segunda guerra mundial J. Juul erigió la turbina Gedser de 200 kW y 24 metros de diámetro en el sureste de Dinamarca en 1956. Esta turbina de tres álabes empleo el paro aerodinámico para control de potencia y un generador de inducción en lugar de un sincrónico [11] [12] [13]. Así mismo en Reino Unido a comienzos de la década de 1950 se construyó la turbina Andrea Enfield de la misma capacidad que la turbina Balaklava, pero con un diámetro de 24 metros. Siguió a esto la turbina de 1.1 MW y 35 metros de diámetro probada en 1963 por Electricité de France [11]. Son de destacar los trabajos realizados por U. Hütter entre las décadas de 1950 y 1960 en Alemania, enfocados a la aplicación de los principios de la aerodinámica moderna al diseño de turbinas eólicas y la construcción de innovadoras y ligeras turbinas. Muchos de los conceptos con los cuales trabajó están en uso hoy en día [11] [12].

Durante este mismo periodo se experimentó con diferentes tipos de turbinas eólicas. Entre las más notables se encuentra la turbina Darrieus diseñada por Darrieus G.J.M en 1920, la cual se patentó posteriormente en 1931 en Estados Unidos. Este tipo de turbina posee estrechos álabes curvados girando alrededor de un eje vertical. En este mismo periodo J. D. Madaras inventó una turbina que trabaja bajo el efecto Magnus, el cual es básicamente derivado de la fuerza sobre un cilindro rotatorio colocado en una corriente de aire. Por su

parte S.J. Savonius en Finlandia invento el rotor Savonius. Este consiste de dos mitades de un cilindro dividido longitudinalmente y acomodados radialmente sobre un eje vertical. El rotor es impulsado por la diferencia de las fuerzas de arrastre que actúan sobre las partes cóncavas y convexas que enfrentan al viento [13].

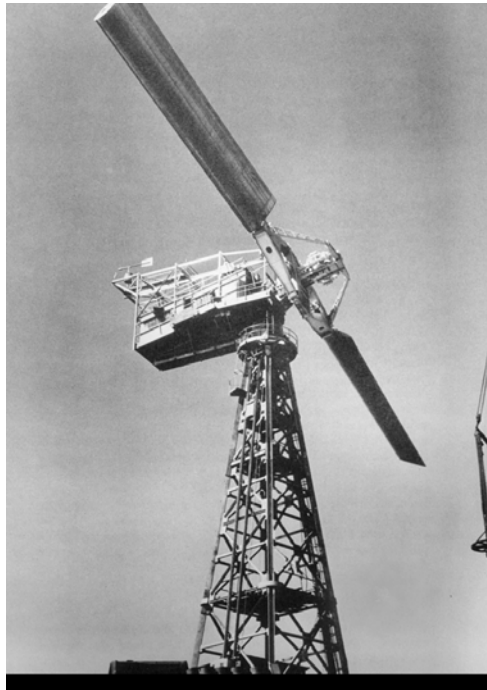


Ilustración 6 Turbina Smith-Putnam en Vermont USA (diámetro de rotor 53.3 m, potencia nominal 1 250 kW), 1941 [14].

Después de la crisis del petróleo en la década de 1970 surgió interés por las fuentes alternativas de energía, entre las cuales estuvo la energía eólica. En Estados Unidos varios proyectos fueron impulsados, uno ellos fue el desarrollo de las turbinas NASA MOD-0 (38 metros de diámetro y 100 kW) y Boeing MOD-5B (98 metros de diámetro y 3.2 MW). Sin embargo, ninguno de los proyectos desarrollados llegó a ser producido de manera comercial. Programas similares fueron impulsados en Reino Unido, Alemania y Suecia [11] [12] [13]. En 1981 una innovadora turbina de eje horizontal de tres álabes y una capacidad de 3 MW fue construida en Estados Unidos, dicha turbina utilizaba una transmisión hidráulica. A pesar del desarrollo logrado, hasta entonces el número de álabes permanecía incierto y las grandes turbinas fueron construidas con uno, dos o tres álabes [11]. En la década de 1980, se instalaron en California en Estados Unidos un gran número de turbinas eólicas de manufactura estadounidense y danesa, el llamado “California Rush”, para producir aproximadamente 1500 MW [12]. En esta época surgió el concepto de diseño llamado “Danes”, el cual consta de tres álabes, rotor de paro regulado y un tren de potencia de inducción de velocidad fija. Esta arquitectura ha probado ser satisfactoria y ha sido implementada en turbinas de hasta 60 metros de diámetro y 1.5 MW [11]. Una vez concluido el “California Rush” muchos de los fabricantes en Estados Unidos desaparecieron y sus contra partes en Dinamarca se reestructuraron o se fusionaron para sobrevivir [12].



Ilustración 7. Turbina eólica MOD OA [13].

En los últimos años, los tamaños de las turbinas eólicas más grandes han incrementado de 25 KW hasta 6 MW aproximadamente. La capacidad instalada a nivel mundial para el año 2009 fue de aproximadamente 115 000 MW, la mayor parte en Europa. El aprovechamiento de energía eólica mar adentro también ha registrado un activo crecimiento en Europa con alrededor de 2000 MW instalados a finales de 2008 [12].

Capítulo III. El recurso eólico.

El viento varía geográficamente y temporalmente, este comportamiento se presenta en un amplio rango de escalas tanto espaciales como temporales. A gran escala la variabilidad espacial describe diferentes regiones climáticas. Estas regiones son definidas por la latitud, la cual afecta la cantidad de insolación recibida. Dentro de cualquier región climática existe una variación más pequeña dictada por la proporción de mares y tierras y la presencia de montañas y planicies. La variabilidad temporal a gran escala significa que la cantidad de viento puede variar de un año al siguiente, con variaciones aún más grandes en periodos de décadas o más grandes. En escalas más pequeñas a un año las variaciones estacionales son más predecibles. Aunque existen grandes variaciones en escalas más pequeñas de tiempo, estas no son frecuentemente bien predichas más allá de unos pocos días. En escalas aún más pequeñas de minutos a segundos o menores, las variaciones de la velocidad de viento conocidas como turbulencia pueden tener efectos significantes en el diseño y desempeño de turbinas individuales [11].

En uno de los modelos más simples para la mecánica del movimiento de viento de la atmósfera, cuatro fuerzas atmosféricas pueden considerarse. Éstas incluyen: fuerzas de presión, la fuerza de Coriolis causada por la rotación de la tierra, fuerzas de inercia debido a movimiento circular en gran escala, y la fuerza friccional en la superficie de la tierra [12].

La fuerza de Coriolis es medida con respecto a un marco de referencia rotativo. Así, su magnitud depende de la velocidad de viento y la latitud. La dirección de la fuerza de Coriolis es perpendicular a la dirección de movimiento del aire. El resultado de las fuerzas de presión y Coriolis es llamado viento geostrófico y tiende a ser paralelo a las líneas isobaras [12] [13]. La magnitud del viento geostrófico es una función de equilibrio de fuerzas. Esto es un caso idealizado, ya que la presencia de áreas de alta y baja presión provoca que las isobaras sean curvadas. Esto impone una fuerza adicional al viento, una fuerza centrífuga. El viento resultante es llamado viento de gradiente. El viento de gradiente también es paralelo a las isobaras y es el resultado del equilibrio de las fuerzas. Una fuerza final en el viento es debida a la fricción en la superficie de la tierra. Es decir, la superficie de la tierra ejerce una fuerza horizontal sobre el aire en movimiento, cuyo efecto es retardar el flujo. Esta fuerza disminuye conforme la altura encima del terreno aumenta y se hace insignificante encima de la capa límite, definida como la región cercana a la tierra en la atmósfera donde las fuerzas viscosas son importantes [12].

Variación geográfica en el recurso eólico.

Los vientos son impulsados principalmente por diferencias de presión debidas a la radiación solar, la cual causa calentamiento diferencial en la superficie terrestre. El calentamiento es más intenso en zonas cercanas al ecuador que en los polos. El aire cálido del ecuador sube y circula en la atmósfera para precipitarse a la superficie en áreas más frías de los polos. El movimiento resultante es influenciado por las fuerzas de Coriolis debido a la rotación de la tierra [11] [12] [13]. Como la fuerza impulsora que causa este movimiento es derivada del sol, la energía del viento es básicamente una forma indirecta de la energía solar. Entre uno y dos por ciento de la radiación solar total que alcanza la superficie de la tierra es convertido a energía de viento [13]. Existe una fuerza producto del gradiente presión en la dirección

vertical, pero esta es por lo general anulada por la fuerza gravitacional. Así, los vientos soplan predominantemente en el plano horizontal, respondiendo a gradientes de presión horizontal [12]. La irregularidad de la superficie terrestre, con sus patrones de masas de agua y tierra, aseguran que este patrón de circulación global sea perturbado por escalas más pequeñas de variación. Montañas y colinas presentan considerables variaciones locales en la velocidad del viento, esto es resultado de la altitud, ya que en la capa límite de la tierra la velocidad aumenta con la altura sobre la superficie. Esta variación también es resultado de la aceleración del viento sobre y alrededor de colinas y montañas, así como por el paso a través de valles alineados en la dirección del viento [11] [13] [14]. Las variaciones espaciales en la transferencia de calor a la atmósfera crean variaciones en el campo de presión atmosférico, lo que provoca que el aire se mueva desde un alta a una baja presión. Las regiones costeras son frecuentemente más ventosas debido al calentamiento diferencial de mares y tierras. Cuando el mar es más caliente que la tierra una circulación local se desarrolla, en la cual aire de la superficie fluye desde la tierra al océano, con aire caliente elevándose sobre el océano y aire frío precipitándose sobre la tierra. Cuando la tierra está más caliente el patrón es inverso. La tierra se calienta y se enfría más rápido que la superficie del océano, así que este patrón de brisa marina y brisa terrestre tiende a repetirse cada 24 horas [11] [12] [13] [14].

Variaciones anuales y estacionales.

Las variaciones interanuales de la velocidad de viento ocurren en escalas de tiempo mayores a un año. Estas pueden tener un gran efecto en la producción de una turbina de viento a largo plazo. La capacidad de estimar la variabilidad en un sitio dado es casi tan importante como la estimación del viento medio a largo plazo [12].

Las variaciones durante el año pueden ser caracterizadas en términos de una distribución de probabilidad. La distribución Weibull ha dado una buena representación de la variación en horas de la velocidad media en un año en muchos sitios típicos. Es caracterizada por dos parámetros, un parámetro de escala y un parámetro de forma, el cual describe la variación sobre la media. Un caso especial de la distribución Weibull es la distribución Raleigh, con un coeficiente de forma de 2, el cual es un valor típico para muchas regiones. Un valor mayor del coeficiente de forma indica un sitio donde la variación de la velocidad media por hora sobre la media anual es pequeña. Un valor más pequeño indica gran variación sobre la media. Aunque una distribución Weibull da buena representación del régimen de viento en muchos sitios, esta no es siempre el caso. Algunos sitios que muestran distintos climas de viento en verano y en invierno pueden ser representados muy por una distribución Weibull de doble pico con diferentes factores de escala y forma en las dos estaciones [11] [13].

Los meteorólogos generalmente concluyen que se necesitan 30 años de datos para determinar los valores de tiempo o clima a largo plazo y que se necesitan al menos cinco años para llegar a un promedio confiable velocidad de viento anual en un sitio dado. Sin embargo, los registros de datos más cortos pueden ser útiles [12]. Aspliden, C. I., Elliot, D. L. y Wendell, L. L. [15] indican que un año de datos de registro son generalmente suficientes para predecir velocidades de viento medias estacionales a largo plazo con una exactitud del 10 % y un nivel de confianza del 90 %.

Variaciones diurnas y sinópticas.

En escalas de tiempo más cortas, las variaciones de velocidad son más aleatorias y menos predecibles [11]. Este tipo de variación de velocidad de viento es debido al calentamiento diferencial de la superficie de la tierra durante el ciclo de radiación diario. Una variación diurna típica consiste en un aumento de la velocidad de viento durante el día con velocidades de viento más bajas durante las horas a partir de la medianoche hasta la salida del sol [12]. Estas son las variaciones sinópticas, las cuales son asociadas con patrones de clima de gran escala tales como áreas de alta y baja presión y frentes climáticos que se mueven a través de la superficie de la tierra [11]. Los cambios diurnos más grandes generalmente ocurren en primavera y verano y los más pequeños en invierno. Además, la variación diurna de la velocidad de viento es influenciada por la posición y la altitud sobre el nivel del mar [12]. Las fuerzas de Coriolis inducen un movimiento circular del aire cuando trata de moverse desde regiones de alta presión a baja presión, estos patrones circulares atmosféricos de gran escala típicamente pueden tardar pocos días para pasar sobre un punto dado, aunque ocasionalmente pueden estancarse en un lugar por más tiempo antes de moverse o dispersarse [11].

Variaciones debido a localización y dirección de viento.

La velocidad de viento es muy dependiente de la topográfica local y de la vegetación, por lo cual las diferencias entre dos sitios el uno cerca del otro pueden ser significativas. La dirección de viento también varía sobre las mismas escalas de tiempo sobre las cuales varían las velocidades de viento. Las variaciones estacionales pueden ser pequeñas, del orden de 30 grados. Y los vientos mensuales medios pueden cambiar de dirección en 180 grados en un año. Las variaciones de dirección a corto plazo son el resultado de la naturaleza turbulenta del viento [12].

Turbulencia.

La turbulencia es generada principalmente por dos causas: fricción con la superficie de la tierra y efectos termales y se refiere a las fluctuaciones en la velocidad de viento sobre una relativa rápida escala de tiempo, típicamente menor que 10 minutos [11]. Los promedios de velocidad en 10 minutos son típicamente determinados usando una velocidad de muestreo de aproximadamente 1 segundo. Es aceptado generalmente que las variaciones en la velocidad de viento con períodos menores de un segundo a diez minutos y que tienen un carácter estocástico se consideren representaciones de turbulencia [12]. El viento turbulento puede tener una velocidad media relativamente constante sobre períodos de tiempo de una hora o más, pero durante tiempos más cortos puede ser completamente variable. La variabilidad del viento superficialmente parece ser completamente arbitraria, pero realmente tiene rasgos distintivos. Estos rasgos son caracterizados por varias propiedades estadísticas: intensidad de turbulencia, función de densidad de probabilidad de velocidad de viento, auto-correlación, escala de tiempo integral / escala de longitud y función de densidad espectral de potencia [12]. La turbulencia no puede ser representada simplemente en términos de ecuaciones determinísticas, es generalmente más útil desarrollar descripciones de turbulencia en términos de propiedades estadísticas. Existen muchas descripciones estadísticas de turbulencia, estas abarcan desde intensidades de turbulencia simple y factores de ráfaga hasta

detalladas descripciones de la forma en la cual las tres componentes de turbulencia varían en el espacio y tiempo como una función de frecuencia [11].

El viento turbulento consiste de componentes longitudinales, laterales, y verticales. El componente longitudinal, en la dirección de viento predominante es designado $u(z, t)$, el componente lateral es $v(z, t)$ y el componente vertical es $w(z, t)$. Cada componente es con frecuencia concebida como integrada por un viento medio de corto plazo y un viento fluctuante de media cero sobrepuesto. La velocidad de viento media a corto plazo, se refiere a la velocidad de viento promedio durante algún período de tiempo más largo que el tiempo característico de las fluctuaciones de turbulencia. Este período de tiempo es por lo general tomado como diez minutos, pero puede ser tan largo como una hora [12].

Intensidad de turbulencia.

La intensidad de turbulencia es una medida del nivel de turbulencia global. Es definida como la relación de la desviación estándar de las variaciones de velocidad de viento sobre la velocidad media. En este cálculo tanto la desviación estándar como la media son calculadas durante un período de tiempo más largo que aquel de las fluctuaciones turbulentas, pero más corto que períodos asociados con otros tipos de variaciones de velocidad de viento. La longitud de este período de tiempo es normalmente no más que una hora, y es por lo general igual a diez minutos. La tasa de muestreo es normalmente al menos una vez por segundo (1 Hz) [11] [12]. Las variaciones de velocidad de viento turbulenta pueden ser consideradas Gaussianas, pero ráfagas extremas como las ráfagas de velocidad de viento con periodo de retorno de 50 años no están incluidas en este rango [14].

La intensidad de turbulencia está con frecuencia en el rango de 0.1 a 0.4 [12] [14]. En general, las intensidades de turbulencia más altas ocurren con las velocidades de viento más bajas, pero el valor restrictivo inferior en un lugar dado dependerá de las características del terreno específico y condiciones superficiales en el sitio. Dicho de otra manera, la intensidad de turbulencia depende de la rugosidad de la superficie y la altura sobre la superficie, sin embargo también depende de características topográficas y del comportamiento termal de la atmósfera. Basado en su naturaleza, la zona turbulenta puede ampliarse hasta 2 veces la altura del obstáculo corriente arriba y 10 a 20 veces corriente abajo. Su influencia en la dirección vertical puede ser de 2 a 3 veces la altura del obstáculo [13]. Al aumentar la altura sobre el terreno los efectos de todos los procesos provocados por la interacción con la superficie de la tierra se vuelven más débiles, por encima de cierta altura el flujo de aire puede considerarse libre de influencias [11] [12].

Espectro de turbulencia.

El espectro de turbulencia describe el contenido de frecuencias de las variaciones de velocidad del viento. Según la ley de Kolmogorov, el espectro debe acercarse a un límite asintótico en alta frecuencia, esto basado en el decaimiento de remolinos turbulentos a más altas frecuencias como energía turbulenta disipada en forma de calor [11]. Dos expresiones alternativas para el espectro del componente longitudinal de la turbulencia son comúnmente usadas, ambas tendiendo al límite asintótico: el espectro Kaimal y de von Karman [11] [14].

Según Petersen [16], el espectro de von Karman da una buena descripción para la turbulencia en túneles de viento, aunque el espectro de Kaimal pueda dar un mejor ajuste para observaciones empíricas de turbulencia atmosférica. Sin embargo, el espectro de von Karman a menudo es usado para la consistencia con expresiones analíticas en correlaciones [11] [14]. Trabajos recientes sugieren que el espectro de von Karman da una buena representación de la turbulencia atmosférica por encima de los 150 m aproximadamente [11].

Escalas de longitud.

Para usar los espectros es necesario definir la escala de longitud apropiada, las escalas de longitud son dependientes de la rugosidad superficial, así como de la altura sobre el terreno; la proximidad del terreno restringe el tamaño de los remolinos turbulentos y así se reducen las escalas de longitud. Suficientemente por encima del terreno la turbulencia no está restringida por la proximidad de la superficie y se vuelve isotrópica; basado en medidas para un mayor rango de alturas se toma en cuenta un aumento de escalas de longitud con el grosor de la capa límite [17] [18], que también implica una variación de escalas de longitud con la velocidad media del viento. Esto conlleva a expresiones más complicadas para las escalas de longitud [11].

Turbulencia en estelas y granjas de viento.

Al extraer la energía del viento, una turbina deja una estela caracterizada por velocidades de viento reducidas y niveles aumentados de turbulencia. Otra turbina en funcionamiento en esta estela, o profundamente dentro de una granja de viento donde los efectos de varias estelas pueden ser sentidos simultáneamente, producirá menos energía y sufrirá mayor carga estructural que una turbina que funciona en la corriente libre.

Inmediatamente detrás de una turbina, su estela puede considerarse como una región de velocidad de viento reducida ligeramente más grande en diámetro que la turbina [19]. La reducción de la velocidad está directamente relacionada con el coeficiente de empuje de la turbina, ya que esto determina el momento extraído del flujo. Como esta región de velocidad de viento reducida converge corriente abajo, el gradiente de velocidad de viento entre la estela y el flujo libre fuera de la estela causan turbulencia de corte adicional, lo cual asiste a la transferencia de momento en la estela del flujo circundante. Así, la estela y el flujo circundante comienzan a mezclarse y la región de mezclado se extiende hacia adentro al centro de la estela, así como hacia fuera para hacer que el ancho de la estela aumente. De esta manera, el déficit de velocidad en la estela disminuye y la estela se hace más amplia, pero más débil, hasta que el flujo se haya recuperado totalmente lejos corriente abajo. La tasa a la cual esto ocurre es dependiente del nivel de turbulencia ambiental [11].

Además de esta turbulencia de corte, la turbina en sí misma genera turbulencia adicional directamente a consecuencia de los vórtices desprendidos de la punta de los álabes y la perturbación general al flujo causado por los álabes, góndola y torre. Este componente mecánico de la turbulencia es de relativamente alta frecuencia, y decae relativamente rápido. Bossanyi [20] desarrolló un modelo teórico que describe como esta turbulencia adicional podría decaer: los remolinos grandes dan ocasión a más pequeños, y entonces la energía turbulenta se mueve a frecuencias más altas hasta que sea finalmente disipada como calor.

El modelo predice una tasa más rápida de decaimiento a vientos bajos y en intensidades de turbulencia ambientales altas.

Más allá de la región cerca de la estela, una vez que la turbulencia de corte generada ha alcanzado el centro de la estela y comenzó a erosionar el déficit de velocidad en la línea central, la variación la velocidad media en la estela puede ser descrita por un perfil simétrico con una sección transversal Gaussiana [11].

Turbulencia en terreno complejo.

La predicción de la intensidad de turbulencia y espectro en un punto dado dentro de un área del terreno complejo no es fiable. Terreno montañoso corriente arriba del sitio en cuestión llevará a niveles de turbulencia generalmente más altos, y algunos autores han sugerido que esto pueda ser calculado mediante una longitud de rugosidad regional que toma la topografía en cuenta, así como la rugosidad superficial [21]. Por otro lado, la distorsión del flujo por el terreno local puede reducir la intensidad de turbulencia. A alturas por encima del terreno que tienen importancia para turbinas de viento, la teoría de deformación rápida se aplica, lo que significa que la varianza de las fluctuaciones turbulentas no cambiará mucho al pasar el flujo sobre características del terreno tal como colinas [11]. Por lo tanto si hay aceleración del flujo al pasar sobre una colina, la intensidad de turbulencia disminuirá, y la escala de longitud aumentará, causando un cambio del espectro de turbulencia hacia frecuencias inferiores sin ningún cambio de forma [22]. Sin embargo, el efecto también es acompañado por un cambio de la energía turbulenta desde la componente longitudinal hasta las componentes laterales y verticales de turbulencia, causando que la turbulencia por encima de las colinas sea más isotrópica [16].

Capa límite.

La capa límite atmosférica, también conocida como la capa límite planetaria, es la parte más baja de la atmósfera y sus características están directamente influenciadas por el contacto con la superficie de la tierra. La altura de la capa límite atmosférica varía según la brusquedad del terreno de la tierra, el perfil de temperaturas vertical y velocidad de viento. Por ejemplo, en una noche clara puede extenderse sólo 100 m por encima de la superficie y durante un día de verano caliente con velocidades de viento bajas puede alcanzar hasta 2 000 m. La altura media asumida de la capa límite atmosférica es aproximadamente 1 000 m [14]. Los efectos principales que gobiernan las propiedades de la capa límite son la fuerza del viento geostrópico, la rugosidad superficial, el efecto Coriolis y los efectos termales [11] [12] [14].

Se espera que la velocidad horizontal del viento sea el cero en la superficie de la tierra y aumente con la altura dentro de la capa límite atmosférico, esta variación de la velocidad de viento con la elevación es llamada perfil vertical de velocidad de viento o viento vertical de corte. Hay al menos dos problemas básicos en la determinación de perfiles de velocidad de viento vertical para aplicaciones en energía eólica: La variación instantánea de las velocidades de viento como una función de altura y la variación estacional de las velocidades de viento medias como una función de altura. Estos son problemas separados y distintos, y a menudo se supone erróneamente que una sola metodología puede ser aplicada a ambos [12], es decir, la variación de perfiles 'instantáneos' está relacionada por la teoría de semejanzas de capas límites [23]. Por otra parte, los cambios en los promedios de velocidad a largo plazo

como una función de altura están relacionados con la estadística de acontecimientos con varios factores de influencia, como la estabilidad atmosférica [24].

Una característica particularmente importante de la atmósfera es su estabilidad, la tendencia de resistir al movimiento vertical o suprimir la turbulencia existente. La estabilidad de la capa límite atmosférica es un factor determinante para los gradientes de velocidad de viento que son experimentados en los primeros cientos metros sobre la superficie [12].

La estabilidad de la atmósfera de la tierra es gobernada por la distribución vertical de temperaturas que resulta del calentamiento por radiación o el enfriamiento de la superficie y la mezcla convectiva subsecuente del aire adyacente a la superficie. La influencia de efectos termales puede ser clasificada en tres categorías: estratificación estable, inestable y neutra. La estratificación inestable ocurre cuando hay un gran calentamiento superficial, causando que el aire caliente cerca de la superficie se eleve, al elevarse se expande debido a la presión reducida y por lo tanto se enfría adiabáticamente. Si el enfriamiento no es suficiente para llevar al aire a un equilibrio termal con el aire circundante, entonces este seguirá elevándose dando lugar a células de convección grandes. El resultado es una gruesa capa límite con remolinos turbulentos de gran escala donde existe mucho mezclado vertical y transferencia de momento, dando como resultado un relativamente pequeño cambio en la velocidad media del viento con altura [11] [12] [14]. Si el efecto del enfriamiento adiabático causa que el aire ascendente se haga más frío que el de sus alrededores su movimiento vertical será suprimido, esto es conocido como estratificación estable. En esta situación la turbulencia es dominada por la fricción con el suelo y el viento vertical de corte puede ser grande. En la atmósfera neutra el enfriamiento adiabático del aire al elevarse es tal que este permanece en equilibrio termal con sus alrededores y las propiedades de capa límite dependen principalmente de la rugosidad superficial y el efecto de Coriolis [11] [14].

Si la rugosidad superficial cambia, el perfil del viento de corte cambia gradualmente corriente abajo de la transición del terreno, desde el original al nuevo perfil. Esencialmente, una nueva capa límite comienza y la frontera entre la nueva y la vieja capa límite incrementa desde cero en el punto de transición hasta la nueva capa límite. El efecto de la rugosidad superficial no causa únicamente que la velocidad de viento disminuya más cerca de la tierra. También hay un cambio en la dirección entre el viento geostrófico “libre” de presión y el viento cerca de la tierra. Aunque el viento geostrófico es conducido por los gradientes de presión en la atmósfera, la fuerza de Coriolis actúa para obligar al viento a fluir perpendicularmente al gradiente de presión, causando un patrón circular característico [11].

Variación de la velocidad de viento con la altura.

El flujo de aire encima de la tierra es retardado por la resistencia friccional ofrecida por la superficie de la tierra, la tasa a la cual la velocidad aumenta con la altura depende de la brusquedad del terreno [13], lo cual define el fenómeno llamado viento vertical de corte. En estudios de energía eólica, dos modelos matemáticos o leyes han sido generalmente usados para modelar el perfil vertical de la velocidad de viento sobre regiones de terreno llano homogéneo. El primer enfoque, la ley logarítmica, tiene sus orígenes en el flujo de capa límite en la mecánica de fluidos y en la investigación atmosférica, es decir, está basado en una combinación de la investigación teórica y empírica [12] [14]. El segundo enfoque es la ley

de potencia. Ambos enfoques son sujetos a la incertidumbre causada por la compleja naturaleza variable de los flujos turbulentos [25].

Trabajos recientes [26] han mostrado que no hay ninguna diferencia significativa entre el desempeño de las leyes logarítmica y de potencia para predecir el viento de corte, y en algunas circunstancias usando cualquiera se pueden dar predicciones inexactas de velocidades de viento medias a la altura del hub. Esta conclusión está basada en el uso de conjuntos de datos experimentales en: terreno llano sin árboles, terreno montañoso sin árboles, y terreno arbolado. Para estos tres tipos del terreno, se encontró que la diferencia entre la velocidad de viento predicha a la altura del hub a 50 m y el valor experimentalmente medido varía aproximadamente desde 1 % hasta 13 % [12].

Las leyes logarítmica y de potencia sólo son válidas para una atmósfera estable con una superficie absolutamente plana idealizada con una longitud de rugosidad uniforme. Un perfil de temperaturas diferente causa cambios en la transferencia de calor vertical y transferencia de masa, los cuales crean diferencias en la turbulencia y el perfil de viento y por ende en el gradiente de velocidad de viento. Una descripción amplia del perfil de viento vertical de corte, añade al perfil de viento logarítmico un término de corrección que considera la estratificación atmosférica debido al perfil de temperaturas vertical. La función de estabilidad empírica toma en cuenta la influencia de la estratificación termal; es positivo para una atmósfera inestable y negativo para una estable, y cero para una atmósfera neutramente estable. La longitud de estabilidad de Monin-Obukhov es el parámetro que describe el intercambio de masas vertical debido a la proporción de fuerzas de fricción y sustentación [27]. A partir de mediciones, la longitud de estabilidad de Monin-Obukhov puede ser determinada directamente o indirectamente; una medición directa es posible con un anemómetro ultrasónico o midiendo la diferencia de temperaturas del aire en dos alturas [14].

Velocidades de viento de ráfaga.

Es útil saber la velocidad de ráfaga máxima que se puede esperar ocurra en cualquier intervalo de tiempo dado. Esto es representado por un factor de ráfaga G , el cual es la relación de la velocidad de ráfaga sobre la velocidad media de viento por hora. El factor G es una función de la intensidad de turbulencia y depende de la duración de la ráfaga. Así, el factor G para una ráfaga 1 s será más grande que para una ráfaga 3 s, ya que cada ráfaga 3 s tiene dentro de ella una ráfaga 1 s más alta [11].

Velocidades de viento extremas.

El factor meteorológico primario en la evaluación de un sitio para instalación de una turbina es la velocidad media de viento. Otra consideración importante es la velocidad de viento extrema esperada. Un viento extremo es el valor de la velocidad de viento más alta promediada sobre algún intervalo de tiempo adecuado con una probabilidad anual del ocurrencia de 1 sobre el número de años, es decir los vientos extremos son normalmente descritos en términos del período de retorno. [12].

La determinación de velocidades de viento extremas por la medición actual es difícil, ya que esto requiere mediciones durante un largo período de tiempo. Sin embargo, es posible estimar velocidades de viento extremas usando los valores extremos de algún período de tiempo más

corto en conjunto con un modelo estadístico conveniente. El modelo estadístico más común para estimar velocidades de viento extremas es la distribución de Gumbel [12].

Una distribución de probabilidad de velocidades medias de viento por hora, como la distribución de Weibull, dará estimaciones de la probabilidad de exceder cualquier nivel particular de la velocidad media de viento por hora. Sin embargo, cuando se usa para estimar la probabilidad de vientos extremos se requiere un conocimiento preciso de la velocidad de viento en la cola de la distribución. Esto no es muy confiable ya que casi todos los datos que fueron usados para ajustar los parámetros de la distribución son registrados a velocidades de viento inferiores [11] [14].

Fisher y Tippett [28] y Gumbel [29] han desarrollado una teoría de valores extremos que es útil en este contexto. Si una variable medida, tal como velocidad media de viento cada hora, conforma una distribución de probabilidad acumulativa particular, entonces los valores máximos de la velocidad media de viento por hora en un período determinado tendrán una distribución de probabilidad acumulativa, con un número determinado de picos independientes dentro de ese período. Esto con poca probabilidad dará estimaciones exactas para medias extremas por hora, ya que la cola de la distribución de la velocidad de viento no puede considerarse confiablemente. Sin embargo, Fisher y Tippett [28] demostraron que para cualquier función de distribución de probabilidad acumulativa que converja hacia la unidad al menos exponencialmente (como es usualmente el caso para distribuciones de velocidad de viento, incluso la distribución de Weibull), la función de distribución de probabilidad acumulativa para valores extremos siempre tenderá a un límite asintótico ya que el número de observaciones aumenta [11].

Según Cook [30], una mejor estimación de la probabilidad de vientos extremos se obtiene ajustando una distribución de Gumbel a valores extremos de la velocidad de viento al cuadrado. Esto es debido a que la función de distribución de probabilidad acumulativa de la velocidad de viento cuadrada es más cercana a un comportamiento exponencial que la distribución de la velocidad de viento misma, y esto converge mucho más rápidamente a la distribución de Gumbel. Por lo tanto, usando el método de predecir valores extremos de la velocidad de viento cuadrada, se pueden obtener estimaciones más confiables a partir de un número dado de observaciones [11].

Vientos extremos en estándares.

El diseño de turbinas de viento debe permitir que resistan velocidades de viento extremas, así como responder bien a las condiciones más “típicas”. Por lo tanto, varios estándares especifican las velocidades de viento extremas para las cuales debe ser diseñada. Esto incluye velocidades de viento medias extremas así como diversos tipos de ráfaga severa [11].

Siempre es posible que una turbina este fuera de operación debido a una falla cuando una ráfaga ocurre; si la falla perjudica la capacidad de la turbina de enfrentarse con la ráfaga, entonces la turbina debería resistir cargas aún mayores. Sin embargo, la probabilidad de que las ráfagas más extremas ocurran al mismo tiempo que una falla de turbina es muy pequeña, entonces es habitual especificar que una turbina con una falla necesita sólo ser diseñada para resistir, por ejemplo, la ráfaga extrema anual y no la ráfaga extrema de 50 años.

El estándar IEC [31], especifica una velocidad de viento de referencia, la cual es cinco veces la velocidad de viento media anual. La velocidad de viento extrema de 50 años está dada entonces por 1.4 veces la velocidad de referencia a la altura del hub, y varía con la altura usando un exponente para la ley de potencia de 0.11. La velocidad de viento extrema anual es tomada como el 75% del valor en 50 años [11] [14].

Predicción y pronóstico de velocidad del viento.

El análisis estadístico puede ser usado para determinar el potencial de energía de viento de un sitio dado y estimar la salida de energía de una turbina de viento. Si los datos medidos de la serie de tiempo están disponibles en la posición y altura deseadas, puede haber poca necesidad de un análisis de datos en términos de distribuciones de probabilidad y técnicas estadísticas. Por otra parte, si la proyección de datos medidos de una posición a otra se requiere, o cuando los datos resumidos están disponibles, entonces hay claras ventajas para el uso de representaciones analíticas para la distribución de probabilidad de la velocidad de viento [11].

Dos distribuciones de probabilidad son comúnmente usadas en la análisis de datos de viento: Rayleigh y Weibull. La distribución Rayleigh usa un parámetro: la velocidad media de viento. La distribución Weibull está basada en dos parámetros y así, puede representar mejor una variedad más amplia de regímenes de viento. Tanto las distribuciones de Weibull como Rayleigh son llamadas distribuciones de “sesgo”, las cuales sólo son definidas para valores mayores a cero [12] [14].

Los pronósticos caen en dos categorías: predicción de variaciones turbulentas a corto plazo sobre una escala de tiempo de segundos a minutos, que pueden ser útiles para asistir con el control operacional de las turbinas de viento o las granjas de viento, y el largo plazo que se pronostica a lo largo de períodos de unas horas o días, que pueden ser útiles para planear el despliegue de otras centrales eléctricas en la red [11].

Los modelos de pronóstico requieren un conjunto básico de entradas, para modelos físicos incluyen la disposición de la granja de viento y las curvas de potencia de las turbinas de viento; a veces las mediciones de la producción de turbinas individuales o una granja de viento son usadas. Los modelos de micro escala y meso escala también requieren la información sobre el terreno, es decir, variación de altura y brusquedad [12] [14].

Reciente el pronóstico de energía de viento ha sido concentrado sobre un marco de tiempo de pocas horas o uno a dos días y es generalmente definido como el pronóstico de energía de viento a corto plazo. Generalmente una estimación del error, es decir, la desviación estándar o el intervalo de confianza, también es calculada. Además, el modelo de pronóstico puede ser usado para predecir acontecimientos extremos, como tormentas [12].

La mayor parte de técnicas de pronóstico a corto plazo están basadas en modelos estadísticos de series de tiempo o modelos numéricos de predicción meteorológica (modelos físicos/meteorológicos) o una combinación de ambos [11] [12].

Métodos estadísticos.

La predicción estadística más simple es conocida como un pronóstico de persistencia: la predicción es establecida igual a la última medida disponible, en otras palabras, se supone que el último valor medido persista en el futuro sin ningún cambio.

Una predicción más sofisticada podría ser alguna combinación lineal de los últimos valores medidos, esto es conocido como un modelo auto regresivo de orden n , o AR. También se puede definir el error de predicción en cada paso y luego usar los errores de predicción recientes para mejorar la predicción. Esto es conocido como un modelo auto regresivo de orden n , de valor medio móvil m , o ARMA (n , m), lo puede ser extendido a un modelo ARMAX, donde las X albergan otra variable medida que es incluida en la predicción.

Las estimaciones de los parámetros de los modelos son actualizadas en cada intervalo de tiempo para minimizar el valor esperado de la suma de cuadrados de los errores de predicción, incluyendo un llamado factor de olvido. La influencia de observaciones más viejas puede ser cada vez más reducida, llevando a una estimación adaptable de los parámetros, los cuales cambiarán gradualmente para acomodar variaciones en las propiedades estadísticas [11].

Capítulo IV. Diseño aerodinámico de turbinas eólicas.²

Introducción

Al remover energía cinética al viento, este debe reducir su velocidad, pero sólo la masa de aire que pasa por el área del disco del rotor es afectada [11] [32]. Suponiendo que la masa de aire afectada permanece separada del aire que no pasa por el disco de rotor, una superficie divisoria puede ser dibujada, en la cual los límites del volumen de control son la superficie de un tubo de corriente y dos cortes transversales [12]. El aire no fluye a través de la frontera y el flujo a lo largo del tubo es el mismo para todas las posiciones a lo largo del tubo. El aire dentro del tubo reduce su velocidad pero no se comprime, y así el área de la sección transversal del tubo debe ampliarse para acomodar el aire que se mueve más lento corriente abajo [11].

La turbina hace que el aire próximo corriente arriba reduzca gradualmente su velocidad, de tal manera que cuando el aire llega al disco del rotor su velocidad es más baja que la velocidad del viento de la corriente libre [11] [33]. El tubo de corriente se amplía a consecuencia del frenado y debido a que ningún trabajo ha sido hecho sobre o por el aire, su presión estática se eleva para absorber la disminución en la energía cinética [11].

Como la energía mecánica sólo puede ser extraída a costa de la energía cinética contenida en la corriente de viento, significa que la velocidad de flujo detrás de la turbina debe disminuir, sin embargo, la reducción de velocidad significa al mismo tiempo un ensanchamiento de la sección transversal ya que el mismo flujo másico debe pasar por ella [34].

Al pasar el aire por el disco del rotor hay una caída en la presión estática tal que, a la salida el aire está debajo del nivel de presión atmosférico. El aire fluye corriente abajo con velocidad y presión estática reducidas. Y finalmente, lejos corriente abajo, la presión estática en la estela debe volver al nivel atmosférico para que el equilibrio sea logrado. La elevación de la presión estática es llevada a cabo a expensas de la energía cinética y esto causa un frenado adicional del viento. Así, entre la lejana corriente arriba y la lejana estela, ningún cambio en la presión estática existe, pero hay una reducción de la energía cinética [11].

Concepto del disco actuador

Este mecanismo es tomado como base para la extracción de la energía cinética, pero no explica lo que pasa a esa energía. Sin embargo, con él se puede realizar un análisis del comportamiento aerodinámico sin tener ningún diseño específico, sólo considerando el proceso de extracción de la energía. El dispositivo que realiza esta tarea es llamado disco actuador (ver Ilustración 8) [11].

² Mayores detalles sobre la teoría BEM se pueden encontrar en las referencias [96] [97] [100]

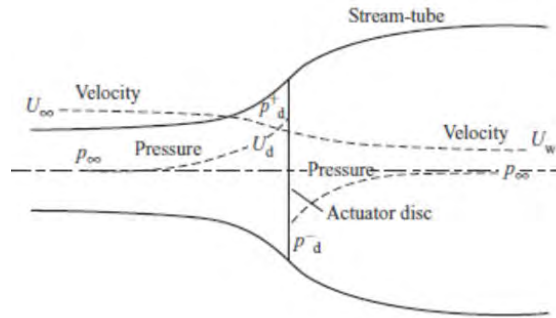


Ilustración 8. Disco Actuador y Tubo de Corriente [11].

Corriente arriba el tubo de corriente tiene una sección transversal más pequeña que la del disco actuador y corriente abajo un área más grande. La expansión del tubo de corriente se debe a que los flujos máscos deben ser iguales en todas partes [11], así para estado estacionario [12] [14]

$$\rho A_{\infty} U_{\infty} = \rho A_d U_d = \rho A_w U_w \quad \text{Ecuación 1}$$

De hecho, aproximadamente la mitad de la expansión ocurre corriente arriba. Esta es una razón por la cual una turbina nunca podrá convertir toda la energía cinética que pasa a través del área del rotor [32].

Es habitual considerar que el disco actuador induce una variación de velocidad, la cual debe ser sobrepuesta a la velocidad de la corriente libre. La componente de velocidad de este flujo en el disco está dado por $-aU_{\infty}$, donde a es llamado factor de inducción de flujo axial [11] [14]. Si se define el factor de inducción axial, a , como la disminución fraccionaria en la velocidad de viento entre la corriente libre y el plano del rotor, entonces la velocidad neta en la corriente es [12] [32] [33]

$$U_d = U_{\infty}(1 - a) \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde, la velocidad U_d en el plano del rotor según la teoría de Betz es la media aritmética de las velocidades corriente arriba y abajo [14] [32] [33] [34].

Teoría de momento

Aplicando la conservación de momento lineal, se puede encontrar la fuerza neta contenida en el tubo de corriente. Esta fuerza es igual y opuesta al empuje, que es la fuerza del viento sobre la turbina [12] [33] [34]. El aire que pasa por el disco experimenta un cambio total de velocidad, $U_{\infty} - U_w$ y una tasa de cambio de momento igual al cambio total de velocidad multiplicado por el flujo máscico [11] [32]:

$$\text{Rate of change of momentum} = (U_{\infty} - U_w)\rho A_d U_d \quad \text{Ecuación 3}$$

La fuerza causante de este cambio de momento proviene de la diferencia de presiones a través del disco actuador [11] [14], ya que el tubo de corriente está completamente rodeado por aire

a presión atmosférica, la cual da una fuerza resultante neta cero, no contribuye al cambio de momento. Por lo tanto [11] [32],

$$(p_d^+ - p_d^-)A_d = (U_\infty - U_w)\rho A_d U_\infty(1 - a) \quad \text{Ecuación 4}$$

La ecuación de Bernoulli establece que, en condiciones estables, la energía total en el flujo permanece constante bajo la condición de que ningún trabajo sea hecho sobre o por el fluido. Corriente arriba, por lo tanto, se tiene

$$\frac{1}{2}\rho_\infty U_\infty^2 + p_\infty + \rho_\infty g h_\infty = \frac{1}{2}\rho_d U_d^2 + p_d^+ + \rho_d g h_d \quad \text{Ecuación 5}$$

Asumiendo que el flujo es incompresible y horizontal tanto corriente arriba como corriente abajo se tiene [11] [12]

$$\frac{1}{2}\rho(U_\infty^2 - U_w^2)A_d = (U_\infty - U_w)\rho A_d U_\infty(1 - a) \quad \text{Ecuación 6}$$

$$U_w = (1 - 2a)U_\infty \quad \text{Ecuación 7}$$

Esto quiere decir que, mitad de la pérdida de velocidad axial en el tubo de corriente tiene lugar corriente arriba del disco actuador y la otra mitad corriente abajo [11].

Coefficiente de potencia

El empuje también puede ser expresado como la suma neta de las fuerzas en cada lado del disco de actuador [12] [32], la fuerza en el aire es

$$T = (p_d^+ - p_d^-)A_d = 2\rho A_d U_\infty^2 a(1 - a) \quad \text{Ecuación 8}$$

Esta fuerza no es tan importante para turbinas de viento como lo es para propelas o hélices, la cuales son diseñadas para producir empuje. Sin embargo, el empuje es transmitido a la torre de la turbina, y por lo tanto debe ser incluido en el diseño de la cimentación y la torre [32]. Como la fuerza está concentrada sobre el disco actuador, la tasa de trabajo realizado es FU_d , y de ahí la extracción de potencia del aire está dada por [11]

$$P = TU_d = 2\rho A_d U_\infty^3 a(1 - a)^2 \quad \text{Ecuación 9}$$

La relación entre la potencia mecánica extraída por el disco actuador y aquella de la corriente de aire libre es llamada coeficiente de potencia [34]. El coeficiente de potencia es definido como [11] [12] [32] [33]

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 A_d} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde el denominador representa la potencia disponible en el aire en ausencia del disco actuador. Por lo tanto [11] [12] [32] [33],

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad \text{Ecuación 11}$$

El límite de Betz

El máximo valor del coeficiente de potencia ocurre cuando se toma la derivada del coeficiente de potencia (Ecuación 11) con respecto a a y se iguala a cero [11] [12] [32]

$$\frac{dC_p}{da} = 4(1 - a)(1 - 3a) = 0 \quad \text{Ecuación 12}$$

Con lo cual se obtiene un valor de $a=1/3$ [11] [12] [14] [32] [33] [34].

$$C_{pmax} = \frac{16}{27} = 0.593 \quad \text{Ecuación 13}$$

El valor alcanzable máximo del coeficiente de potencia es conocido como Límite de Betz [35] y hasta ahora ninguna turbina de viento, la cual sea capaz de exceder este límite, ha sido diseñada [11]. El límite no se debe a alguna deficiencia en el diseño, sino a que para este caso, el flujo a través del disco corresponde a aquel de un tubo de corriente con una sección transversal corriente arriba de $2/3$ del área del disco, la cual se amplía dos veces el área de disco corriente abajo. Este resultado indica que, si un rotor ideal fuera diseñado y funcionara tal que la velocidad de viento en el rotor fuera $2/3$ de la velocidad del viento de la corriente libre, entonces funcionaría al punto de la producción de energía máxima. Además, considerando las leyes fundamentales de física, esta es la potencia máxima posible [12]. Valores de hasta 0.50 están siendo conseguidos por algunas turbinas de viento modernas [14] [32].

Coeficiente de empuje

La fuerza en el disco actuador causada por la caída de presión también puede ser adimensionalizada para obtener un Coeficiente de Empuje C_T [11] [12] [32] [33] [34]

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 A_d} \quad \text{Ecuación 14}$$

$$C_T = 4a(1 - a) \quad \text{Ecuación 15}$$

C_T tiene un valor máximo de 1.0 cuando $a=1/2$ y la velocidad corriente abajo es cero. A máxima potencia de salida cuando $a=1/3$, C_T tiene un valor de $8/9$ [12] [32] [33]. Un problema surge para valores de $a>1/2$, ya que la velocidad de la estela dada por $(1-2a)U_\infty$, y se hace cero o incluso negativa. En estas condiciones la teoría de momento, ya no se aplica y una modificación empírica tiene que ser realizada [11] [32] [33].

Teoría de disco de rotor

La mayor parte de los dispositivos convertidores de energía de viento emplean un rotor con varios álabes que giran con una velocidad angular Ω sobre un eje normal al plano del rotor y paralelo a la dirección de viento [11]. Cada álabe cuenta con una serie de perfiles aerodinámicos a lo largo de la envergadura. La elección de perfil, longitud de cuerda, y torsión a lo largo del álabe determina el rendimiento del rotor bajo una variedad de condiciones de flujo [12]. Los álabes barren el área del disco rotor y en virtud de su diseño aerodinámico desarrollan una diferencia de presión a través del disco rotor, la cual es responsable de la pérdida de momento axial en la estela. El rotor experimenta un torque en

la dirección de la rotación y un generador eléctrico ejerce un torque igual y opuesto a aquel de la corriente de aire que mantiene la velocidad de rotación constante [11].

Estela de Rotación

La aplicación de un torque sobre el disco rotor por el aire pasando a través de él requiere que un torque igual y opuesto sea impuesto al aire. La consecuencia del torque de reacción es que el aire gira en una dirección opuesta a aquella del rotor [11] [12]; el aire gana momento angular y así en la estela del disco rotor las partículas de aire tienen una componente de velocidad en una dirección tangencial a la rotación, así como una componente axial [11].

La adquisición de la componente tangencial de la velocidad por el aire se traduce en un aumento de su energía cinética que es compensada por una caída en la presión estática del aire en la estela [11]. La generación de energía cinética rotatoria en la estela resulta en una menor extracción de energía por parte del rotor a aquella que sería esperada sin la rotación de la estela. En general, la energía cinética extra en la estela de la turbina de viento será más alta si el torque generado es más alto. Así, las turbinas de viento lentas, con una velocidad rotatoria baja y un torque alto, experimentan más pérdidas por rotación de la estela que máquinas de viento rápidas con torque bajo [12] [14].

El flujo que entra al disco actuador no tiene ningún movimiento rotatorio en absoluto. El flujo que sale del disco tiene rotación y esa rotación permanece constante mientras el fluido progresa en la estela. La transferencia del movimiento rotatorio al aire ocurre completamente a través del espesor del disco (ver Ilustración 9). El cambio de velocidad tangencial es expresado en términos del factor de inducción de flujo tangencial a' [11].

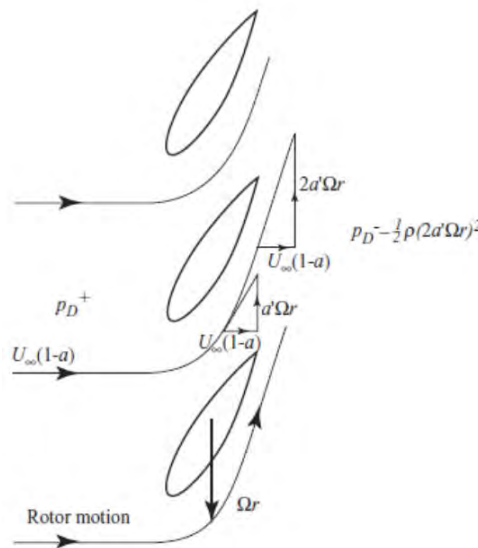


Ilustración 9. Crecimiento de la velocidad tangencial a través del espesor del disco [11].

Corriente arriba del disco la velocidad tangencial es el cero. Inmediatamente corriente abajo del disco la velocidad tangencial es $2\Omega r a'$. En el medio del espesor del disco, a una distancia

radial r del eje de rotación, la velocidad tangencial inducida es $\Omega r a'$. Al ser producida en reacción al torque, la velocidad tangencial es opuesta al movimiento del rotor [11] [12].

Teoría de momento angular

La velocidad tangencial no es la misma para todas las posiciones radiales y es posible que también la velocidad inducida axial no sea la misma [1]. Para tomar en cuenta la variación de ambas componentes de velocidad inducida, se debe considerar un anillo anular del disco rotor el cual tiene radio r y ancho radial δr [11] [12] [32].

El incremento del torque del rotor actuando sobre el anillo anular es responsable de impartir la componente de velocidad tangencial al aire, mientras que la fuerza axial que afecta al anillo es responsable de la reducción en la velocidad axial [11]. El disco entero comprende varios anillos anulares y se supone que cada anillo actúa independientemente impartiendo momento sólo al aire que pasa a través de él [11] [12] [32].

El torque en el anillo es igual a la tasa de cambio de momento angular del aire que pasa por el anillo [11] [12] [32] [33]. Así,

$$\delta Q = \rho \delta A_d U_\infty (1 - a) 2 \Omega a' r^2 \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde δA_d es tomado como el área de un anillo anular.

El torque transmitido al eje de rotor es δQ y así la potencia de salida del eje del rotor es

$$\delta P = \delta Q \Omega \quad \text{Ecuación 17}$$

La potencia total extraída del viento es determinada por la tasa de cambio de momento axial dado por [11]

$$\delta P = 2 \rho \delta A_d U_\infty^3 a (1 - a)^2 \quad \text{Ecuación 18}$$

De aquí

$$U_\infty^2 a (1 - a) = \Omega^2 r^2 a' \quad \text{Ecuación 19}$$

$$a (1 - a) = \lambda_r^2 a' \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde Ωr es la velocidad tangencial del anillo anular que gira y $\lambda_r = \Omega r / U_\infty$ es la llamada velocidad específica local. En el borde del disco rotatorio $r=R$, $\lambda = \Omega R / U_\infty$ es conocida como la velocidad específica de punta [11] [12] [14] [32] [33].

El área del anillo es $\delta A_d = 2\pi r \delta r$ por lo tanto la potencia del eje es,

$$\delta P = \delta Q \Omega = \left(\frac{1}{2} \rho U_\infty^3 2\pi r \delta r \right) 4 a' (1 - a) \lambda_r^2 \quad \text{Ecuación 21}$$

En términos del coeficiente de potencia [11] [33]

$$\frac{d}{d\mu} C_p = 8(1 - a) a' \lambda^2 \mu^3 \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde $\mu=r/R$

Potencia máxima

Los valores de a y a' que proporcionarán la máxima eficiencia posible pueden ser determinados diferenciando la Ecuación 22 por cualquier factor de inducción y e igualando el resultado a cero [11] [12] [36]. De donde

$$a = \frac{1}{3} ; a' = \frac{a(1-a)}{\lambda^2 \mu^2} \quad \text{Ecuación 23}$$

El factor de inducción de flujo axial para la extracción de potencia máxima es el mismo que para el caso de estela no rotativa, es decir $a=1/3$ y es uniforme sobre el disco entero. Por otra parte a' varía con posición radial.

El coeficiente de potencia máximo es entonces

$$C_p = \int_0^1 8(1-a) \left[\frac{a(1-a)}{\lambda^2 \mu^2} \right] \lambda^2 \mu^3 d\mu = 4a(1-a)^2 = \frac{16}{27} \quad \text{Ecuación 24}$$

Lo cual es precisamente igual para el caso de estela no rotativa [11].

Estructura de la estela

El momento angular impartido a la estela aumenta su energía cinética, pero esta energía es equilibrada por una pérdida de presión estática:

$$\Delta p_r = \frac{1}{2} \rho U_\infty^2 \left[2 \frac{a(1-a)}{\lambda \mu} \right]^2 \quad \text{Ecuación 25}$$

La velocidad tangencial aumenta con el radio y así la presión decrece creando un gradiente de presión radial. El gradiente de presión radial equilibra la fuerza centrífuga en el fluido rotativo. La caída de presión a través del disco causado por la tasa de cambio de momento axial es adicional a la caída de presión asociada con la rotación de la estela y es uniforme sobre el disco entero [11].

Si la estela no se ampliara al frenar, la estructura de la estela rotatoria junto con el gradiente de presión rotatorio no cambiaría, ya que mientras la estela se desarrolla la pérdida de presión causada por el cambio de momento axial se reduce gradualmente a cero en la estela totalmente desarrollada. La presión en la estela totalmente desarrollada es por lo tanto atmosférica, sobre la cual se sobrepone la pérdida de presión dada por la ecuación Ecuación 25. Por consiguiente, la fuerza axial en el fluido de la estela que hace reducir la velocidad es sólo esa causada por la caída de presión uniforme a través del disco y de esta manera la caída de presión rotatoria no contribuye al cambio del momento axial [11].

De hecho, la estela realmente se amplía y todos los detalles del análisis son dados el trabajo de Glauert [37]. En el análisis aplicado a propelas, la inclusión de la ampliación del flujo y la rotación de estela en una teoría de momento totalmente integrada muestra que la velocidad inducida axial en la estela desarrollada es mayor que $2a$, pero el efecto sólo es significativo a velocidades específicas de punta menores a 1.5, las cuales están fuera del rango de operación de la mayoría de las turbinas de viento modernas. El análisis demuestra que la

energía cinética de la estela es considerada en la presión estática reducida existente. La conclusión de Glauert sobre la expansión de la estela y su interacción con la rotación de la misma consiste en que su inclusión hace poca diferencia sobre los resultados obtenidos de la teoría de momento axial simple y puede ser ignorada. Glauert trata también con molinos de viento y ventiladores [38] y adopta la teoría de momento simple, pero entonces tiene que considerar la energía cinética de la estela de rotación, lo cual hace suponiendo que esta sea extraída de la energía cinética del flujo. La energía cinética rotatoria de la estela es, por lo tanto, considerada como una pérdida y reduce el nivel de la energía que puede ser extraída. Por consiguiente, para velocidades específicas locales bajas en las secciones interiores de un rotor la eficiencia aerodinámica local cae debajo del límite de Betz [11].

Teoría de álabe rotor

Las fuerzas aerodinámicas de sustentación y arrastre en los elementos con envergadura de radio r y longitud δr de los álabes de un rotor de turbina de viento son responsables de la tasa del cambio de momento angular y axial del aire que pasa por el anillo anular barrido por los elementos álabe. Además, la fuerza sobre los elementos álabe causada por la caída en la presión asociada con la velocidad rotatoria en la estela también debe ser proporcionada por la sustentación y arrastre aerodinámico. Como no hay ninguna rotación del flujo que se acerca al rotor, la presión reducida en el lado corriente abajo del rotor causada por la rotación de la estela se presenta como un salto de presión, justo como aquella que causa el cambio del momento axial. Debido a que la estela todavía gira en la estela lejana, la caída de presión causada por la rotación todavía está presente y así no contribuye al cambio de momento axial [11].

Teoría del elemento álabe

Se asume que las fuerzas en un álabe pueden ser calculadas por medio de coeficientes de sustentación y arrastre de perfiles aerodinámicos en dos dimensiones, usando un ángulo de ataque determinado de la velocidad incidente resultante en el plano transversal [11] [12] [32] [33]; la componente de velocidad en la dirección de la envergadura es ignorado. Los efectos tridimensionales también son ignorados [11].

Las componentes de velocidad en una posición radial sobre el álabe expresadas en términos de velocidad de viento, los factores de flujo y la velocidad rotatoria del rotor determinarán el ángulo de ataque. Teniendo la información sobre como los coeficientes característicos del perfil C_d y C_a varían con el ángulo de ataque, las fuerzas en los álabes para valores dados de a y a' pueden ser determinadas [11].

Se considera una turbina con N álabes de radio R cada uno con cuerda c y se establece un ángulo de paso β medido entre la línea del perfil de cero sustentación y el plano del disco. Tanto la longitud de cuerda como el ángulo de paso pueden variar a lo largo de la envergadura del álabe [11] [12]. Se deja a los álabes girar a velocidad angular Ω y se establece la velocidad de viento como U_∞ [11].

La velocidad tangencial Ωr del elemento álabe mostrado en la figura combinado con la velocidad tangencial de la estela $a'\Omega r$ significa que la velocidad de flujo tangencial neta experimentada por el elemento álabe es $(1+a')\Omega r$ [11] [12] [33].

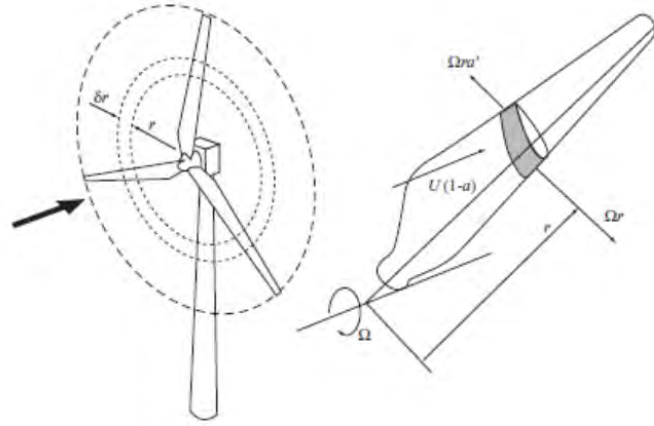


Ilustración 10. Barrido de un anillo anular por un elemento álabes [11].

La Ilustración 10 muestra todas las velocidades y fuerzas con relación a la línea de cuerda del álabes en el radio r .

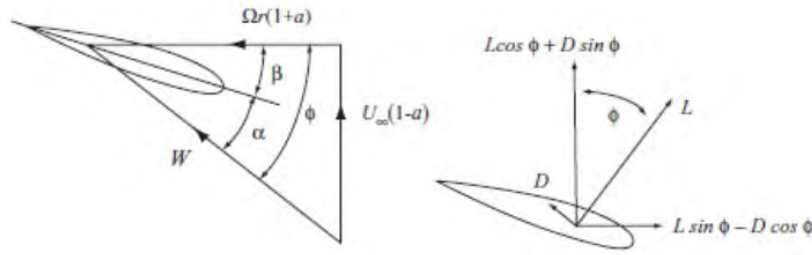


Ilustración 11. Fuerzas y velocidades en un elemento álabes [11].

De la Ilustración 11 la velocidad relativa resultante en el álabes es [11] [33]

$$W = \sqrt{U_{\infty}^2 (1-a)^2 + \Omega^2 r^2 (1-a')^2} \quad \text{Ecuación 26}$$

La cual actúa en un ángulo ϕ respecto al plano de rotación, tal que

$$\sin \phi = \frac{U_{\infty}(1-a)}{W} ; \cos \phi = \frac{\Omega r(1+a')}{W} \quad \text{Ecuación 27}$$

El ángulo de ataque α esta entonces dado por

$$\alpha = \phi - \beta \quad \text{Ecuación 28}$$

La fuerza de sustentación sobre una longitud de envergadura δr de cada álabes, normal a la dirección de W , es por lo tanto

$$\delta L = \frac{1}{2} \rho W^2 c C_l \delta r \quad \text{Ecuación 29}$$

Y la fuerza de arrastre paralela a W es [11] [12] [14] [32]

$$\delta D = \frac{1}{2} \rho W^2 c C_d \delta r \quad \text{Ecuación 30}$$

La fuerza de sustentación es perpendicular a la dirección de la velocidad relativa W , mientras que la fuerza de arrastre es paralela a ella. Por lo tanto, la descomposición de estas fuerzas para un rotor de N álabes en una fuerza de empuje en la dirección axial y una fuerza tangencial en la dirección circunferencial produce [12] [14] [32]

$$dT = \frac{1}{2} \rho W^2 N c (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) dr \quad \text{Ecuación 31}$$

$$dQ = \frac{1}{2} \rho W^2 N c (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) r dr \quad \text{Ecuación 32}$$

La teoría de elemento álabes – momento (BEM)

La suposición básica de la teoría BEM es que la fuerza de un álabes es únicamente responsable del cambio de momento del aire que pasa por el anillo anular barrido por el elemento. Hay que suponer, por lo tanto, que no hay ninguna interacción radial entre los flujos a través de anillos contiguos [11] [34], una condición que es estrictamente sólo verdadera si el factor de inducción de flujo axial no varía radialmente. En la práctica, el factor de inducción de flujo axial es rara vez uniforme [11] [32]. La componente de la fuerza aerodinámica de N álabes resuelto en la dirección axial es

$$\delta L \cos \phi + \delta D \sin \phi = \frac{1}{2} \rho W^2 N c (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) dr \quad \text{Ecuación 33}$$

La tasa de cambio de momento axial del aire pasando a través del anillo anular barrido es [11] [12] [32] [36]

$$\rho U_\infty (1 - a) 2\pi r \delta r 2a U_\infty = 4\pi U_\infty^2 a (1 - a) r \delta r \quad \text{Ecuación 34}$$

La caída de presión en la estela causada por la rotación de la estela es igual al incremento en la cabeza dinámica [11], por lo tanto la fuerza axial adicional sobre el anillo es

$$\frac{1}{2} \rho (2a' \Omega r)^2 2\pi r \delta r \quad \text{Ecuación 35}$$

Así

$$\frac{1}{2} \rho W^2 N c (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) dr = 4\pi \rho [U_\infty^2 a (1 - a) + (a' \Omega r)^2] r \delta r \quad \text{Ecuación 36}$$

$$\frac{W^2}{U_\infty^2} N \frac{c}{R} (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) = 8\pi (a(1 - a) + (a' \lambda \mu)^2) \mu \quad \text{Ecuación 37}$$

El torque del rotor causado por fuerzas aerodinámicas sobre los álabes es

$$(\delta L \sin \phi - \delta D \cos \phi) r = \frac{1}{2} \rho W^2 N c (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) r dr \quad \text{Ecuación 38}$$

La tasa de cambio de momento angular del aire pasando a través del anillo es

$$\rho U_\infty (1 - a) \Omega r 2a' r 2\pi r \delta r = 4\pi U_\infty (\Omega r) a' (1 - a) r^2 \delta r \quad \text{Ecuación 39}$$

Igualando las ecuaciones de momento angular [11] [12] [32] [36]

$$\frac{1}{2}\rho W^2 N c (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) r dr = 4\pi U_\infty (\Omega r) a' (1 - a) r^2 \delta r \quad \text{Ecuación 40}$$

$$\frac{W^2}{U_\infty^2} N \frac{c}{R} (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) = 8\pi \lambda \mu^2 a' (1 - a) \quad \text{Ecuación 41}$$

Donde $\mu = r/R$

Es conveniente usar

$$C_l \cos \phi + C_d \sin \phi = C_x \quad \text{Ecuación 42}$$

$$C_l \sin \phi - C_d \cos \phi = C_y \quad \text{Ecuación 43}$$

La solución de las ecuaciones de cambio de momento para obtener valores de los factores de inducción de flujo a y a' , usando características de perfiles de dos dimensiones requiere un proceso iterativo [11] [32] [33] [36]. Las ecuaciones siguientes son convenientes ya que son evaluadas usando valores existentes de los factores de inducción de flujo, dando ecuaciones simples para la siguiente iteración [11].

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma_r}{4 \sin^2 \phi} \left[C_x - \frac{\sigma_r}{4 \sin^2 \phi} C_y^2 \right] \quad \text{Ecuación 44}$$

$$\frac{a'}{1+a'} = \frac{\sigma_r C_y}{4 \sin \phi \cos \phi} \quad \text{Ecuación 45}$$

La solidez de cuerda σ_r es definida como la longitud de cuerda total de los álabes a un radio dado dividido por la longitud circunferencial a ese radio [11] [12] [32] [33] [36]

$$\sigma_r = \frac{Nc}{2\pi r} = \frac{Nc}{2\pi \mu R} \quad \text{Ecuación 46}$$

Es argumentado por Wilson y Lissaman [39] que el coeficiente de arrastre no debería ser incluido en las ecuaciones anteriores, porque el déficit de velocidad causado por el arrastre es confiando a la estela estrecha que fluye desde borde de salida del perfil. Además de la razón de Wilson y Lissaman, el déficit de velocidad basado en el arrastre es sólo un rasgo de la estela y no contribuye al déficit de velocidad corriente arriba del disco rotor. La base del argumento para la exclusión del arrastre en la determinación de los factores de inducción de flujo es que, para el flujo adherido, el arrastre sólo es causado por la fricción de pared y no afecta la caída de presión a través del rotor [11] [12] [36].

Diseño óptimo para operación de velocidad variable

Una turbina funcionando a velocidad variable puede mantener la velocidad específica de punta requerida para que el máximo coeficiente de potencia sea desarrollado sin tener en cuenta la velocidad de viento.

Para determinar la geometría del álabe, esto es, como debería variar el tamaño de la cuerda a lo largo del álabe y que distribución de ángulo de paso β es necesaria, se parte de la ecuación de momento angular (Ecuación 41)

$$\frac{W^2}{U_\infty^2} N \frac{c}{R} C_l \sin \phi = 8\pi\lambda\mu^2 a'(1-a) \quad \text{Ecuación 47}$$

De la cual es derivado

$$\frac{Nc}{2\pi R} = \frac{4\lambda\mu^2 a'}{\frac{W}{U_\infty} C_l} \quad \text{Ecuación 48}$$

La única incógnita es el valor del coeficiente de sustentación C_l . El coeficiente de sustentación puede ser elegido como aquel valor que equivale a la máxima relación de C_l/C_d (sustentación/arrastre) ya que esto minimizará pérdidas de arrastre; aunque el arrastre haya sido ignorado en la determinación de los factores de inducción de flujo óptimos y geometría de álabe, no puede ser ignorado en el cálculo del torque y potencia. La geometría del álabe también depende de la relación de velocidad de punta λ [11].

Capítulo V. Optimización de turbinas de viento de eje horizontal.

Este capítulo muestra una breve revisión de los trabajos que forman parte del estado del arte en la optimización de turbinas de viento. Como primer apartado, se aborda el diseño y optimización de perfiles aerodinámicos para turbinas de viento por tratarse del elemento más importante de una turbina de viento. Posteriormente se abordan algunas nuevas técnicas para el diseño de la geometría de álabes, las cuales parten en principio de la teoría BEM. Se hace también una introducción a los trabajos actuales para la reducción de pérdidas debido a la forma de la punta de los álabes debido a la interacción que se da entre la turbina de viento y la estela de rotación generada. Como parte final se hace referencia a algunos trabajos referentes a modelos de turbulencia y simulación en CFD.³

Perfiles aerodinámicos.

La parte más importante de una turbina de viento es el perfil aerodinámico empleado en los álabes, por lo que la selección, diseño u optimización del mismo es de máxima relevancia. De lo anterior se desprende que parte de la investigación y desarrollo en el área se ha enfocado en el diseño y optimización de perfiles aerodinámicos, haciendo uso de métodos distintos a los empleados en aviación.

Como muestra de esto, algoritmos de optimización complementados con simulaciones CFD fueron usados por A.F.P. Ribeiro, A.M. Awruch, y H.M. Gomes [40] para el diseño de perfiles de turbinas de viento, lo cual difiere del proceso de diseño tradicional aeroespacial, ya que en este la relación sustentación-arrastre es el parámetro más importante. Las simulaciones en CFD fueron realizadas con ecuaciones del modelo de turbulencia RANS para fluidos incompresibles en estado estacionario. Se presentó una validación detallada de las simulaciones y se mostró que un dominio computacional más grande que el sugerido es necesario. Algoritmos genéticos simples y multiobjetivos fueron empleados, además fueron usadas redes neuronales artificiales como un modelo sustituto. Se concluyó que: 1) Las simulaciones 2D con el modelo de turbulencia Spalart-Allmaras fueron efectivas para el caso de estudio, a pesar que el tamaño del dominio tiene que ser significativamente más grande. 2) Estudios sobre los límites variables para el algoritmo genético son fundamentales para evitar la convergencia a valores extremos o excesivamente grandes dentro de los dominios de búsqueda. 3) Los perfiles obtenidos con algoritmos genéticos sencillos y multiobjetivo fueron similares en forma y coeficientes aerodinámicos. Los perfiles con máxima relación sustentación-arrastre fueron muy similares al de máxima sustentación, el cual fue poco diferente de aquel con mínimo arrastre.

En otro trabajo con un enfoque distinto de R. K. Singh, M. R. Ahmed, M. A. Zullah y Y.H. Lee [41], un perfil aerodinámico a bajo número de Reynolds fue diseñado para aplicaciones en pequeñas turbinas de viento de eje horizontal para lograr mejor arranque a menores velocidades. Se propone que el nuevo diseño opere en un rango de bajos números de Reynolds, entre 38,000-205,000, el cual es experimentado por los rotores de las pequeñas turbinas de viento. El perfil AF300 fue optimizado de entre los perfiles existentes de bajo número de Reynolds a través del código Xfoil variando el espesor del borde plano de salida. Extensas pruebas en túnel de viento fueron desarrolladas para evaluar las características

³ Revisiones más amplias y detalladas son presentadas en las referencias [99] y [98].

aerodinámicas del perfil a bajos números de Reynolds; junto con la experimentación, simulación en Ansys CFX, pruebas de PIV y visualización de flujo de humo del perfil fueron llevadas a cabo para lograr un panorama completo del flujo. Graficas experimentales en Xfoil y Ansys CFX de la distribución de presión mostraron buenas características de sustentación a bajos números de Reynolds y se mantuvo el flujo completamente adherido a un ángulo de ataque tan alto como 14° . Los resultados de la Velocimetría de imágenes de partículas (PIV) y visualización de flujo de humo mostraron resultados similares a la simulación. Un ángulo de estancamiento de 14° significa que el rotor sería capaz de operar a un rango más amplio de ángulos de ataque sin estar en peligro de estancamiento y o pérdida de eficiencia, con lo cual las secciones internas cercanas a la región de la raíz que experimentan bajos números de Reynolds se beneficiaran del incremento en el desempeño.

Diseño de álabes.

Como se mencionó anteriormente el perfil aerodinámico adecuado es fundamental en una turbina de viento, sin embargo, se ha demostrado que la geometría de un álabe requiere también de una distribución de cuerda y ángulo de torsión adecuados, los cuales en principio son obtenidos de la teoría BEM (Blade Element Momentum). Dicha teoría es la base del diseño y optimización de turbinas de viento, ya sea modificándola o tomando sus resultados como valores iniciales.

En su trabajo, A. Sharifi y M.R.H. Nobari [42] proponen y justifican un nuevo algoritmo para predecir una distribución del ángulo de paso a lo largo de álabes de turbinas de viento, la cual corresponda al coeficiente de extracción máximo. Un código basado en la teoría BEM fue desarrollado y validado usando datos experimentales del experimento combinado NREL Phase II. El código que incorpora diferentes correcciones, tales como corrección de pérdidas de punta, es usado para predecir la aerodinámica de álabes de turbinas de viento de manera exacta. Además, hace posible la predicción de la mejor distribución del ángulo de paso para muchos sitios. La nueva aproximación para el ángulo de paso de la sección es después justificada por medio de la comparación de la potencia eléctrica de la turbina de prueba montada con la nueva distribución del ángulo de paso de la sección y la turbina original en cada caso. Los resultados muestran que, es posible incrementar la potencia eléctrica media significativamente equipando turbinas de viento con distribuciones de ángulo de paso obtenidas de la aproximación desarrollada, para un sitio con una distribución de velocidad de viento específica.

Xiongwei Liu y Lin Wang, Xinzi Tang [43] muestran un novedoso método de diseño óptimo de álabes para turbinas de velocidad fija adoptando perfiles radiales lineales de la cuerda y el ángulo de torsión del álabe, optimizando la pendiente de estas dos líneas mediante el caso de estudio de una turbina de viento de 25 kW con perfil aerodinámico DU93W210. Lo anterior viene a razón de que los perfiles de cuerda y ángulo de torsión o paso de un álabe de turbina de viento de eje horizontal de paso fijo y velocidad fijos están basados en una velocidad de viento y relación de velocidad de punta particulares de diseño; ya que la relación de velocidad de la punta varía con la velocidad del viento, los perfiles de cuerda y ángulo radial de torsión originalmente optimizados para un diseño de álabe preliminar a través de la teoría BEM no necesariamente proveen la más alta producción anual de energía para una turbina de viento en un sitio específico con recursos de viento conocidos. En el nuevo método

los perfiles radiales de la cuerda y ángulo de torsión del álabe son linearizados sobre una base heurística, con valores fijos en la punta y valores flotantes en la raíz del álabe basados en el diseño preliminar; la mejor solución es determinada usando la más alta producción anual de energía para una distribución de velocidad Weibull particular como criterio de optimización, la cual cuenta con restricciones de potencia límite superior de salida de la turbina de viento. Las conclusiones a que llegaron son: 1) La linearización con valores fijos en la punta obtenidos de un diseño preliminar ofrece un estrategia de optimización para álabes de turbina de viento. 2) Con las consideraciones en las restricciones para el límite superior de la máxima potencia del rotor, el diseño óptimo logró una mejora de 3.33% en la producción anual de energía respecto al diseño preliminar a una velocidad media anual de viento de 5 m/s. 3) Este método puede ser usado para cualquier práctica de diseño de álabes de turbinas de viento de velocidad fijas.

Como caso particular las pequeñas turbinas de viento operando a bajas velocidades de viento regularmente encaran el problema de pobre desempeño, debido a separación laminar y separación laminar de burbujas sobre los álabes. Esto es debido al bajo número de Reynolds resultado de bajas velocidades de viento y tamaños pequeños de rotores. El uso de perfiles especialmente diseñados para bajo número de Reynolds permite arranques a bajas velocidades de viento, incrementando el torque de arranque y así mejorando el desempeño total de la turbina. Un nuevo perfil fue diseñado y el desempeño de un rotor de 2 álabes diseñado para aplicaciones a bajos números de Reynolds hecho a la medida de una turbina de viento Air-X Marine de 400W fue probado en un rango de velocidad de viento de 3 - 6 m/s por Ronit K. Singh y M. Rafiuddin Ahmed [44]. El rotor de bajo número de Reynolds incorporó adelgazamiento y torsión exponencial a la sección del perfil A300 de bajo número de Reynolds. El ángulo de paso del álabe fue variado sobre un rango de 15,18 y 20° para estudiar el desempeño y la velocidad de viento de arranque. Se encontró que la turbina se desempeñó mejor a un ángulo de paso de 18°. En promedio, la turbina de viento dio un coeficiente de potencia (C_p) de 0.255 a una altura de 8.22 m con una velocidad de 6 m/s a un ángulo de paso de 18°. En comparación con la línea base del rotor de 3 álabes, el nuevo rotor de 2 álabes produce más potencia eléctrica a la misma velocidad de la corriente libre.

Un estudio relacionado con el arranque de turbinas a bajas velocidades de viento fue realizado por A.K. Wright y D.H. Wood [45]. Con el fin de obtener la máxima potencia posible, es importante que los álabes de las pequeñas turbinas de viento comiencen a girar a la menor velocidad de viento posible. Se realizaron mediciones en campo del desempeño en el arranque de una turbina de eje horizontal de tres álabes con 2m de diámetro y se compararon con cálculos realizados empleando un cuasi-estable análisis de la Teoría BEM. Predicciones precisas para la aceleración del rotor fueron hechas para un gran rango de velocidades de viento usando una combinación de interpolación de datos aerodinámicos y ecuaciones genéricas para sustentación y arrastre a elevados ángulos de incidencia. También fueron determinados un significativo número de valores de velocidad del viento a las cuales el rotor de la turbina comienza y cesa de girar. Los cálculos de la Teoría BEM sugirieron que la mayor parte del torque de arranque es generado cerca del hub. Los datos obtenidos en campo de la turbina de 600W mostraron que los álabes comenzaron a rotar a una velocidad del viento de 4.6 m/s en promedio, pero esto varío entre 2.5 m/s y 7 m/s y generalmente coincidió con el incremento en la velocidad del viento. Dada la incertidumbre asociada con los datos de

sustentación y arrastre a elevados ángulos de ataque y bajos números de Reynolds, las predicciones ajustaron bien con 160 ocurrencias medidas de aceleración del rotor sobre un gran rango de velocidades de viento.

Puntas de álabes.

En el apartado anterior se hizo una pequeña mención de las pérdidas en la punta del álabe, dichas pérdidas se deben a la generación de vórtices. Existen diversos trabajos que analizan la reducción de estas pérdidas por distintos métodos.

La mayoría de los esfuerzos para reducir pérdidas de punta han sido realizados en aeronaves, y alterar la geometría de la punta cambia el efecto de los vórtices generados en esta zona. Los efectos tridimensionales son significativos en perfiles reales y perfiles rotando, ya que en álabes de turbinas de viento la producción de un vórtice de punta reduce la sustentación e induce arrastre. En un trabajo de investigación Drew Gertz, David A. Johnson y Nigel Swytink-Binnema [46] diseñaron una turbina de viento de velocidad variable de 3.3 m de diámetro para la UWWE con álabes que permiten remover el 10% de la parte final del álabe. Esto permite la caracterización experimental del desempeño del rotor estándar y con aletas. Pruebas de producción de potencia fueron completadas cubriendo un rango de velocidades medias de viento desde 3.6 m/s hasta 11 m/s, y tasas de rotación de eje de rotor de turbina desde 100 rpm hasta 240 rpm. El efecto de la aleta fue cuantificado repitiendo la prueba ejecutada con una punta estándar. Se encontró que la aleta tiene un perfil de aumento de potencia con forma de campana, con un amplio pico entre 6.5 m/s y 9.5 m/s donde la potencia fue incrementada entre 5% y 8%. Este aumento de potencia corresponde cercanamente con lo encontrado en la literatura.

Adicionalmente, los efectos de modificaciones a la punta en un álabe de turbina de viento fueron estudiados por Jean-Jacques Chattot [47] con un código de diseño desarrollado previamente, tomando en cuenta la curvatura del eje del álabe dentro o fuera del plano de rotación. El modelo de vórtice, basado en la aproximación de Goldstein, trata cada álabe como una línea de sustentación generando una hoja de vórtice helicoidal, soportando la vorticidad curvada a lo largo de las hélices prescritas, cuyo paso es determinado para satisfacer la condición de equilibrio de la estela. Como la línea de sustentación es dada curvando el plano de rotación o diedro en el plano conteniendo el álabe y el eje del rotor, las velocidades inducidas por el vórtice forzado en la línea de sustentación no son cero y el flujo del álabe es también afectado por la geometría modificada de la hoja del vórtice, esto de acuerdo a la fórmula de Biot-Savart. El estudio es desempeñado con un rotor de dos álabes NREL como punto de referencia. Una serie de pruebas fue llevada a cabo con el código de diseño, comparando el diseño de un rotor de eje recto contra uno de $\pm 10\%$ (hacia adelante o hacia atrás) de curvatura, ángulo diedro o aletado. Los resultados indican que el desempeño aerodinámico en general aumento con estas modificaciones de punta, además las tendencias difieren entre orientaciones hacia adelante y hacia atrás, y con algunos efectos no lineares asociados con la geometría de la estela.

Estela de rotación.

Un aspecto importante a tener en consideración son los efectos de la estela de rotación que produce la turbina de viento. Diversos trabajos se han enfocado al estudio de las

características de la estela de rotación, así como los efectos que tiene esta en el desempeño de la misma turbina de viento que la produce.

D. A. Tavares Dias, J. R. Pinheiro Vaz, A. L. Amarante Mesquita, J. Tavares Pinho y A. C. Pinho Brasil Junior [48] presentaron un modelo matemático para optimizar la distribución de cuerda y ángulo de torsión de una turbina de viento de eje horizontal, tomando en cuenta la influencia de la estela de rotación usando un modelo de vórtice Rankine. La optimización propuesta está basada en maximizar el coeficiente de potencia local, acoplado a la relación general entre el factor de inducción axial en el plano del rotor y en la estela de rotación. Los resultados mostraron una mejora en la extracción de energía del viento debido al cambio en la forma aerodinámica del álabe. El modelo matemático propuesto representa una herramienta alternativa simple para el diseño óptimo de rotores, especialmente para turbinas con rotores multiálabes, donde la optimización propuesta puede mejorar la eficiencia para ambos, alta y baja relación de velocidad de punta, en este caso, una mejora del 18% fue obtenida. El modelo mostro mejor eficiencia obtenida cuando se comparó a otros métodos de optimización, satisfaciendo la condición descrita por Betz, donde la máxima energía a ser extraída del flujo de viento es 59.26% de su energía original.

De la misma manera C. Sicot, P. Devinant, S. Loyer y J. Hureau [49] tuvieron como propósito de estudio evaluar experimentalmente los efectos de rotación y turbulencia en la aerodinámica de los álabes de una turbina de viento, enfocándose particularmente en los mecanismos de perdida de sustentacion. Las pruebas en túnel de viento consistieron en mediciones de presión en la superficie del perfil de una turbina de viento de eje horizontal sujeta a corriente libre de aire con niveles de turbulencia variando desde 4.5% hasta 12%. Se propuso un método para determinar la posición del punto de separación de flujo en el álabe rotando basado en el gradiente de presión a lo largo de la cuerda en el área separada. Los resultados muestran la influencia de la turbulencia en la corriente libre sobre la posición del punto de separación. Se muestra que, para el mismo ángulo de ataque, el punto de separación está más cercano al borde de salida cuando el nivel de turbulencia en el flujo incrementa (retraso de perdida de sustentación). Resultados experimentales en la literatura muestran aumento de sustentación para un álabe rotando. En su caso, el estudio de la posición del punto de separación complementado con la distribución de presión en los perfiles muestran que este aumento de sustentación parece relacionado a un valor más bajo de la presión en el área separada más que a un fenómeno de retraso de perdida de sustentación. En general en presencia de importantes niveles de turbulencia en la corriente libre de aire la rotación parece no tener efectos significativos sobre la posición del punto de separación, mientras que, para el mismo ángulo de ataque, la presión en la superficie de succión es significativamente más baja para el álabe rotatorio.

En lo concerniente a la descripción de la estela de rotación, un análisis de la evolución de las características de turbulencia en estelas de turbinas de viento fue desarrollado por A. Crespo y J. Hernandez [50]. Basándose en resultados experimentales obtenidos con CFD, complementados con algunas consideraciones teóricas, expresiones analíticas simples son propuestas para la estimación de la energía turbulenta k , y su tasa de disipación ϵ . Para obtener el espectro de turbulencia en la estela, una ley clásica usada para la turbulencia atmosférica es asumida, en la cual valores característicos de velocidad turbulenta y longitud

turbulenta son calculados por combinaciones algebraicas de k y ϵ , así que cuando el efecto de la estela es despreciable, el espectro del flujo básico sin perturbar es recuperado. Las expresiones propuestas para magnitudes de turbulencia y espectro de turbulencia son comparadas con resultados numéricos obtenidos de un modelo CFD y resultados experimentales, se encontró una concordancia aceptable. Los resultados obtenidos de las correlaciones propuestas pueden ser considerados como estimaciones preliminares, sin embargo, trabajo adicional numérico y experimental es necesario para una determinación más exacta de las características de la turbulencia en estelas de turbinas de viento.

Posteriormente un nuevo modelo analítico de estela fue propuesto y validado por Majid Bastankhah y Fernando Porté-Agel [51] para predecir la distribución de velocidad corriente abajo de una turbina de viento. El modelo es derivado aplicando la conservación de masa y momento, asumiendo una distribución Gaussiana para el déficit de velocidad en la estela. Este modelo simple solo requiere solo un parámetro para determinar la distribución de velocidad en la estela. Los resultados son comparados con mediciones de túnel de viento de alta resolución y datos de simulaciones de grandes remolinos (LES) de estelas de turbinas de viento miniatura, así como con datos LES de estelas de turbinas de viento de escala real. En general, se encuentra que el déficit de velocidad en la estela predicho por el modelo analítico está en buena concordancia con los datos experimentales y LES. Los resultados también muestran que el nuevo modelo predice la potencia extraída por turbinas de viento corriente abajo más precisamente que otros modelos analíticos comunes, algunos de los cuales están basados en suposiciones menos exactas como considerar una forma de sombrero para la distribución del déficit de velocidad, que en contraste con lo esperado, generalmente subestima el déficit de velocidad en el centro de la estela y lo sobreestima cerca del borde de la misma.

Modelos de turbulencia y simulación numérica.

Debido al actual desarrollo de equipo de cómputo de mayor potencia, hoy en día es cada vez más útil el uso de simulaciones de CFD a la par de los experimentos físicos, sin embargo, dichas simulaciones no tendrán validez si se emplean consideraciones y modelos erróneos. Se han publicado diversos trabajos que presentan ajustes a los modelos de turbulencia más comunes con el fin de hacerlos más precisos al momento de emplearlos en simulaciones CFD de turbinas de viento.

Un modelo para la simulación del flujo a través de una turbina eólica horizontal fue desarrollado por Amina El Kasmi y Christian Masson [52], dicho modelo añade un término extra a la ecuación aproximada de transporte para la velocidad de disipación de la energía de turbulencia. El término representa la velocidad de transferencia de energía desde la turbulencia a gran escala a la de pequeña escala en la región de la estela de rotación cercana a la turbina. La metodología se desarrolló para simular el flujo completo alrededor de la turbina, incluyendo la zona cercana y lejana de la estela de rotación, usando un método numérico basado en el modelo de disco actuador combinado con el método RANS (Reynolds Average Naviers Stokes). Después de las pruebas desarrolladas se demostraron mejores resultados obtenidos del modelo propuesto con respecto al modelo estándar $k-\epsilon$.

Un trabajo que esta mas enfatizado en la calibración de un modelo de turbulencia fue desarrollado por P.A. Costa Rocha, H.H. Barbosa Rocha, F.O. Moura Carneiro, M.E. Vieira da Silva y A. Valente Bueno [53], el trabajo se refiere a la capacidad operacional de una pequeña turbina de viento de eje horizontal (SS-HAWT). Pruebas de campo experimentales fueron llevadas a cabo para recolectar datos para evaluar el coeficiente de potencia C_p , como una función de la relación de velocidad de punta. El prototipo examinado fue una turbina de viento de tres álabes con perfil NACA 0012 diseñada para una relación de velocidad de punta fija $\lambda=5$. El máximo valor experimental alcanzado para el C_p fue alrededor de 14%. El modelo de turbulencia K- ω SST resuelto por el código abierto de CFD OpenFOAM evaluó el desempeño de la turbina de viento. La información de los datos experimentales obtenidos reportando el desempeño aerodinámico del prototipo fue requerida en principio para calibrar el modelo. La intensidad de turbulencia y la longitud característica fue estudiada en términos el parámetro β^* . El coeficiente de potencia predicho numéricamente tiende a concordar con la evaluación experimental. La variación de β^* principalmente afecta la fricción viscosa sobre los álabes. Se dedujo que: 1) La intensidad de turbulencia no impacto en la calibración del modelo, para los mismos valores de β^* los resultados para $I=2\%$, 20% y 40% son casi los mismos y tienden a coincidir tanto como los valores de β^* incrementan. 2) Similarmente, la escala de longitud turbulenta característica no afecta los resultados de calibración. 3) Presumiblemente debido a efectos viscosos el coeficiente β^* , que explícitamente aparece en la ecuación para la energía turbulenta k e implícitamente en la ecuación de ω , parece tener un papel relevante en la calibración del modelo de turbulencia.

R. Lanzafame, S. Mauro, M. Messina [54] describen el desarrollo de un modelo CFD 3D de una turbina de viento de eje horizontal usando Ansys Fluent. El modelo fue desarrollado para predecir el desempeño de una turbina de viento y evaluar las capacidades de un modelo 1D basado de la teoría BEM desarrollado por los autores. Se presenta la estrategia de generar una malla de alta calidad y optimizar los modelos de turbulencia (modelos de dos ecuaciones SST k- ω para flujo totalmente turbulento y cuatro ecuaciones para flujo transitorio SST). Las correlaciones empíricas del modelo de turbulencia transitorio SST fueron modificadas para mejorarlo en aplicaciones de turbinas de viento. Un significativo número de pruebas numéricas a perfiles en 2D fueron implementados para calibrar el modelo de turbulencia. Los resultados de estas pruebas fueron aplicados al modelo de turbulencia modificando los parámetros de correlación local. Los mismos parámetros fueron usados en el modelo 3D de la turbina de viento. Un modelo de marco de referencia móvil fue usado para simular la rotación y evaluar el flujo 3D a lo largo de los álabes del rotor. Los resultados numéricos fueron comparados con los datos de la simulación usando el modelo SST k- ω de flujo totalmente turbulento para demostrar las capacidades superiores del modelo transitorio modificado. El modelo 3D fue validado usando datos experimentales disponibles de la literatura científica (NREL PHASE VI). Los errores entre resultados simulados y datos experimentales fueron menores a 6% para todas las simulaciones.

Por su parte F. Wang, L. Bai, J. Fletcher, J. Whiteford y D. Cullen [55] desarrollaron una metodología usando pruebas físicas en túnel de viento y modelado computacional usando un código CFD comercial para la optimización del difusor de una turbina de viento, así como diseño y validación del modelo en código CFD. El diseño final del difusor potencializa la velocidad del viento por un factor de 1.5 veces, equivalente a incrementar la potencia de

salida 2.2 veces con la misma área de barrido según mostraron las pruebas en túnel de viento. Los resultados obtenidos de las pruebas estuvieron de acuerdo con lo previsto por el modelo CFD, donde el error entre los cálculos computacionales y las mediciones en el túnel está dentro del 5%. Con lo que se espera que la metodología de optimización pueda ser validada a futuro en el análisis de un nuevo sistema álabes-rotor donde se espera incrementar la potencia de salida, particularmente en locaciones donde la velocidad promedio del viento sea más baja y más turbulenta.

Conclusión.

Se mostró una breve revisión de los trabajos que forman parte del estado del arte en la optimización de turbinas de viento. De donde se puede observar lo siguiente:

- El diseño y optimización de perfiles aerodinámicos para turbinas de viento está ampliamente desarrollado, cubriendo una gama de muy variada de líneas de investigación, desde el aumento de sustentación hasta el desempeño en corrientes de viento turbulentas.
- El uso de la teoría BEM es hasta ahora la base para el diseño y optimización de turbinas de viento, ya que puede ser empleada no sólo para condiciones de diseño sino que en conjunto con la distribución anual de velocidad de viento de un sitio en particular se logra obtener la mayor producción anual de energía.
- Debido a la existencia de efectos tridimensionales, causantes de vorticidad que a su vez provocan pérdidas de sustentación, arrastre y reducción de eficiencia, se han desarrollado propuestas para la reducción de pérdidas debido a la forma de la punta de los álabes.
- La interacción que se da entre turbina de viento y estela de rotación generada, es ampliamente estudiada, haciendo uso de modelos de turbulencia modificados y simulaciones CFD, sin embargo, aún no se logra una descripción exacta de los fenómenos que se dan en la estela de rotación, ya sea considerando la turbulencia generada, la energía que se disipa o sus efectos en la turbina corriente arriba y turbinas corriente abajo.

Capítulo VI. Introducción a la Dinámica de Fluidos Computarizada (CFD)

A pesar del uso extendido del CFD la precisión y confiabilidad del mismo no son consideradas confiables del todo, debido a errores por falta de conocimiento al plantear el problema y modelo, y deficiencias en el software que se emplea, ya sea por los modelos y constantes que maneje o truncamiento de valores. Por lo que los primeros deben ser eliminados mediante el estudio del fenómeno.

En el proceso de simulación se distinguen 3 etapas:

- Pre procesamiento. En esta etapa se seleccionan o se definen las variables que serán objeto de estudio (por ejemplo: intensidad de turbulencia, arrastre y sustentación). Es importante también seleccionar las ecuaciones aproximadas que definen el fenómeno, pudiendo ser modelos de turbulencia k-e, k-w o LES en sus distintas variables; según la literatura especializada, en nuestro campo de estudio se emplean modelos k-e y k-w. Se requiere también definir la geometría para el modelo, en este caso la geometría es obtenida mediante un modelo matemático basado en la Teoría BEM. Se debe seleccionar además el dominio computacional y las condiciones de frontera, las cuales se justaran a las dimensiones del túnel de viento disponible. Un tema que es fundamental junto con las ecuaciones gobernantes, es la discretización del dominio (generación de la malla), la cual se recomienda refinar en las zonas con altos gradientes de velocidad y las áreas de interés, para este caso se refinara la malla en puntas y bordes de salida de los álabes.

- Solución. En este apartado se inicializa el flujo sobre la geometría con las condiciones de frontera y las ecuaciones del modelo de turbulencia establecidas. Se deben seleccionar también las aproximaciones numéricas y algoritmos de solución. Debido a la complejidad del fenómeno se recomienda emplear funciones de pared para obtener mejores aproximaciones a los resultados físicos. La selección del criterio de convergencia también es un punto importante, es decir el valor de los residuales.

- Post procesamiento. Aquí se realizara la visualización y análisis de los resultados. Posteriormente se realizara un análisis del error, para esto se recomienda la validación con un modelo experimental. Como se mencionó anteriormente la selección de las ecuaciones aproximadas es de vital importancia, ya que las ecuaciones de Navier-Stokes describen el comportamiento de un flujo, de ellas parten las diversas aproximaciones empleadas en CFD (DNS, RANS y LES).

DNS resuelve las ecuaciones exactas de Navier-Stokes completamente, todos los vórtices son resueltos y no modela ninguno, requiere de gran tiempo de cómputo y de potentes equipos, sin embargo solo es útil para geometrías sencillas.

LES resuelve las ecuaciones de Navier-Stokes después de filtrarlas, solo resuelve los grandes remolinos y los pequeños son modelados, no es tan exacto como el DNS, pero es menos demandante computacionalmente. El método LES tiene un desempeño superior comparado con RANS ya que gran parte del flujo turbulento es resuelto, sin embargo es más costoso y complejo. El filtrado se realiza removiendo los remolinos más pequeños, pudiendo ser este filtro el tamaño de malla.

RANS resuelve las ecuaciones promedio de Navier-Stokes, solo resuelve el flujo medio y todos los remolinos son modelados, es menos preciso que los dos anteriores pero es más aplicable en general. El modelo RANS emplea la hipótesis de Boussinesq de viscosidad de remolino para relacionar los esfuerzos de Reynolds y los gradientes de velocidad en el flujo, y también la suposición de gradiente de difusión para relacionar el flujo de calor a gradientes de temperatura y flujos de masa a gradientes de concentración. Las diferentes hipótesis proveen expresiones para la viscosidad turbulenta, donde varios valores constantes son obtenidos de manera experimental para ajustar los resultados de la mejor manera. Sus ventajas son que es el más simple de los modelos de turbulencia, solo requiere condiciones iniciales y/o de frontera, es robusto y de fácil implementación a bajo costo. La mayor desventaja es que asume la viscosidad turbulenta como cantidad escalar, siendo esta un tensor.

Todo modelo debe ser discretizado, existen dos tipos: espacial y matemática. La primera es por medio de una malla que puede ser: estructurada, no estructurada, uniforme o no uniforme. La generación de la malla es de vital importancia al momento de obtener resultados y es uno de los procesos que consumen más tiempo. Uno de los factores que más afecta a los resultados es el tamaño de malla, relacionado con la exactitud ya que el CFD emplea el método de volúmenes finitos. Al respecto se recomienda emplear mallas finas en áreas donde se esperan grandes gradientes de flujo y en las áreas de interés, además de emplear un esquema de discretización para una convergencia de malla mono tónica, esto es, una malla suficientemente fina para que los resultados no dependan de ella.

Los modelos RANS son válidos únicamente en el núcleo turbulento, no para el flujo cercano a las paredes, donde la viscosidad es importante. Para tomar en cuenta los efectos viscosos cerca de la pared existen dos alternativas. La primera es el método de funciones de pared, el cual es una aproximación que requiere de una malla no demasiado fina. Se puede emplear para altos números de Reynolds y la rugosidad de las paredes puede ser considerada mediante varios ajustes. No es aplicable para transporte de calor y masa. En las funciones de pared, la distancia desde la pared al centro de la pared de la celda adyacente debe ser correspondiente con la región donde la ley logarítmica es válida. Para altos números de Reynolds, la capa lineal decrece y es casi imposible resolverla; se recomienda entonces usar las funciones de pared en este caso. La segunda alternativa es el método de modelado de bajos números de Reynolds, es más exacto que el primero, y requiere mallas más finas y mayor poder de cómputo; la rugosidad debe ser modelada en la geometría y es aplicable a bajos números de Reynolds. A diferencia del primero, es aplicable a transporte de masa y calor. En el modelado a bajo número de Reynolds se requiere de celdas muy pequeñas para resolver la región cercana a la pared.

Debido a las limitaciones que existen aún en poder de computo, el proceso iterativo de solución se detendrá cuando la solución obtenida este lo suficientemente cerca de la solución final después de un número finito de iteraciones. A esta diferencia entre la solución obtenida y la solución exacta, se le conoce como “error iterativo de convergencia”. El proceso de truncamiento de iteraciones se basa en los residuales, los cuales deben ser establecidos con los valores más bajos posibles.

Las principales guías para buenas prácticas de simulación indican:

- 1- Maximizar la distancia entre modelos y dominios de fronteras.
- 2- Maximizar las relaciones de bloqueo entre áreas ($BR < 3-5\%$).
- 3- Ajustar los valores de las relaciones de bloqueo direccional (BRL y $BRH < 17-22\%$).
- 4- Evitar la distorsión excesiva de las celdas en áreas de grandes gradientes.
- 5- Mantener relaciones de expansión menor a 1.3 en las regiones de interés. Para LES 1.05 o 1.
- 6- Se recomienda que las líneas de mallado sean preferentemente paralelas/perpendiculares a la pared y usar tetraedros, hexaedros o prismas.
- 7- La resolución de mallado debe ser alta en las regiones donde se esperan altos gradientes y regiones de interés.
- 8- Representar de manera adecuada las fronteras reales.

Capítulo VII. Propuesta de diseño aerodinámico para reducción de turbulencia en la estela de rotación en turbinas eólicas de baja capacidad HAWTA.

Metodología.

La metodología empleada para el desarrollo y comprobación de la hipótesis fue el modelo propuesto por N.F.M. Roozenburg y J. Eekels bajo el siguiente diagrama esquemático [56]:

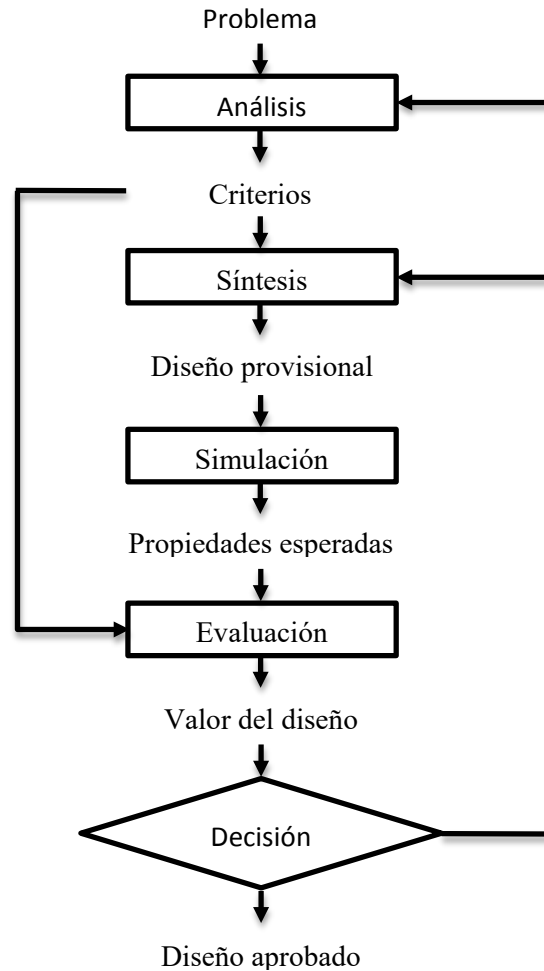


Ilustración 12. Diagrama esquemático N.F.M. Roozenburg y J. Eekels [56]

La etapa de análisis implicó conocer el problema, estudiar todas las funciones que el futuro diseño debe cubrir, definir objetivos y establecer un listado de especificaciones o requerimientos técnicos. El resultado de esta etapa fue un conjunto de guías o criterios de diseño, que fueron empleados para generar la solución que cubrió dichos criterios.

En turbinas eólicas de baja capacidad la turbulencia en la estela de rotación es provocada en parte por la vorticidad generada por la punta de los álabes y por el desprendimiento de la capa límite en la superficie del álabes así como también por el vórtice generado por el hub. La propuesta de diseño redujo la turbulencia generada por los álabes, sin sacrificar el rendimiento, buscando por el contrario, maximizarlo. El diseño que se obtuvo como resultado

del estudio no vario en gran proporción sus dimensiones con respecto al diseño base bajo los mismos criterios de velocidad del viento.

En la etapa de síntesis tuvo lugar la generación de soluciones. El resultado fue un diseño que por el momento tuvo un valor provisional. Una lluvia de ideas en base a la revisión del estado del arte genero una solución de diseño para optimización de álabes en turbinas de viento de baja velocidad mediante la reducción de la turbulencia generada.

La etapa de simulación fue deductiva y en ella se aplicaron los métodos experimentales para comprobar el comportamiento del diseño. El objetivo fue conocer si el diseño responde a lo que las especificaciones exigen para que fuese realmente una solución al problema de diseño. Se incluyeron métodos como el análisis por volúmenes finitos y uso de prototipos a escala.

Las herramientas de las cuales se hizo uso para evaluación del desempeño del diseño de álabe propuesto fueron tanto computacionales como experimentales. En la parte computacional se empleó el software MatLab para el modelado matemático, Xfoil para obtención de características aerodinámicas en perfiles, Ansys Fluent para análisis por volúmenes finitos (CFD) y Gambit para la generación de la geometría sólida. Referente a la parte experimental se hizo uso del análisis de visualización de flujo de humo en túnel de viento para un modelo a escala real de la turbina, la cual fue manufacturada haciendo uso de equipo de impresión 3D. Además se emplearon técnicas de anemometría de hilo caliente.

En la etapa de evaluación se compararon las propiedades esperables con las deseables, que fueron las enunciadas en el listado de especificaciones. Esto dio lugar a una valoración del diseño, que fue tanto mejor cuanto más se aproximen sus propiedades esperables a las exigidas inicialmente.

Para la evaluación se hizo una comparación entre un álabe estándar diseñado mediante la teoría BEM que presenta las mejores características dentro de uno o varios rangos de operación predefinidos y el diseño del álabe propuesto, bajo los mismos parámetros de operación, con el fin de calificar la propuesta de diseño para la etapa posterior de toma de decisión.

Finalmente, en la etapa de decisión se definió si el resultado del diseño provisional ya fuese si se aceptara y refinara o bien se desechase y se buscara una nueva solución.

En base a la comparación y los resultados obtenidos se tomó la decisión en cuanto a si el diseño propuesto reduce o no la generación de turbulencia y en qué medida. Para ayudar a la toma de decisión se hizo una ponderación de cada parámetro de diseño de la propuesta final y su impacto en la potencia de salida, la cual se pretendió no se vea reducida, sino incrementada.

Diseño, Modelado y Simulación.

Los perfiles aerodinámicos estándar más empleados, cuyas características aerodinámicas están disponibles en algunas ocasiones, pertenecen a diversas familias reconocidas

ampliamente ya que fueron desarrollados y probados por diversas instituciones de investigación como: NASA [57], NREL [58], RISØ [59] [60], Delf University [61] y FFA [62] por mencionar algunas. Sin embargo, existen también nuevos perfiles aerodinámicos optimizados desarrollados a partir de los perfiles convencionales por distintos métodos [40] [41] [63] [64].

De la gran variedad de perfiles aerodinámicos disponibles, el perfil seleccionado para llevar a cabo el análisis fue el 4412 de la serie NACA, ya que es uno de los perfiles aerodinámicos más comunes con buenas relaciones de sustentación arrastre incluso a altos ángulos de ataque. Además, considerando que el perfil es constante a lo largo de toda la envergadura del álabo y su geometría no será modificado en ninguno de los modelos, la selección y modificación del perfil es una variable que se puede analizar en un futuro.

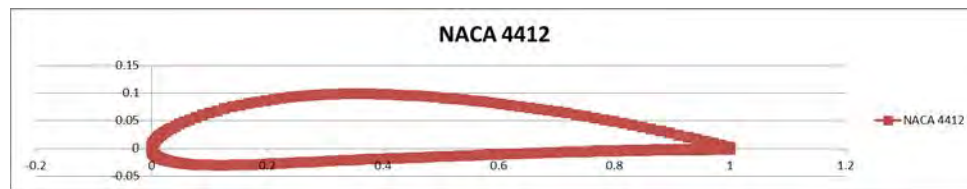


Ilustración 13. Coordenadas polares del perfil NACA 4412.

Para realizar los cálculos de diseño, modelado y simulación de todos los modelos analizados se utilizaron los varios software, entre ellos MatLab, Gambit y Ansys Workbench (Meshing y Fluent). Además se realizaron algunas comparaciones con el software TIMEO [65], el cual realiza el diseño aerodinámico del aerogenerador y el modelado del mismo en base a los parámetros de diseño establecidos de acuerdo a cada aplicación.

En el diseño aerodinámico del aerogenerador, incluyendo álabes, hub y a coplamiento, se empleó el software MatLab. En dicho software se creó y empleó una rutina en base a la Teoría BEM (Blade Element-Momentum), la cual realiza los cálculos para dar como resultado las dimensiones características para la geometría del álabo, como son: diámetro, ángulo de ataque, ángulo de torsión y longitud de la cuerda. La geometría se obtiene en base a parámetros de diseño establecidos para cada aplicación particular, los cuales son: potencia deseada, perfil aerodinámico, velocidad nominal de viento y velocidad específica de rotación.

4412-06.5-15-P25-N5-ND-Vib: Bloc de notes

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

U= 6.5 m/s
P= 25 watt
D= 0.571 m
N= 3
CP= 0.5028
a= 0.3333
Landa= 5
Omega= 113.8 rad/s
Perfil= 4412
Alpha= 10
Cliffmax= 1.483
Cdragmax= 0.01463
r= 10

z	-S/C	r	mu	Landa	ap	w	F	Beta	Alpha	Cliffvar	Cdragvar
1	0.02855	0.1	0.5	0.8889	7.514	35.22	25.22	10	1.483	0.01463	0.062
2	0.0571	0.2	1	0.2222	9.049	28.86	18.89	9.725	1.462	0.01418	0.05223
3	0.08564	0.3	1.5	0.08877	11.56	22.02	12.57	9.451	1.44	0.01373	0.04131
4	0.1142	0.4	2	0.05556	14.39	17.53	8.549	9.176	1.419	0.01328	0.03183
5	0.1427	0.5	2.5	0.03556	17.58	14.44	5.939	8.902	1.397	0.01281	0.02466
6	0.1713	0.6	3	0.02469	20.45	12.24	3.609	8.627	1.374	0.01232	0.02046
7	0.1998	0.7	3.5	0.01814	23.56	10.6	2.144	8.351	1.351	0.01183	0.01773
8	0.2284	0.8	4	0.01389	26.71	9.335	1.257	8.078	1.327	0.01134	0.01548
9	0.2569	0.9	4.5	0.01097	29.89	8.197	0.9337	7.803	1.304	0.01081	0.01373
10	0.2855	1	5	0.008889	33.07	7.529	0	7.529	1.28	0.01026	0.011632

Ilustración 14. Tabla de resultados de la rutina de diseño en base a la teoría BEM creada en MatLab.

La información referente a los parámetros aerodinámicos de los diversos perfiles aerodinámicos existente se encuentra disponible en gráficas y tablas generadas a partir de la experimentación y el análisis de los desarrolladores de cada perfil, o mediante software

especializado y aproximaciones numéricas. Muchas ocasiones, no es posible obtener datos para todos los números de Reynolds y ángulo de ataque que se desean utilizar y se tienen que realizar interpolaciones entre los valores más próximos, es por ello que con el fin de hacer más rápido el proceso de adquisición de datos se empleó el software libre Xfoil [66] en la obtención de los coeficientes de sustentación y arrastre. El software requiere como parámetros de entrada: perfil aerodinámico a analizar, número de Reynolds, número de Mach (puede considerarse cero ya que las velocidades de operación no provocan efectos de compresibilidad significativos) y el ángulo de ataque. La interfaz con el usuario muestra en pantalla los coeficientes de arrastre y sustentación para el perfil aerodinámico correspondiente al número de Reynolds y el ángulo de ataque indicados. Xfoil tiene además herramientas que permiten conocer los coeficientes de sustentación y arrastre de cada perfil que se desee analizar dentro de un intervalo definido, con los incrementos que se consideren convenientes. Esto último permite conocer el ángulo de ataque óptimo a emplear en la punta del álabe y en base a esto realizar el diseño completo del mismo estableciendo un coeficiente de sustentación de diseño como se menciona en las referencias [42] y [43]. Cabe hacer notar que Xfoil cuenta en sus base de datos sólo con coordenadas de perfiles NACA, las cuales emplea para generar la geometría del perfil y después mediante el método de paneles y función de corriente obtiene los coeficientes de arrastre, sustentación y presión, además de información referente al punto de separación de capa límite, pero cuenta con una herramienta para leer las coordenadas de cualquier perfil o geometría que se desee analizar siempre y cuando se encuentren en un archivo de extensión .dat dentro del mismo directorio de trabajo.

Para comenzar con el diseño y modelado en primera instancia la rutina en MatLab requiere el ingreso de datos de diseño básicos como: potencia deseada, velocidad de viento, densidad del aire, temperatura ambiente, velocidad específica, número de álabes, secciones a discretizar el álabe, perfil aerodinámico e intervalo de ángulos para el análisis en Xfoil. Los datos de entrada son empleados para calcular el diámetro del rotor y a partir de esto el número de Reynolds aplicable al diseño de los álabes. El intercambio de información entre MatLab y Xfoil es un punto clave, ya que sin la información generada por este último, el diseño es imposible a menos que la información se encuentre disponible en una base de datos. El uso en conjunto de MatLab y Xfoil para optimización de perfiles aerodinámicos fue presentado por Maclure [67], de donde se parte para el desarrollo de un algoritmo de intercambio de información para aplicación en el diseño de álabes. La rutina creada en MatLab genera dos archivos: uno con extensión .bat para ejecutar Xfoil y otro con extensión .dat, el cual contiene las instrucciones para las tareas a realizar por Xfoil. Por su parte en Xfoil se crea un archivo .dat con los coeficientes de sustentación y arrastre a diversos ángulos de ataque, los cuales son empleados para cálculo de ángulos de ataque, torsión y cuerda en base a la Teoría BEAM, es decir el diseño aerodinámico del rotor, cabe mencionar que el ángulo de ataque puede ser variable o fijo, según se establezca en los parámetros de diseño. Una vez que se concluye con el diseño aerodinámico en MatLab se procede al modelado sólido. El software en el cual se realiza el modelado es Gambit, ya que este software puede realizar modelos sólidos mediante el intercambio de información con MatLab como lo reportan Logsdon [68] y Narejo [69]. Así, dentro de Matlab se generan dos nuevos archivos: un archivo con extensión .jou que es ejecutado por Gambit para la creación de la geometría y un archivo .bat para invocar Gambit. La rutina en MatLab realiza también el diseño acoplamiento entre el hub y los álabes, y el

hub, que para este caso es modelado a partir de la ecuación parabólica propuesta por F. Wang, L. Bai, J. Fletcher, J. Whiteford y D. Cullen [70], la cual puede a futuro ser modificada.

$$y = \frac{D}{2} \left(1 - \frac{x}{L}\right)^2$$

Ecuación 49

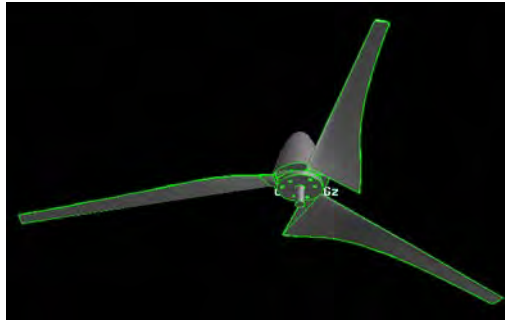


Ilustración 15. Modelado de álabes, hub y acoplamiento realizado en Gambit a partir de la rutina creada en MatLab.

Dentro de la rutina en Matlab se incluyeron además ecuaciones para lograr el diseño de álabes con geometrías distintas a lo establecido por la Teoría BEM, ya que esta teoría sólo proporciona álabes rectos a lo largo de un eje perpendicular al perfil aerodinámico, donde únicamente se varía el ángulo de ataque y de torsión en función del ángulo de incidencia de la corriente de viento. Con las nuevas ecuaciones desarrolladas en diversas investigaciones se logran álabes curvos en el plano que contiene al rotor y en el plano paralelo a la dirección del viento o una combinación de ambos [46] [47] [71]. Los parámetros que se consideran para lograr la curvatura son: el porcentaje de curvatura desde la punta en relación al radio del rotor, porcentaje del álabes a partir del cual se comienza la curvatura respecto del radio del rotor y los exponentes de las ecuaciones para la curvatura. De acuerdo a los autores de las ecuaciones para curvatura de álabes, 10% de curvatura el valor para el cual se han realizado pruebas. Los exponentes empleados y recomendados tienen valor de 2. El porcentaje del álabes a ser curvado es de 40% medido desde la punta hacia el centro del rotor, ya que un incremento en este valor no refleja mayor impacto en el rendimiento del aerogenerador.

En total se diseñaron, modelaron y evaluaron 18 rotores con geometrías distintas, los cuales pueden ser divididos en dos grupos: rotores diseñados con ángulo de ataque variable a lo largo de la envergadura del álabes (VA) y rotores diseñados con ángulo de ataque fijo (FA). Dentro de cada grupo se encuentran otros cuatro grupos: 1) rotores con “Sweep”, siendo positivo en contra de la dirección de rotación (YSPOS) y negativo en sentido de la dirección de rotación (YSNEG), 2) rotores con “Dihedral”, siendo positivo en sentido de la dirección del viento (YDPOS) y negativo en contra de la dirección del viento (YDNEG), 3) rotores con una combinación de “Sweep” y “Dihedral” con variantes positivas y negativas, y 4) rotores sin “Sweep” y “Dihedral” (NS-ND).

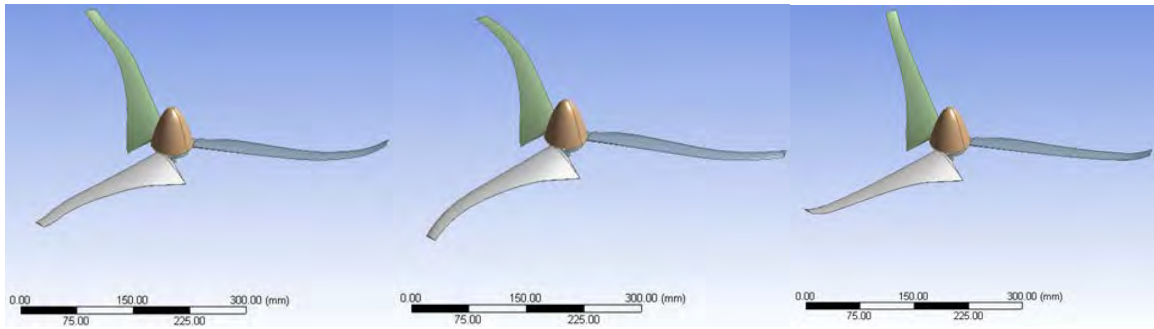


Ilustración 16. Modelos realizados en Gambit a partir de la rutina creada en MatLab empleados para simulación en CFD. a) sweep positivo, b) dihedral positivo y c) sweep con dihedral positivos.

El ángulo de ataque variable se basa en la selección del ángulo con la mayor relación sustentación arrastre antes del punto de pérdida de sustentación, el cual es establecido en la raíz del álabe y desde este punto se va reduciendo hasta la punta para igualar al ángulo de incidencia de la velocidad relativa de viento, logrando con esto un ángulo de paso nulo [12]. El ángulo de ataque fijo se basa en la selección del ángulo con la mejor relación sustentación arrastre dentro de todo el rango de ángulos de ataque posibles, el cual es establecido a lo largo de toda la envergadura del álabe. Tanto el uso del ángulo de ataque fijo como variable presentan distintas características dependiendo de la aplicación y procesos de diseño u optimización, y solo se realizan sugerencias para establecer sus valores de diseño.

El Sweep se realizó curvando los álaves un 10% de la magnitud del radio del rotor; la curvatura es con respecto al eje del álabe en el plano que contiene al rotor. El porcentaje curvado total del álabe fue de 40%, medido desde la punta hacia la raíz del álabe y se empleó un exponente de 2 en la ecuación propuesta por Scott Larwood, C.P. van Dam, y Daniel Schow [71]

$$y = d_{tip} \left(\frac{r - r_{start}}{R * r_{start}} \right)^{\gamma} \quad \text{Ecuación 50}$$

De igual manera el Dihedral se realizó curvando los álaves un 10% de la magnitud del radio. En este caso la curvatura se realiza con respecto al eje del álabe en el plano paralelo a la dirección del viento. El porcentaje del álabe curvado es del 100% y el exponente empleado para la curvatura por Dihedral fue de 2 en la ecuación presentada por Jean-Jacques Chattot [47]

$$\left[\frac{a_{wt} - r}{a_{wt}} \right]^n + y^n = 1 \quad \text{Ecuación 51}$$

La rutina de MatLab puede a futuro incorporar la modificación del perfil aerodinámico desde un inicio en base a criterios como coeficiente de sustentación máximo o control del punto de separación de capa límite [40] [41] [64] [63]. También se pueden añadir ecuaciones para generar distintas geometrías de punta de álabe [72] y arreglos especiales llamados “Winglets” [47] [73] [74], ya que en la teoría BEM sólo se contemplan puntas planas. Modificar la geometría de punta de acuerdo a algunos autores mejora el rendimiento de los rotores de

helicópteros en ciertas situaciones dependiendo del uso del mismo [75], lo cual podría aplicarse a turbinas eólicas por la similitud que tienen ambos dispositivos.

Una opción más para modificación de álabes de turbinas eólicas es linearizar la relación cuerda-radio, lo cual reduce principalmente la cuerda en la raíz del álabe [12]. Sin embargo, en un análisis empleando la metodología descrita en este trabajo, se mostró que al aplicar linearización tanto la potencia de salida como el torque de arranque de la turbina disminuyen [76]. Por lo que se decidió no incluir este tipo de modificaciones en el análisis.

Una vez concluida la rutina de diseño y modelado en MatLab y Gambit, se emplea el software ANSYS Workbench para el proceso de mallado en el módulo Mesh y simulación en el módulo Fluent. Las nuevas geometrías fueron probadas en un modelo CFD para cuantificar su impacto en la intensidad de turbulencia que se genera en la estela de rotación. Geometrías similares han mostrado un incremento en la potencia de salida en los aerogeneradores [77] [78].

El módulo Mesh presenta una interface sencilla, la cual proporciona parámetros de mallado automáticamente dependiendo de la complejidad del modelo. Sin embargo, el mallado con dichos parámetros no siempre es de buena calidad y debe modificarse o refinarse. El modelo se dividió en dos marcos de referencia [54] [79] [80], uno fijo con forma cubica y otro rotatorio de forma cilíndrica dentro del marco fijo. Para lograr mallas de mejor calidad se emplean controles locales de “edge sizing” en los bordes de salida de los álabes y en las puntas (0.0001m) y métodos de conformación “tetrahedron patch independent” (“featuring angle” de 0°) en todo el dominio. También se emplean “sizing functions” con “relevance center coarse” en la modalidad “proximity and curvature” con “relevance” igual a 0. Se lograron obtener modelos mallados de entre 4 y 5 millones de elementos y “skewness” entre 0.85 y 0.92, e sto último según lo indicado en la ayuda del software es aceptable para simulación en CFD.

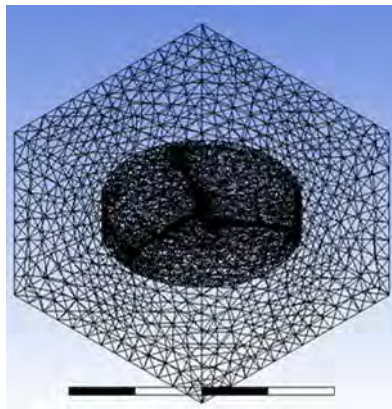


Ilustración 17. Mallado del dominio en el modulo Mesh de ANSYS Workbench. Empleando los parámetros mencionados se obtuvieron mallas de entre 4 y 5 millones de elementos.

Haciendo uso de las mallas obtenidas se realizaron simulaciones con el modelo de turbulencia k-e standar [52] [81] para el caso de rotor estático y k-w SST [53] [54] para rotor en movimiento, previo a lo cual se convirtió la malla a poliedros para homogenizar caras,

disminuir la distorsión de los elementos y mejorar la alineación con respecto a la dirección de flujo [54]. El modelo de simulación converge después de alrededor de 40 minutos con un numero de iteraciones entre 200 y 300 en el caso rotativo, y el caso estático se encuentra la convergencia después de 10 minutos llevando a cabo entre 50 y 100 iteraciones. Como condiciones de frontera se establecen paredes fijas sin deslizamiento en las superficies del marco fijo. Las superficies frontal y posterior de la corriente de fluido son establecidas como “velocity inlet” y “pressure outlet”, en este caso aire. La superficie del rotor se considera como paredes rotativas sin deslizamiento con velocidad angular nula respecto al marco rotatorio [54] [79]. En todos los casos se empleó el método de solución “coupled-pressure based-pseudo trasient” para disminuir el tiempo de simulación [82].

Fabricación y Pruebas.

En las pruebas en túnel de viento para validación del modelo CFD, de manera similar a otros trabajos del área [83] [84] [85] [86], se empleó un modelo para generar 25 watts de potencia, considerando un coeficiente de operación ideal de 0.59, en una corriente de 6.5 m/s de viento teniendo una velocidad específica de diseño de 5. Estos parámetros se basan en las dimensiones del túnel de viento, ya que la sección de pruebas tiene un área cuadrangular disponible de 60x60 cm, de donde la potencia máxima extraíble según el límite de Betz es de 27 watts. La velocidad de viento se estableció en 6.5 m/s ya que se encuentra dentro del rango de vientos de baja velocidad aprovechables en zonas de baja producción. La velocidad específica, relación entre velocidad de viento, radio y velocidad de rotación, fue establecida en base a las capacidades del equipo disponible para manufactura del modelo, ya que a velocidades altas se obtienen cuerdas más pequeñas en la punta del álabe. La dimensión de la cuerda en la punta para una velocidad específica de 10 fue de 5 mm aproximadamente, la cual no fue posible manufacturar con buena calidad en el equipo Rostock MAX v2.0 3D printer según las pruebas realizadas.



Ilustración 18. Pruebas de impresión 3D. a) $\Lambda=5$ (plástico PLA), b) $\Lambda=5$ (plástico ABS) y c) $\Lambda=7$ (plástico ABS).

La disminución en la velocidad específica a un valor de 5 y aumento de la cuerda a 16 mm trae consigo una disminución en el coeficiente de potencia de 0.52 a 0.50 de acuerdo al modelo matemático, sin embargo, sirvió para lograr manufacturar un rotor a fin de validar los modelos en CFD. Posteriormente validado el modelo CFD se procedió a evaluar el impacto en el campo de velocidades producto de modificar la geometría de los álabes y con esto lograr la disminución de turbulencia en la estela de rotación.



Ilustración 19. Álabes recién impresos presentando algunos detalles de imperfección (izquierda) y álabes detallados a base de lija y pintura (derecha).

Antes de realizar las pruebas en túnel de viento para medición de la velocidad instantánea e intensidad de turbulencia en la estela de rotación con equipo de anemometría de hilo caliente [77] [78] [87] [88] [89], fue necesario realizar la caracterización de la sección de pruebas. Para tal efecto se adquirió un paquete de sensores de presión diferencial, presión absoluta, temperatura y humedad de la marca Honeywell, una tarjeta de adquisición de datos de la marca National Instruments y un tubo Pitot de la marca Graywolf Sensing Solutions. Todos los componentes se ensamblaron un sistema para determinar la velocidad. El sensor de presión diferencial opera en un rango de ± 5 in H₂O lo cual está dentro del rango de presiones diferenciales que se alcanzan en túneles de viento de acuerdo a Klopfenstein [90]. El sensor de presión absoluta para medir la presión atmosférica opera entre 0-15 psi. El sensor de temperatura opera en un rango de -40 hasta 150°C. El sensor de humedad relativa opera entre temperatura desde -40 hasta 90°C y puede medir desde 0% hasta 100% de humedad relativa dependiendo de la curva de operación. Todos cuentan salida analógica de 0-5 V compatible con la tarjeta de adquisición de datos, la cual cuenta con 8 entradas analógicas de 0-10 V y comunicación a PC por conexión USB. Las variaciones de voltaje en los sensores son adquiridas y procesadas por la tarjeta de datos para ser enviadas a PC a través de la conexión USB.

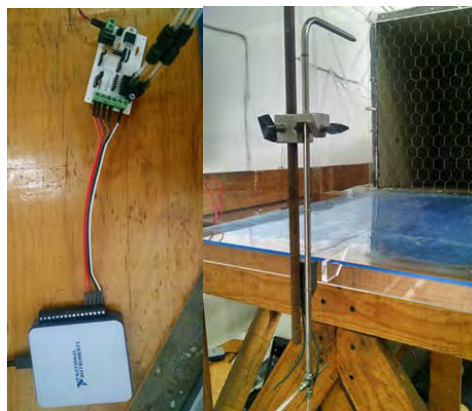


Ilustración 20. Sistema de medición de viento. a) Tarjeta de adquisición de datos y circuito integrado con sensores de presión diferencial, absoluta y temperatura. b) Tubo Pitot

Mediante una rutina programada en el software LabView se realiza la conexión y transferencia de información con la tarjeta de adquisición de datos, definiendo de inicio los

canales asignados a cada sensor, la frecuencia de muestreo y el número de muestras. A continuación se realiza el filtrado y separación de las señales recibidas para realizar la conversión de voltaje a las magnitudes físicas de cada tipo de sensor empleando las ecuaciones definidas por el fabricante en las hojas de datos.

Sensor de Temperatura:

$$R_T = R_o + 0.00384R_oT + 0.00000494R_oT^2 \quad \text{Ecuación 52}$$

Sensor de Presión:

$$V_o = \frac{0.8V_{supply}}{P_{max}-P_{min}}(P_{applied} - P_{min}) + 0.10V_{supply} \quad \text{Ecuación 53}$$

Sensor de Humedad Relativa:

$$V_o = V_{supply}(0.0062RH_{sensor} + 0.16) \\ RH_{True} = \frac{RH_{sensor}}{1.0546 - 0.00216T} \quad \text{Ecuación 54}$$

Finalmente dentro de la rutina en LabView se realizan los cálculos para obtener magnitud de la velocidad. Todo el proceso es en tiempo real y se muestran en pantalla las lecturas de presión diferencia, absoluta, temperatura, humedad relativa y velocidad. Además se genera un archivo con las lecturas de voltaje de cada sensor y el valor de la velocidad calculada con la ecuación

$$U = K \sqrt{\Delta P \left(\frac{574.2T + 156842.77}{P_o} \right)} \quad \text{Ecuación 55}$$

Los datos generados utilizando este equipo fueron comparados con los previamente obtenidos empleando un anemómetro de paletas estándar disponible en el mercado. Los parámetros que se compararon fueron la frecuencia en el controlador del motor de la turbina del túnel de viento y la velocidad medida a la salida de la sección de pruebas.

Ya que el objetivo es disminuir la turbulencia en la estela de rotación sin disminuir la potencia de salida, fue necesario medir el torque generado por el rotor de prueba [45]. Para obtener datos del torque producido se empleó un torquímetro marca Lutron, el cual se conecta a una sonda de medición y esta se acopla directamente al rotor mediante una mordaza. El torquímetro almacena y muestra datos en pantalla del equipo; cuenta adicionalmente con conexión a PC mediante salida RS32 para procesamiento de datos con software propio del fabricante. Los rangos de medición del equipo son de 0-15 kg-cm con una resolución de 0.01 kg-cm. Debido a que la sonda del torquímetro no permite la rotación, únicamente se midió el torque del rotor en un análisis estático manteniéndolo frente a la corriente de viento de 6.5 m/s.



Ilustración 21. Torquimetro empleado para medición de torque.

Así mismo también se realizaron pruebas con un generador de humo y cámara de alta velocidad para captura de líneas de corriente en la punta de los álabes. Debido a las características del generador de humos no fue posible obtener imágenes del rotor girando, ya que el flujo de humo no es suficientemente alto y se desvanece rápidamente dentro del túnel de viento. Las imágenes fueron capturadas a 125fps (cuadros por segundo) con una calidad de imagen de 512x480 pixeles. Las imágenes obtenidas al igual que los datos de medición de torque fueron comparados con lo obtenido mediante las simulaciones en el modelo CFD.



Ilustración 22. Pruebas con equipo generador de humo en rotor montado sobre motor de CD para inducir rotación.

Para realizar las mediciones de velocidad instantánea e intensidad de turbulencia se consideró la utilización de probetas de presión de orificios múltiples de la marca Turbulent Flow Instrumentation, las cuales miden la velocidad instantánea para obtener la velocidad promedio y fluctuante del viento en las tres direcciones mediante las diferencias de presión

en los orificios con los que cuenta [91] y posteriormente el software desarrollado por el fabricante procesa la información y muestra en pantalla los resultados. Sin embargo, se descartó esta opción ya que la adquisición del equipo es demasiado costosa para el proyecto. Por lo tanto, para realizar las mediciones de intensidad de turbulencia se empleó el método de anemometría de hilo caliente haciendo uso de un equipo del fabricante DANTEC Dynamics. Dicho equipo mide la velocidad instantánea en las tres direcciones empleando un elemento por el cual se hace circular una corriente eléctrica. El enfriamiento debido a una corriente de viento genera variaciones en el voltaje de alimentación, con lo cual se puede conocer la velocidad de viento empleando el software del equipo [92] [93] [94] [95]. Los obtenidos datos obtenidos en ausencia del rotor se emplearon para establecer las condiciones de frontera en las simulaciones en ANSYS Fluent tanto en simulaciones estáticas como dinámicas.

Antes de realizar la toma de lecturas se llevó a cabo la calibración de la probeta, en el equipo de calibración del sistema (Flow Unit) para un rango de velocidades de 1-10m/s. La curva de ajuste del software presentó una discrepancia menor al 0.02% respecto de los valores de referencia para la calibración. La probeta empleada en experimento fue el modelo 55P11, la cual es recomendada para mediciones en una sola dirección. Las lecturas fueron tomadas en un plano perpendicular a la dirección del flujo de aire ubicado a 2cm inmediatamente después de la salida de la sección de pruebas. Solo se realizaron lecturas en la mitad superior de la sección de pruebas, ya que la parte inferior estaba afectada por el soporte del aerogenerador y se obtendrían lecturas con un alto nivel de interferencia. El plano fue recorrido por el Traverse del equipo, tomando muestras con una frecuencia de 1024 Hz durante un tiempo de 1 segundo en cada punto del mallado trazado. En total se tomaron muestras en 570 puntos.



Ilustración 23. Anemómetro de hilo caliente incluyendo traverse (derecha) y equipo de calibración de probetas para probetas (izquierda).

Durante las mediciones de intensidad de turbulencia con el equipo de anemometría de hilo caliente se empleó un rotor de 25 W de potencia nominal expuesto a una corriente de viento de 6.5 m/s. El rotor giro a 1080 RPM para el análisis dinámico mediante un motor de corriente

directa controlado por un variador de voltaje y un sensor de efecto Hall para establecer la velocidad de rotación deseada, esto con el fin de reproducir las mismas condiciones de diseño del modelo. En el análisis estático no se permitió la rotación.

Resultados.

Una vez finalizadas las mediciones de velocidad en túnel de viento con el sistema descrito en la sección anterior, se encontró que los datos obtenidos con tubo de Pitot presentan una variación de aproximadamente 3% respecto de los obtenidos con anemómetro de paletas, como se muestra en la Ilustración 24, lo cual nos da una buena referencia para emplear el equipo en futuros experimentos. De este modo se estableció que la frecuencia necesaria en el controlador del motor de túnel de viento para mantener una velocidad de 6.5 m/s es de 18.3 Hz.

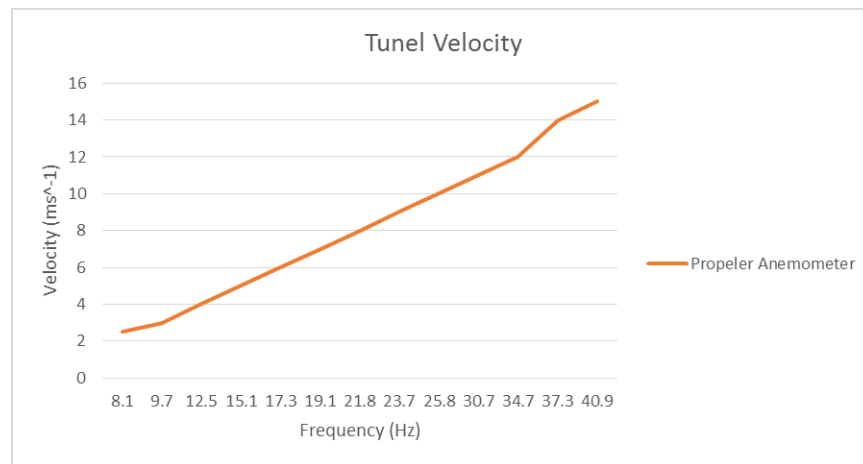


Ilustración 24. Curva característica del túnel de viento.

De las pruebas realizadas con torquímeter se obtuvo un valor máximo de torque de 0.19 kg-cm (0.018639 N-m). Comparado con el valor obtenido del modelo CFD de 0.01923 N-m se tiene una variación aproximadamente de 3%, lo que representa una buena aproximación con el fenómeno real.

Un análisis de líneas de corriente a partir de los resultados del modelo CFD da una visión más detallada de la interacción del viento con los álabes del rotor estático. Al comparar las imágenes generadas en CFD con las imágenes capturadas por cámara de alta velocidad se observa una buena concordancia visual entre el fenómeno real y el fenómeno modelado (ver Ilustración 25).

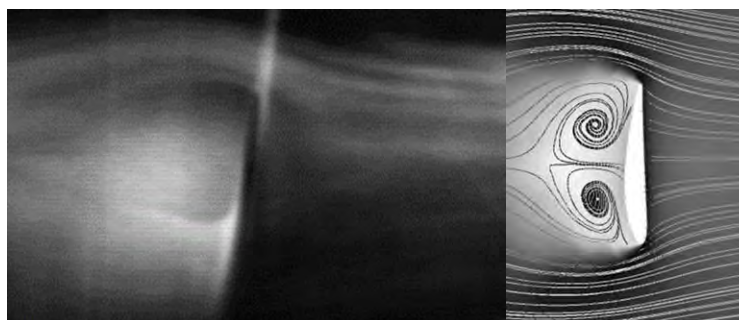


Ilustración 25. Líneas de corriente a) Experimento (izquierda) y b) CFD (derecha).

De las mediciones con equipo de anemometría de hilo caliente se tienen los resultados mostrados en la Tabla 3. Se observa que existe buena concordancia entre los datos generados mediante CFD y los datos obtenidos del experimento. Lo cual indica que el modelo matemático, la metodología de modelado, mallado y simulación generan datos confiables.

Parameter	CDF	Experiment	Discrepancy (%)
Velocity (m/s)	6.467	6.453	-0.21695
Turbulence Intensity	0.074502	0.072344	-2.98249
Turbulence Kinetic Energy (J/kg)	0.3482	0.3269	-6.51575

Tabla 3. Resultados de experimentación y CFD.

Una vez concluida la validación del modelo CFD se realizó la comparación de los resultados de cada modelo bajo las mismas condiciones de simulación: velocidad de viento de 6.5 m/s, velocidad específica en la punta de 5 y velocidad de rotación de 113.8 rad/seg. Los resultados se muestran en la Tabla 4.

Model	Velocity (m/s)	Turbulence Intensity	Turbulence Kinetic Energy (J/kg)	Torque (N-m)	Power (W)
NS-ND-VA	6.646	0.051687	0.1770	0.206	23.44
NS-YDPOS-VA	6.601	0.053289	0.1856	0.2083	23.70
NS-YDNEG-VA	6.627	0.053165	0.1862	0.1983	22.57
YSPOS-ND-VA	6.595	0.053193	0.1843	0.2069	23.55
YSNEG-ND-VA	6.578	0.053273	0.1842	0.2044	23.26
YSPOS-YDPOS-VA	6.601	0.052986	0.1835	0.2067	23.52
YSNEG-YDNEG-VA	6.578	0.053273	0.1842	0.1983	22.57
YSPOS-YDNEG-VA	6.563	0.053293	0.1835	0.1985	22.59
YSNEG-YDPOS-VA	6.594	0.05297	0.1830	0.204	23.22
NS-ND-FA	6.593	0.053252	0.1849	0.2161	24.59
NS-YDPOS-FA	6.623	0.053454	0.1880	0.2204	25.08
NS-YDNEG-FA	6.569	0.053418	0.1847	0.2036	23.17
YSPOS-ND-FA	6.593	0.053411	0.1860	0.2161	24.59
YSNEG-ND-FA	6.593	0.053411	0.1860	0.2114	24.06
YSPOS-YDPOS-FA	6.626	0.053896	0.1913	0.2213	25.18
YSNEG-YDNEG-FA	6.585	0.053447	0.1858	0.2035	23.16
YSPOS-YDNEG-FA	6.580	0.053083	0.1830	0.2018	22.96
YSNEG-YDPOS-FA	6.611	0.05338	0.1886	0.2137	24.32

Tabla 4. Resultados de CFD para las 18 configuraciones distintas de un rotor de 25 W.

A primera vista es notable que el uso de un ángulo de ataque fijo genera mayor potencia en comparación con la contraparte que emplea un ángulo de ataque variable. El incremento va desde 1.6% hasta 7% al comparar entre modelos con las mismas características geométricas de sweep y dihedral. Por otro lado, los ángulos de ataque fijo generan mayor intensidad de turbulencia en la estela, entre 0.25% y 3%, existiendo una excepción con el modelo YSPOS-YDNEG-FA donde la turbulencia disminuyó un 0.4%.

La Ilustración 15 e Ilustración 16 dan una mejor visualización de los resultados.

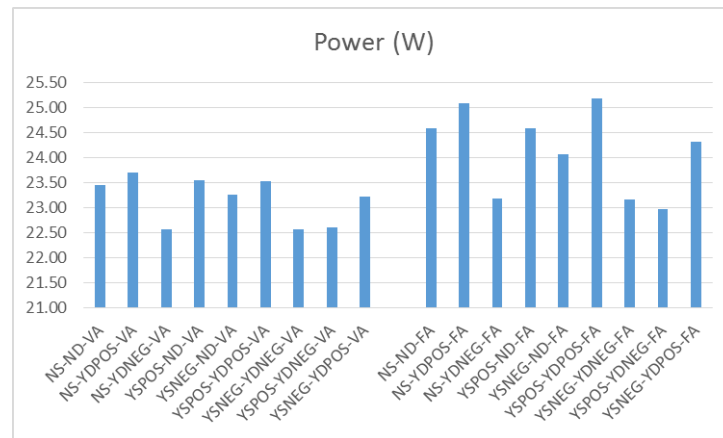


Ilustración 26. Potencia suministrada por cada modelo. Resultados de CFD.

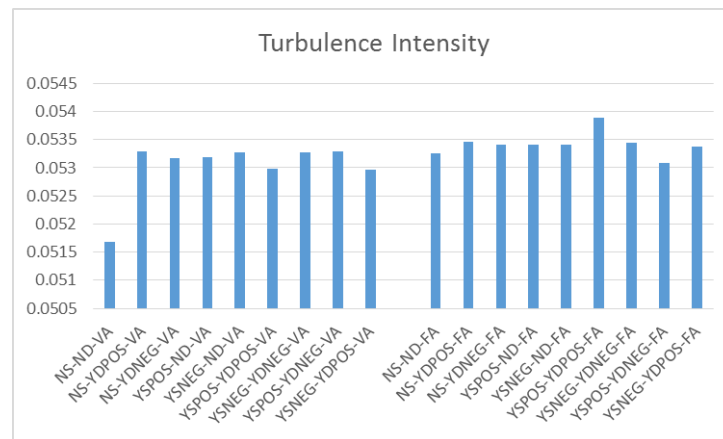


Ilustración 27. Intensidad de turbulencia en estela de rotación en el plano de salida del dominio por cada modelo. Resultados de CFD.

Se puede observar que el modelo con la mayor generación de potencia es el YSPOS-YDPOS-FA con 25.18 W, que es más de lo esperado según la Teoría BEM. El modelo presenta también la mayor intensidad de turbulencia en la estela con 0.053896. Los modelos con la menor generación fueron el modelo YSNEG-YDNEG-VA y el modelo NS-YDNEG-VA, ambos con 22.57 W. La intensidad de turbulencia fue de 0.053273 y 0.053165 respectivamente. Los resultados están de acuerdo a lo presentado por Chattot [47], donde el

sweep y el dihedral positivos incrementan la potencia de salida. El dihedral da el mayor incremento de potencia cuando se emplea a favor de la corriente de viento, así como los efectos más desfavorables cuando se emplea en contra de la corriente de viento.

El modelo que presenta la menor intensidad de turbulencia en la estela es el NS-ND-VA con 0.051687 y la mayor intensidad de turbulencia se presenta en el modelo YSPOS-YDPOS-FA con 0.053896.

Mediante la presentación de líneas de corrientes coloreadas por magnitud de velocidad, así como generación de vorticidad, de la Ilustración 28 a la Ilustración 45 se muestra el comportamiento de todos y cada uno de los modelos evaluados en CFD.

Se observa claramente que los modelos con ángulo de ataque fijo producen remolinos con una magnitud de velocidad mayor, así como generación de vorticidades en los bordes de ataque de los álabes. También se observa el impacto de las distintas configuraciones en la formación de remolinos y su posición en la estela.

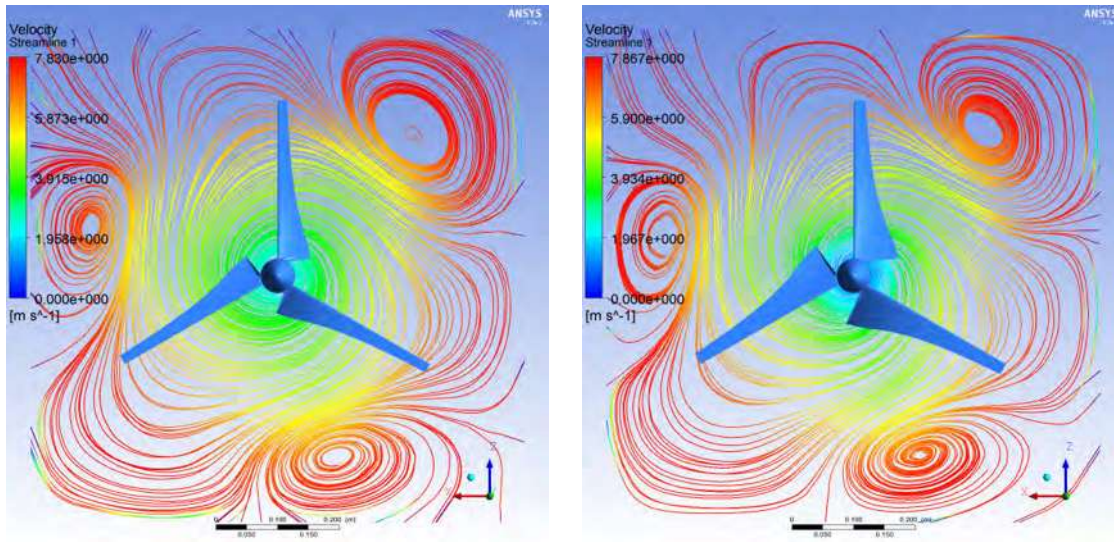


Ilustración 28. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos NS-ND-VA (izquierda) y NS-ND-FA (derecha).

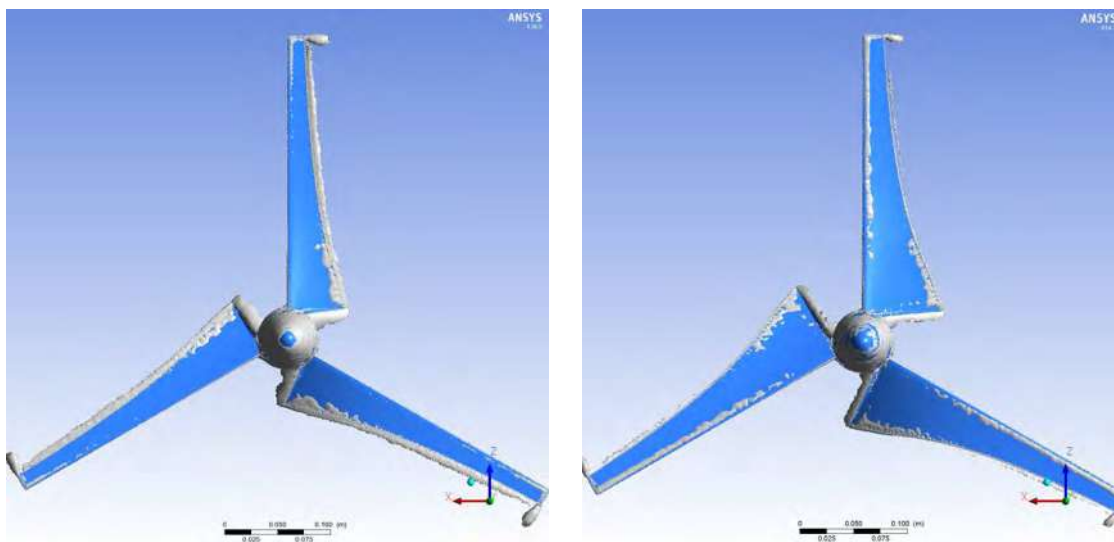


Ilustración 29. Vorticidad generada por los modelos NS-ND-VA (izquierda) y NS-ND-FA (derecha).

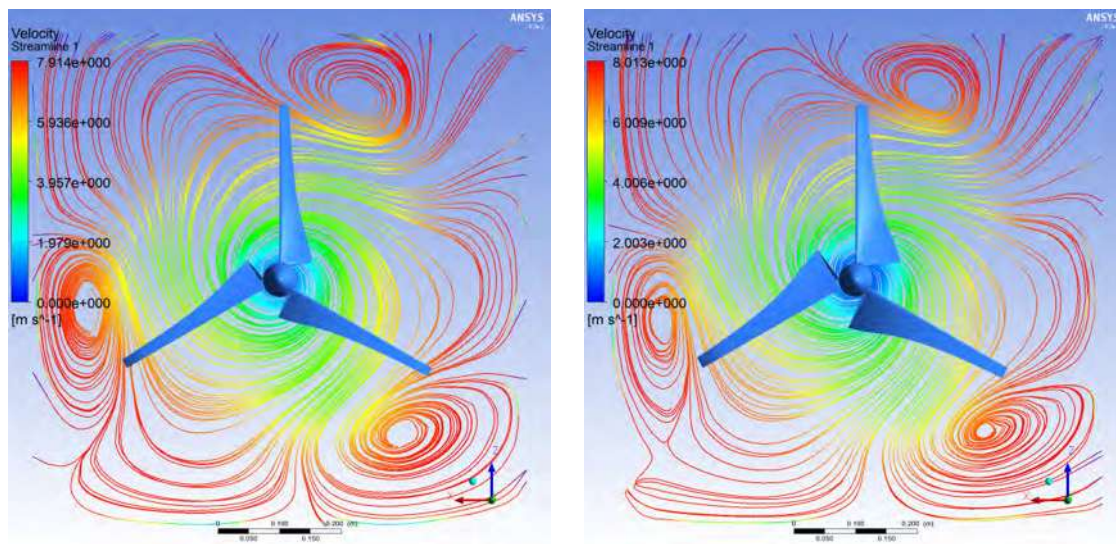


Ilustración 30. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos NS-YDPOS-VA (izquierda) y NS-YDPOS-FA (derecha).

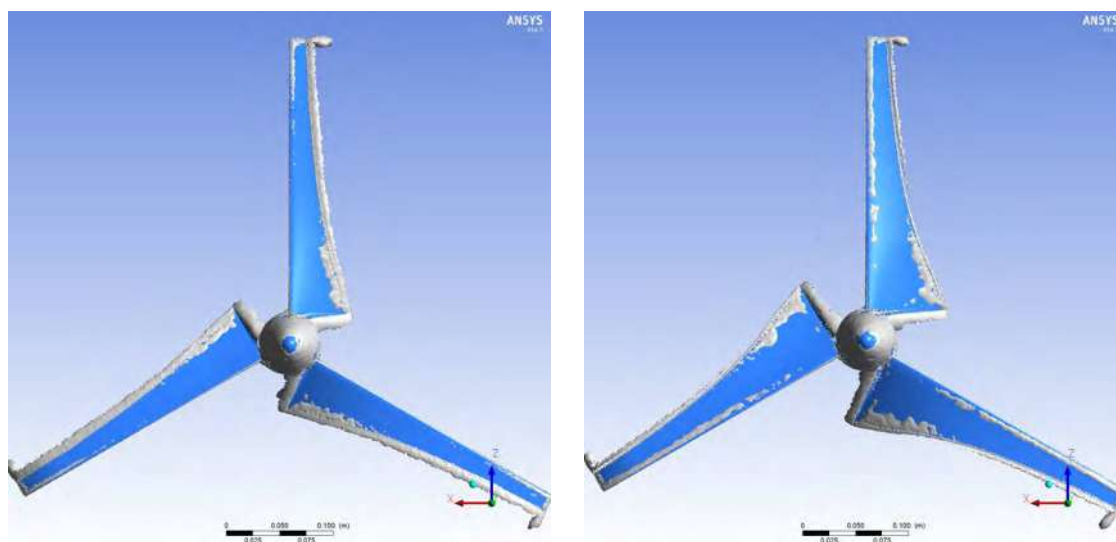


Ilustración 31. Vorticidad generada por los modelos NS-YDPOS-VA (izquierda) y NS-YDPOS-FA (derecha).

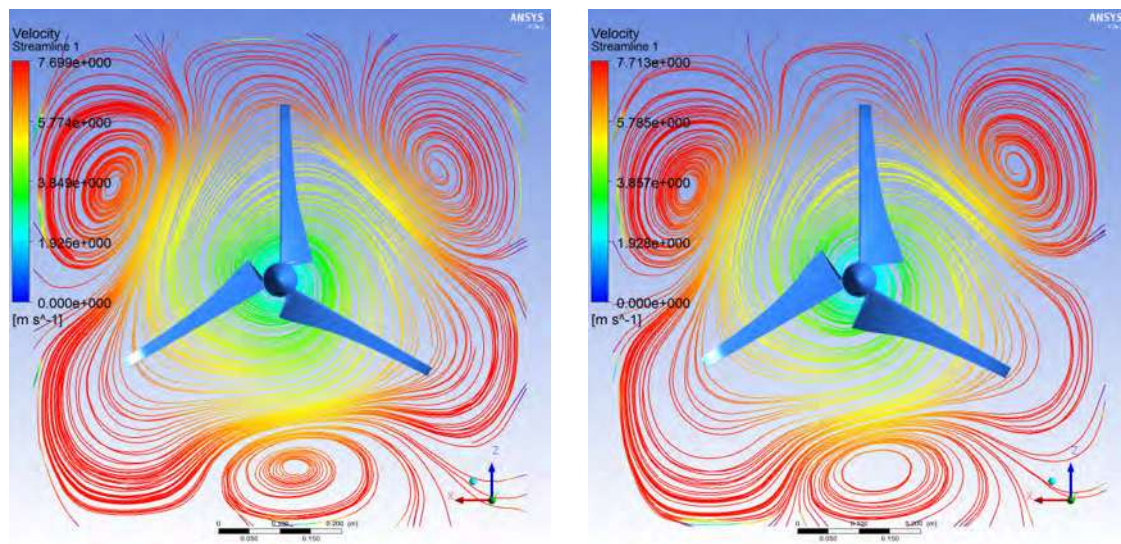


Ilustración 32. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos NS-YDNEG-VA (izquierda) y NS-YDNEG-FA (derecha).

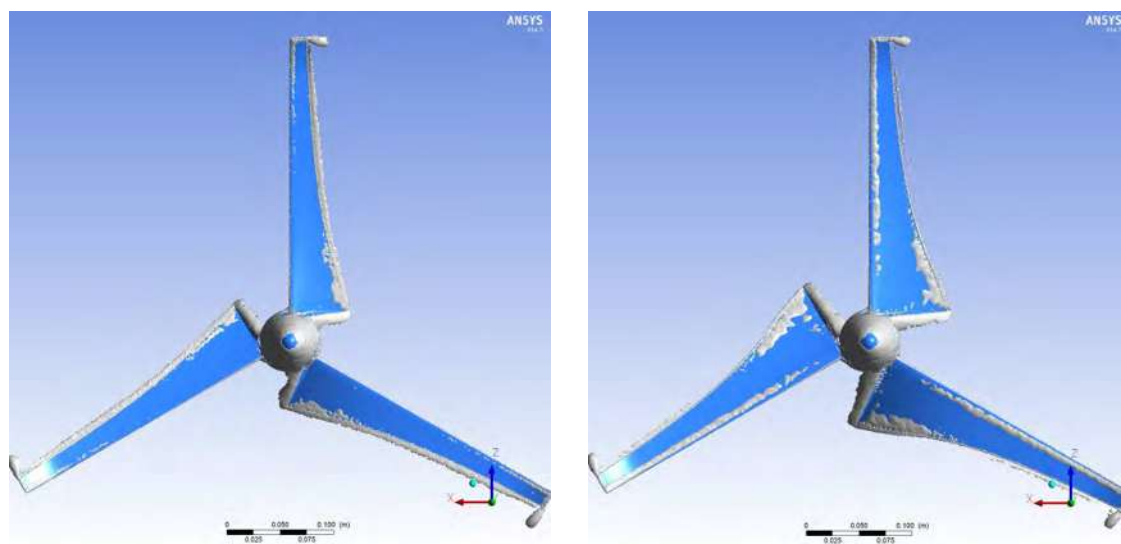


Ilustración 33. Vorticidad generada por los modelos NS-YDNEG-VA (izquierda) y NS-YDNEG-FA (derecha).

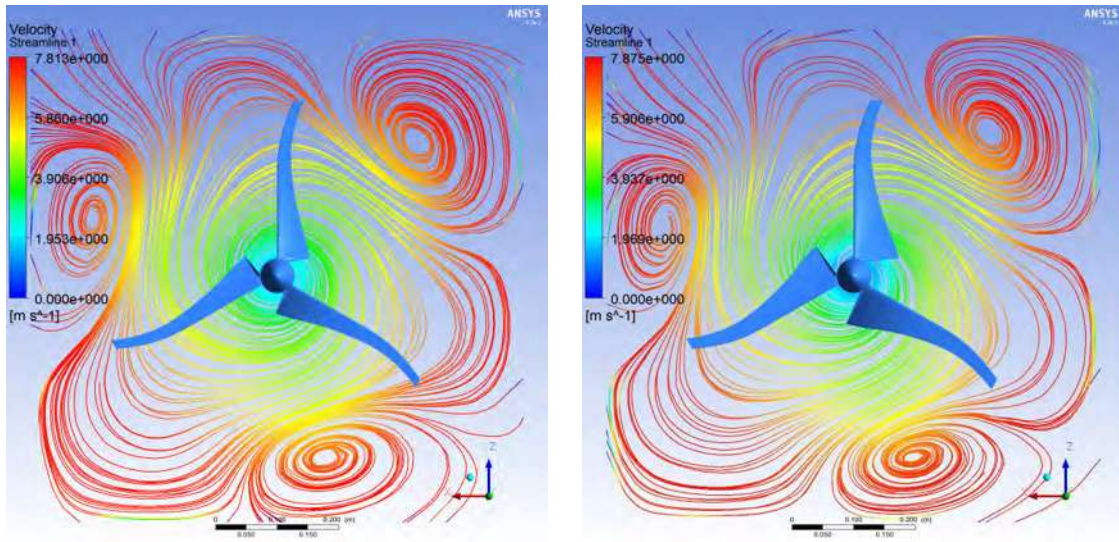


Ilustración 34. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos YSPOS-ND-VA (izquierda) y YSPOS-ND-FA (derecha).

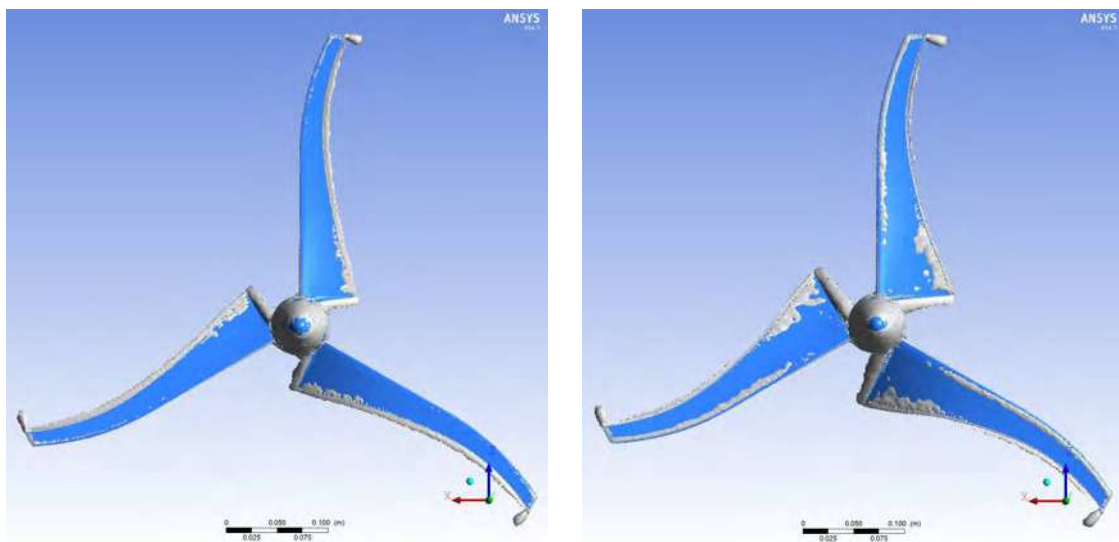


Ilustración 35. Vorticidad generada por los modelos YSPOS-ND-VA (izquierda) y YSPOS-ND-FA (derecha).

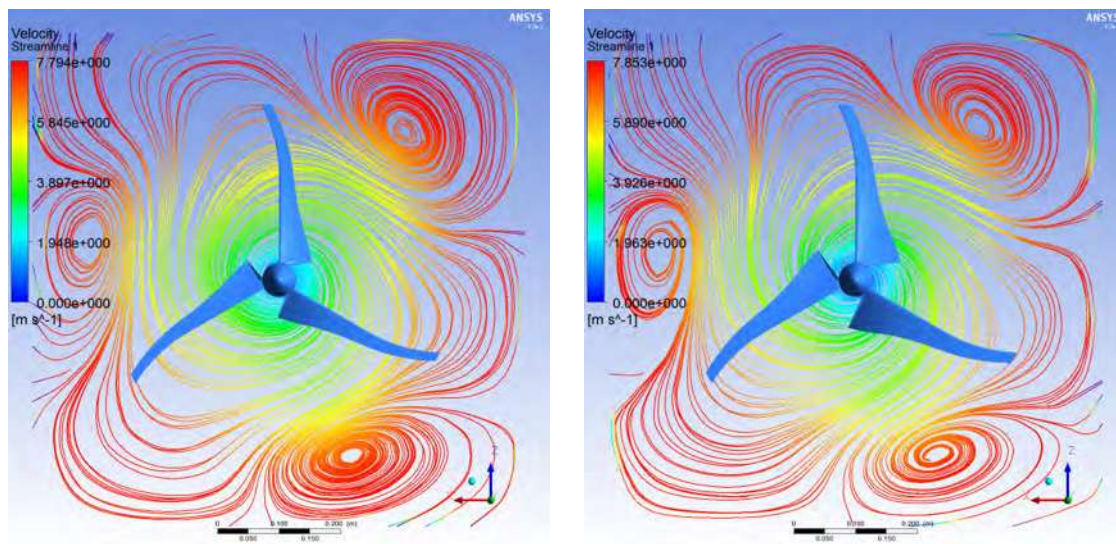


Ilustración 36. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos YSNEG-ND-VA (izquierda) y YSNEG-ND-FA (derecha).

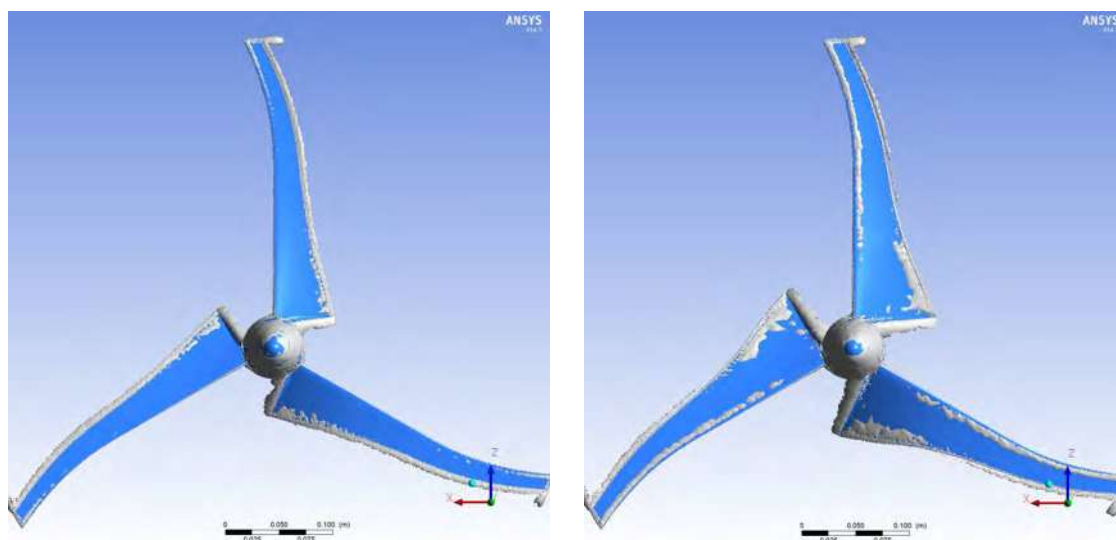


Ilustración 37. Vorticidad generada por los modelos YSNEG-ND-VA (izquierda) y YSNEG-ND-FA (derecha).

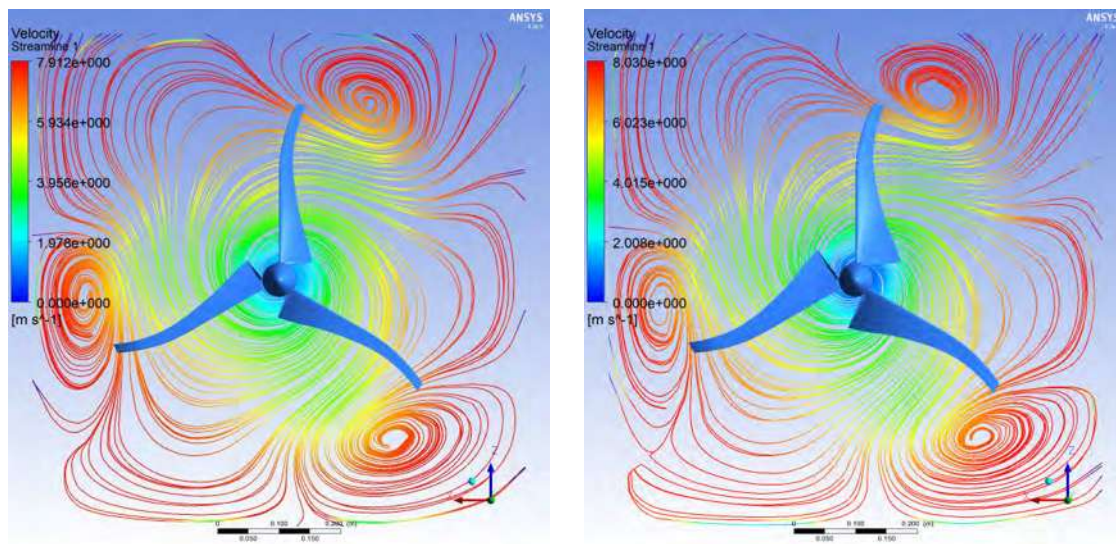


Ilustración 38. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos YSPOS-YDPOS-VA (izquierda) y YSPOS-YDPOS-FA (derecha).

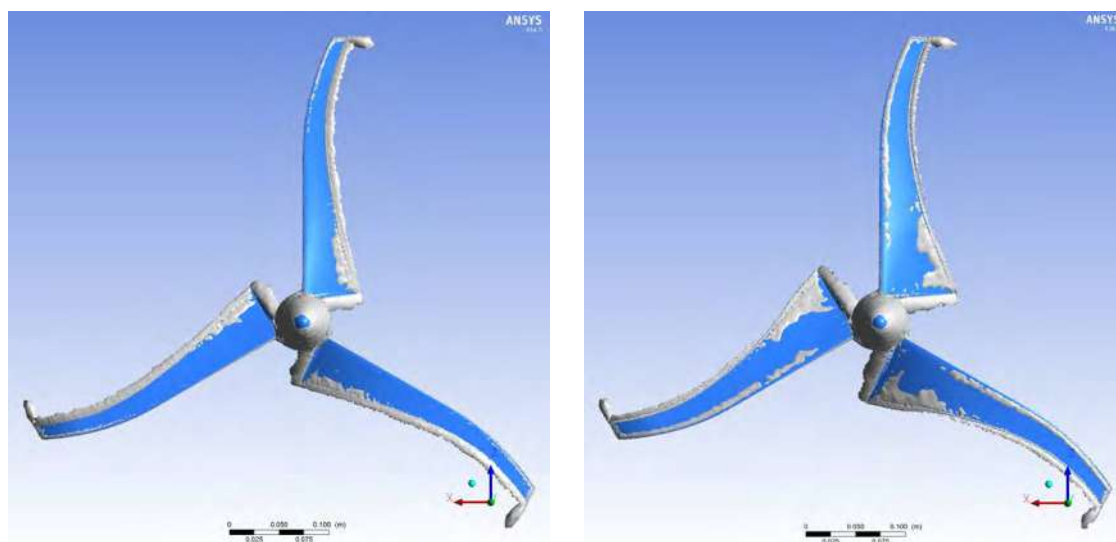


Ilustración 39. Vorticidad generada por los modelos YSPOS-YDPOS-VA (izquierda) y YSPOS-YDPOS-FA (derecha).

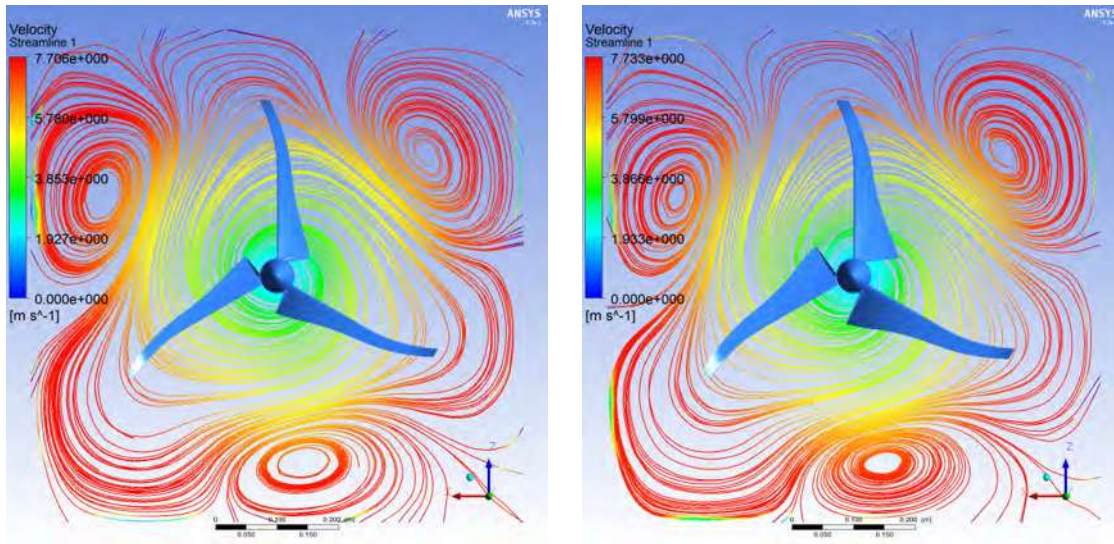


Ilustración 40. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos YSNEG-YDNEG-VA (izquierda) y YSNEG-YDNEG-FA (derecha).

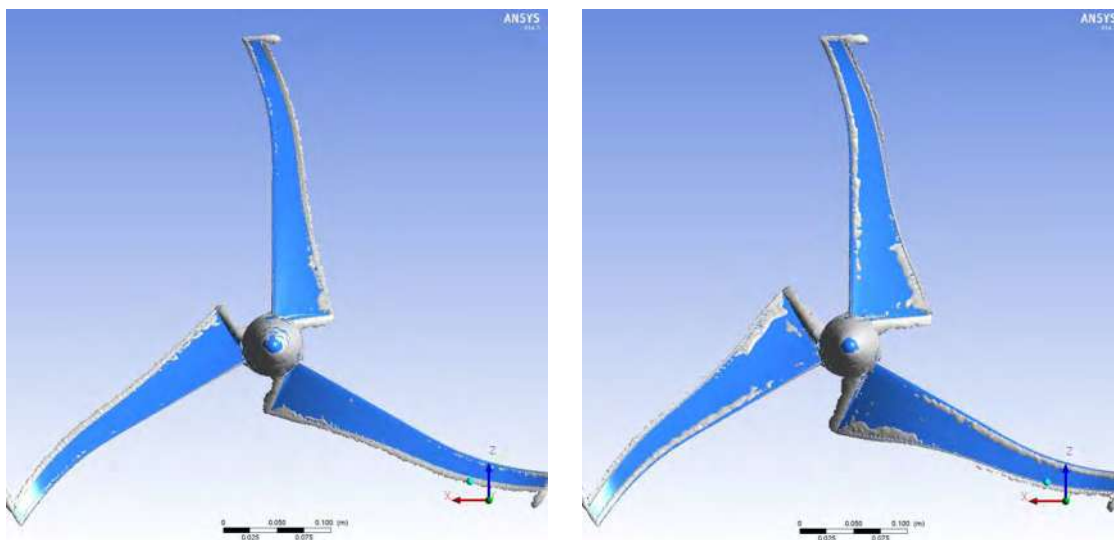


Ilustración 41. Vorticidad generada por los modelos YSNEG-YDNEG-VA (izquierda) y YSNEG-YDNEG-FA (derecha).

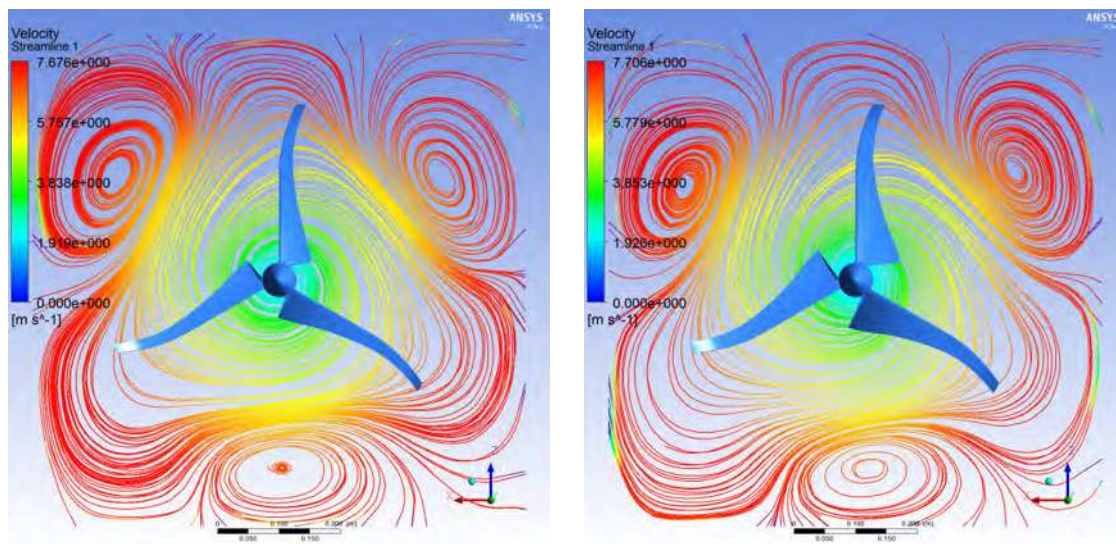


Ilustración 42. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos YSPOS-YDNEG-VA (izquierda) y YSPOS-YDNEG-FA (derecha).

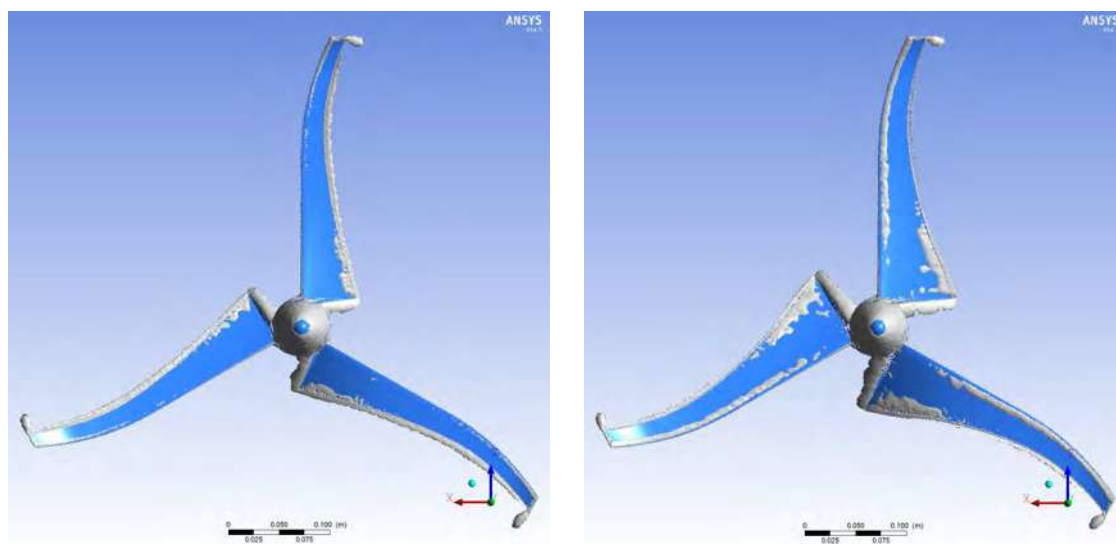


Ilustración 43. Vorticidad generada por los modelos YSPOS-YDNEG-VA (izquierda) y YSPOS-YDNEG-FA (derecha).

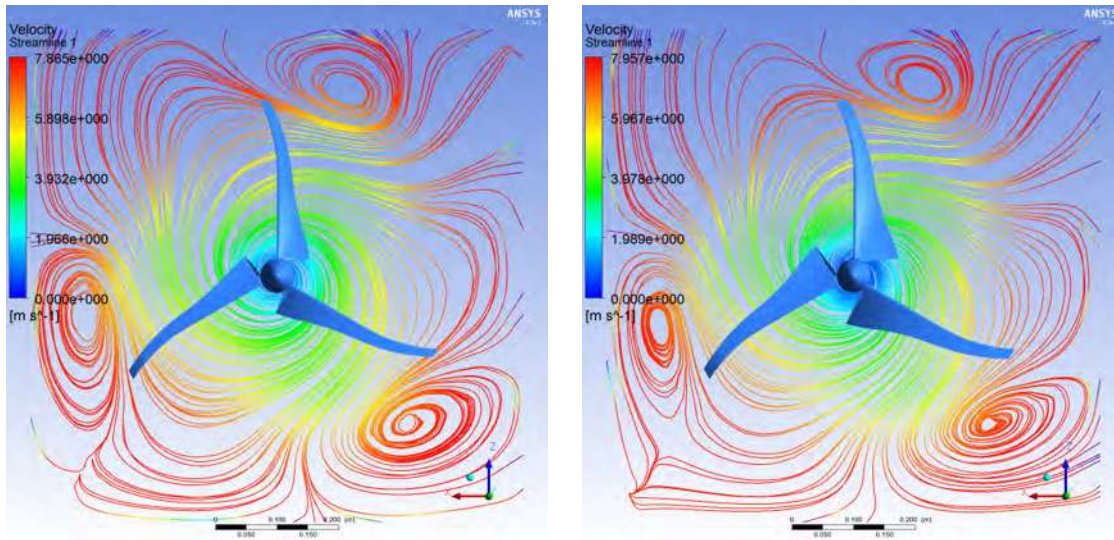


Ilustración 44. Líneas de corriente con magnitud de velocidad de los modelos YSNEG-YDPOS-VA (izquierda) y YSNEG-YDPOS-FA (derecha).

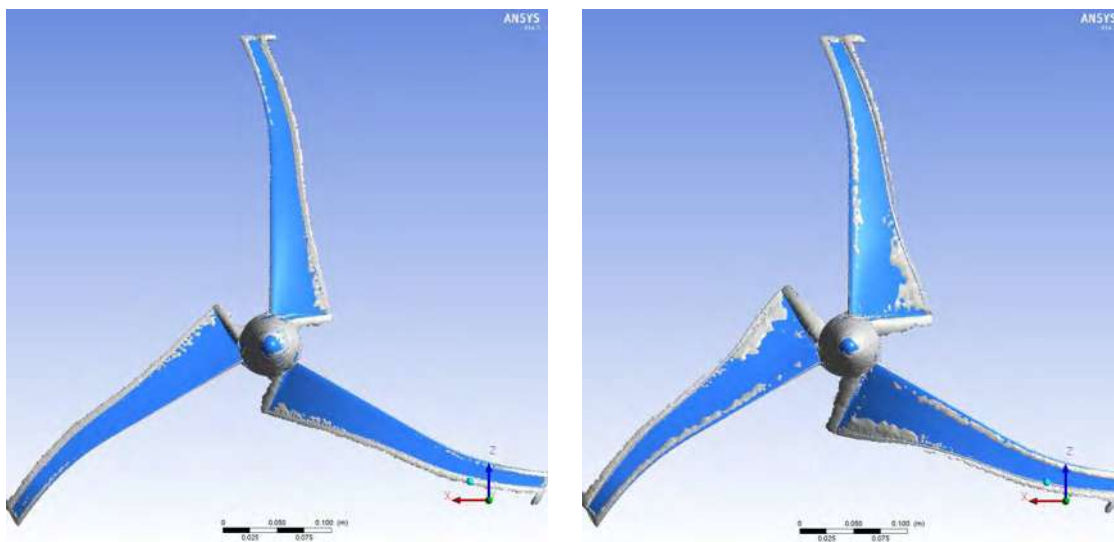


Ilustración 45. Vorticidad generada por los modelos YSNEG-YDPOS-VA (izquierda) y YSNEG-YDPOS-FA (derecha).

Conclusiones.

Finalizada la etapa de pruebas y simulación, se observa que aunque se empleó equipo de anemometría de hilo caliente para mediciones de velocidad de viento en una sola dirección, los resultados en la estela de rotación están muy cerca de lo esperado en las simulaciones en tres dimensiones, lo cual sumado con los resultados de medición de torque otorgan confianza en el procedimiento ejecutado para llevar a cabo el diseño, modelado, simulación, fabricación y experimentación.

Una vez validada la parte computacional se puede emplear la misma en futuros proyectos, los cuales pueden ser el diseño de nuevos perfiles aerodinámicos y el estudio de diferentes tipos de puntas para los álabes, entre ellos los “winglets”, como se mencionó en el apartado anterior.

De los resultados en CFD la propuesta de diseño que cumple con la menor generación de turbulencia fue el modelo NS-ND-VA, aunque no fue la propuesta con la mayor potencia de salida, la cual fue el modelo YSPOS-YDPOS-FA. Sin embargo la potencia de salida es superior a otras de las propuestas que presentan incluso mayor intensidad de turbulencia en la estela de rotación. Con estos resultados se puede concluir que es posible mediante la modificación de la geometría de los álabes reducir la turbulencia en la estela de rotación, logrando un incremento en la eficiencia del aerogenerador y reducción de la estela de rotación afectada por la turbulencia, ya que con la disminución de la intensidad de turbulencia vemos en la propuesta NS-ND-VA una menor energía cinética turbulenta que interactúe y se disipe en forma de calor en la estela de rotación.

Referencias.

- [1] OECD, «OECD Environmentak Outlook to 2030,» OECD Publishing, 2008.
- [2] OECD, «Prospectiva Medioambiental de la OCDE para el 2013,» OECD Publishing, Mexico, D.F., 2013.
- [3] SENER, «Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026,» Secretaría de Energía, Mexico, D.F., 2012.
- [4] IEA, «World Energy Balances,» International Energy Agency, 2012.
- [5] British Petroleum, «Statistical Review of World Energy 2010,» British Petroleum, London, UK, 2010.
- [6] REN21, «Renewables 2012 Global Status Report,» REN21, Paris, France, 2012.
- [7] REN21, «Renewables 2011 Global Status Report,» REN21, Paris, France, 2011.
- [8] CFE, «Unidades Generadoras en Operación. Capacidad, 2009,» Comisión Federal de Electricidad, Mexico, D.F., 2010.
- [9] CRE, «Permisos para la Generación Privada,» [En línea]. Available: <http://cre.gob.mx/articulo.aspx?id=171>. [Último acceso: 30 06 2012].
- [10] AMDEE, «Iniciativa para el desarrollo del potencial eólico en México,» Asociación Mexicana de Energia Eolica, Mexico, D.F., 2012.
- [11] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins y E. Bossanyi, Wind Energy Handbook, 1 ed., West Sussex, England: John Wiley & Sons, Ltd, 2001.
- [12] J. Manwell, J. McGowan y A. Rogers, Wind Energy Explained : Theory, Design, and Application, 2 ed., West Sussex, United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd., 2009.
- [13] S. Mathew, Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
- [14] R. Gasch y J. Twele, Wind Power Plants Fundamentals, Design, Construction and Operation, 2 ed., Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012.
- [15] C. I. Aspliden, D. L. Elliot y L. L. Wendell, «Resource Assessment Methods, Siting, and Performance Evaluation. in Physical Climatology for Solar and Wind Energy,» *World Scientific*, 1986.
- [16] E. L. Petersen, «Wind power meteorology. Part I: Climate and turbulence,» *Wind Energy*, vol. 1, n° 1, pp. 2-22, 1998.
- [17] R. I. Harris, «Some further thoughts on the spectrum of gustiness in strong winds,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, n° 33, pp. 461-477, 1990.
- [18] ESDU, *Characteristics of atmospheric turbulence near the ground. Part II: Single point data for strong winds (neutral atmosphere)*. ESDU 85020 (amended 1993), UK: Engineering Sciences Data Unit, 1985.
- [19] P. E. J. Vermeulen, «An experimental analysis of wind turbine wakes,» de *Third International Symposium on Wind Energy Systems*, 1980.
- [20] E. A. Bossanyi, «Windmill wake turbulence decay – a preliminary theoretical model. SERI/TR-635-1280,» Solar Energy Research Institute, Colorado, USA, 1983.

- [21] H. W. Tieleman, «Wind characteristics in the surface layer over heterogeneous terrain,» *Journal in Wind Engineering e Industrial Aerodynamics* 41–44, 329–340, vol. 4, n° 44, pp. 329-240, 1992.
- [22] W. Schlez, *Voltage fluctuations caused by groups of wind turbines. PhD Thesis.*, Loughborough, UK: Loughborough University, 2000.
- [23] H. Schlichting, *Boundary Layer Theory*, 6 ed., New York: McGraw-Hill, 1968.
- [24] C. G. Justus, *Winds and Wind System Performance*, Philadelphia, PA: Franklin Institute Press, 1978.
- [25] T. R. Hiester y W. T. Pennell, «The Meteorological Aspects of Siting Large Wind Turbines. Report PNL- 2522, NTIS.,» Pacific Northwest Laboratories, 1981.
- [26] M. R. Elkinton, A. L. Rogers y J. C. McGowan, «An Investigation of Windshear Models and Experimental Data Trends for Different Terrains,» *Wind Engineering*, vol. 4, n° 30, pp. 341-350, 2006.
- [27] A. Obukhow, «Turbulence in an Atmosphere with non-uniform Temperature,» *Transl. in Boundary Layer Meteor.*, 1946.
- [28] R. A. Fisher y H. C. Tippett, «Limiting forms of the frequency distribution of the largest or smallest member of a sample,» *Proc. Camb. Phil. Soc.*, vol. 24, pp. 180-190, 1928.
- [29] E. J. Gumbel, *Statistics of extremes*, New York: Columbia University Press, 1958.
- [30] N. Cook, *The designer's guide to wind loading of building structures, Part 1*, UK: Butterworths, 1985.
- [31] IEC, *Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements. International Standard 61400-1*, 2 ed., International Electrotechnical Commission, 1999.
- [32] D. Wood, *Small Wind Turbines. Analysis, Design, and Application*, Springer-Verlag London Limited, 2011.
- [33] A. P. Schaffarczyk, *Introduction to Wind Turbine Aerodynamics*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014.
- [34] E. Hau, *Wind Turbines. Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, 2 ed., Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
- [35] A. Betz, *Schraubenpropeller mit geringstem energieverlust*, Berlin, Germany: Gottinger Nachr., 1919.
- [36] P. Jamieson, *Innovation in Wind Turbine Design.*, West Sussex, United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd, 2011.
- [37] H. Glauert, *Airplane propellers. Aerodynamic theory (ed. W. F. Durand)*, Berlin, Germany: Julius Springer, 1953.
- [38] H. Glauert, *Windmills and fans. Aerodynamic theory (ed. W. F. Durand)*, Berlin, Germany: Julius Springer, 1953.
- [39] R. E. Wilson y P. B. S. Lissaman, *Applied aerodynamics of wind-power machines'. NTIS: PB-238-595.*, Oregon State University, USA., 1974.
- [40] A. Ribeiro, A. Awruch y H. Gomes., «An airfoil optimization technique for wind turbines,» *Applied Mathematical Modelling*, n° 36, pp. 4898-4707, 2012.
- [41] R. K. Singh, M. R. Ahmed, M. A. Zullah y Y. Lee, «Design of a low Reynolds number airfoil for small horizontal axis wind turbines,» *Renewable Energy*, n° 42, pp. 66-76, 2012.
- [42] A. Sharifi and M. Nobari, "Prediction of optimum section pitch angle distribution along wind turbine blades," *Energy Conversion and Management*, vol. 67, p. 342–350, 2013.

- [43] X. Liu, L. Wang y X. Tang., «Optimized linearization of chord and twist angle profiles for fixed-pitch fixed-speed wind turbine blades,» *Renewable Energy*, n° 57, pp. 111-119, 2013.
- [44] R. K. Singh y M. R. Ahmed, «Blade design and performance testing of a small wind turbine rotor for low wind speed applications,» *Renewable Energy*, n° 50, pp. 812-819, 2013.
- [45] A. Wright y D. Wood, «The starting and low wind speed behaviour of a small horizontal axis wind turbine,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, n° 92, pp. 1265-1279, 2004.
- [46] D. Gertz, D. A. Johnson y N. Swytink-Binnema, «Comparative Measurements of the Effect of a Winglet on a Wind Turbine,» de *Research Topics in Wind Energy 2. Wind Energy – Impact of Turbulence*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014, pp. 121-126.
- [47] J.-J. Chattot, «Effects of blade tip modifications on wind turbine performance using vortex model,» *Computers & Fluids*, n° 38, p. 1405–1410, 2009.
- [48] D. A. T. Dias, J. R. P. Vaz, A. L. A. Mesquita, J. T. Pinho y A. C. P. B. Junior, «Optimum aerodynamic design for wind turbine blade with a Rankine vortex wake,» *Renewable Energy*, n° 55, pp. 296-304, 2013.
- [49] C. Sicot, P. Devinant, S. Loyer y J. Hureau, «Rotational and turbulence effects on a wind turbine blade. Investigation of the stall mechanisms,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, n° 96, p. 1320–1331, 2008.
- [50] A. Crespo y J. Hernandez, «Turbulence Characteristics in wind-turbines wakes,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, n° 61, pp. 71-85, 1996.
- [51] M. Bastankhah y F. Porté-Agel, «A new analytical model for wind-turbine wakes,» *Renewable Energy*, pp. 1-8, 2014.
- [52] A. E. Kasmi y C. Masson, «An extended k- ϵ model for turbulent flow through horizontal axis wind turbines,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, n° 96, p. 103–122, 2008.
- [53] P. C. Rocha, H. B. Rocha, F. M. Carneiro, M. V. d. Silva y A. V. Bueno, «K- ω -SST (shear stress transport) turbulence model calibration: A case study on a small scale horizontal axis wind turbine,» *Energy* 65 (2014) 412e418, n° 65, pp. 412-418, 2014.
- [54] R. Lanzafame, S. Mauro y M. Messina, «Wind turbine CFD modeling using a correlation-based transitional model,» *Renewable Energy*, n° 52, pp. 31-39, 2013.
- [55] F. Wang, L. Bai, J. Fletcher, J. Whiteford y D. Cullen, «The methodology for aerodynamic study on a small domestic wind turbine with scoop,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, n° 96, pp. 1-24, 2008.
- [56] Product Design: Fundamentals and Methods, John Wiley & Sons Ltd, 1995.
- [57] I. H. Abbott y A. E. v. Doenhoff, Theory of Wing Sections. Including a Summary of Airfoil Data, New York: Dover publications, Inc., 1959.
- [58] J. L. Tangler y D. Somers, «NREL Airfoil Families for HAWTs. NREL/TP-442-7109,» National Renewable Energy Laboratory, 1995.
- [59] K. S. Dahl y P. Fuglsang, «Design of the Wind Turbine Airfoil Family RISØ-A-XX. Risø-R-1024(EN),» Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1998.
- [60] F. Bertagnolio, N. Sørensen, J. Johansen y P. Fuglsang, «Wind Turbine Airfoil Catalogue Risø-R-1280(EN),» Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 2001.

- [61] W. Timmer y R. v. Rooij, «Summary of the Delft University wind turbine dedicated airfoils. AIAA-2003-0352,» American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc., 2003.
- [62] A. Björck, «Coordinates and calculations for the FFA-W1-xxx, FFA-W2-xxx and FFA-W3-xxx series of airfoils for horizontal axis wind turbines. FFA TN 1990-15,» The Aeronautical Research Institute of Sweden, Stockholm, 1990.
- [63] W. J. Zhu, W. Z. Shen y J. N. Sørensen, «Integrated airfoil and blade design method for large wind turbines,» *Renewable Energy*, n° 70, pp. 172-183, 2014.
- [64] J. Chen, X. P. Quan Wang, S. Li y X. Guo, «Improvement of airfoil design using smooth curvature technique,» *Renewable Energy*, n° 51, pp. 426-435, 2013.
- [65] R. Álvarez Cervera, R. Lesso Arroyo y V. López Garza, «Análisis de Perfiles Aerodinámicos de un Álabes de Turbina de Viento a Través de la Interfase TIMEO-ANSYS,» de *VI Congreso Internacional de Innovación Basada en Diseño e Ingeniería*, San Miguel de Allende, México, 2005.
- [66] M. Drela, «XFOIL: An Analysis and Design System for Low Reynolds Number Airfoils. Low Reynolds Aerodynamics,» *Lec. Notes in Eng.*, n° 54, 1989.
- [67] X. Maucière, *Automatic 2D Airfoil Generation, Evaluation and Optimisation using MATLAB and XFOIL. Master Thesis*, Lyngby Denmark.: DTU Mechanical Engineering, Section of Fluid Mechanics, Technical University of Denmark, 2009.
- [68] N. Logsdon, *A procedure for numerically analyzing airfoils and wing sections Master Thesis*, Columbia: The Faculty of the Department of Mechanical & Aerospace Engineering. University of Missouri, 2006.
- [69] A. A. Narejo, *3D Design and Simulation of NASA Rotor 67. Master Thesis*, Trollhättan, Sweden: Mechanical Engineering. Department of Technology, Mathematics and Computer Science. University West, 2008.
- [70] F. Wang, L. Bai, J. Fletcher, J. Whiteford y D. Cullen, «Development of small domestic wind turbine with scoop and prediction of its annual power output,» *Renewable Energy*, n° 33, pp. 1637-1651, 2008.
- [71] S. Larwood, C. v. Dam y D. Schow, «Design studies of swept wind turbine blades,» *Renewable Energy*, n° 71, pp. 563-571, 2014.
- [72] H. Hu, «Computational analysis of effects of blade shapes on tip-vortices,» *Advances in Engineering Software*, n° 34, pp. 279-286, 2003.
- [73] A. Elhama y M. J. L. vanTooren, «Winglet multi-objective shape optimization,» *Aerospace Science and Technology*, n° 37, pp. 93-109, 2014.
- [74] A. Ali, H. Chowdhury, B. Loganathan y F. Alam, «An aerodynamic study of a domestic scale horizontal axis wind turbine with varied tip configurations,» *Procedia Engineering*, n° 105, p. 757 – 762, 2015.
- [75] A. Brocklehurst y G. N. Barakos, «A review of helicopter rotor blade tip shapes,» *Progress in Aerospace Sciences*, n° 56, pp. 35-74, 2013.
- [76] D. Molinero Hernández, V. Garza López, A. Jiménez Ramírez, J. López Zermeno y E. Cadenas Calderón, «Evaluación de Técnicas de Optimización Geométrica de Álabes de Turbinas Eólicas de Alta Capacidad Aplicadas a Turbinas Eólicas de Baja Capacidad,» de *Academia Journals Celaya 2015*, Celaya, Guanajuato, México, 2015.
- [77] J. Hurault, S. Koudri, F. Bakir y R. Rey, «Experimental and numerical study of the sweep effect on three-dimensional flow downstream of axial flow fans,» *Flow Measurement and Instrumentation*, n° 21, pp. 155-165, 2010.
- [78] L. Yang, O. Hua y D. Zhao-hui, «Experimental research on aerodynamics performance and exit flow field of low pressure axial flow fan with circumferential skewed blades,» *Journal of Hydrodynamics Ser.B*, vol. 5, n° 19, pp. 579-589, 2007.

- [79] B. Plaza, R. Bardera y S. Visiedo, «Comparison of BEM and CFD results for MEXICO rotor aerodynamics,» *Journal of Wind Engineering Industrial Aerodynamics*, n° 145, pp. 115-122, 2015.
- [80] C. J. Bai, F. B. Hsiao, M. H. Li, G. Y. Huang y Y. J. Chen, «Design of 10 kW Horizontal-Axis Wind Turbine (HAWT) Blade and Aerodynamic Investigation Using Numerical Simulation,» *Procedia Engineering*, n° 67, pp. 279-287, 2013.
- [81] A. M. AbdelSalam y V. Ramalingam, «Wake prediction of horizontal-axis wind turbine using full-rotor modeling,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, n° 124, pp. 7-19, 2014.
- [82] M. Keating, «Accelerating CFD Solutions,» *ANSYS Advantage*, vol. V, n° 1, pp. 48-49, 2011.
- [83] K. Luo, S. Zhang, Z. Gao, J. Wang, L. Zhang, R. Yuan, J. Fan y K. Cen, «Large-eddy simulation and wind-tunnel measurement of aerodynamics and aeroacoustics of a horizontal-axis wind turbine,» *Renewable Energy*, n° 77, pp. 351-362, 2015.
- [84] M. A. Abrar, A. M. I. Mahbub y M. Mamun, «Design optimization of a horizontal axis micro wind turbine through development of CFD model and experimentation,» *Procedia Engineering*, n° 90, pp. 333-338, 2014.
- [85] J. Whale, C. Anderson, R. Bareiss y S. Wagner, «An experimental and numerical study of the vortex structure in the wake of a wind turbine,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, n° 84, pp. 1-21, 2000.
- [86] S. Aubrun, S. Loyer, P. E. Hancock y P. Hayden, «Wind turbine wake properties: Comparison between a non-rotating simplified wind turbine model and a rotating model,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, n° 120, pp. 1-8, 2013.
- [87] P. R. Ebert y D. Wood, «The near wake of a model horizontal-axis wind turbine - I. Experimental arrangements and initial results,» *Renewable Energy*, vol. 12, n° 3, pp. 225-243, 1997.
- [88] P. Ebert y D. Wood, «The near wake of a model horizontal-axis wind turbine - II. General features of the three-dimensional flowfield,» *Renewable Energy*, n° 18, pp. 513-534, 1999.
- [89] P. Ebert y D. Wood, «The near wake of a model horizontal-axis wind turbine Part 3: properties of the tip and hub vortices,» *Renewable Energy*, n° 22, pp. 461-472, 2001.
- [90] R. Klopfenstein, «Air velocity and flow measurement using a Pitot tube,» *ISA Transactions*, Vols. 1 de 2257-263, n° 37, 1998.
- [91] J. Chen, B. Haynes y D. Fletcher, «Cobra probe measurements of mean velocities, Reynolds stresses and higher-order velocity correlations in pipe flow,» *Experimental Thermal and Fluid Science*, n° 21, pp. 206-217, 2000.
- [92] F. E. Jørgensen, *How to measure turbulence with hot-wire anemometers - a practical guide*, Skovlunde, Denmark: Dantec Dynamics A/S, 2002.
- [93] Dantec Dynamics A/S, *StreamLine/StreamWare. Instalation & User's Guide Vol. 1*, Skovlunde, Denmark: Dantec Dynamics A/S, 2000.
- [94] Dantec Dynamics A/S, *StreamLine/StreamWare. Instalation & User's Guide Vol. 2*, Skovlunde, Denmark: Dantec Dynamics A/S, 2000.
- [95] Dantec Dynamics A/S, *StreamLine/StreamWare. Instalation & User's Guide Vol. 3*, Skovlunde, Denmark: Dantec Dynamics A/S, 2000.
- [96] R. Lanzafame y M. Messina, «Horizontal axis wind turbine working at maximum power coefficient continuously,» *Renewable Energy*, n° 35, pp. 301-306, 2010.

- [97] J. N. Sørensen, «Aerodynamic Aspects of Wind Energy Conversion,» *Annual Review of Fluid Mechanics*, n° 43, pp. 427-448, 2011.
- [98] M. Hansen, J. Sørensen, S. Voutsinas, N. Sørensen y H. Madsen, «State of the art in wind turbine aerodynamics and aeroelasticity,» *Progress in Aerospace Sciences*, n° 42, p. 285-330, 2006.
- [99] L. Vermeer, J. Sørensen y A. Crespo, «Wind turbine wake aerodynamics,» *Progress in Aerospace Sciences*, n° 39, p. 467-510, 2003.
- [100] R. Lanzafame y M. Messina, «Fluid dynamics wind turbine design: Critical analysis, optimization and application of BEM theory,» *Renewable Energy*, n° 32, pp. 2291-2305, 2007.