

Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Aeronáutica

Dimensionado de componentes, estudio de
actuaciones y coste de producción de energía de un
aerogenerador marino

Autor: Rafael Chico Muñoz

Tutores: Manuel Felipe Rosa Iglesias, José Alfredo Iranzo Paricio

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Aeronáutica

Dimensionado de componentes, estudio de actuaciones y coste de producción de energía de un aerogenerador marino

Autor:

Rafael Chico Muñoz

Tutores:

Manuel Felipe Rosa Iglesias
Catedrático de Universidad

José Alfredo Iranzo Paricio
Contratado con Cargo a Proyecto

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Máster: Dimensionado de componentes, estudio de actuaciones y coste de producción de energía de un aerogenerador marino

Autor: Rafael Chico Muñoz

Tutores: Manuel Felipe Rosa Iglesias, José Alfredo Iranzo Paricio

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

A mi familia

Agradecimientos

Gracias a Julia, a Rafael y a Pablo por apoyarme y acompañarme durante todo el camino.

Gracias también a Alfredo y a Felipe por guiarme y ayudarme en la distancia a completar el final del camino.

Rafael Chico Muñoz

Madrid, 2020

En las últimas décadas han saltado las alarmas del calentamiento global, se han logrado avances tecnológicos en el campo de la energía y se han acordado políticas de transición energética hacia un sistema descarbonizado. El conjunto de países que forman la UE redujo sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 23% entre 1990 y 2016, y su objetivo para 2030 es lograr, al menos, una reducción del 40% de estas emisiones. Debido a que el viento es un recurso muy bien conocido y explotado históricamente, actualmente la energía eólica es, junto con la energía solar fotovoltaica, la más madura y eficiente de las energías renovables que se encuentran en su etapa de comercialización.

El recurso eólico es abundante en el mar, y aunque la eólica marina represente un desafío tecnológico mayor que la energía eólica terrestre, la proyección a futuro de la capacidad y del coste de este medio de generar energía han motivado la realización de este estudio que busca principalmente validar la viabilidad de la energía eólica marina a través del diseño teórico de un aerogenerador marino.

Dicho diseño se compone de un modelo estadístico de predicción del viento en emplazamientos marinos, un modelo aerodinámico que permite estimar la producción energética esperada y un modelo de masas y costes, que permite dimensionar el aerogenerador y ofrece una estimación del coste de obtención de la energía.

Abstract

In recent decades the alarms of global warming have been raised, technological advances have been made in the field of energy and policies for energy transition towards a decarbonised system have been agreed. European Union reduced their greenhouse gas emissions by 23% between 1990 and 2016, and its goal for 2030 is to achieve at least a 40% reduction in these emissions. Because wind is a very well known and historically exploited resource, wind energy is currently, along with photovoltaic solar energy, the most mature and efficient renewable energy in its commercialization stage.

The wind resource is abundant in the sea, and although offshore wind energy represents a greater technological challenge than onshore wind energy, the future projection of the capacity and cost of this source of energy have motivated this study, that mainly intends to validate the viability of offshore wind energy through the theoretical design of an offshore wind turbine.

This theoretical design is based on a statistical model of wind prediction in offshore locations, an aerodynamic model that allows estimating the expected energy production and a model of costs and masses that allows the wind turbine to be dimensioned and offers an estimation of the cost of energy.

Índice general

Índice	XV
Índice de figuras	XVIII
Índice de tablas	XXII
Notación	XXIII
1. La energía eólica	1
1.1. Motivación y objetivos de este estudio	1
1.2. Metodología	3
1.3. Transformar la energía del viento	5
1.4. Principales ventajas e inconvenientes	7
1.5. La industria eólica en el mundo	8
1.5.1. Evolución de la energía eólica comercial	8
1.5.2. Evolución de la energía eólica comercial en España	13
1.6. La industria eólica marina.	14
1.6.1. Características principales	14
1.6.2. Evolución a nivel europeo	16
1.6.3. Evolución de la energía eólica marina en España	21
2. Arquitectura, normas de diseño y análisis de mercado de aerogeneradores instalados en el mar	23
2.1. Introducción	23
2.2. Principales componentes de un aerogenerador	23
2.2.1. Arquitectura del rotor	24
2.2.1.1. Buje	24
2.2.1.2. Pala	25
2.2.2. Conjunto unidad de potencia	25
2.2.2.1. Multiplicadora	25
2.2.2.2. Generador	26
2.2.3. Sistema de orientación y toma de medidas, y góndola	26

2.2.4.	Sistema de control automático	26
2.2.5.	Cimientos y torre del aerogenerador	26
2.3.	Peculiaridades de los aerogeneradores marinos	27
2.4.	Análisis de mercado de la tecnología actual	32
2.5.	Normativa de diseño y operación	33
2.5.1.	Clasificación de los aerogeneradores según IEC 61400-1 Ed.3	34
3.	Distribución de velocidades del viento y otras condiciones ambientales	36
3.1.	Distribución de velocidades del viento	36
3.2.	Otras condiciones ambientales que considera la norma	37
3.3.	Parámetros de Weibull del emplazamiento elegido	38
4.	Modelo aerodinámico empleado para el estudio de las actuaciones del rotor	43
4.1.	Introducción	43
4.2.	Modelo aerodinámico. Teoría de Cantidad de Movimiento y Teoría del Elemento de Pala	43
4.2.1.	Teoría de Cantidad de Movimiento (TCM). Aplicación lineal y tangencial	44
4.2.1.1.	Teoría de Cantidad de Movimiento. Aplicación lineal y desarrollo del límite de Betz	44
4.2.1.2.	Teoría de Cantidad de Movimiento. Aplicación tangencial	48
4.2.2.	Teoría del Elemento de Pala (TEP)	50
4.2.3.	Combinación de los modelos Teoría de Cantidad de Movimiento y Teoría del Elemento de Pala	53
4.2.3.1.	Formulación de Prandtl para incluir factor de pérdidas en raíz y en punta de pala	53
4.2.3.2.	Modelo de Lissaman para modificar la Teoría de Cantidad de Movimiento en la región de estela turbulenta	54
4.2.4.	Resolución del problema. Expresiones de los simplificados en el estudio aerodinámico del rotor	56
4.3.	Optimización aerodinámica del rotor teórico	57
4.4.	Selección de los perfiles que forman las palas del rotor	59
4.5.	Determinación del número de palas que forman el rotor	66
4.6.	Resolución numérica del problema de optimización	69
5.	Radio del rotor. Criterios de selección	82
5.1.	Introducción	82
5.2.	Elección del radio	82
5.2.1.	Criterios tecnológicos para la elección del radio	83
5.2.2.	Criterios económicos para la elección del radio	87
5.2.3.	Elección final	89

5.3. Influencia del emplazamiento en el coste de la energía	91
6. Actuaciones del aerogenerador	94
6.1. Introducción	94
6.2. Curvas principales y leyes de control en función de la velocidad del viento	94
6.3. Mapas completos de las actuaciones del aerogenerador	99
7. Análisis de las masas y configuración final del aerogenerador	102
7.1. Introducción	102
7.2. Presentación del modelo empleado	102
7.2.1. Estimación de la masa de la pala	103
7.2.2. Estimación de la masa de la torre	105
7.2.3. Estimación de la masa de la multiplicadora	105
7.3. Desglose de masas y coste para las diferentes configuraciones	106
Resultados obtenidos y conclusiones	113
Anexo A: Datos Aerodinámicos de los perfiles que forman la pala 4	116
Bibliografía	120

Índice de figuras

1.1. Factor de capacidad medio anual para diferentes tecnologías en porcentaje.	2
1.2. Evolución del coste de obtención de la energía por regiones en los próximos años para diferentes tecnologías.	2
1.3. Proceso de instalación de un parque eólico marino.	6
1.4. Proceso de instalación de un parque eólico terrestre.	6
1.5. Aerogenerador de eje vertical [izquierda] y aerogenerador de eje horizontal [derecha].	7
1.6. Evolución anual acumulativa de la potencia eólica instalada en el mundo entre 2001-2018. Datos en GW.	9
1.7. Evolución anual de la potencia eólica instalada en el mundo entre 2001-2018. Datos en GW	9
1.8. Estimación anual la potencia eólica instalada en el mundo entre 2018-2023. Datos en GW	10
1.9. Reparto por países de la potencia nueva instalada en 2018 y acumulada ese año. Datos en GW.	11
1.10. Previsión de potencia nueva instalada por regiones en el periodo 2018-2023.	12
1.11. Mapa con la previsión de potencia nueva instalada por regiones en el periodo 2018-2023.	12
1.12. Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España entre los años 1998 y 2017.	14
1.13. Evolución de la potencia instalada y acumulada por países en Europa entre el 2008 y 2018.	17
1.14. Incremento de la potencia acumulada por países en 2018 frente al año anterior. Datos en GW.	18
1.15. Potencia acumulada y número de aerogeneradores por países de Europa en 2018. . .	19
1.16. Profundidad y distancia de la costa de parques eólicos ya conectados a la red, en proceso de construcción y aún en la fase de licitaciones.	20
1.17. Profundidad y distancia de la costa de parques eólicos ya conectados a la red, en proceso de construcción y aún en la fase de licitaciones desglosado por países.	21
2.1. Esquema con los principales componentes de un aerogenerador de eje horizontal de tres palas fabricado por SIEMENS Gamesa.	24
2.2. Buje de aerogenerador con mecanismo para el control del ángulo de paso.	25

2.3.	Esquema conceptual de la cimentación más usadas en aerogeneradores marinos. . . .	28
2.4.	Cimentación <i>tipo zapata</i> basadas en la gravedad.	29
2.5.	Cimentación tipo estructura monopilote.	29
2.6.	Cimentación tipo trípode.	30
2.7.	Cimentación tipo cubo de succión.	31
2.8.	Cimentación tipo Jacket.	31
2.9.	Tres tipos de estructuras flotantes.	32
3.1.	Variación de la función densidad de probabilidad de Weibull en función de k para el $c = 10$	38
3.2.	Variación de la probabilidad acumulada de Weibull en función de k para el $c = 10$	39
3.3.	Variación de la función densidad de probabilidad de Weibull en función de c para el $k = 1,25$	40
3.4.	Variación de la probabilidad acumulada de Weibull en función de c para el $k = 1,25$	40
3.5.	Media anual de la velocidad del viento a una altura de 100 m sobre el nivel del mar en España.	42
4.1.	Esquema del tubo de corriente en el rotor de 3 palas de un aerogenerador genérico.	44
4.2.	Evolución de la presión y velocidad de la corriente de aire en el interior del tubo de corriente.	45
4.3.	Coeficiente de potencia, coeficiente de tracción y límite de Betz en función del factor de velocidad inducida axial.	47
4.4.	Sistema de coordenadas empleado en el estudio TCM tangencial.	48
4.5.	Variación de la velocidad tangencial de la corriente a su paso por el rotor.	49
4.6.	Fuerzas sobre los elementos de pala y parámetros empleados en el modelo TEP.	51
4.7.	Velocidad inducida frente a velocidad de la corriente incidente sin perturbar. Teoría de Cantidad de Movimiento [TCM], Teoría de Cantidad de Movimiento Modificada [TCMM] y resultados experimentales, representados por puntos.	55
4.8.	dC_T en función del factor de velocidad inducida axial para la Teoría de Cantidad de Movimiento [TCM] y la Teoría de Cantidad de Movimiento Modificada por el modelo Lissaman [TCMM].	56
4.9.	Influencia de la eficiencia aerodinámica del perfil en el coeficiente de potencia para un valor dado de λ	60
4.10.	Evolución de coeficiente de sustentación con el ángulo de ataque para los perfiles que forman la pala 4.	62
4.11.	Evolución del coeficiente de resistencia con el ángulo de ataque para los perfiles que forman la pala 4.	63
4.12.	Evolución de la eficiencia aerodinámica con el ángulo de ataque para los perfiles que forman la pala 4.	63
4.13.	Polar de los perfiles que forman la pala 4.	64

4.14. Geometría de perfiles que forman la distribución elegida.	65
4.15. Geometría del resto de perfiles estudiados.	65
4.16. Variación del coeficiente de potencia con λ para distintos números de palas.	66
4.17. Variación del coeficiente de potencia con λ para distintos números de palas con la configuración 4 de la tabla 4.2.	67
4.18. Variación del coeficiente de par con λ para distintos números de palas con la configuración 4 de la tabla 4.2.	68
4.19. Variación del coeficiente de tracción con λ para distintos números de palas con la configuración 4 de la tabla 4.2.	69
4.20. Distribuciones a lo largo de las secciones de la pala obtenidas durante la optimización.	71
4.21. Ley de cuerda adimensional optimizada frente a la ley de cuerda adimensional modificada.	72
4.22. Torsión geométrica óptima frente a ley de torsión geométrica modificada.	73
4.23. Factor de velocidad inducida axial en función de x	74
4.24. Factor de velocidad inducida tangencial en función de x	75
4.25. Velocidad de la corriente resultante adimensional respecto a los perfiles en función de x	75
4.26. Factor de pérdidas en raíz y punta en función de x	76
4.27. Ángulo de incidencia de la corriente en función de x	77
4.28. Diferencial del coeficiente de potencia en función de x	78
4.29. Coeficiente de potencia global en función de λ para $\theta_{C_{opt}}$	79
4.30. Coeficiente de par global en función de λ para $\theta_{C_{opt}}$	80
4.31. Coeficiente de tracción global en función de λ para $\theta_{C_{opt}}$	81
5.1. Potencia específica y potencia nominal en función del radio para diferentes modelos.	84
5.2. Limitaciones de carácter tecnológico al valor del radio del rotor.	86
5.3. Zoom en la zona $R_{feasible}$ de la figura 5.2, incluyendo las limitaciones por potencia específica y ruido.	87
5.4. Variación del COE con el radio en el emplazamiento simbólico seleccionado para el diseño.	88
5.5. Zoom en la zona de interés de la figura 5.4.	89
5.6. Factor de capacidad en función del radio del rotor.	90
5.7. Horas equivalentes en función del radio del rotor.	90
5.8. Función de probabilidad acumulada para tres combinaciones de los parámetros de Weibull.	92
5.9. Variación del coste de la energía con el radio para tres combinaciones de los parámetros de Weibull.	93
6.1. Curva de potencia del aerogenerador diseñado.	95
6.2. Velocidad de giro del rotor en función de la velocidad del viento.	96
6.3. Par sobre el rotor en función de la velocidad del viento.	97

6.4.	Leyes de control en función de la velocidad del viento.	98
6.5.	Mapa del C_P	99
6.6.	Mapa del C_P sobre plano $\lambda-\theta_C$	99
6.7.	Mapa del C_Q	100
6.8.	Mapa del C_Q sobre plano $\lambda-\theta_C$	100
6.9.	Mapa del C_T	101
6.10.	Mapa del C_T sobre plano $\lambda-\theta_C$	101
7.1.	Estimación de la masa de la pala.	104
7.2.	Estimación de la masa de la torre.	105
7.3.	Esquema con los principales tipos de multiplicadoras y los generadores a los que se acoplan.	106
7.4.	Masa total del aerogenerador para las posibles combinaciones tecnológicas de sus principales componentes.	107
7.5.	Coste del Capital Inicial para las posibles combinaciones tecnológicas de los principales componentes.	109
7.6.	Coste de la Energía para las posibles combinaciones tecnológicas de los principales componentes.	109
7.7.	Porcentaje en masa de los tres componentes principales del aerogenerador.	111
7.8.	Porcentaje en masa de los cuatro componentes principales que forman el rotor.	111
7.9.	Porcentaje en masa de componentes principales que forman la unidad de potencia.	112
10.	Datos aerodinámicos del perfil DU30.	117
11.	Datos aerodinámicos del perfil DU25.	118
12.	Datos aerodinámicos del perfil NACA63618.	119

Índice de tablas

1.1. Clasificación de aerogeneradores según varios criterios.	5
1.2. Clasificación según la potencia máxima que generan.	6
2.1. Aerogeneradores que representan la tecnología más consolidada en el sector de la energía eólica marina.	33
2.2. Clasificación de los aerogeneradores en clases. IEC 61400-1 Ed.3.	35
4.1. Perfiles de varias familias y sus respectivas características aerodinámicas.	61
4.2. Distribución de perfiles y coeficientes obtenidos con cada una de las palas creadas.	61
4.3. $C_{P_{max}}$ y λ_{opt} la distribución seleccionada [pala 4].	70
4.4. Valores óptimos para la <i>pala óptima modificada</i>	74
4.5. Coeficiente de par y de potencia máximos en condiciones $\theta_C = \theta_{C_{opt}}$	81
5.1. Limitaciones de carácter tecnológico al valor del radio del rotor.	87
5.2. Dimensiones del rotor, la torre y principales parámetros del aerogenerador.	91
6.1. Punto de transición del primer al segundo tramo de la curva definido por la potencia nominal de diseño. 6.1.	96
7.1. Recopilación de inputs necesarios para aplicar el modelo propuesto.	107
7.2. Desglose de la masa total estimada por componentes del aerogenerador diseñado.	110

Nomenclatura

$(\Omega R)_{NL}$	velocidad límite por ruido en punta de pala
—	adimensional
α	ángulo de ataque de los perfiles
η_E	rendimiento eléctrico
η_M	rendimiento mecánico
λ	factor de velocidad en punta de pala
Ω	velocidad de rotación del rotor
Ω_N	velocidad nominal de giro del rotor
ϕ	ángulo de incidencia de la corriente
ρ	densidad del aire
σ	parámetro de solidez
θ	ángulo de paso
θ_C	ángulo de paso de control global
θ_G	ángulo de torsión geométrica
A	área de la sección donde se encuentra el rotor
a	factor de velocidad inducida axial
a'	factor de velocidad inducida tangencial
A_∞	área de la sección aguas arriba
A_S	area barrida por el rotor
A_W	área de la sección aguas abajo

b	número de palas
c	parámetro de escala de la función de Weibull
c_d	coeficiente de resistencia
C_{FT}	coeficiente de fuerza tangencial
c_l	coeficiente de sustentación
c_m	coeficiente de momento
C_P	coeficiente de potencia
C_Q	coeficiente de par
C_T	coeficiente de tracción
f	factor de pérdidas en raíz y punta
f_R	factor de pérdidas en la raíz
F_T	fuerza tangencial sobre el perfil
f_T	factor de pérdidas en la punta
FC	factor de capacidad
h	altura del buje
h	hora
H_{EQ}	horas equivalentes
k	parámetro de forma de la función de Weibull
Kg	kilogramo
Kg/m^3	kilogramo por metro cúbico
m	metro
m/s	metro por segundo
m^2	metro cuadrado
MW	megavatio
P	potencia extraída

p_{∞}	presión ambiente estática sin perturbar
P_{AVE}	potencia media extraída a lo largo de un año
P_N	potencia nominal
Q	par, momento angular
R	radio del rotor
r	coordenada radial
rad	radián
rad/s	radián por segundo
rpm	revoluciones por minuto
SP	potencia específica
T	fuerza de tracción sobre las palas
U	velocidad del aire en la sección del rotor
U_{∞}	velocidad del aire aguas arriba
U_P	velocidad del viento normal al plano del rotor
U_R	velocidad del viento resultante respecto del perfil
U_T	velocidad del viento debida a la rotación de la pala
U_W	velocidad del aire aguas abajo
V_{HUB}	velocidad del viento la altura del buje en el modelo estadístico
V_{in}	velocidad de arranque
V_N	velocidad nominal
V_{out}	velocidad de parada
W/m^2	vatio por metro cuadrado
$Wh/año$	vatio hora por año
x	coordenada radial adimensional
$^{\circ}$	grado sexagesimal
$^{\circ}C$	grado celsius

Capítulo 1

La energía eólica

1.1. Motivación y objetivos de este estudio

En las últimas décadas han saltado las alarmas del calentamiento global, se han logrado avances tecnológicos en el campo de la energía y se han acordado políticas de transición energética hacia un sistema descarbonizado. El conjunto de países que forman la UE redujeron sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 23 % entre 1990 y 2016, y su objetivo para 2030 es lograr, al menos, una reducción del 40 % de estas emisiones [1]. Lo que impulsa los modelos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes denominadas *limpias*. Conocidas también como *energías renovables*.

Debido a que el viento es un recurso muy bien conocido y explotado históricamente, a día de hoy la energía eólica es junto con la energía solar fotovoltaica la más madura y eficiente de las energías renovables que se encuentran en su etapa de comercialización. La forma de convertirla en energía útil para la vida cotidiana es a través de los aerogeneradores, que aunque generen un gran impacto visual en el entorno, han demostrado ser el vehículo para convertir el viento en una fuente de energía accesible y competitiva en el mercado energético.

El recurso eólico es abundante en el mar, y la eólica marina representa un desafío tecnológico mayor que la energía eólica terrestre. No obstante, tal y como se puede ver en la figura 1.1 permite factores de capacidad entre el 30 % y el 50 %, superando a la eólica terrestre y casi doblando a la energía solar fotovoltaica. Además, aunque la generación de energía eólica en alta mar varíe con la velocidad del viento, su variabilidad horaria es hasta un 50 % menor que la de la de esta última [2].

1.1. MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS DE ESTE ESTUDIO

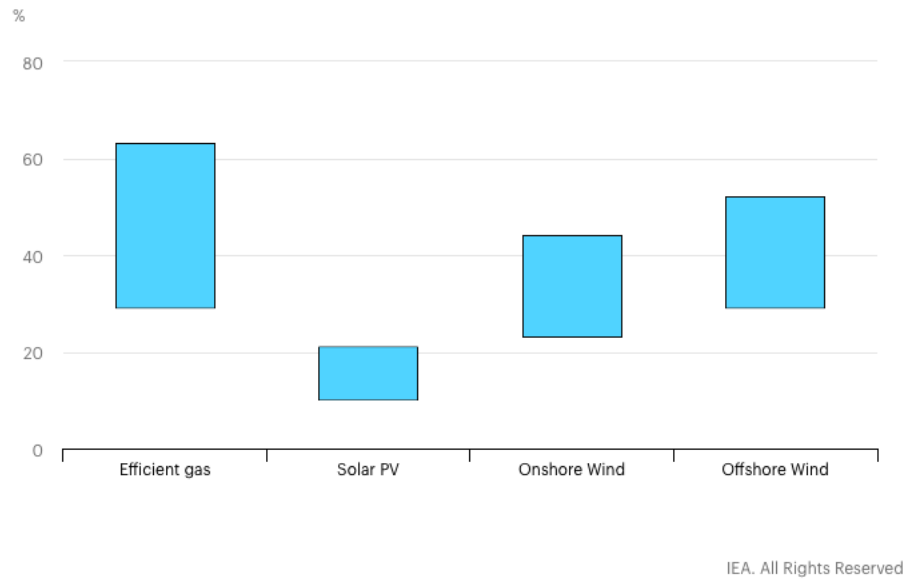


Figura 1.1: Factor de capacidad medio anual para diferentes tecnologías en porcentaje.
Fuente: Consultar [2]

A nivel de coste de producción de la energía, tal y como se puede ver en la figura 1.2, las previsiones muestran que será gradualmente más competitiva en las próximas décadas hasta igualar a la solar fotovoltaica y a la eólica terrestre en algunas regiones:

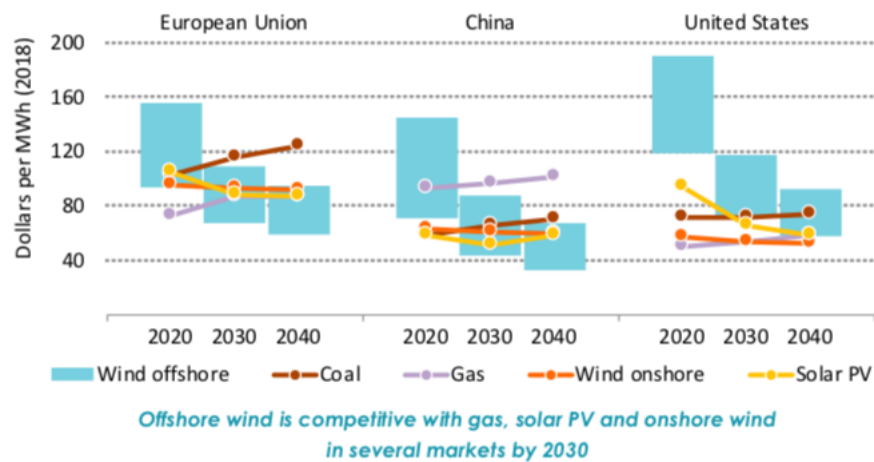


Figura 1.2: Evolución del coste de obtención de la energía por regiones en los próximos años para diferentes tecnologías.

Fuente: Consultar [2]

Todo esto motiva **el objetivo principal de este estudio de validar la viabilidad de la energía eólica marina**, a través de:

- Entender el panorama general del sector eólico marino, con sus ventajas e inconvenientes y la evolución histórica y proyección a futuro de esta forma de obtención de energía en el mercado mundial, europeo y nacional.

- Hacer un estudio de las principales características de los aerogeneradores marinos instalados en la actualidad y los tipos de estructuras soportes empleadas.
- Implementar un modelo estadístico que describa la variación del viento a lo largo de cierto periodo de tiempo para posteriormente definir un emplazamiento marino simbólico en el que se instalaría el aerogenerador teórico diseñado.
- Implementar un modelo aerodinámico que permita definir la geometría de las palas que optimizan la extracción de potencia del rotor teórico, justificar la selección del número de palas que lo forman y estimar los principales coeficientes de fuerzas y momentos que actúan sobre éste.
- Justificar la elección del radio del rotor [lo que indirectamente fija la altura de la torre] a través de criterios tecnológicos y económicos, para seguidamente poder estimar el Coste de Obtención de la Energía, el Factor de Capacidad, las Horas Equivalentes y la Potencia media generada a lo largo del año en el emplazamiento simbólico previamente definido.
- Estudiar la influencia que tiene el emplazamiento en el Coste de Obtención de la Energía.
- Definir la ley del ángulo de paso de control y dibujar la curva de potencia del aerogenerador teórico diseñado en función de la velocidad del viento incidente.
- Y, por último, implementar un modelo basado en datos reales de la industria que permita estimar las masas de cada uno de los principales componentes del aerogenerador para diferentes configuraciones tecnológicas de varios de los componentes que lo forman.

1.2. Metodología

Para llevar a cabo los objetivos de este estudio se ha comenzado por realizar una revisión bibliográfica que ha permitido, por un lado, obtener una amplia visión de la situación actual del sector y su proyección en el futuro, y por otro, plasmar el estado de la tecnología y los principales parámetros de los aerogeneradores comerciales instalados en la actualidad y las estructuras soportes utilizadas.

A continuación, se hace una revisión de los modelos estadísticos más ampliamente usados en la industria [y considerados en la norma de diseño] para describir la variación de la velocidad del viento en un periodo de tiempo. Y se implementa el Modelo de Weibull, por ser el más versátil, en el software de cálculo *MATLAB* para así poder representar las principales distribuciones y definir un emplazamiento marino simbólico que será empleado a lo largo del estudio.

El siguiente paso, consiste en implementar en ese mismo software de cálculo un modelo aerodinámico basado en la Teoría de Cantidad de Movimiento y la Teoría del Elemento de Pala que, empleando el método de los multiplicadores de Lagrange, permite por un lado, seleccionar entre los diferentes perfiles aerodinámicos encontrados en la bibliografía aquellos que formarán la pala, y por

otro, definir la geometría completa de las palas que maximizan la extracción de potencia y el valor óptimo de los parámetros de operación. Dichas palas serán las que constituyan el rotor óptimo teórico. Además, a partir de este modelo, se justifica la elección del número de palas analizando la influencia de esta variable sobre el coeficiente de potencia, de par y de tracción global del rotor.

Para continuar, es necesario dar un valor al radio del rotor. Para lo que se toman en consideración criterios de índole tecnológica como son la Potencia Específica de modelos de aerogeneradores ya instalados, la variación del radio con la velocidad nominal del diseño [velocidad del viento a la que se alcanza la potencia máxima de diseño] y el límite por ruido en punta de pala, y criterios económicos, como es el Coste de Obtención de la Energía. Para este último, se implementa previamente el modelo WindPACT desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory en el software de cálculo *MATLAB*.

Fijado el radio que minimiza el coste sin sobrepasar los límites que marca el estado de la tecnología, se obtiene la altura de la torre, la velocidad del viento a la que el aerogenerador comienza a generar la máxima potencia [Velocidad Nominal], la potencia media anual, las Horas Equivalentes y el Factor de Capacidad del diseño. Además, a partir de este modelo de costes y del Modelo de Weibull previamente implementado, se puede hacer un estudio de como influyen las condiciones de viento del emplazamiento en el Coste de Obtención de la Energía.

A partir del coeficiente de potencia global del rotor resultado del análisis aerodinámico, de la Velocidad Nominal calculada y del radio seleccionado; se puede dibujar la curva más representativa del aerogenerador, la curva de potencia. Que representa la variación de la potencia generada en función de la velocidad del viento. En este caso, está formada por dos tramos acotados entre la velocidad de arranque y parada de la máquina. Adicionalmente, se representan las curvas de par y de velocidad de giro del rotor en función de la velocidad del viento, y la variación del ángulo de paso de control [ley de control] en función de la velocidad del viento.

Para finalizar este diseño teórico, se realiza una estimación de las masas de cada uno de los principales componentes y subcomponentes que forman el aerogenerador típico. Para lo cual es necesario emplear el modelo WindPACT, anteriormente citado e implementado en el software de cálculo *MATLAB*, que plantea una serie de ecuaciones [estimadas a partir de datos reales del sector] en función del radio del rotor, la altura de la torre, la potencia máxima generada [Potencia Nominal de diseño], la velocidad de giro del rotor a la que se alcanza la Potencia Nominal y la Energía Anual Producida [producto de la Potencia media anual por el número de horas anuales].

Dicho modelo permite seleccionar entre varias configuraciones tecnológicas de pala, torre y multiplicadora, indicando además los materiales que las componen. Cada una de estas configuraciones supone un Coste de Obtención de la Energía, un Coste del Capital Inicial y una masa total del aeroge-

nerador diferentes. Priorizando de nuevo criterios de índole económica, se selecciona la que minimiza el Coste de Obtención de la Energía, que es la misma que minimiza el Coste de Capital Inicial. Completando así el diseño teórico preliminar objetivo de este estudio.

1.3. Transformar la energía del viento

Como ya se ha comentado el recurso eólico es conocido y aprovechado históricamente: desde los molinos de viento que generan energía mecánica, a los aerogeneradores que surten la red eléctrica.

Actualmente, hay mucho tipos de aerogeneradores y éstos pueden clasificarse según varios criterios, como por ejemplo:

Clasificación según:	
Lugar de instalación	Terrestre Marino
Configuración estructural	Eje horizontal Eje vertical
Potencia que generan	Baja potencia Media potencia Alta potencia

Tabla 1.1: Clasificación de aerogeneradores según varios criterios.

Según el primer criterio de la tabla anterior hay dos tipos:

1. Aerogeneradores terrestres: también conocidos por el término en inglés *onshore*, son los que comúnmente se instalan en tierra firme. Se encuentra en un estado de desarrollo y explotación mucho más avanzado que su contrario los instalados en el mar, debido a la complejidad de las operaciones de instalación y mantenimiento en aguas abiertas que se traducen en mayores costes.
2. Aerogeneradores marinos: también conocidos por el término en inglés *offshore*, son los que se instalan en el mar. La principales ventaja frente a los terrestres es que el viento es más estable y fuerte debido a la ausencia de obstáculos. Más velocidad del viento supone mayor producción energética, por otro lado, al ser éste más estable disminuye la fatiga aumentando la vida útil de la estructura. Y además, si se sitúan lejos de la costa suponen un menor impacto visual en el entorno.



Figura 1.3: Proceso de instalación de un parque eólico marino.
Fuente: Consultar [3]



Figura 1.4: Proceso de instalación de un parque eólico terrestre.
Fuente: Consultar [3]

Otra clasificación muy común en el mercado eólico es según la potencia que generan:

Clasificación según la potencia máxima generada:	
Aerogeneradores de baja potencia	$P_N < 100 \text{ kW}$
Aerogeneradores de media potencia	$100 < P_N < 1000 \text{ kW}$
Aerogeneradores de alta potencia	$P_N > 1000 \text{ kW}$

Tabla 1.2: Clasificación según la potencia máxima que generan.

Por último, siguiendo criterios constructivos se tienen otras dos categorías:

1. Aerogeneradores de eje vertical: conocidos por su siglas en inglés VAWT [vertical-axis wind turbines], generan electricidad a través de las fuerzas resistivas que actúan sobre las palas

que forman un rotor de eje vertical. Entre sus principales ventajas se encuentran que son más silenciosos que los de eje horizontal, que no requieren un mecanismo de orientación del rotor, precisan de torres de menor tamaño que los de eje horizontal y se pueden situar más cerca unos de otros porque no aparece el efecto frenado ni altas turbulencias tras el rotor. Y sus principales desventajas son que no suelen aprovechar las corrientes de aire que hay a mayor altura y presenta menor tasa de fiabilidad.

2. Aerogeneradores de eje horizontal: conocidos por su siglas en inglés HAWT [horizontal-axis wind turbines], generan electricidad a través de las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre las palas que forman un rotor de eje horizontal [paralelo al suelo]. Presentan una gran eficiencia y fiabilidad en el funcionamiento, son más versátiles gracias a los mecanismos de cambio de paso que permiten controlar la velocidad de giro y la geometría de las palas se pueden optimizar aerodinámicamente para aumentar la extracción de potencia en unas condiciones determinadas. Sin embargo, generan un ruido mayor que los de eje vertical y precisan de la instalación de grandes torres para aprovechar las intensas corrientes de viento a cierta altura.



Figura 1.5: Aerogenerador de eje vertical [izquierda] y aerogenerador de eje horizontal [derecha].
Fuente: Consultar [4].

1.4. Principales ventajas e inconvenientes

Algunas de las ventajas de esta forma de transformar el recurso eólico en electricidad son:

1. Es independiente de los combustibles fósiles, que inevitablemente caerán en desuso por su escasez y el daño irreversible causado al medio ambiente con las emisiones de CO₂.
2. Evita el cambio climático durante su funcionamiento debido a la ausencia de emisiones de gases de efecto invernadero, que es el motivo principal de que las tradicionales centrales térmicas dejen de situarse como el mayor productor de energía eléctrica de consumo.
3. Permite la casi independencia energética de otras fuentes con tendencia a encarecerse y favorece la economía de algunas regiones.

4. Generación de puestos de trabajos cualificados e impulsa la industria local gracias a las actividades de fabricación, montaje e instalación y mantenimiento.
5. Permite atraer actividad comercial a zonas desérticas o no aptas para otras actividades como la agricultura por la orografía del terreno.
6. La operativa de un aerogenerador demanda la ocupación de un espacio reducido de terreno y es compatible con otras actividades como la ganadería o la pesca.
7. El impacto que generan en el emplazamiento de la instalación es completamente reversible una vez terminada la licitación o la vida útil de la máquina.
8. Ausencia de recursos radiactivos.
9. Se surte de una fuente inagotable de energía, el viento.

Algunas de las ventajas de esta forma de transformar el recurso eólico en electricidad son:

1. Habitualmente las zonas de abundancia del recurso eólico coincide con parajes naturales, a veces protegidos, en los que genera un gran impacto visual debido al tamaño de los aerogeneradores y a la vasta amplitud de los parques eólicos.
2. Pueden interferir con procesos migratorios de aves que estacionariamente ocupan los espacios donde se realiza la instalación, cosa que se puede evitar llevando a cabo un correcto estudio del impacto ambiental.
3. La contaminación acústica durante la generación de energía debido a la acción del viento sobre las palas del rotor, motivo por el que hay documentación de diseño y regulaciones locales que impone restricciones en este aspecto, tal y como se verá más adelante en este estudio.
4. La intermitencia del recurso eólico que dota de cierta variabilidad a la generación de energía, haciendo que a veces se exceda la demanda con picos de potencia, y que otras, la producción no sea suficiente. Por lo tanto, es muy complicado predecir y planificar con antelación de qué cantidad de esta energía se va a disponer.
5. Lo que deriva en que, actualmente, para poder abastecer una determinada población esta fuente necesite estar respaldada por alguna otra fuente de energía estable o por tecnologías de almacenamiento.

1.5. La industria eólica en el mundo

1.5.1. Evolución de la energía eólica comercial

Demandas mayores de energía requieren una producción mayor, lo que gracias a los avances tecnológicos, se traduce en turbinas de mayor tamaño y en zonas donde la instalación es más compleja, como el mar:

1.5. LA INDUSTRIA EÓLICA EN EL MUNDO

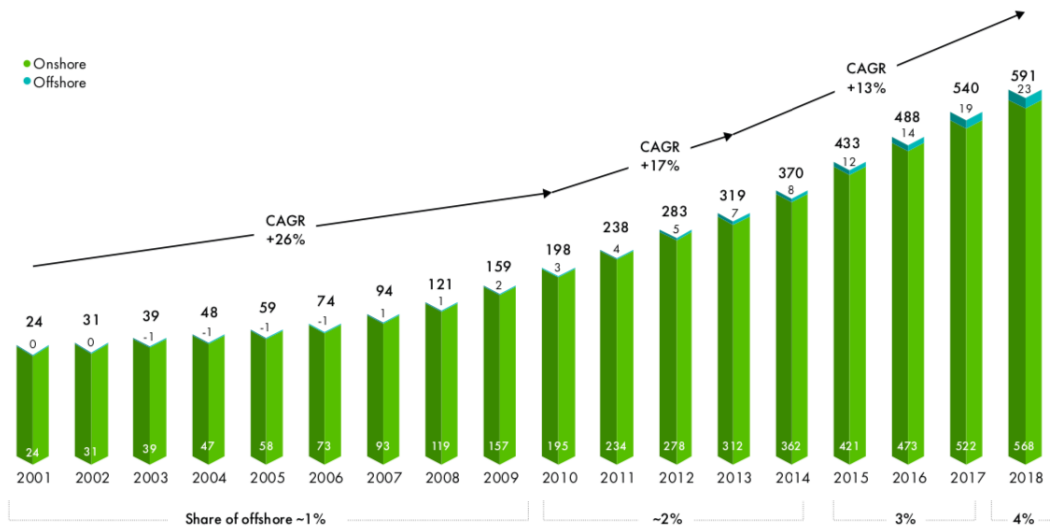


Figura 1.6: Evolución anual acumulativa de la potencia eólica instalada en el mundo entre 2001-2018. Datos en GW.

Fuente: Consultar [5].

La figura 1.6 muestra la evolución global acumulada de la potencia eólica terrestre [*onshore*] y marina [*offshore*] instalada en el mundo, y en ella se aprecia como no ha parado de crecer hasta situarse en 591 GW en 2018, según datos de un organismo de referencia en el sector, el Global Wind Energy Council [GWEC].

En esa misma figura se observa como este crecimiento ha sido un poco menos pronunciado en los últimos 6 años, que en el periodo 2010-2014, y éste a su vez menor que el del periodo 2001-2010, con un Compound Annual Growth Rate del 13%, 17% y 26% respectivamente. Sin embargo, la cuota de eólica marina no ha dejado de crecer hasta situarse en un 4% de la potencia total instalada en 2018.

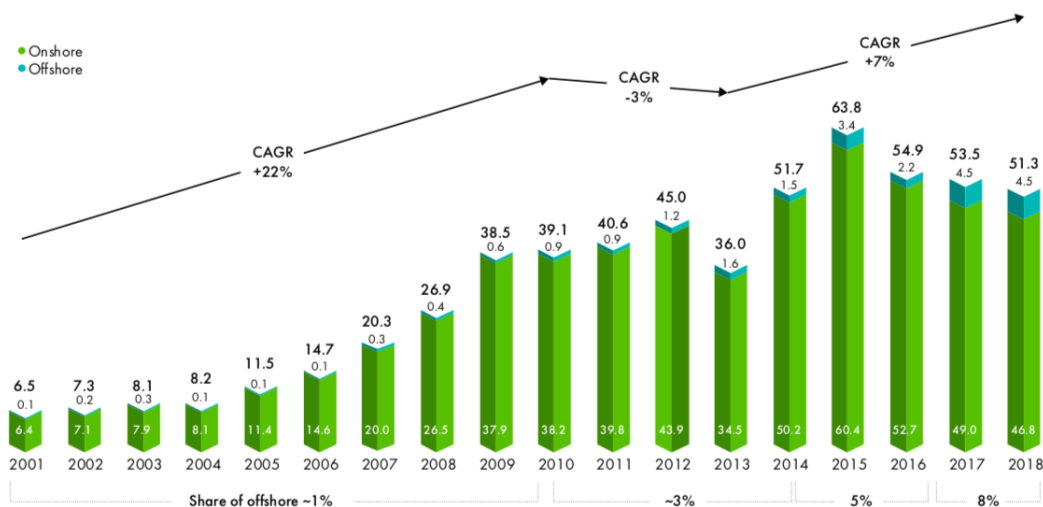


Figura 1.7: Evolución anual de la potencia eólica instalada en el mundo entre 2001-2018. Datos en GW

Fuente: Consultar [5].

Los datos son aún más favorables para la eólica marina si se analiza el crecimiento anual de la potencia instalada en el mundo. En la figura 1.7 se observa como la cuota de esta energía producida en el mar no ha dejado de crecer desde 2001 hasta alcanzar un 8% sobre el total en 2017 y 2018.

Además, en esta misma figura se observa como las decisiones políticas derivadas de la reciente crisis económica han motivado la recesión del sector entre los años 2010 y 2013, para posteriormente en 2015 alcanzar el máximo de potencia eólica nueva instalada a nivel mundial: 63,8 GW, de los cuales 3,4 GW [aproximadamente un 5%] fueron instalaciones hechas en el mar.

Tras la corrección que ha sufrido la demanda del mercado desde el máximo en 2015, la proyección para los próximos años es la siguiente:

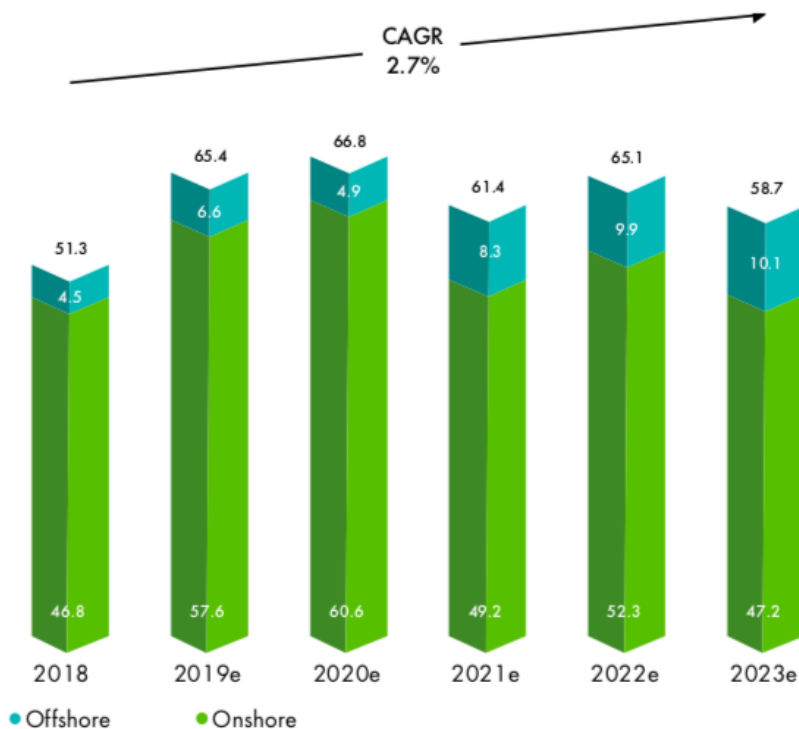


Figura 1.8: Estimación anual la potencia eólica instalada en el mundo entre 2018-2023. Datos en GW
Fuente: Consultar [5].

Lo que sitúa a la eólica marina en aproximadamente un 17% del total instalado en 2023.

En cuanto al reparto por países de los datos anteriores:

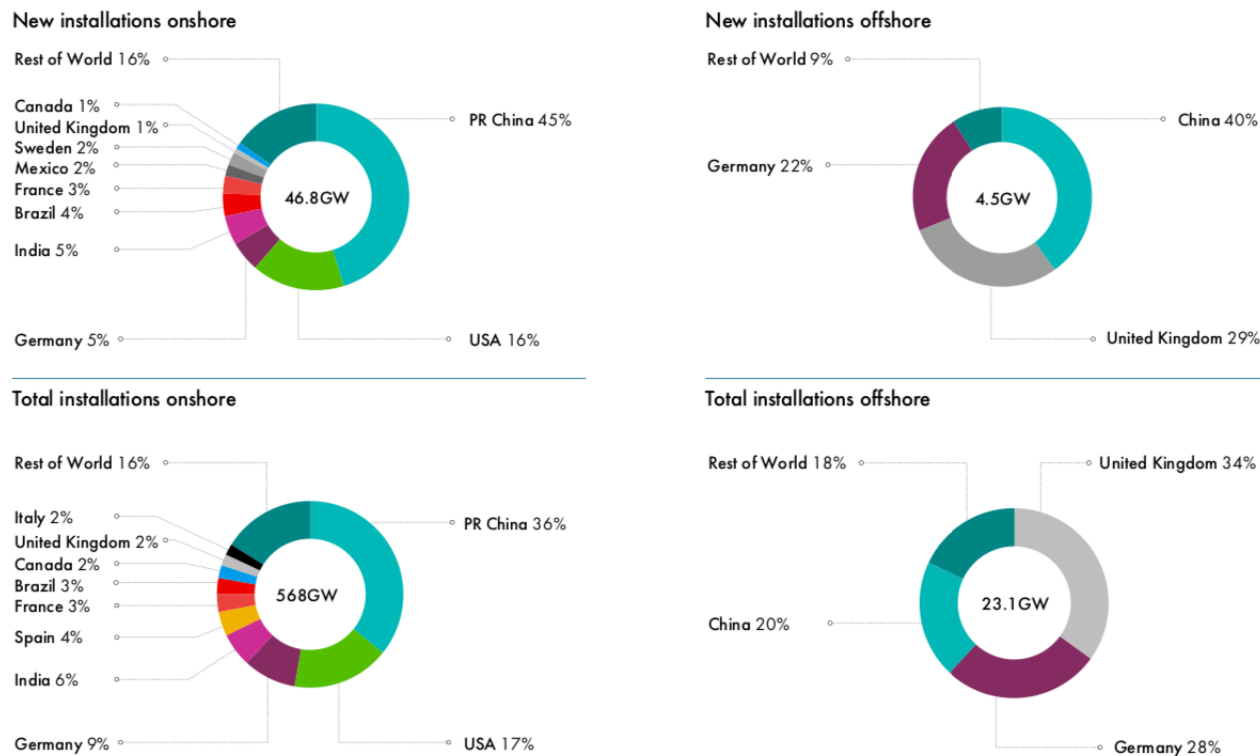


Figura 1.9: Reparto por países de la potencia nueva instalada en 2018 y acumulada ese año. Datos en GW.

Fuente: Consultar [5].

La figura 1.9 muestra como China, Estados Unidos, Alemania, la India y España son los mayores productores de eólica terrestre a nivel mundial. Destacando que China y Estados Unidos producen juntos más del 50% de dicha cantidad. Y en el caso de la eólica marina, el mercado se reparte entre Reino Unido, Alemania, y China principalmente; dejando a Estados Unidos, la India y España fuera del ranking.

China no ha dejado de apostar por este sector, y como resultado, en 2018 lidera el ranking de nuevas instalaciones eólicas terrestres y marinas con un 45% y 40% sobre el total anual respectivamente. En cuanto a España, ocupa el quinto lugar en potencia acumulada [un 4% del total], pero, no aparece en el gráfico de la eólica marina, ni entre los 10 países con más instalaciones nuevas en 2018. Esto se debe, por un lado, al gran impulso que sufrió el sector de la eólica terrestre en nuestro país entre los años 2004 y 2009, y por otro, al relieve oceánico de nuestras costas, a la cantidad de espacios naturales protegidos y a los puntos de gran interés para el transporte marino que alberga el país. Siendo la profundidad de las costas del país el gran inconveniente para impulsar el desarrollo de la eólica marina, a pesar de la abundancia del recurso eólico en la zona.

Las previsiones para los próximos años por regiones es la siguiente:

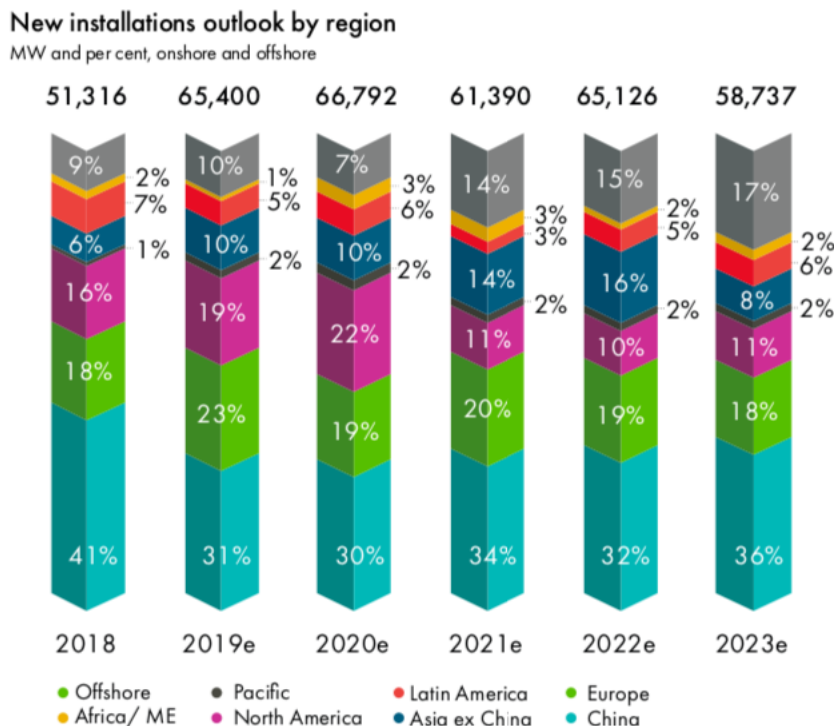


Figura 1.10: Previsión de potencia nueva instalada por regiones en el periodo 2018-2023. Fuente: Consultar [5].

Regional onshore wind and offshore wind outlook

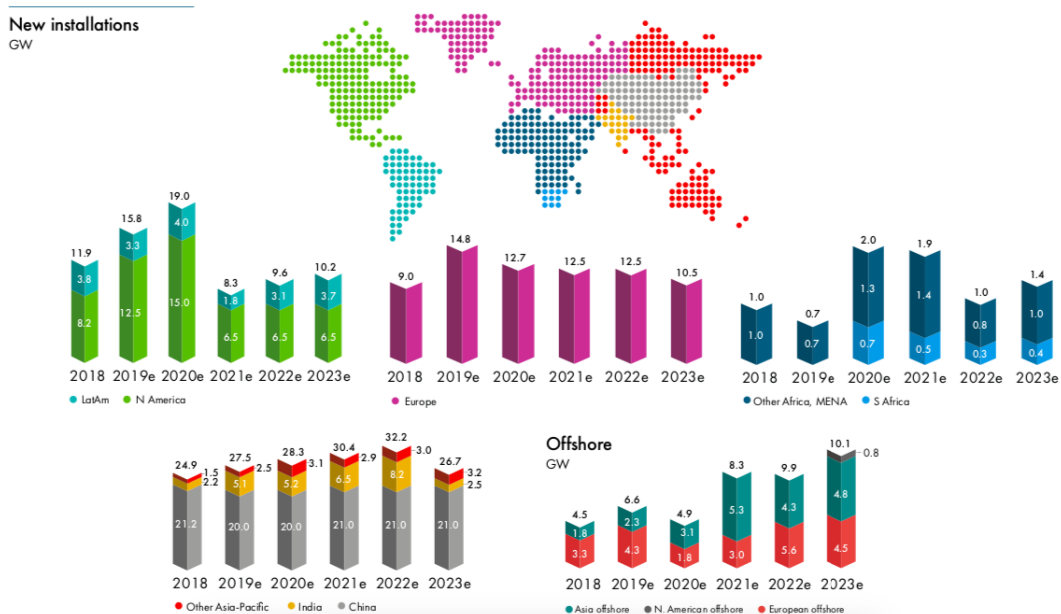


Figura 1.11: Mapa con la previsión de potencia nueva instalada por regiones en el periodo 2018-2023. Fuente: Consultar [5].

Las figuras 1.10 y 1.11 muestran por un lado, quienes se consolidan como líderes del sector según las previsiones, y por otro, que el mercado de la eólica marina se comienza a fortalecer globalmente

en los próximos 5 años. Su capacidad crece especialmente en Asia, y en America del Norte, dónde se esperan las primeras instalaciones en alta mar a gran escala hacia 2022 y 2023, año en el que se estima que la participación del recurso eólico marino alcance el 22 %.

1.5.2. Evolución de la energía eólica comercial en España

En nuestro país hay que remontarse a 1978, cuando el entonces conocido como Ministerio de Industria y Energía comienza a invertir en este sector a la vista de la abundancia de este recurso en algunos puntos del territorio nacional. Comenzando con la instalación de un aerogenerador diseñado para trabajar a 100kW en Tarifa [Cádiz], como prueba para testar la viabilidad de construir un parque que trabajara a una potencia del orden de los megavatios.

En 1990 ya se cuenta en el mapa con cuatro parques eólicos operativos formados por máquinas diseñadas para trabajar a una potencia superior a los 100kW de las primeras instalaciones. Y durante la siguiente década estos datos aumentan hasta situar a España en el cuarto puesto en el ranking de producción eólica en Europa [6].

En 2004 el país ocupa el segundo lugar en el ranking mundial de megavatios acumulados instalados de energía eólica. Además, esta fuente supera a la nuclear por primera vez [7].

Este crecimiento se mantiene durante constante durante los años siguiente hasta que en 2014 la potencia nueva instalada cae hasta un mínimo histórico:

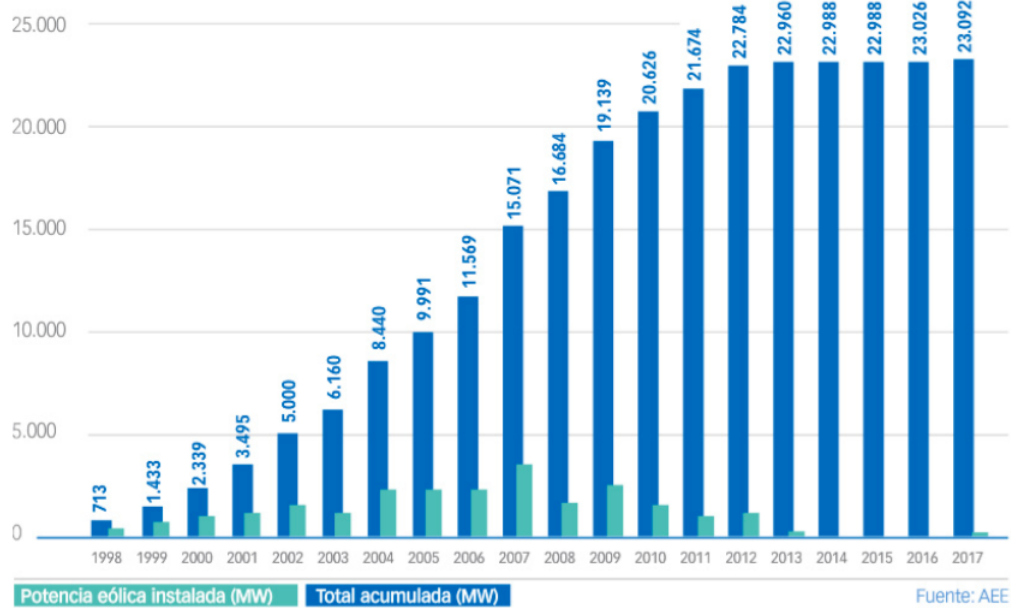


Figura 1.12: Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España entre los años 1998 y 2017.

Fuente: Consultar [8]

Es ampliamente conocido el papel que juegan los gobiernos en el desarrollo o recesión de cualquier aspecto relacionado con el sector energético: en el caso de España el gran crecimiento que sufrió el sector en sus inicios se debe en gran parte a regulaciones como la Ley 82/80 de Conservación de la Energía o la Ley 54/97 del Sector Eléctrico [9], y de otras políticas de inversión que posicionaron a nivel mundial la industria nacional de aerogeneradores con empresas como Gamesa o Ecotécnia. Y su mantenimiento en los años siguientes se ve apoyado por iniciativas como el Plan de Energías Renovables [PER] 05-10, que aprueba el gobierno en 2005 con el objetivo de alcanzar en el 2010 una cuota nacional del 12% de energías renovables sobre el consumo total. Por el contrario, la reforma energética del 2013, resultó ser nociva para las energía renovables en general y la eólica en particular.

1.6. La industria eólica marina.

1.6.1. Características principales

Como ya se ha indicado, las instalaciones eólicas marinas representan una pequeña fracción de los parques instalados en el mundo a día de hoy, aunque, es una de las áreas con mayor proyección de futuro en el sector. Puesto que pone sobre la mesa un gran reto tecnológico, el grado de crecimiento de esta fuente depende en gran medida de:

1. El desarrollo de un marco regulatorio favorable.
2. Mejoras en las infraestructuras eléctricas.

3. Impulso tecnológico de los procesos de montaje e instalación en estructuras marinas.
4. El desarrollo de las estructuras soporte marinas, que son el principal punto de complejidad y encarecimiento de esta tecnología, y la principal desventaja por tanto frente a la eólica terrestre.

Antes de pasar de nuevo a los números, para entender mejor su estado de madurez, se exponen las principales ventajas e inconvenientes frente a la eólica terrestre.

Las principales ventajas frente a la generación de energía eólica en tierra son:

1. Los perfiles de viento en el mar son más estables y las corrientes aptas para la producción eólica más frecuentes que en tierra firme. Además, la velocidad del viento aumenta a medida que aumenta la distancia a la costa.
2. Al estar expuesto a una corriente menos turbulenta, se disminuye la fatiga a la que está expuesto el aerogenerador y se aumenta su vida útil.
3. La altura de la torre solo está limitada por el tamaño de las palas y la altura del oleaje previsto porque la rugosidad superficial en el mar es menor que en tierra firme y, por lo general, no existen obstáculos que frenen la velocidad del viento a baja altura; como ocurre en con los accidentes geográficos o construcciones civiles.
4. Las licitaciones de espacio en el mar son más amplias que las que se conceden en tierra, por lo que se pueden proyectar parques eólicos muchos más grandes.
5. Por lo expuesto anteriormente, se puede aumentar la separación entre máquinas consiguiendo que las turbulencias generadas por una de ellas afecte lo menos posible a los aerogeneradores adyacentes.
6. Al situarse lejos de la costa las limitaciones que imponen las autoridades respecto a la emisión y propagación del ruido son menos estrictas.
7. Por este mismo motivo, se reduce el impacto visual sobre el paisaje adyacente a poblaciones y parajes naturales.

Las principales desventajas frente a la generación de energía eólica en tierra son:

1. Proyectar un parque eólico marino requiere evaluación del recurso eólico en alta mar, impacto ambiental en el fondo marino, etc. Lo que lo hace más complejo que uno en tierra.
2. La dificultad para acceder y trabajar de forma eficiente durante el montaje y mantenimiento hace que se tripliquen los costes de estos aspectos respecto a los alcanzados en los parques en tierra.

3. Los aerogeneradores instalados en el mar precisan de protección frente a la corrosión y especial aislamiento para evitar la entrada de aire y humedad desde el exterior. Por lo que requieren una inversión adicional en equipamiento: góndola y torre completamente herméticas, garantías especiales para equipos informáticos y transformadores, sistema especial de deshumidificación y superficies con acabo especial contra corrosión salina.
4. Se encarecen los costes de instalación y de la conexión a la red eléctrica: el primero debido a las estructuras soporte son imprescindibles en el mar y se encarecen enormemente a medida que aumenta la profundidad del emplazamiento, y el segundo, debido a que no existen instalaciones eléctricas que conecten las áreas con mayores recursos eólicos en mitad del mar con los centros de consumo. El coste del rotor, la torre y la unidad de potencia suponen la mayor parte de la inversión en los proyectos de eólica terrestre, mientras que en el mar esta suma es equiparable al coste de la cimentación y soporte, más la conexión a la red y la evacuación de la energía. Esto se traduce en la necesidad de parques eólicos de mayor tamaño para rentabilizar la inversión.
5. La producción proveniente de parques eólicos marino de gran tamaño supone una alta concentración de potencia eléctrica, que requiere un estudio detallado sobre la repercusión en la red eléctrica local en tierra [que es dónde se consume casi toda la energía].

Todas las desventajas se traducen en un aumento del coste de la energía. Las inversiones iniciales necesarias son aproximadamente el doble que las de las instalaciones terrestres.

En el caso de España, a pesar de abundar el recurso eólico marino, el principal problema es que la mayoría de emplazamientos viables superan la profundidad máxima para la que la tecnología actual ofrece una solución rentable. Por lo que se incurrirían en costes mucho mayores debidos a la profundidad y la gran distancia de la costa.

Resumiendo, es el emplazamiento la principal barrera a nivel global para la expansión de este sector.

1.6.2. Evolución a nivel europeo

El primer aerogenerador marino se instaló en Suecia en 1990, y fue el precursor de reducidas instalaciones de aerogeneradores diseñados para producir unos 500 kW a unos 4 km de la costa donde la orografía del fondo marino ofrecía solamente 6 metros de profundidad, que demostraron la rentabilidad y fiabilidad de este tipo de instalaciones.

En 1991 se instala en Dinamarca el primer parque marino [Vindeby] situado a unos 2 km de la costa de la isla de Lolland en el mar Báltico, formado por 11 aerogeneradores con una potencia nominal de 450 kW[10].

Durante el 2013 se contaba en Europa con 69 parques eólicos activos y la potencia instalada ese año fue aproximadamente unos 1500 MW, con lo que se sumaban un total de aproximadamente 6500 MW instalados en Europa. Generados gracias a los 2080 aerogeneradores conectado a la red, de los cuales la mayoría estaban colocados sobre estructuras monopilotes [75 %], y el resto sobre cimentación tipo zapata[12 %], estructuras tipo jacket [5 %] y tipo trípode [2 %]¹.

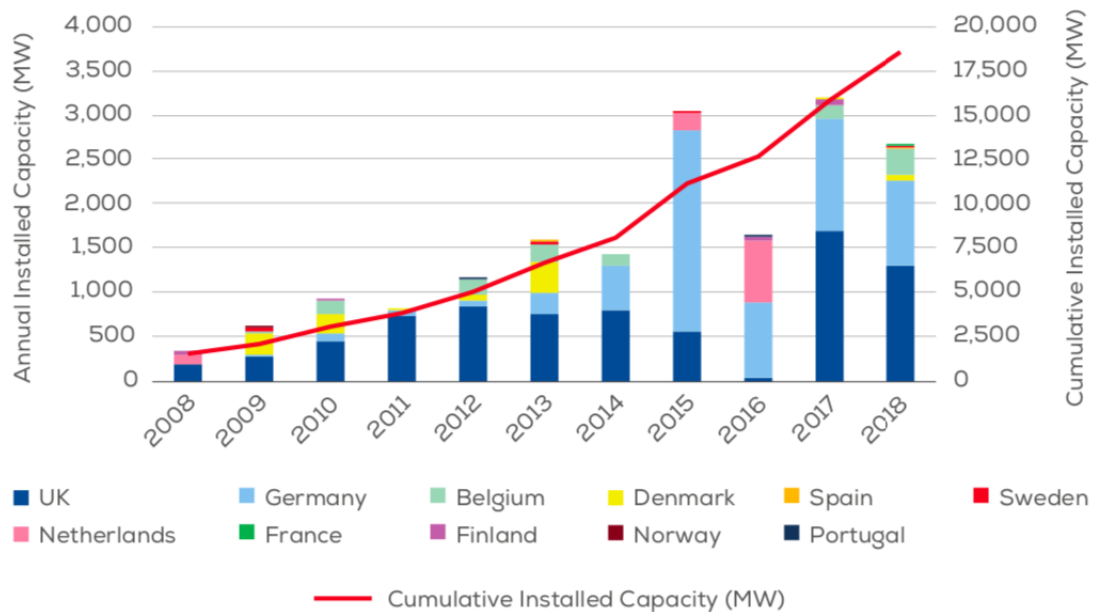


Figura 1.13: Evolución de la potencia instalada y acumulada por países en Europa entre el 2008 y 2018.

Fuente: Consultar [11]

En 2015 se desencadena un gran incremento de potencia nueva instalada frente a años anteriores gracias al aporte de Alemania principalmente, seguido por Reino Unido y Países Bajos.

En el 2018 se instalaron 2,6 GW acumulando un total de 18,5 GW en toda Europa, repartido por países de la siguiente forma:

¹Los diferentes tipos de soporte se describen en el apartado 2.3.

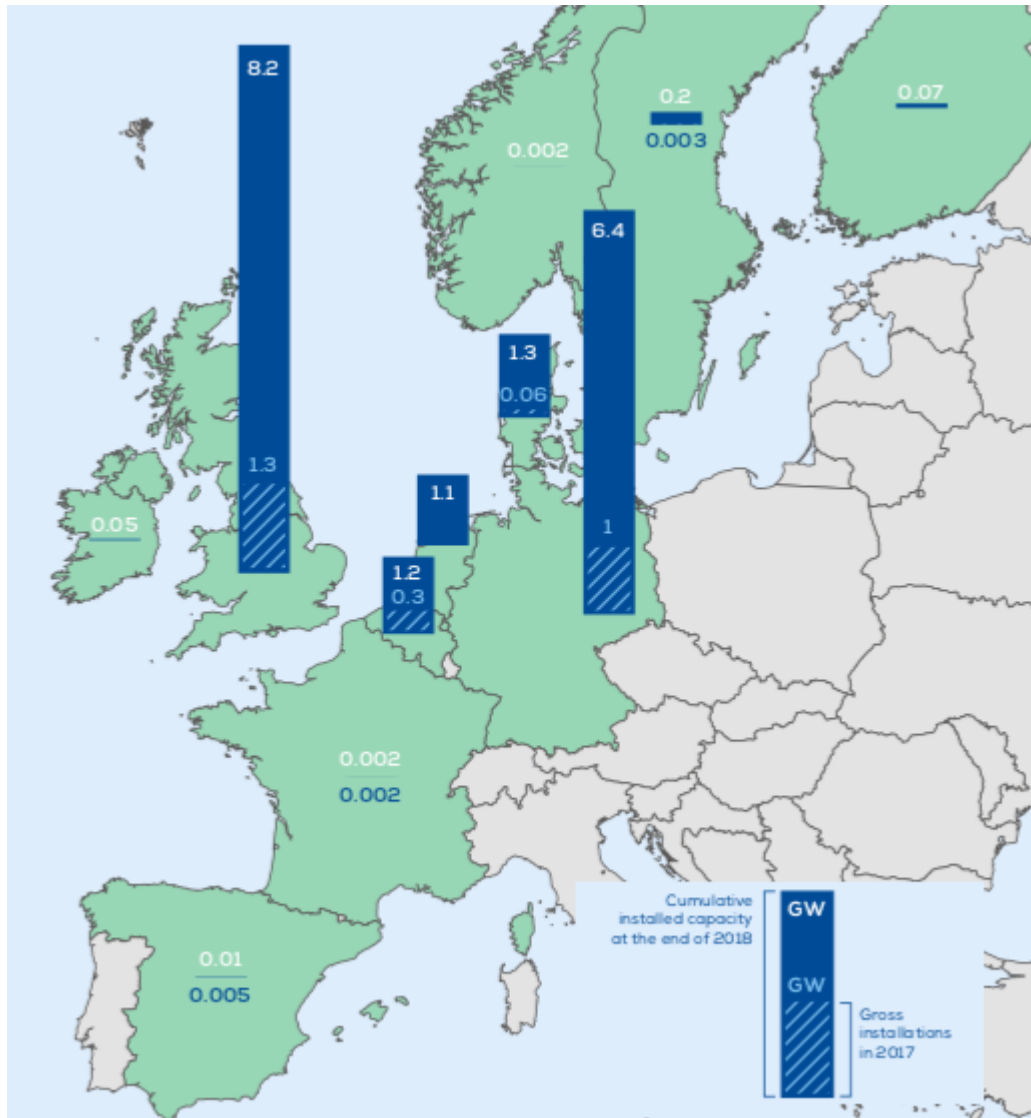


Figura 1.14: Incremento de la potencia acumulada por países en 2018 frente al año anterior. Datos en GW.

Fuente: Consultar [11]

En la figura 1.14 se ve que Reino Unido posee la mayor cantidad de GW offshore en Europa, seguido por Alemania y Dinamarca. Gracias a la inversiones de estos países en proyectos que suman un total de:

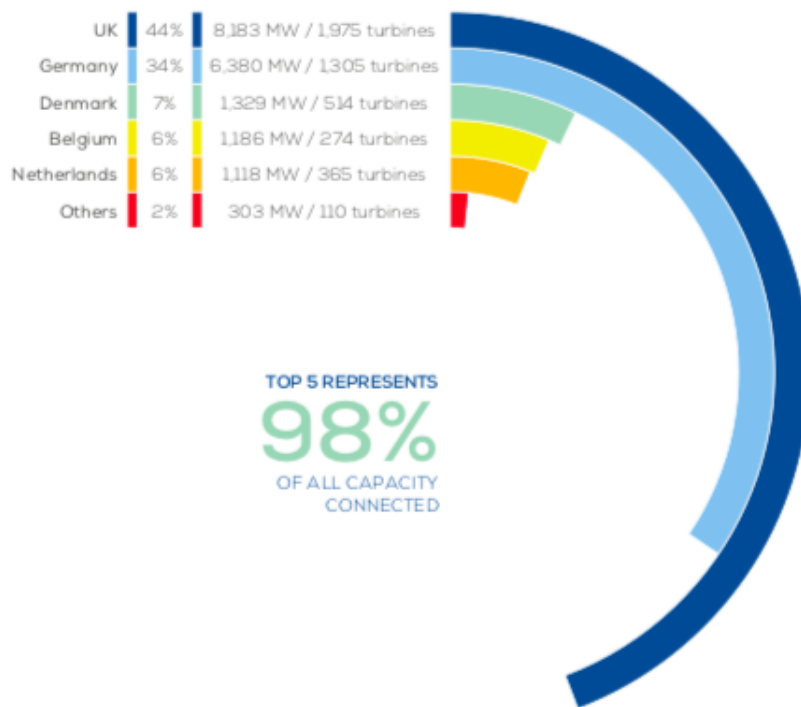


Figura 1.15: Potencia acumulada y número de aerogeneradores por países de Europa en 2018.
Fuente: Consultar [11]

Otro dato interesante es observar la profundidad y distancia a la costa a la que se sitúan todos estos proyectos:

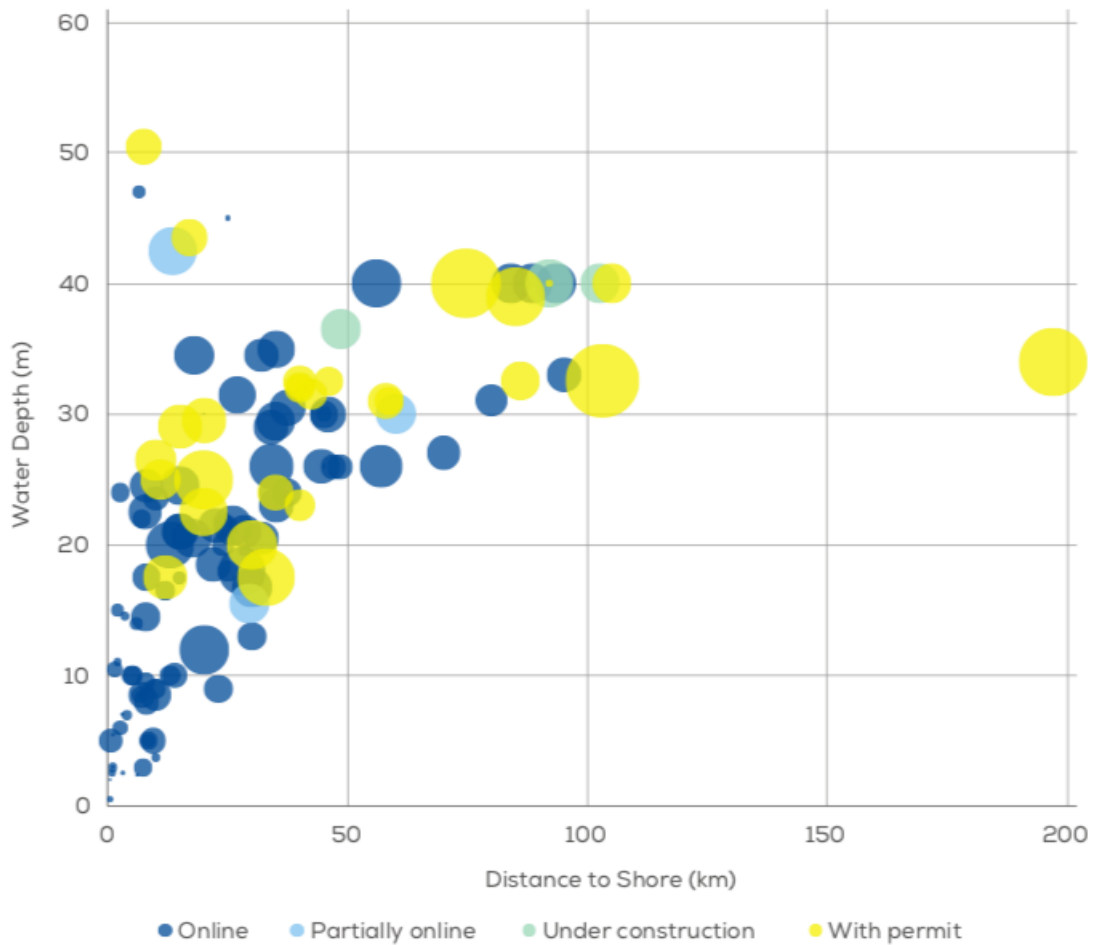


Figura 1.16: Profundidad y distancia de la costa de parques eólicos ya conectados a la red, en proceso de construcción y aún en la fase de licitaciones.

Fuente: Consultar [11]

En la figura 1.16 cada burbuja representa un parque y su radio la capacidad el mismo.

Aunque desde los inicios hasta hoy se han ido instalando parques en aguas cada vez más profundas, se observa como la gran cantidad de parques que surten la red eléctrica se encuentran en profundidades de entre 20 y 30 metros en distancias muy cercanas a la costa, y algunos proyectos futuros miran hacia profundidades de más de 40 y distancias a tierra firme mucho mayores.

El reparto por países de estas instalaciones es el siguiente:

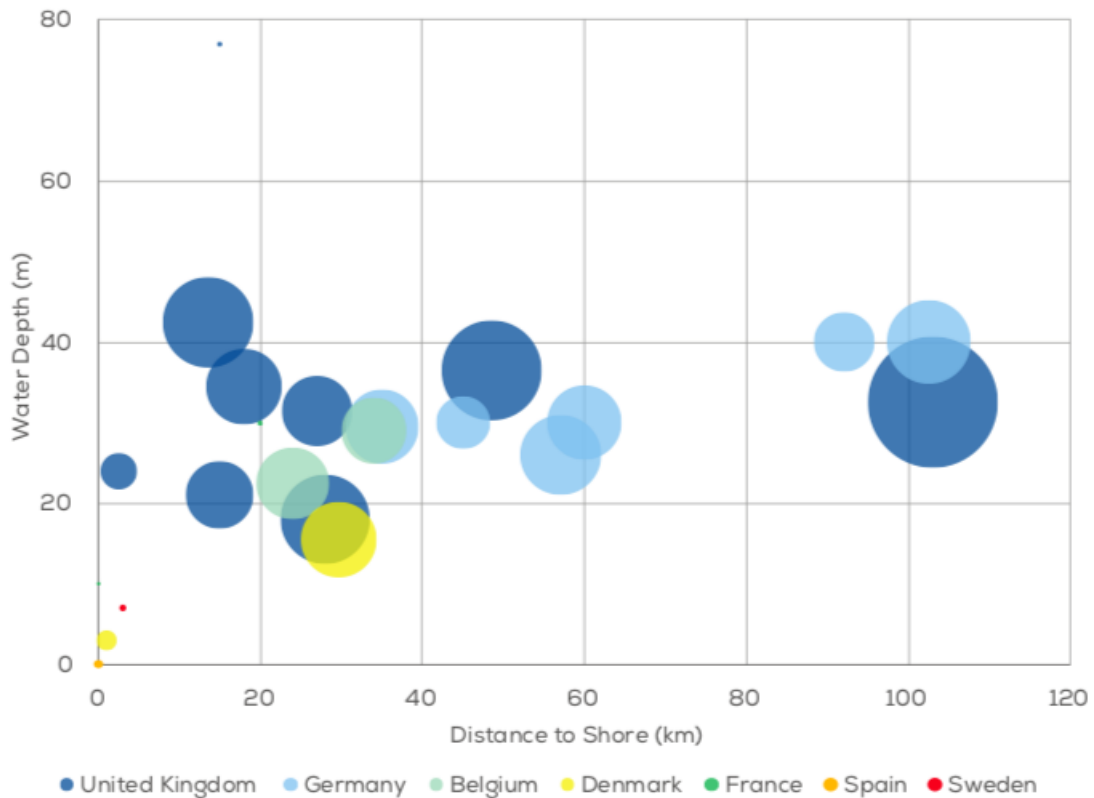


Figura 1.17: Profundidad y distancia de la costa de parques eólicos ya conectados a la red, en proceso de construcción y aún en la fase de licitaciones desglosado por países.

Fuente: Consultar [11]

Por último, al igual que en el resto del mundo, las previsiones para esta fuente de energía en Europa son esperanzadoras pues se espera llegar a los 22 GW instalados en el 2023. Crecimiento que solo es posible a través del desarrollo de diseños para aguas profundas.

1.6.3. Evolución de la energía eólica marina en España

El primer aerogenerador marino conectado a la red se instala en España en 2013, en el puerto de Arinaga [Gran Canaria]. Se trata de un diseño desarrollado por Gamesa, con 128 metros de diámetro y 154 de altura, que hasta la fecha ha entregado a la red eléctrica más de 1,3 GWh. Para este proyecto todas las piezas fueron producidas en el territorio nacional aunque en el diseño participaron varios países, lo cual demuestra la apuesta de la industria española por este sector y la capacidad de exportar esta tecnología al resto del mundo.

En 2018 se instala el segundo aerogenerador en las costas de Gran Canaria duplicando la capacidad que había hasta el momento. Puesto que el primero se encuentra sobre la estructura portuaria ligada a tierra firme, se trata del primero montado en el sur de Europa sobre una estructura independiente fija al fondo marino.

Aunque actualmente no hay ningún parque eólico, existen varias propuestas para las aguas del territorio nacional:

- La empresa EHN [propiedad del grupo Acciona] ha presentado un proyecto para construir un parque de 273 aerogeneradores en la costa de Cádiz
- La empresa Capital Energy planeó realizar instalaciones en la costa de Cádiz y el delta del Ebro.
- Una filial de la empresa alemana Umweltkontor [que ha cedido los proyectos al grupo Elecnor] propuso cinco parques marinos en el sur de la península.

Sin embargo, todos estos proyectos se encuentran muchos obstáculos de tipo burocrático y técnico para su desarrollo. Además, la compleja orografía del fondo marino, las fuertes corrientes y las actividades turísticas y pesqueras dificultan las estimaciones acerca de la potencia eólica real disponible en la zona costera.

La antigua European Wind Energy Association, hoy conocida como Wind Europe [11] destaca en varios informes: “España y Francia disponen de aguas profundas con mucho potencial cerca de la costa tanto en el Mediterráneo como en el Atlántico”. Pero, como ha demostrado la historia, el desarrollo de esta tecnología precisa de un apoyo político y económico por parte Unión Europea y del Gobierno español [y para éste último, la eólica marina no parece ser su prioridad, al menos en el ciclo económico-político actual], además, en ese mismo documento se indica que es esa característica de los fondos mediterráneos lo que hace que no existan parques eólicos marinos en que los aerogeneradores marinos que se comercializan actualmente están limitados a una profundidad máxima de 50 metros.

Capítulo 2

Arquitectura, normas de diseño y análisis de mercado de aerogeneradores instalados en el mar

2.1. Introducción

En este capítulo se detallan los componentes que forman la configuración de aerogenerador comercial más popular en la actualidad [la de eje horizontal y rotor formado por tres palas], se analizan las peculiaridades tecnológicas de las máquinas diseñadas para operar en el mar [también llamados *aerogeneradores offshore*], se estudian las características principales de los aerogeneradores marinos más instalados en la actualidad, las cuales sirven de punto de partida del diseño que se va a realizar en los próximos capítulos y se repasa la normativa que regula el diseño de estas máquinas.

2.2. Principales componentes de un aerogenerador

En la figura 2.1 se representa el aerogenerador GAMESA G90, una máquina de 2 MW de potencia nominal dotada de un rotor de 90 metros de diámetro, que es diseñada y fabricada por SIEMENS Gamesa y que sirve como esquema general de los componentes principales y la posición que ocupan dentro de un aerogenerador de eje horizontal convencional.

2.2. PRINCIPALES COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

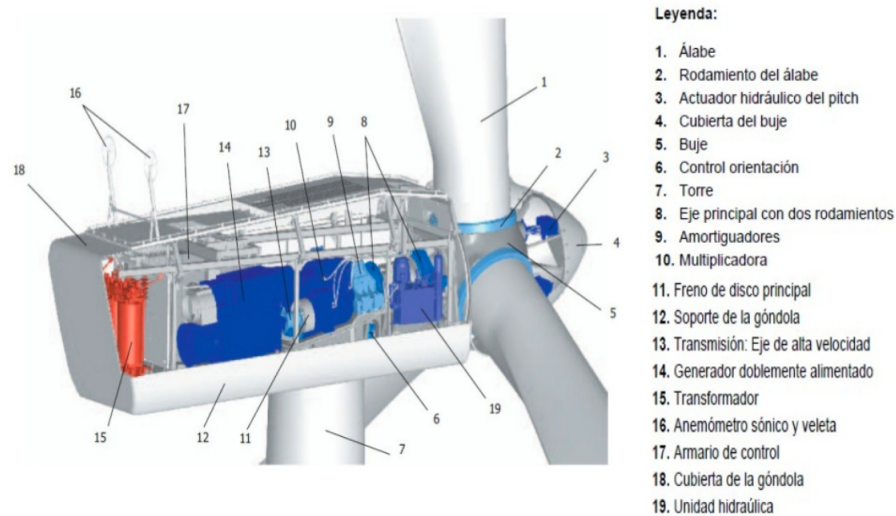


Figura 2.1: Esquema con los principales componentes de un aerogenerador de eje horizontal de tres palas fabricado por SIEMENS Gamesa.

Fuente: Consultar [3].

2.2.1. Arquitectura del rotor

Está formado por las palas y el buje, y es el conjunto más importante desde el punto de vista de las actuaciones de la máquina. Generalmente, se coloca a barlovento de la torre [ver 2.2.5] porque detrás de ésta queda una estela que altera bruscamente la velocidad de la corriente y que induciría cargas cíclicas sobre las palas.

La mayoría de los aerogeneradores comerciales que producen a un alta potencia montan tres palas en el buje, esta elección se justifica en la sección 4.5.

2.2.1.1. Buje

Elemento que une las palas y el eje de giro de baja velocidad. Desde el punto de vista estructural, este elemento soportará altas cargas.



Figura 2.2: Buje de aerogenerador con mecanismo para el control del ángulo de paso.
Fuente: Consultar [12].

Alberga en su interior el mecanismo que acciona el control del ángulo de paso de las palas [*pitch*], en aquellos aerogeneradores que permiten variar este parámetro durante la operación.

2.2.1.2. Pala

Transforman la corriente de aire de la atmósfera en fuerzas aerodinámicas que producen el giro del conjunto rotor. La velocidad de giro suele estar limitada por el ruido que se genera en la punta [extremo más alejado del eje de giro], aunque, esto podría no ser una limitación en el caso de los aerogeneradores marinos situados lejos de la costa.

Es un elemento que se fabrica habitualmente con materiales compuestos y que en las máquinas que generan gran potencia puede llegar a medir 80 metros de longitud.

2.2.2. Conjunto unidad de potencia

Habitualmente se conoce como unidad de potencia al eje de baja, al eje de alta, a la multiplicadora y el generador eléctrico. Todos elementos rotatorios.

2.2.2.1. Multiplicadora

Las limitaciones de ruido/estructurales se traducen en una limitación de la velocidad de giro del rotor, muy por debajo de la velocidad rotatoria del generador. Este elemento se hace indispensable debido a esa gran diferencia entre el rotor y el generador/alternador [pasa de 10-30 rpm a 1.000-1.500 rpm].

Existen aerogeneradores sin multiplicadora; que tienen algunas ventajas: tener menos partes móviles que se traduce en reducir el riesgo de fallo del sistema, menor coste y evitar posibles pérdidas

mecánicas en la multiplicadora; y otros inconvenientes: implica instalar un generador más complejo que se traduce en aumento de coste de adquisición, instalación y mantenimiento, y menor eficiencia en la conversión de energía.

2.2.2.2. Generador

Convierte la energía mecánica de rotación de un eje en energía eléctrica. Puesto que la velocidad de giro del rotor no es constante, los generadores empleados en energía eólica tienen la peculiaridad de producir energía en condiciones de rotación no homogéneas.

2.2.3. Sistema de orientación y toma de medidas, y góndola

El sistema de orientación [en muchos textos denominado *yaw*] está formado por un conjunto de engranajes que mediante motores modifica la posición del plano de giro de las palas en función de la dirección del viento, asegurando que se encuentra perpendicular a la corriente incidente en todo momento. Lo que implica girar sobre el eje de la torre el conjunto rotor y la góndola [que alberga en su interior la unidad de potencia y otros pequeños sistemas]. Los motores reciben un *input* que viene de sistema de control automático conectado a un sensor de dirección [veleta] e intensidad [anemómetro] del viento.

La góndola se encarga de albergar y proteger de la intemperie los sistemas principales del aerogenerador, y sobre ella en el exterior se sitúan los sensores de dirección y velocidad del viento. En ella debe haber espacio suficiente para permitir trabajar al personal de servicio, que accede a ésta desde la torre.

2.2.4. Sistema de control automático

Automatiza el procesamiento de la información que proporcionan los sensores montados sobre la góndola y ejecutan las leyes de control que orientan el rotor y modifican el ángulo de paso de las palas, de forma que se optimice la extracción de potencia del viento en cada condición de operación. Generalmente, toda la información sobre el estado del rotor se envía en remoto a un servidor central de la empresa propietaria o encargada de la operación o mantenimiento de la máquina.

2.2.5. Cimientos y torre del aerogenerador

Soporta a una altura sobre la superficie del terreno al conjunto del rotor y la góndola. La arquitectura y materiales empleados en su fabricación dependen directamente del tipo de aerogenerador, las empleadas habitualmente en la actualidad para aerogeneradores comerciales de gran potencia son las de acero tubular, las de hormigón y las híbridas de acero y hormigón.

La altura de la torre suele estar comprendida entre 0,75-1,5 veces el diámetro del rotor, pero, no depende solamente de esa característica, también depende de la potencia nominal [parámetro de diseño muy importante], las características del terreno circundante al lugar de instalación y del perfil de vientos del emplazamiento. En la sección 2.3 se analizan en detalle los diferentes cimientos y anclajes empleados en la instalación de aerogeneradores marinos.

2.3. Peculiaridades de los aerogeneradores marinos

La peculiaridad de los aerogeneradores marinos radica en la cimentación. A la hora de decidir el lugar de la instalación hay que tener en cuenta la profundidad en el punto de instalación, la dinámica de sedimentos del fondo marino en esa zona y los resultados de estudios batimétrico y geofísico, porque todos estos aspectos influyen en el tipo de cimentación necesaria. En esta sección se detallan los tipos de cimentación usados hasta la fecha en función de factor más determinante: la profundidad.

Para comprender la herencia de la tecnología actual hay que hacer referencia a los comienzos cuando se reutilizaban las plataformas instaladas por el sector petrolífero en aguas poco profundas, sobre las que se montaban las estructuras ampliamente usadas en los parques eólicos terrestres, pero, existía una limitación: la profundidad. Se vio entonces la necesidad de desarrollar nuevas tecnologías específicas para no limitar este sector a fondos poco profundos, y se diseñaron las subestructuras marinas como las celosías o los trípodes, y más tarde, las estructuras flotantes, que son las únicas configuraciones viables para grandes profundidades.

En la figura 2.3 se muestran conceptualmente los tipos de cimentación más usadas en función de la distancia del fondo marino a la superficie.

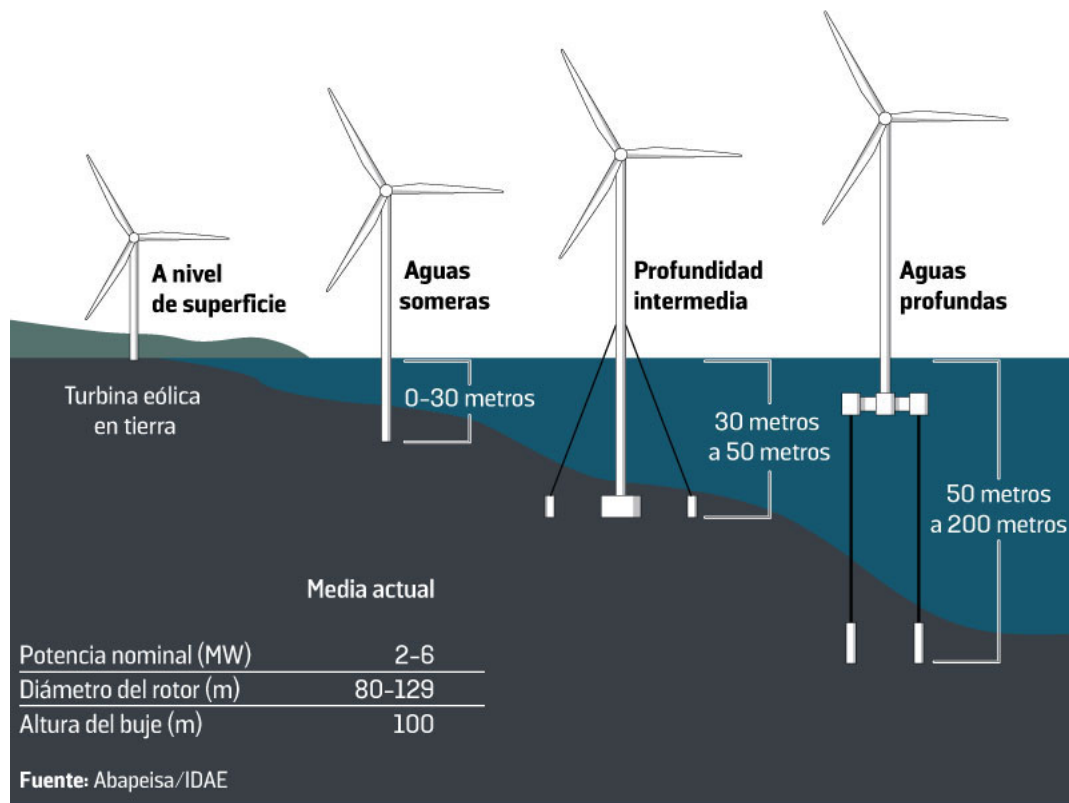


Figura 2.3: Esquema conceptual de la cimentación más usadas en aerogeneradores marinos.

A continuación, se describen cada uno de los soportes marinos usados en la actualidad:

- Estructuras tipo zapata basadas en la gravedad:** el aerogenerador se sostiene en vertical por efecto de la fuerza gravitatoria que alimenta el peso de la estructura y del lastre que sostiene la torre. Son las más similares a la cimentación empleada en instalaciones terrestres y no requieren perforación del suelo marino. Para emplearlas hay que asegurar que el lecho marino está preparado para soportarla y que el punto de instalación se encuentra sobre una plataforma continental. En cuanto a las medidas, el diámetro de la base va de 12 a 15 metros y su peso oscila entre 500 y 1.000 toneladas. Fabricada en hormigón. Para aguas poco profundas [hasta unos 10 metros].



Figura 2.4: Cimentación *tipo zapata* basadas en la gravedad.
Fuente: Consultar [13].

- **Estructura monopilote:** consiste en un alargamiento de la propia torre que penetra en el fondo marino unos 30 metros. Requiere un suelo marino perforable, firme y sólido. Son las estructuras de soporte más ligeras, aunque presentan dificultades al transportarlas por su gran longitud. Para instalaciones en aguas muy poco profundas [hasta unos 20 metros]. Una opción en el futuro sería aumentar diámetro de la estructura para poder instalarlas en aguas más profundas sin que pierda rigidez.



Figura 2.5: Cimentación tipo estructura monopilote.
Fuente: Consultar [13].

- **Estructura tipo trípode:** funcionamiento muy parecido a la estructura monopilote. La principal diferencia radica en que en este caso la turbina se apoya sobre tres pilotes, que aumentan la estabilidad y resistencia del soporte respecto al caso anterior. Requiere un lecho marino sólido que permita perforar y colocar los pilotes. Es válido para sustentar aerogeneradores de gran tamaño y su coste de construcción y instalación es elevado. Normalmente fabricada en acero. Para profundidades de entre entre 30 y 40 metros.



Figura 2.6: Cimentación tipo trípode.
Fuente: Consultar [13].

- **Cubo de succión:** su funcionamiento se basa en un sistema de succión a presión que mantienen la torre anclada al fondo y estable. No precisa perforación del lecho marino, aunque debido a la presión diferencial ejercida en la zona la superficie puede ceder haciendo que la cimentación penetre en el fondo. Se trata de una instalación sencilla y económica, solo válida para aguas poco profundas [hasta unos 20 metros].



Figura 2.7: Cimentación tipo cubo de succión.
Fuente: Consultar [13].

- **Estructura tipo celosía [*Jacket*]:** su funcionamiento es herencia de las usadas originalmente en la instalación de plataformas petrolíferas y de gas. Constituida por tres o cuatro columnas principales unidas entre sí por arriostramientos. Estos soportes se usan en profundidades de hasta 60 metros.



Figura 2.8: Cimentación tipo Jacket.
Fuente: Consultar [13].

- **Estructuras flotantes:** su principio de funcionamiento se basa en la flotación, es decir, el apoyo del aerogenerador sobre la superficie del mar en vez de sobre el fondo marino. La estabilidad se

consigue generalmente mediante líneas de anclaje al lecho marino. Permiten realizar instalaciones en emplazamientos con lechos marinos difíciles desde el punto de vista de la cimentación fija. Para instalaciones sobre emplazamientos de gran profundidad [a partir de 60 metros]. Actualmente se encuentran en fase de desarrollo y se pueden dividir en tres grandes grupos:

- Ballast Stabilized: proporciona estabilidad mediante pesos sobre el fondo marino.
- Mooring Line Stabilized: proporciona estabilidad mediante cables de tensión fijados al fondo marino.
- Bouyancy Stabilized: que alcanza la mayor parte de la estabilidad apoyándose en una superficie plana en el mar.

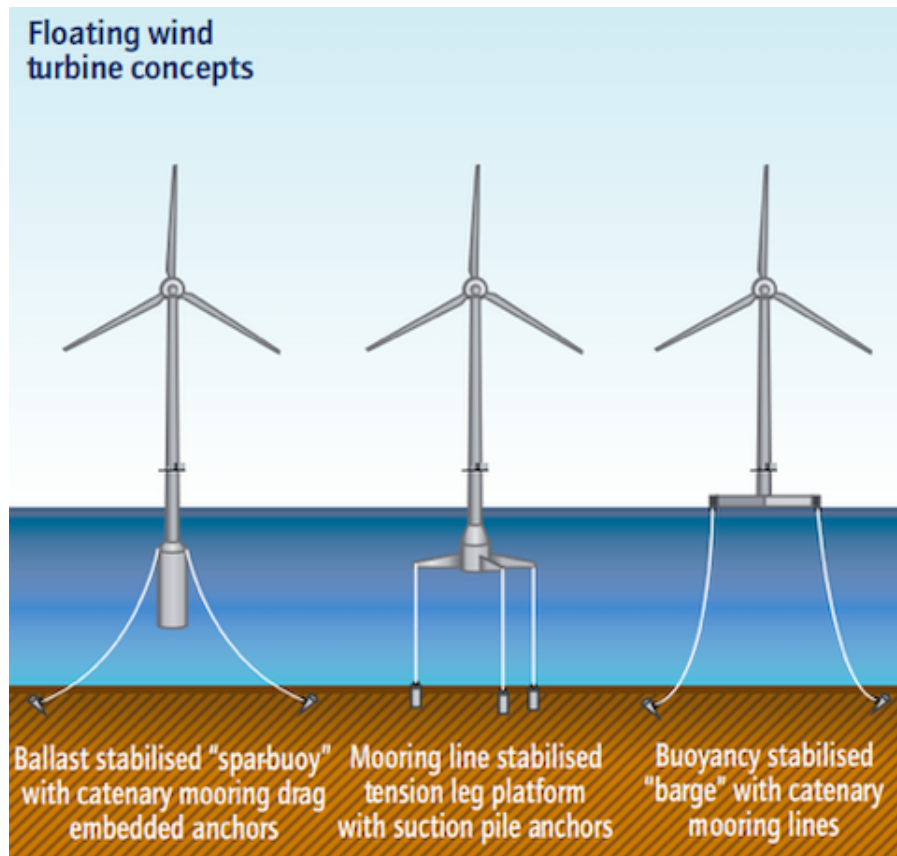


Figura 2.9: Tres tipos de estructuras flotantes.
Fuente: Consultar [13].

2.4. Análisis de mercado de la tecnología actual

Como punto de partida del diseño se hace un estudio de los aerogeneradores marinos que llevan más tiempo funcionando en el mercado eólico mundial, la mayoría diseñados y fabricados por conocidas empresas eólicas como Siemens Gamesa, Mitsubishi, etc. O filiales de éstas. En la tabla 2.1 se recogen los nombre comerciales de estas máquinas y algunas de sus características principales.

Nombre	G114	GW 109/2500	N90/2500 HS	B82/2300	MHI 2.4MW	SWT-2.3-82
Tipo de aerogenerador	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino
Fabricante	Gamesa	Goldwind	Nordex	Bonus	Mitsubishi	Siemens
Potencia nominal [MW]	2.5	2.5	2.5	2.3	2.4	2.3
Diámetro [m]	114	109	90	82	92	82.4
Superficie mojada [m ²]	10207	7854	6362	5281	6648	5300
Potencia específica [W/m ²]	245	318	393	436	361	434
Intervalo velocidad de giro [rpm]	7.7-14.6	6.5-14.5	9.6-16.8	6.8-18	9-16.9	7-18
Altura del buje [m]	68-125	100	70-120	80-100	80	90
Velocidad de arranque [m/s]	2.2	3	3	3	3	3
Velocidad de parada [m/s]	25	25	25	25	25	25
Velocidad nominal [m/s]	13	10.3	13	15	12.5	14
Tipo de multiplicadora	Planetaria	No usa	Planetaria-diferencial	Planetaria	-	Planetaria
Torre	Tubular	Tubular	-	Cónica tubular	-	Cilíndrica tubular

Tabla 2.1: Aerogeneradores que representan la tecnología más consolidada en el sector de la energía eólica marina.

Fuente: Consultar [3, 14, 15, 16, 17].

Cabe destacar el valor de **potencia nominal**, que en la mayoría de los aerogeneradores de este tipo **ronda los 2,5 MW**. Este parámetro indica la potencia desarrollada por el aerogenerador en el punto de máximo rendimiento, y guarda, obviamente, una estrecha relación con el **diámetro del rotor** y con los mapas de actuaciones de la máquina. Este valor es el **punto de partida del diseño que se va a realizar**.

Otros dos parámetros a destacar son la **velocidad de arranque y de parada** [también llamada *velocidad de corte*], la primera determina la velocidad del viento a la que el aerogenerador, una vez posicionado el rotor en la dirección de la corriente incidente, libera los frenos para que éste comience a girar por efecto únicamente del viento transmitiendo energía mecánica al eje de baja. La segunda representa la velocidad del viento a la que se activan los frenos del rotor iniciando un proceso de parada por seguridad, para conservar la integridad de la máquina. En casi todos los aerogeneradores estudiados **estos valores son 3 m/s y 25 m/s**.

Por último, resaltar los valores de **diámetro del rotor y altura del buje**, ambas variables están en torno a los **100 metros**. Desde un punto de vista simplista, esto representaría la inversión necesaria a realizar en material y complejidad de la instalación y mantenimiento para conseguir ese máximo rendimiento que dicta la potencia nominal.

2.5. Normativa de diseño y operación

Todos los diseños de aerogeneradores comerciales, y en concreto, el de los aerogeneradores marinos comerciales se regulan por dos documentos principalmente:

- IEC 61400-1 Ed.3: Wind turbines – Part 3: Design requirements for Offshore wind turbines.
- Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms- Working Stress Design, API [American Petroleum Institut].

La norma IEC 61400-1 Ed.3 es publicada por la International Electrotechnical Commission [organización con influencia a nivel mundial cuyo objetivo es la estandarización en materia de electrónica, electricidad y tecnologías relacionadas]. En la parte 3 de este documento se indican los requerimientos mínimos de diseño que aseguran la integridad ingenieril de los aerogeneradores marinos durante toda su vida útil. Abarca los siguientes aspectos:

- Principales elementos que lo constituyen.
- Condiciones externas durante la operación.
- Diseño estructural del aerogenerador.
- Sistema de control y protección.
- Sistemas mecánicos.
- Sistemas eléctricos.
- Diseño de la fundación.
- Evaluación de las condiciones externas en la ubicación de una turbina marina.
- Ensamblaje, instalación y levantamiento.
- Transporte.
- Operación y mantenimiento.

Es necesario resaltar ambas deben tratarse como recomendaciones al diseño, no como un manual de instrucciones de diseño. Dejan al fabricante o a la oficina de diseño que produzca saliéndose de las recomendaciones siempre y cuando demuestre unos niveles de seguridad mínimo para todo el conjunto.

2.5.1. Clasificación de los aerogeneradores según IEC 61400-1 Ed.3

El diseño detallado de únicamente la plataforma marina sería un proyecto que involucraría estudios geofísicos detallados del fondo marino y los ciclos de mareas, de una magnitud igual al diseño aerodinámico del rotor, estudio de las actuaciones, dimensionado de componentes y estimación del coste de obtención de la energía; que son los aspectos que cubre este documento. Por lo tanto, en esta sección y el capítulo 3 [dedicado al viento y a las condiciones meteorológicas durante la operación]

se hace una síntesis de los puntos más claves del documento IEC 61400-1 Ed.3; 88/228/FDIS, Final draft international standard.

En cada emplazamiento donde se plantee instalar un parque eólico habrá unas condiciones meteorológicas determinadas que hay que tener en cuenta a la hora de diseñar el aerogenerador. Por eso, se define una clasificación enfocada en modelizar diferentes emplazamientos con los valores de velocidad del viento y los parámetros de turbulencias, sin necesidad de ofrecer detalles de la ubicación en el propio diseño:

Clase	I	II	III	S
V_{ref} [m/s]	50	42,5	37,5	Values specified by the designer
A I_{ref} [-]	0,16			
B I_{ref} [-]	0,14			
C I_{ref} [-]	0,12			

Tabla 2.2: Clasificación de los aerogeneradores en clases. IEC 61400-1 Ed.3.

La tabla 2.2 muestra esta clasificación con los parámetros básicos especificados:

- V_{ref} , velocidad de referencia del viento a la altura del buje promediado en un periodo de 10 minutos.
- I_{ref} , intensidad de turbulencia a la altura del buje en un periodo de 10 minutos para una velocidad promedio del viento de 15 m/s.
- A es la categoría para características de turbulencia alta, B es la categoría para características de turbulencia media y C es la categoría para características de turbulencia baja.
- Los valores de diseño para uno de clase S son seleccionados por el cliente o fabricante y especificados en la documentación que se genera durante el proceso de diseño.

Es importante señalar que para **las clases de la I hasta la III** se asegura una vida útil del aerogenerador de al menos 20 años y que los valores que las definen **no cubren las condiciones en alta mar [eólica offshore] ni las condiciones de viento experimentadas en tormentas tropicales como huracanes, ciclones y tifones**. Por lo tanto, dichos casos **requieren un diseño de clase S de turbina eólica**.

Capítulo 3

Distribución de velocidades del viento y otras condiciones ambientales

3.1. Distribución de velocidades del viento

La producción de energía eléctrica de un aerogenerador durante un periodo de tiempo determinado está directamente influida por la velocidad del viento incidente en el rotor en ese mismo periodo de tiempo. La velocidad del viento en un emplazamiento determinado cambia continuamente a lo largo de un mismo día, por eso surge la necesidad de describir esta magnitud de forma estadística con un modelo que defina una función matemática continua que evite trabajar con medidas de valores discretos tomados en un periodo de tiempo. Hay varias funciones que han demostrado replicar la frecuencia con la que se tiene una velocidad del viento determinada en un emplazamiento determinado para un periodo de tiempo de un año natural, las más usadas son las distribuciones Weibull y Rayleigh.

La principal diferencia es que **la distribución de Weibull** depende de dos parámetros [c , conocido como parámetro de escala y k , conocido como parámetro de forma] y la distribución de Rayleigh de un solo parámetro. Lo que hace que la primera sea más versátil, y por tanto más usada, que la segunda [18]. Por este motivo se usa la primera de ellas **para el desarrollo de este estudio**:

$$F_W(V_{HUB}) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{V_{HUB}}{c} \right)^k \right] \quad (3.1)$$

La ecuación 3.1 representa la función de probabilidad acumulada de Weibull, es decir, la probabilidad de que la velocidad del viento a la altura del buje del rotor sea inferior o igual a V_{HUB} en un periodo de tiempo de un año, donde V_{HUB} , representa la velocidad de la corriente incidente sobre el buje. Y la media de esta variable se determina mediante a siguiente expresión:

$$\langle V_{HUB} \rangle = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)$$

Donde Γ representa la función estadística gamma evaluada para un número real.

3.2. Otras condiciones ambientales que considera la norma

Aunque no sea necesario tenerlas en cuenta en la etapa de diseño en la que se desarrolla este trabajo, resaltar solo a modo informativo que el documento IEC 61400-1 Ed.3 considera otras condiciones ambientales aparte del viento que podrían poner en peligro la integridad física del aerogenerador durante su operación. Éstas son: la temperatura, la humedad, la densidad del aire, la radiación solar, la lluvia, el granizo, la nieve, el hielo, algunas sustancias químicas activas, algunas partículas mecánicas activas, la salinidad, los rayos y los terremotos.

Entre las condiciones de operación que se consideran normales algunas de esas variables atmosféricas toman los siguientes valores[19]:

- Temperatura: entre -10°C y $+40^{\circ}\text{C}$.
- Humedad: hasta el 95 %.
- Densidad del aire: $(1,225 \text{ kg/m}^3)$.
- Intensidad de radiación solar: 1.000 W/m^2 .
- Contenido atmosférico equivalente al de una atmósfera interior no contaminada: consultar valores en [19].

Y entre algunos de los valores que se consideran extremos se tiene:

- Temperatura: desde -20°C hasta $+50^{\circ}\text{C}$.
- Rayos: se precisa protección específica según [19].
- Hielo: no se especifican requerimientos mínimos para las clases estándar de aerogeneradores.
- Terremotos: no se especifican requerimientos mínimos para las clases estándar de aerogeneradores.

Además, en el Anexo A de la norma se especifica la información que se debe aportar en la documentación de diseño cuando se presenta el proyecto de un aerogenerador de clase S. De forma resumida, una vez definidos los parámetros de la máquina: potencia nominal, rango de velocidades en las que opera el aerogenerador, altura del buje, vida útil del diseño, etc.; se especifican los valores relativos a:

- Intensidad de turbulencia en función de la velocidad del viento.
- Velocidad media anual del viento.
- Distribución de velocidad del viento.
- Condiciones extremas de viento a la altura del buje.

- Rango de temperaturas normales y extremas.
- Humedad relativa del aire.
- Salinidad.
- Densidad del aire.
- Radiación solar.
- Existencia o no de precipitaciones en forma de lluvia, granizo, hielo o nieve.
- Sustancias químicamente activas.
- Partículas mecánicamente activas.
- Modelo de terremotos.

3.3. Parámetros de Weibull del emplazamiento elegido

En la sección 3.1 se indica que el modelo matemático usado habitualmente en el sector eólico para predecir la velocidad del viento incidente en el rotor es la función de Weibull. A modo de ejemplo, en la figura 3.2 se ha representado la variación de la expresión 3.1 con el parámetro de forma k para un emplazamiento cuyo valor del parámetro de escala c es 10 m/s , usando par ello el software de cálculo *MATLAB R2016b*:

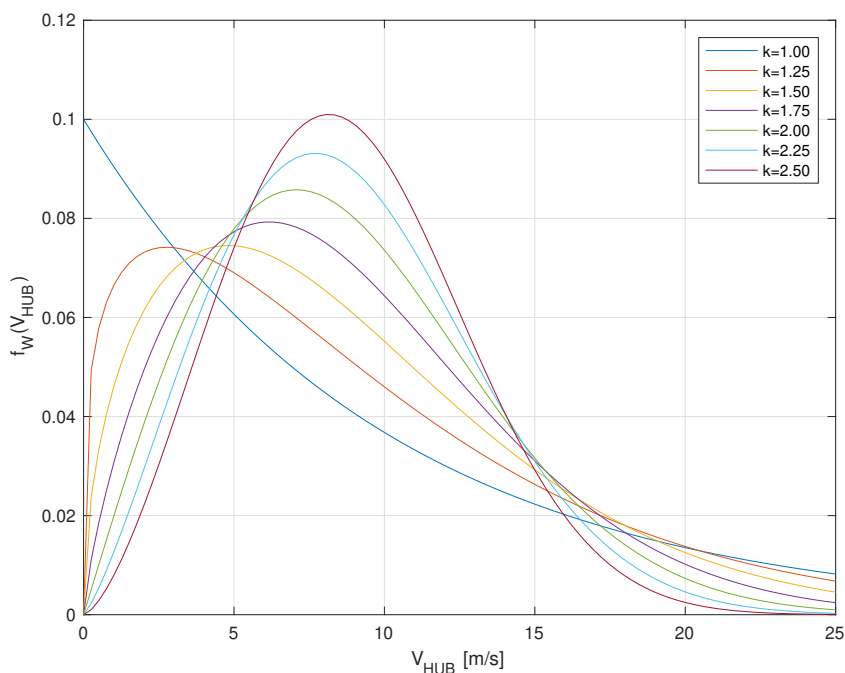


Figura 3.1: Variación de la función densidad de probabilidad de Weibull en función de k para el $c = 10$.

3.3. PARÁMETROS DE WEIBULL DEL EMPLAZAMIENTO ELEGIDO

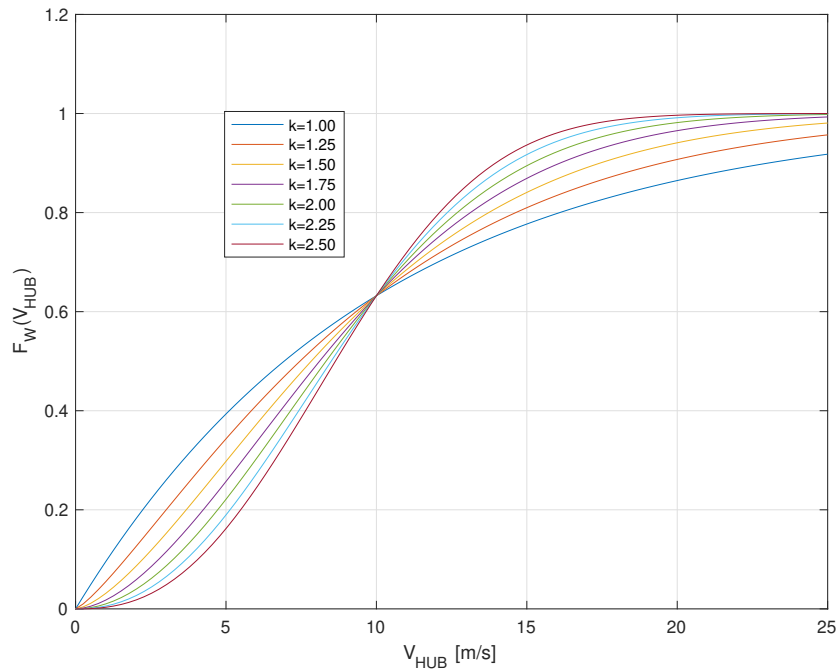


Figura 3.2: Variación de la probabilidad acumulada de Weibull en función de k para el $c = 10$.

Se observa como la función es creciente con la variable velocidad del viento y alcanza asintóticamente el valor de probabilidad acumulada 1 para velocidades del viento mayores a medida que k disminuye.

Y en la figura 3.4 se representa la variación de la expresión 3.1 con el parámetro de escala c para un emplazamiento cuyo valor del parámetro de forma k es 1.25:

3.3. PARÁMETROS DE WEIBULL DEL EMPLAZAMIENTO ELEGIDO

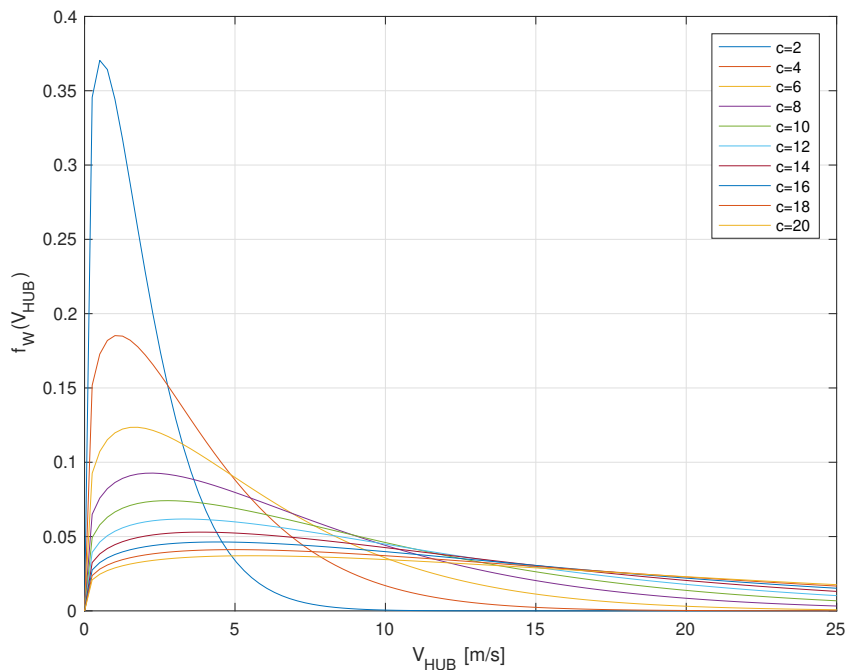


Figura 3.3: Variación de la función densidad de probabilidad de Weibull en función de c para el $k = 1,25$.

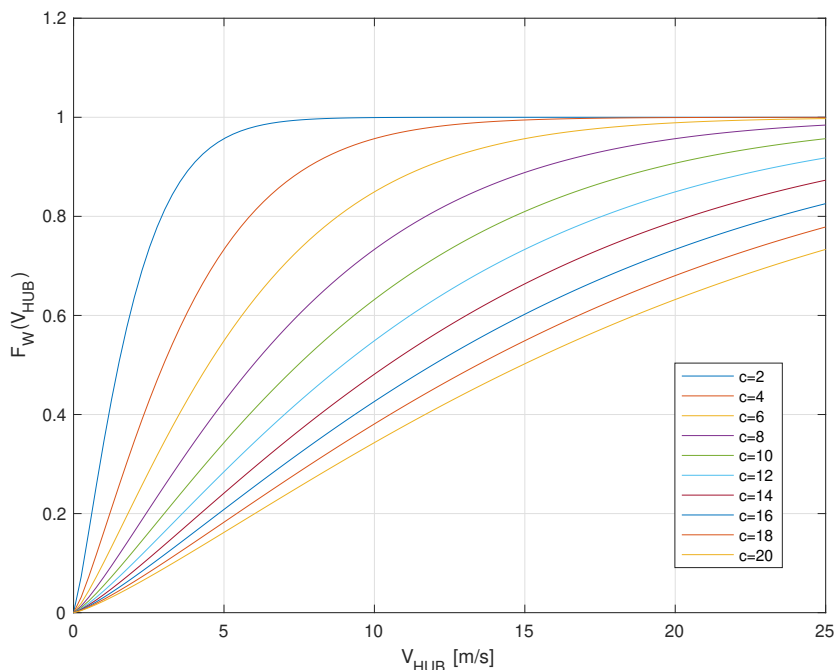


Figura 3.4: Variación de la probabilidad acumulada de Weibull en función de c para el $k = 1,25$.

Se observa como la tendencia de la función es alcanzar asintóticamente el valor de probabilidad 1 para valores de la velocidad del viento mayores a medida que c aumenta.

3.3. PARÁMETROS DE WEIBULL DEL EMPLAZAMIENTO ELEGIDO

Para definir la función de Weibull que reproduce el viento de un emplazamiento concreto, es necesario disponer de medidas de la velocidad del viento tomadas, por ejemplo, cada hora a lo largo de un año. Estas medidas se ordenan para contar en cuántas observaciones la velocidad del viento ha estado entre 0 y 1 m/s , entre 1 y 2 m/s , etc. Para así obtener la frecuencia y la frecuencia acumulada en la que aparece cada 'intervalo', y poder dibujar el histograma de frecuencias o el de frecuencias acumuladas. Para posteriormente hacer un ajuste no lineal [porque demuestra ser más preciso que los ajustes lineales para este tipo de variables atmosféricas] de forma sencilla haciendo uso, por ejemplo, de la función *nlinfit* predefinida en *MATLAB*. Obteniéndose así los valores de c y k que definen la función.

Debido a los medios de los que dispone este trabajo, la dificultad reside en la obtención de datos fiables reales de velocidad del viento que cumplan con los requisitos planteados para un emplazamiento marino determinado que sea candidato a alojar una instalación eólica. No obstante, esto no supone un punto de bloqueo para diseñar el rotor y optimizarlo aerodinámicamente, dimensionar el radio, obtener los mapas de actuaciones y estimar el coste de obtención de la energía y la masa de los diferentes componentes, porque para eso **es suficiente con definir un emplazamiento simbólico** descrito por los valores de c y k de la distribución de Weibull que arrojen **valores del viento comunes a una altura de unos 100 metros** sobre la superficie del mar en parques eólicos marinos. Como por ejemplo: $c = 10$ y $k = 1,25$, que **estadísticamente supone un valor medio de la variable de estudio de 9,31 m/s** .

A modo ilustrativo, en la figura 3.5 se muestra el mapa con la estimación media anual en el 2019 del recurso eólico a una altura de 100 metros sobre el nivel del mar [altura aproximada del buje del aerogenerador que se va a diseñar según la tecnología actual, ver tabla 2.1] en todo el territorio español. Es decir, el emplazamiento simbólico de este estudio en términos atmosféricos se podría situar sobre las zonas rojizas del mapa:

3.3. PARÁMETROS DE WEIBULL DEL EMPLAZAMIENTO ELEGIDO

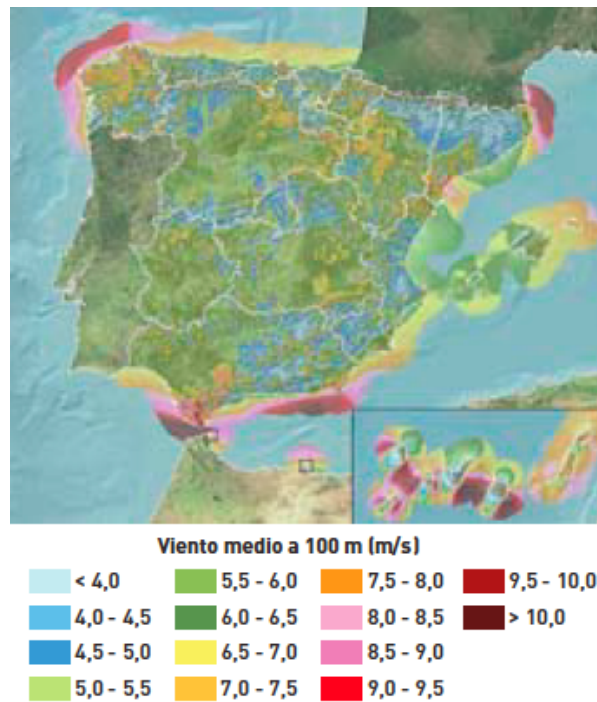


Figura 3.5: Media anual de la velocidad del viento a una altura de 100 m sobre el nivel del mar en España.

Fuente: Consultar [20]

Por último, añadir que antes de obtener valores del coste de obtención de la energía es necesario congelar un diseño aerodinámico del rotor que monta el aerogenerador y dar valor a algunas dimensiones como son el radio de las palas. Y una vez hecho esto, en la sección 5.3 se estudiará la influencia que tiene el emplazamiento elegido sobre el precio de producir energía.

Capítulo 4

Modelo aerodinámico empleado para el estudio de las actuaciones del rotor

4.1. Introducción

La función del rotor es extraer la energía cinética del viento que posteriormente será transformada en energía eléctrica. Esta extracción de energía guarda relación con varios parámetros que se desarrollan en este capítulo, entre ellos, el coeficiente de potencia del rotor.

Se van a mostrar los valores de esos parámetros que hacen que la extracción de energía sea la máxima posible. Para eso, previamente hay que aplicar un modelo que describa la aerodinámica, realizar una selección de los perfiles que forman las palas y fijar el número de palas que formarán el rotor.

Se van a presentar los modelos aerodinámicos usados para describir el comportamiento del aire a su paso por el rotor, que van a permitir elegir los parámetros de diseño más apropiados para que la extracción de energía sea la máxima posible, es decir, que el coeficiente de potencia sea máximo.

4.2. Modelo aerodinámico. Teoría de Cantidad de Movimiento y Teoría del Elemento de Pala

Como indica el título de esta sección, el modelo aerodinámico empleado en este estudio es una combinación de la Teoría de Cantidad de Movimiento (TCM) y la Teoría del Elemento de Pala (TEP) corregidas por una función de pérdida de circulación en raíz y punta de pala y una modificación de las relaciones TCM para estela turbulenta.

Hipótesis que se consideran:

- Flujo estacionario.
- El rotor se modela como un disco poroso, en ocasiones denominado disco actuador.
- Viento uniforme aguas arriba con velocidad U_∞ y densidad ρ .
- Simetría azimutal.
- Volumen de control diferencial asociado al flujo.
- En el plano del rotor, dicho volumen de control tiene espesor dr y se sitúa a una distancia r del buje.

Para resolver el problema es necesario hallar las siguientes distribuciones: $a(x)$, $a'(x)$, $f(x)$, $\phi(x)$, $\alpha(x)$, $c_l(x)$, $c_d(x)$, $c_m(x)$, $\frac{dC_T}{dx}(x)$, $\frac{dC_{FT}}{dx}(x)$, $\frac{dC_Q}{dx}(x)$ y $\frac{dC_P}{dx}(x)$, todas ellas función de la coordenada radial adimensional $x = r/R$.

4.2.1. Teoría de Cantidad de Movimiento (TCM). Aplicación lineal y tangencial

4.2.1.1. Teoría de Cantidad de Movimiento. Aplicación lineal y desarrollo del límite de Betz

La TCM lineal se basa en aplicar las ecuaciones de la mecánica de fluidos en forma integral a un volumen de control fijo respecto del rotor.

Debido a la presencia del aerogenerador, el flujo en la dirección del eje del rotor sufre una deceleración, de forma que la corriente que llega al rotor lo hace con una velocidad inferior a la que presenta aguas arriba. Esto queda representado en la figura 4.1 de forma esquemática. Como resultado, sobre las palas del rotor actúan unas fuerzas aerodinámicas que tienden a flexarlas en la dirección del viento incidente.

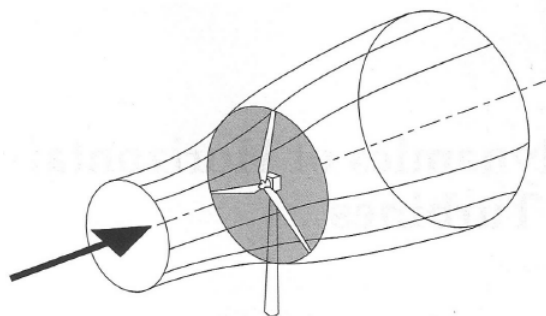


Figura 4.1: Esquema del tubo de corriente en el rotor de 3 palas de un aerogenerador genérico. Fuente: Consultar [21].

La figura 4.2 representa el tubo de corriente usado para este estudio. Contiene el disco actuador (plano del rotor) y está acotado por dos secciones: una aguas arriba del rotor, con velocidad uniforme U_∞ , y una aguas abajo donde se recupera la presión de la corriente aguas arriba sin perturbar, p_∞ .

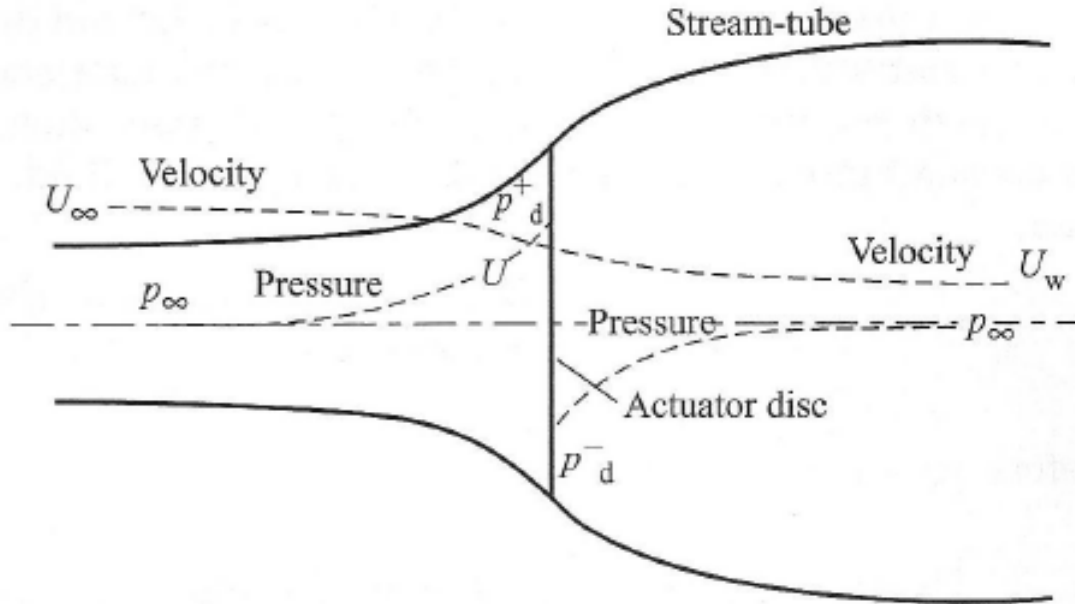


Figura 4.2: Evolución de la presión y velocidad de la corriente de aire en el interior del tubo de corriente.

Fuente: Consultar [22].

Aplicando la ley de conservación de la masa al volumen de control se obtiene la siguiente relación entre velocidades y áreas:

$$\rho A_\infty U_\infty = \rho A U = \rho A_w U_w \quad (4.1)$$

siendo ρ la densidad del aire, U_∞ y A_∞ la velocidad del aire y el área de la sección aguas arriba respectivamente. U y A la velocidad del aire y el área de la sección donde se encuentra el rotor (modelado como un disco actuador), y U_w y A_w la velocidad del aire y el área de la sección aguas abajo.

La velocidad en el plano del rotor, U , se puede expresar en función de U_∞ :

$$U = U_\infty(1 - a) \quad (4.2)$$

Donde a es el factor (adimensional) de velocidad inducida axial: el grado en el cual la velocidad del viento aguas abajo del rotor es más lento debido a la turbina.

Proyectando la ecuación de cantidad de movimiento en el eje del rotor, se obtiene la expresión que describe la fuerza que éste ejerce sobre el fluido. A esta fuerza se le denomina tracción, T :

$$T = \rho AU(U_\infty - U_W) \quad (4.3)$$

La expresión 4.3 se puede expresar en función del salto de presiones que se produce en el plano del rotor:

$$T = A(p_D^+ - p_D^-) \quad (4.4)$$

Llegados a este punto, se desconoce dicho salto de presiones. Por lo que es necesario aplicar la ecuación de Bernoulli entre las secciones situadas aguas arriba del rotor y la inmediatamente anterior al plano del rotor:

$$p_\infty + \frac{1}{2}\rho U_\infty^2 = p_D^+ + \frac{1}{2}\rho U^2 = p_D^+ + \frac{1}{2}\rho U_\infty^2(1-a)^2 \quad (4.5)$$

y entre la inmediatamente posterior al plano del rotor y la sección situada aguas abajo:

$$p_\infty + \frac{1}{2}\rho U_W^2 = p_D^- + \frac{1}{2}\rho U^2 = p_D^- + \frac{1}{2}\rho U_\infty^2(1-a)^2 \quad (4.6)$$

Restando las expresiones 4.5 y 4.6 se obtiene la relación entre ambas presiones buscada:

$$p_D^+ - p_D^- = \frac{1}{2}\rho(U_\infty^2 - U_W^2) \quad (4.7)$$

Igualando las expresiones 4.3 y 4.4, e incluyendo la relación 4.7, se obtiene uno de los principales resultados de la TCM lineal:

$$U_W = U_\infty(1 - 2a) \quad (4.8)$$

La deceleración en la estela es el doble que en el plano del rotor.

Al introducir en 4.3 el valor de U_W que se acaba de obtener, se deduce la relación entre la tracción, el factor de velocidad inducida y la velocidad de la corriente aguas arriba:

$$T = \rho AU_\infty(1-a)[U_\infty - U_\infty(1-2a)] = 2\rho AU_\infty^2 a(1-a) \quad (4.9)$$

Y por tanto, usando la ecuación de la energía se puede obtener la expresión para la potencia extraída por el rotor, P :

$$P = TU = 2\rho AU_\infty^3 a(1-a)^2 \quad (4.10)$$

Obtenida la potencia extraída por el rotor, P , y la fuerza de tracción, T , se tienen ambos coeficientes adimensionales usando $\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U_\infty^2$ para la fuerza y $\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U_\infty^3$ para la potencia¹:

¹El desarrollo se puede consultar con más detalle en [22].

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U_\infty^2} = 4a(1-a) \quad (4.11)$$

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U_\infty^3} = 4a(1-a)^2 \quad (4.12)$$

Dado que el coeficiente de potencia así expresado depende de un única variable, es inmediato ver que existirá un límite teórico (no olvidar las hipótesis de partida) para la cantidad de potencia que estos sistemas eólicos pueden extraer del viento. Este límite es conocido como límite de Betz (1927).

En la gráfica 4.3 se representan ambos coeficientes en función de a y el límite nombrado, que se calcula a continuación:

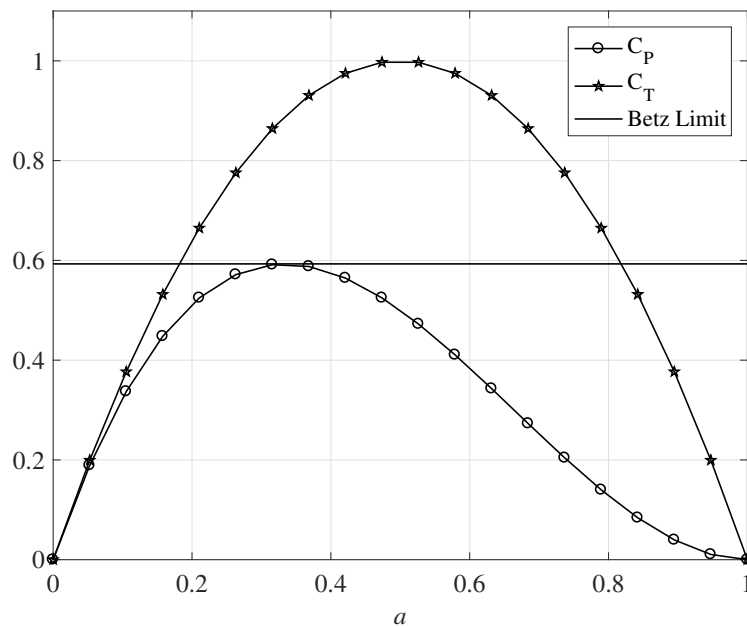


Figura 4.3: Coeficiente de potencia, coeficiente de tracción y límite de Betz en función del factor de velocidad inducida axial.

El valor en el que se sitúa la línea horizontal se puede calcular fácilmente derivando 4.12 respecto de a , e igualando a cero:

$$\frac{dC_P}{da} = 4(1-a)(1-3a) = 0 \quad (4.13)$$

El valor del factor de velocidad inducida axial que hace cumplir la igualdad es: $a = \frac{1}{3}$.

Y entrando en 4.12 con ese valor: $C_{P_{max}} = 16/27 \simeq 0,593$. Lo que quiere decir que tan solo el 59,3% de la potencia del viento es aprovechable en condiciones ideales.

Otro resultado interesante que se puede obtener de este desarrollo [ecuación 4.8] es que para valores del factor de velocidad inducida axial iguales o superiores a 0,5, la velocidad de la corriente en la estela tras la turbina se anula o se hace negativa, es decir, se produciría un retroceso del fluido. No

obstante, la práctica demuestra que para $a \geq a_T \approx 0,3262$ se entra en la región de estela turbulenta, en la que es necesario recurrir modelo de Lissaman [desarrollado en detalle en el capítulo 4.2.3.2] porque Teoría de Cantidad de Movimiento deja de ser válida en dicha región.

4.2.1.2. Teoría de Cantidad de Movimiento. Aplicación tangencial

Al igual que ocurre en dirección axial, como consecuencia de la presencia del rotor del sistema eólico, el flujo en dirección tangencial se ve perturbado. Pero, en este caso sufre un aumento de velocidad, que es responsable de la aparición de un par sobre el rotor [compuesto por las fuerzas que hacen girar las palas que forman el rotor].

Al igual que en la aplicación lineal, el modelo considera un factor de velocidad inducida tangencial, a' . Éste representa la velocidad angular de rotación de la sección transversal respecto a la velocidad angular de giro del rotor.

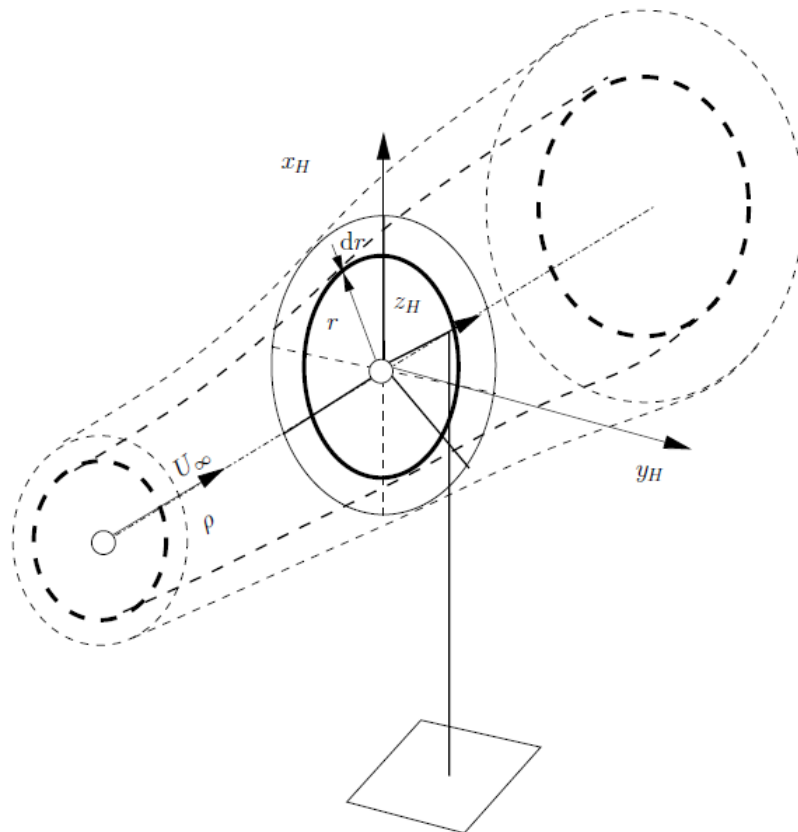


Figura 4.4: Sistema de coordenadas empleado en el estudio TCM tangencial.
Fuente: Consultar [22].

En la figura 4.4 se esquematiza el volumen de control empleado en este desarrollo. La velocidad de la corriente fluida en el plano de rotor se puede expresar como $\Omega r(1 + a')$, donde el término $\Omega r a'$ es la velocidad inducida tangencial.

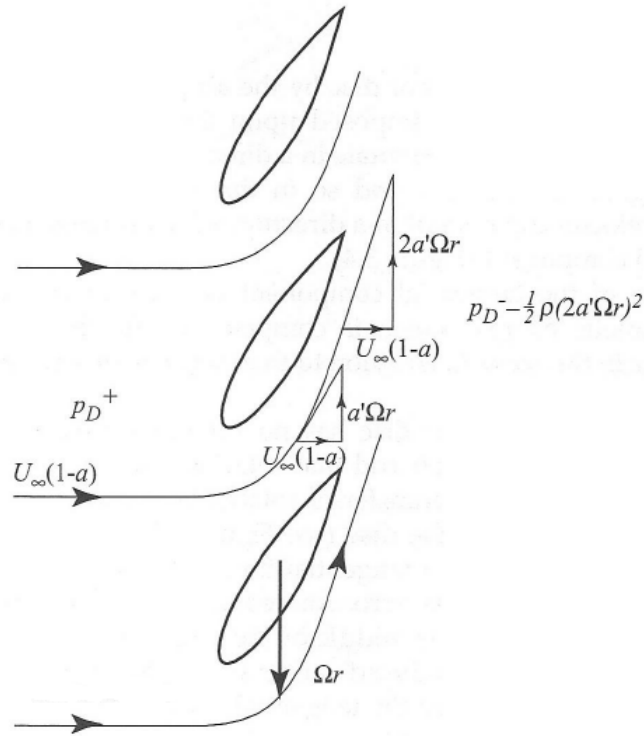


Figura 4.5: Variación de la velocidad tangencial de la corriente a su paso por el rotor.
Fuente: Consultar [22].

En la figura 4.5 se observa como varían las dos componentes de la velocidad según se recorre la sección del rotor.

El siguiente paso es hallar el momento angular ejercido sobre el rotor, Q . Aplicando la ecuación de conservación del momento angular, éste debe igualar a la variación del momento angular del aire que atraviesa el rotor.

Aplicado a un anillo de espesor dr el diferencial de par, dQ , comunicado al disco se obtiene como el producto de la velocidad tangencial por el gasto másico y por la distancia al eje del buje, r ,

$$dQ = dm2\Omega r^2 a' = \rho(2\pi r dr)U_\infty(1-a)2\Omega r^2 a' \quad (4.14)$$

Ahora se puede integrar la expresión 4.14 a lo largo del radio del rotor (entre $r = 0$ y $r = R$) para un valor de a y a' constantes:

$$Q = \rho\pi U_\infty a'(1-a)\Omega R^4 \quad (4.15)$$

Con la expresión 4.14 se obtiene la potencia en forma diferencial, dP :

$$dP = \Omega dQ = 4\pi\rho U_\infty a'(1-a)\Omega^2 r^3 dr \quad (4.16)$$

Adimensionalizando las ecuaciones 4.15 y 4.16 se obtienen los siguientes coeficientes²:

$$C_Q = \frac{Q}{\frac{1}{2}\rho\pi R^3 U_\infty^2} = 2a'(1-a)\lambda \quad (4.17)$$

$$dC_P = \frac{dP}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U_\infty^3} = 8a'(1-a)\lambda^2 x^3 dx \quad (4.18)$$

Ambas expresiones son función de: $x = \frac{r}{R}$, coordenada radial adimensional, y $\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty}$, factor de velocidad en punta de pala. Éste último, es un parámetro adimensional que se va a usar a lo largo de esta sección para expresar los diferentes coeficientes en su forma diferencial [$\frac{dC_Q}{dx}(x)$, $\frac{dC_P}{dx}(x)$, etc] y en su forma integrada, por tanto, juega un papel fundamental en la optimización del rotor y como tal es necesario determinar que valor del mismo permite obtener el valor más alto del coeficiente de potencia C_P .

Físicamente representa cuánto mayor es el valor de la velocidad que se alcanza en la punta de las palas del rotor durante su funcionamiento frente a la velocidad de la corriente incidente que hace girar el mismo. Su magnitud, es directamente proporcional al radio del rotor y a su velocidad de giro: el primero es un parámetro que se fija durante el diseño y la segunda es una de las dos variables que se pueden controlar durante la operativa del aerogenerador [la otra variable es el ángulo de paso de control de las palas], por tanto, juega un papel fundamental en las leyes de control del aerogenerador y en los mapas de actuaciones, tal y como se verá en los próximos capítulos.

4.2.2. Teoría del Elemento de Pala (TEP)

Para entender la necesidad de incorporar esta segunda formulación en el estudio es necesario tener claro que la Teoría de Cantidad de Movimiento describe el flujo de forma promediada tanto a lo largo de la envergadura de las palas. Por lo que hay que incorporar información referente a la definición concreta del rotor: considerar los efectos de cada tipo de perfil sobre el fluidos, número de palas, distribución de las cuerdas de los perfiles a lo largo de la pala, torsión que estos presentan, etc.

La Teoría del Elemento de Pala divide las palas que forman el rotor en segmentos [elementos de pala] en los cuales se estudia el flujo de forma local para obtener las fuerzas aerodinámicas.

²El desarrollo se puede consultar con más detalle en [22].

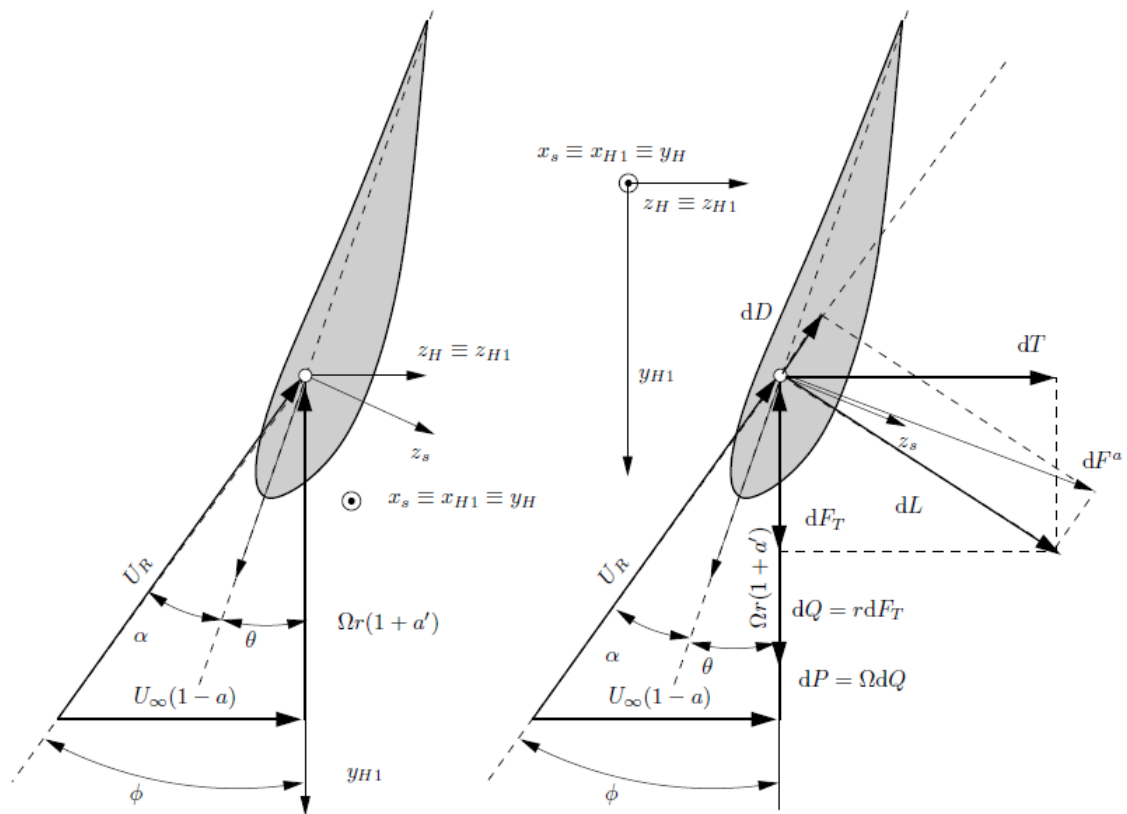


Figura 4.6: Fuerzas sobre los elementos de pala y parámetros empleados en el modelo TEP.
Fuente: Consultar [23].

Mediante integración a lo largo de la envergadura se obtienen las acciones aerodinámicas globales que actúan sobre el rotor

4.2. MODELO AERODINÁMICO. TEORÍA DE CANTIDAD DE MOVIMIENTO Y TEORÍA DEL ELEMENTO DE PALA

De forma esquemática en la figura 4.6 se muestran las fuerzas que actúan sobre los elementos de pala, así como los ángulos que se usan a lo largo de este desarrollo. Se introduce una nueva velocidad, la resultante de la velocidad del viento respecto del perfil, U_R , que se descompone vectorialmente en la velocidad del viento en dirección normal al plano del rotor, $U_P = U_\infty(1 - a)$, y la tangencial, $U_T = \Omega r(1 + a')$,

$$U_R^2 = U_\infty^2(1 - a)^2 + \Omega^2 r^2(1 + a')^2 \quad (4.19)$$

La resultante de las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre el elemento se puede descomponer en una componente paralela a la velocidad incidente [resistencia] y otra perpendicular [sustentación]:

$$dL = \frac{1}{2} \rho U_R^2 c_d r c_l \quad (4.20)$$

$$dD = \frac{1}{2} \rho U_R^2 c_d r c_d \quad (4.21)$$

donde c_l y c_d se simplifican siendo función del ángulo de ataque, α , y el Reynolds que predomine.

Proyectando las ecuaciones 4.20 y 4.21 según los ejes y_{H1} y z_{H1} , se obtienen la fuerza tangencial y la tracción sobre el elemento de pala, que para un rotor formado por b palas tienen la siguiente forma:

$$dF_T = b \frac{1}{2} \rho U_R^2 c_d r [c_l(\alpha) \sin \phi - c_d \cos \phi] \quad (4.22)$$

$$dT = b \frac{1}{2} \rho U_R^2 c_d r [c_l(\alpha) \cos \phi + c_d \sin \phi] \quad (4.23)$$

siendo ϕ el ángulo de incidencia de la corriente, que es la suma del ángulo de ataque, α , y del ángulo de paso, θ .

$$\phi = \arctan \frac{U_P}{U_T} = \arctan \frac{U_\infty(1 - a)}{\Omega r(1 + a')} \quad (4.24)$$

$$\phi = \alpha + \theta \quad (4.25)$$

En este punto, se tiene la expresión del diferencial de par y potencia de una sección a partir de dF_T ³:

$$dQ = r dF_T = b \frac{1}{2} \rho U_R^2 c_d r [c_l(\alpha) \sin \phi - c_d \cos \phi] r \quad (4.26)$$

$$dP = \Omega dQ = b \frac{1}{2} \rho U_R^2 c_d r [c_l(\alpha) \sin \phi - c_d \cos \phi] r \Omega \quad (4.27)$$

³El desarrollo se puede consultar con más detalle en [22].

4.2.3. Combinación de los modelos Teoría de Cantidad de Movimiento y Teoría del Elemento de Pala

Se han obtenido dos expresiones diferentes con ambos modelos para describir la fuerza de tracción en forma diferencial, dT . Igualando ambas resulta:

$$dT_{TCM} = 4a(1-a)\rho\pi U_\infty^2 r dr = b\frac{1}{2}\rho U_R^2 c[c_l(\alpha)\cos\phi + c_d(\alpha)\sin\phi]dr = dT_{TEP} \quad (4.28)$$

Del mismo modo, igualando las expresiones obtenidas para el diferencial de par, dQ , se obtiene una segunda igualdad:

$$dQ_{TCM} = 4a'(1-a)\rho\pi U_\infty\Omega r^3 dr = b\frac{1}{2}\rho U_R^2 c[c_l(\alpha)\sin\phi - c_d(\alpha)\cos\phi]dr = dQ_{TEP} \quad (4.29)$$

Simplificando ambas expresiones queda

$$8a(1-a)\pi U^2 r = bU_R^2 c[c_l(\alpha)\cos\phi + c_d(\alpha)\sin\phi] \quad (4.30)$$

$$8\pi U_\infty a'(1-a)\Omega r^2 = bU_R^2 c[c_l(\alpha)\sin\phi - c_d(\alpha)\cos\phi] \quad (4.31)$$

Ambas expresiones permiten obtener a y a' en cada elemento de pala a una distancia r , para una velocidad de la corriente incidente, velocidad de rotación del rotor, perfil aerodinámico de las palas, ángulo de paso del perfil y número de palas que forman el rotor. Sin embargo, estas ecuaciones no satisfacen la condición de Kutta [condición donde dC_T debe ser nulo en la punta de la pala, $r = R$]⁴.

4.2.3.1. Formulación de Prandtl para incluir factor de pérdidas en raíz y en punta de pala

La formulación desarrollada hasta ahora no tiene en cuenta ningún tipo de pérdidas en la raíz o en la punta de la pala. Éstas se producen por el hecho de que las palas no son infinitas y la circulación en la zona de raíz y en la punta se anula.

Para incluir este efecto, se recurre a la formulación propuesta por Prandtl: donde f es el producto del factor de pérdidas en raíz, f_R y en punta de pala f_T :

$$f = f_R f_T \quad (4.32)$$

$$f_T = \frac{2}{\pi} \arccos \left[\exp \left(-\frac{b}{2} \frac{R-r}{r} \frac{1}{\sin\phi} \right) \right] \quad (4.33)$$

$$f_R = \frac{2}{\pi} \arccos \left[\exp \left(-\frac{b}{2} \frac{r-r_R}{r} \frac{1}{\sin\phi} \right) \right] \quad (4.34)$$

⁴El desarrollo se puede consultar con más detalle en [22].

r_R es el radio de la raíz de la pala [zona que tienen una función más estructural que aerodinámica]. El factor f se introduce en las ecuaciones 4.19 y 4.24 resultando las siguientes expresiones:

$$U_R^2 = U_\infty^2 \left(1 - \frac{a}{f}\right)^2 + \Omega^2 r^2 \left(1 + \frac{a'}{f}\right)^2 \quad (4.35)$$

$$\phi = \arctan \frac{U_\infty \left(1 - \frac{a}{f}\right)}{\Omega r \left(1 + \frac{a'}{f}\right)} \quad (4.36)$$

Si se adimensionaliza con las variables empleadas en este estudio las igualdades obtenidas hasta ahora, se obtiene el siguiente sistema adimensional para resolver:

$$8a(1-a)x - \left(\frac{U_R}{U_\infty}\right)^2 \sigma [c_l(\alpha) \cos \phi + c_d(\alpha) \sin \phi] = 0 \quad (4.37)$$

$$8a'(1-a)x^2 \lambda - \left(\frac{U_R}{U_\infty}\right)^2 \sigma [c_l(\alpha) \sin \phi - c_d(\alpha) \cos \phi] = 0 \quad (4.38)$$

$$\left(\frac{U_R}{U_\infty}\right)^2 = \left(1 - \frac{a}{f}\right)^2 + \lambda^2 x^2 \left(1 + \frac{a'}{f}\right)^2 \quad (4.39)$$

$$\phi = \arctan \frac{\left(1 - \frac{a}{f}\right)}{\lambda x \left(1 + \frac{a'}{f}\right)} \quad (4.40)$$

$$f - \left(\frac{2}{\pi}\right)^2 \arccos \left[\exp \left(-\frac{b}{2} \frac{x - x_R}{x} \frac{1}{\sin \phi} \right) \right] \arccos \left[\exp \left(-\frac{b}{2} \frac{1-x}{x} \frac{1}{\sin \phi} \right) \right] = 0 \quad (4.41)$$

$$\phi = \alpha + \theta \quad (4.42)$$

$$\theta = \theta_C + \theta_G(x) \quad (4.43)$$

$$c_l = c_l(\alpha) \quad (4.44)$$

$$c_d = c_d(\alpha) \quad (4.45)$$

donde $\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty}$ parámetro de velocidad en punta de pala, $x = \frac{r}{R}$ coordenada radial adimensional, $\sigma = \frac{bc}{\pi R}$ parámetro de solidez del rotor, θ_C el ángulo de paso de control global y θ_G el ángulo de torsión geométrica de la pala que puede variar a lo largo de la misma.

4.2.3.2. Modelo de Lissaman para modificar la Teoría de Cantidad de Movimiento en la región de estela turbulenta

Cuando el factor de velocidad inducida axial a es elevado, el aerogenerador opera en unas condiciones que producen una gran deceleración del fluido, lo que se traduce en que la estela se vuelve turbulenta. Cómo se puede ver en la figura 4.7, en estas condiciones los resultados que arroja la Teoría de Cantidad de Movimiento [TCM] difieren de forma significativa a los obtenidos de forma

experimental representados por los puntos:

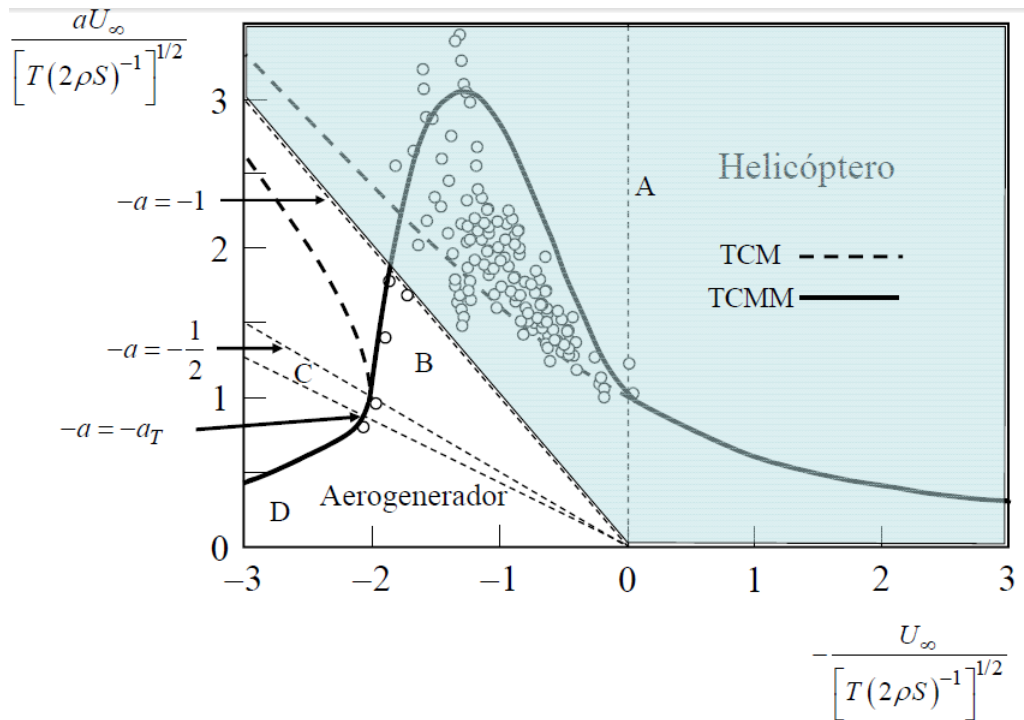


Figura 4.7: Velocidad inducida frente a velocidad de la corriente incidente sin perturbar. Teoría de Cantidad de Movimiento [TCM], Teoría de Cantidad de Movimiento Modificada [TCMM] y resultados experimentales, representados por puntos.

Fuente: Consultar [23].

En concreto, para $a \geq a_T \approx 0,3262$, la Teoría de Cantidad de Movimiento deja de ser válida, y se emplea una expresión alternativa para el coeficiente de tracción proporcionada por el Modelo Lissaman:

$$dC_T = \frac{dT}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U_\infty^2} = 2x \left[C_{T1} - 4 \left(\sqrt{C_{T1}} - 1 \right) (1 - a) \right] dx \quad (4.46)$$

siendo $C_{T1} = 1,816$ una constante. De este modo, para $a \geq a_T$ la ecuación 4.37 se sustituye por:

$$2x \left[C_{T1} - 4 \left(\sqrt{C_{T1}} - 1 \right) (1 - a) \right] - \left(\frac{U_R}{U_\infty} \right)^2 \sigma [c_l(\alpha) \cos \phi + c_d(\alpha) \sin \phi] = 0 \quad (4.47)$$

La figura 4.8 recoge la representación de dC_T en función de a . En ella puede verse como el modelo de Lissaman [TCMM] se ajusta mejor que la TCM simple a los datos experimentales en la región dónde actúa.

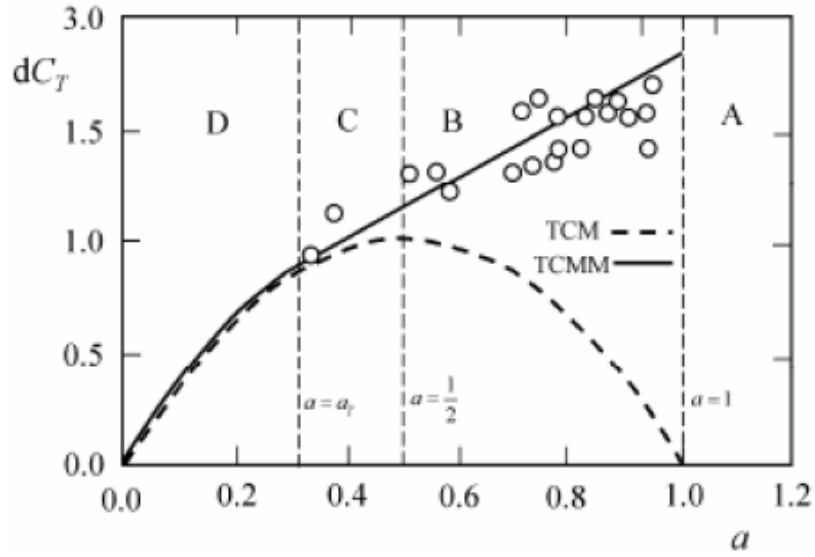


Figura 4.8: dC_T en función del factor de velocidad inducida axial para la Teoría de Cantidad de Movimiento [TCM] y la Teoría de Cantidad de Movimiento Modificada por el modelo Lissaman [TCMM].

Fuente: Consultar [21].

4.2.4. Resolución del problema. Expresiones de los simplicados en el estudio aerodinámico del rotor

Para un valor conocido de los parámetros adimensionales que definen la geometría de la sección aerodinámica: θ y σ , número de palas y valor del coeficiente adimensional velocidad en punta de pala; con las expresiones adimensionalizadas en la subsección anterior 4.37-4.45, más la expresión 4.47 para el caso de $a \geq a_T$, se obtienen los valores de a , a' y f para cada posición radial adimensional.

Una vez resuelto, los coeficientes globales por unidad de longitud de pala adimensional para un valor conocido del parámetro de operación λ , número de palas b , posición de la primera sección aerodinámica x_R y parámetros adimensionales de la sección (σ, x) , se calculan de la siguiente forma:

$$\frac{dC_T}{dx} \Big|_b = \begin{cases} 8a(1-a)x & a < a_T \\ 2x [C_{T1} - 4(\sqrt{C_{T1}} - 1)(1-a)] & a \geq a_T \end{cases} = \left(\frac{U_R}{U_\infty}\right)^2 \sigma [c_l(\alpha) \cos \phi + c_d(\alpha) \sin \phi] \quad (4.48)$$

$$\frac{dC_{FT}}{dx} \Big|_b = 8\lambda x^2 (1-a)a' = \left(\frac{U_R}{U_\infty}\right)^2 \sigma [c_l(\alpha) \sin \phi - c_d(\alpha) \cos \phi] \quad (4.49)$$

$$\frac{dC_M}{dx} \Big|_1 = \frac{\pi}{b^2} \sigma^2 \left(\frac{U_R}{U_\infty}\right)^2 c_m \quad (4.50)$$

$$\frac{dC_Q}{dx} \Big|_b = x \frac{dC_{FT}}{dx} \quad (4.51)$$

$$\left. \frac{dC_P}{dx} \right|_b = \lambda \frac{dC_Q}{dx} \quad (4.52)$$

Integrando a lo largo de la envergadura adimensional, se obtienen los coeficientes globales buscados:

$$C_T|_b = \int_{x_R}^1 \left. \frac{dC_T}{dx} \right|_b dx = C_T(\lambda, \theta_C) \quad (4.53)$$

$$C_{FT}|_b = \int_{x_R}^1 \left. \frac{dC_{FT}}{dx} \right|_b dx = C_{FT}(\lambda, \theta_C) \quad (4.54)$$

$$C_M|_1 = \int_{x_R}^1 \left. \frac{dC_M}{dx} \right|_1 dx = C_M(\lambda, \theta_C) \quad (4.55)$$

$$C_Q|_b = \int_{x_R}^1 \left. \frac{dC_Q}{dx} \right|_b dx = C_Q(\lambda, \theta_C) \quad (4.56)$$

$$C_P|_b = \int_{x_R}^1 \left. \frac{dC_P}{dx} \right|_b dx = C_P(\lambda, \theta_C) \quad (4.57)$$

4.3. Optimización aerodinámica del rotor teórico

Al igual que en la sección anterior, esta optimización se desarrolla de forma adimensional, partiendo de las mismas ecuaciones y trabajando con las mismas variables que definen los coeficientes globales del rotor. Por tanto, aunque esté implícito en los parámetros empleados, aún no se va a determinar el valor del radio del rotor. Para esto, se recurre más adelante a criterios económicos y otras limitaciones físicas y energéticas.

El problema de optimización de nuevo se aborda en cada sección aerodinámica de espesor diferencial situada en x , y consiste en: partiendo de un número de palas determinado y con unas características aerodinámicas determinadas por el tipo de perfil que las forman [que es otra de las variables con las que se va a iterar] obtener el valor óptimo del parámetro de operación λ_{opt} que hace máximo el coeficiente de potencia, $C_{P_{max}}$. Y como resultados adicionales se obtienen las leyes radiales óptimas de solidez $\sigma_{opt}(x)$, o lo que es lo mismo, la distribución de cuerda adimensional óptima, y del ángulo de paso $\theta(x)$, es decir, el ángulo de paso de control $\theta_C(x)$ y de torsión geométrica $\theta_G(x)$.

Se maximiza la ecuación 4.52 para una sección situada en x y para un valor λ conocido:

$$\max \left(\frac{dC_P}{dx} \right) = \max \left(\lambda \frac{dC_Q}{dx} \right) = \max \left(\lambda x \frac{dC_{FT}}{dx} \right) = \max(8a'(1-a)\lambda^2 x^3) \quad (4.58)$$

sujeta al cumplimiento de las expresiones 4.37 y 4.38, junto con la función de pérdida en raíz y en punta de pala 4.41. El empleo de estas restricciones que excluyen a la expresión 4.47 supone asumir que los valores $a(x)$ que se obtienen a partir de la condición óptima son inferiores al valor crítico a_T , y más adelante se verá que en realidad los valores de $a(x)$ que se obtienen a partir de la condición

4.3. OPTIMIZACIÓN AERODINÁMICA DEL ROTOR TEÓRICO

óptima están entorno a 0,33. Zona en la que la corrección de Lissaman se considera despreciable, y valida esta hipótesis que simplifica mucho la optimización.

Si se elimina σ de las ecuaciones 4.37 y 4.38, se obtiene una única ligadura:

$$a(k \sin \phi - \cos \phi) - x\lambda a'(k \cos \phi + \sin \phi) = 0 \quad (4.59)$$

donde $k(\alpha) = \frac{c_l}{c_d}$ es la eficiencia aerodinámica de la sección considerada. Incógnitas: α , a , a' y f .

Matemáticamente el problema consiste en maximizar la ecuación 4.52 sujeta a las ligaduras 4.41 y 4.59, para lo que se emplea el método de los multiplicadores de Lagrange:

$$F = \frac{dC_P}{dx} + m_1 g_1 + m_2 g_2 \quad (4.60)$$

siendo F el funcional, y m_1 y m_2 los multiplicadores de Lagrange que están multiplicados por las funciones g_1 y g_2 , definidas por la restricciones 4.41 y 4.59.

Una vez definida completamente, la función F se deriva respecto de cada una de las variables: a , a' , f , α , m_1 , y m_2 , obteniéndose un sistema de ecuaciones:

$$\frac{\partial F}{\partial a} = \frac{\partial F}{\partial a'} = \frac{\partial F}{\partial f} = \frac{\partial F}{\partial \alpha} = \frac{\partial F}{\partial m_1} = \frac{\partial F}{\partial m_2} = 0 \quad (4.61)$$

De la expresión $\frac{\partial F}{\partial \alpha} = 0$ se obtiene:

$$m_1 \frac{dk}{dx} (a \sin \phi - x\lambda a' \cos \phi) = 0 \quad (4.62)$$

que tiene dos soluciones posibles:

$$\begin{cases} \frac{dk}{dx} = 0 \\ a \sin \phi - x\lambda a' \cos \phi = 0 \end{cases} \quad (4.63)$$

Se demuestra que la segunda condición implica que la velocidad inducida es perpendicular a la resultante de las fuerzas aerodinámicas cuando $c_d = 0$. Dado que físicamente siempre existe resistencia aerodinámica, se debe cumplir la otra condición: $\frac{dk}{dx} = 0$, que implica que las secciones aerodinámicas han de funcionar con eficiencia aerodinámica máxima, k_{max} , y por tanto, con ángulo de ataque óptimo, α_{opt} , constante a lo largo de la envergadura [si el perfil usado no varía a lo largo de ella].

Definida una combinación de perfiles con unas características aerodinámicas determinadas, para cada parámetro de velocidad en punta de pala λ_i con el que se itere, se obtiene una pala óptima [$\sigma_{opt}(x)$ y $\theta(x)$], que produce un coeficiente de potencia máximo, C_{Pi} . Por lo tanto, optimizar el rotor

consiste en hallar el valor λ_{opt} que proporciona el valor más alto de los coeficiente de potencia máximos obtenidos, $C_{P_{max}}$. Esta iteración se repite para varias combinaciones de perfiles habitualmente usados en eólica, obteniéndose un $C_{P_{max}}$ diferente con cada combinación, permitiendo así determinar el rotor óptimo teórico buscado.

En la sección 4.4 se muestran los resultados obtenidos implementando este modelo en el software de cálculo *Matlab R2016b* para poder realizar las iteraciones necesarias con el desarrollo de multiplicadores de Lagrange.

4.4. Selección de los perfiles que forman las palas del rotor

Antes de llegar a resultados numéricos del problema, es necesario seleccionar los perfiles que van a formar la pala para incluir en las ecuaciones los valores que definen sus características aerodinámicas, en concreto, c_l , c_d y c_m . No obstante, a la hora de hacer la selección hay que tener varios factores además de los puramente aerodinámicos, entre los que cabe destacar:

1. Se busca que la **eficiencia aerodinámica** de la pala sea **elevada**. Por lo que se tratará de utilizar una combinación de perfiles cuyas eficiencias aerodinámicas sean altas. Y esto hará que el coeficiente de potencia del aerogenerador se mantenga en valores elevados, tal y como se puede observar en la figura 4.9.
2. La fuerza de tracción que se genera las palas tiende a volcar el aerogenerador. Ésta es mayor cuánto mayor sea el coeficiente de sustentación de los perfiles, por lo que interesa que el **coeficiente de sustentación no sea demasiado elevado**.
3. Las secciones cercanas al **encastre** son las que más carga soportan, por tanto, en esta zona priman los requisitos estructurales. Para dichas secciones no queda más remedio que usar **perfiles gruesos** [espesor relativo por encima del 25%]. Por el contrario, en la **punta de la pala** se utilizan perfiles más delgados y **eficientes**, priorizando la aerodinámica [espesores relativos alrededor del 15%].
4. Es interesante que los perfiles tengan una rigidez elevada puesto que contribuye a reducir el peso y la deflexión en punta de pala.

4.4. SELECCIÓN DE LOS PERFILES QUE FORMAN LAS PALAS DEL ROTOR

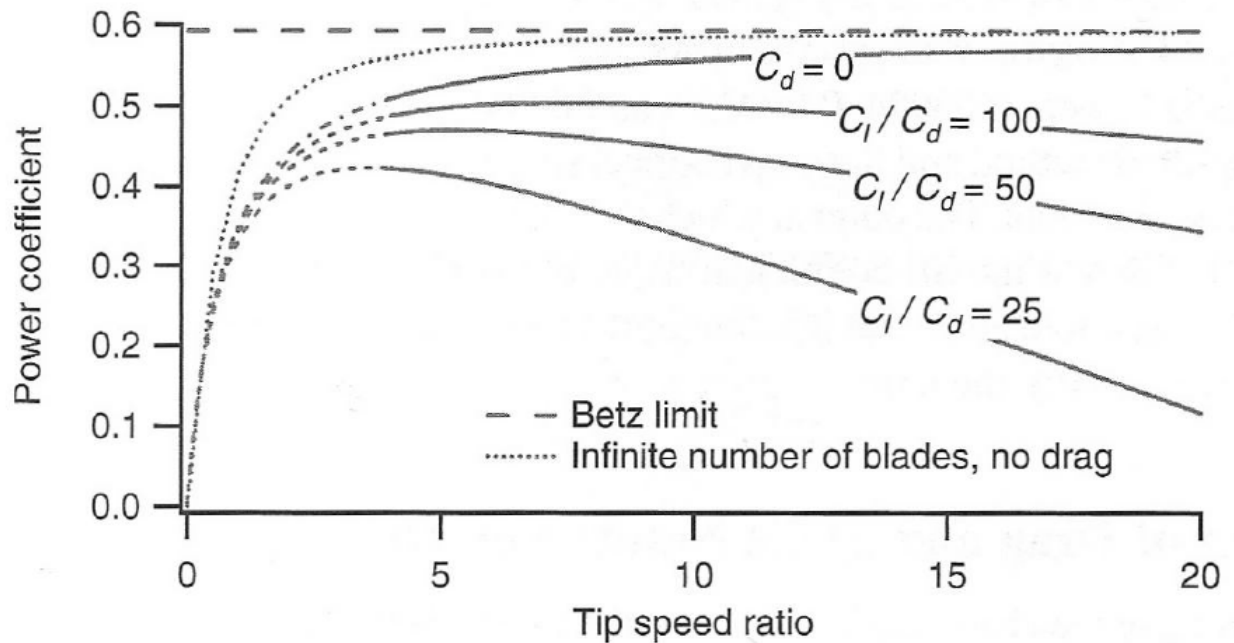


Figura 4.9: Influencia de la eficiencia aerodinámica del perfil en el coeficiente de potencia para un valor dado de λ .

Fuente: Consultar [21].

En la tabla 4.1 se muestran algunos de los perfiles de las principales familias usadas en el sector eólico: los DU desarrollada por Delft University of Technology, los RISO por Risø National Laboratory, los S por National Renewable Energy Laboratory y los NACA de National Advisory Committee for Aeronautics [éstos últimos son perfiles más aeronáuticos pero se han elegido porque sus características pueden ayudar a tener a lograr un diseño más óptimo].

4.4. SELECCIÓN DE LOS PERFILES QUE FORMAN LAS PALAS DEL ROTOR

Perfil	$\alpha_{opt} [^\circ]$	$(c_l)_{opt}$	$(c_d)_{opt}$	k_{max}	$t/c [\%]$
DU-25	4,98	1,062	0,0079	135	25
DU-30	7,49	1,252	0,0111	112	30
DU-35	8,51	1,313	0,0124	106	35
DU-40	6,49	0,995	0,0145	68	40
DU-91W2250	6,68	1,240	0,0091	137	25
DU-93W210	7,14	1,270	0,0103	124	21
NACA-0012	10	1,100	0,0103	107	12
NACA-63618	4,98	1,009	0,0058	174	18
RISO-A18	7,53	1,226	0,0117	105	18
S809	6,16	0,851	0,0095	90	21
S814	0,69	0,453	0,0077	59	25
S825	4	1,008	0,0206	49	17
S826	6,00	1,353	0,0097	139	14

Tabla 4.1: Perfiles de varias familias y sus respectivas características aerodinámicas.
Fuente: Consultar [24, 25].

Teniendo en cuenta los factores nombrados al comienzo de esta sección se construyen 4 palas madres formadas por diferentes combinaciones de perfiles y se realizan en *Matlab* los cálculos para maximizar la ecuación 4.52 sujeta a las ligaduras 4.41 y 4.59 empleando el método de los multiplicadores de Lagrange considerando que el rotor está formado por tres palas, obteniéndose los siguientes resultados globales:

Pala	Zona del encastre ($0,05 \leq x \leq 0,25$)	Zona intermedia ($0,25 < x \leq 0,8$)	Punta de pala ($0,8 < x \leq 1$)	C_{pmax}	λ_{opt}
1	DU-35	DU-30	NACA-63618	0.5198	8.7949
2	DU-35	DU-91W2250	S826	0.5210	8.8921
3	DU-40	DU-25	S826	0.5202	8.8146
4	DU-30	DU-25	NACA-63618	0.5240	9.2255

Tabla 4.2: Distribución de perfiles y coeficientes obtenidos con cada una de las palas creadas.

A la vista de los valores de C_{pmax} obtenidos se decide utilizar la combinación de perfiles que forman la pala 4:

- DU-30 entre $x = x_R = 0,05$ y $x = 0,25$
- DU-25 entre $x = 0,25$ hasta $x = 0,8$
- NACA-63618 entre $x = 0,8$ hasta el final de la pala, $x = 1$

En la sección próxima al encastre se decide utilizar el DU-30 por ser es el más eficiente [$k_{max} = 112$] de los que cumplen con los requisitos de espesor relativo mostrados en el criterio 3 al comienzo de la

4.4. SELECCIÓN DE LOS PERFILES QUE FORMAN LAS PALAS DEL ROTOR

sección. Al tratarse de la zona próxima al encastre, tendrá que soportar todas las cargas que las palas transmiten al buje durante la operación, por tanto demanda espesores mayores.

A continuación, en la zona media de la pala se coloca el DU-25 porque presenta una eficiencia aerodinámica elevada y proporciona una excelente transición geométrica hacia la punta de pala donde estructuralmente se permite sacrificar espesor relativo para poder disponer de la alta eficiencia aerodinámica de los perfiles más delgados.

Por tanto, en la zona más cercana a la punta de pala se sitúa un NACA-63618, que tiene el mismo espesor relativo que el RISO-A18 [18%]. Éste último se descarta, a pesar de ser un perfil más usado en el sector eólico, por tener una eficiencia aerodinámica mucho menor que la del NACA elegido [$k_{max} = 174$ frente a $k_{max} = 105$]. Todos estos valores se pueden consultar en la tabla 4.1.

A continuación, se representan el c_l , c_d y k frente a α y la polar de los perfiles seleccionados, usando de nuevo el software *Matlab* con los datos de [25]:

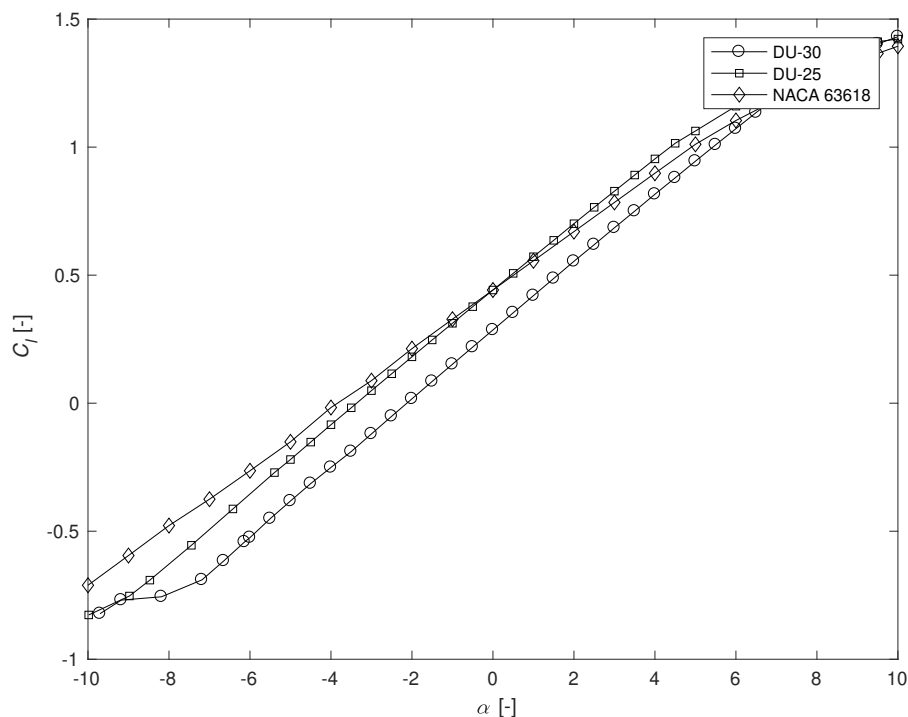


Figura 4.10: Evolución de coeficiente de sustentación con el ángulo de ataque para los perfiles que forman la pala 4.

4.4. SELECCIÓN DE LOS PERFILES QUE FORMAN LAS PALAS DEL ROTOR

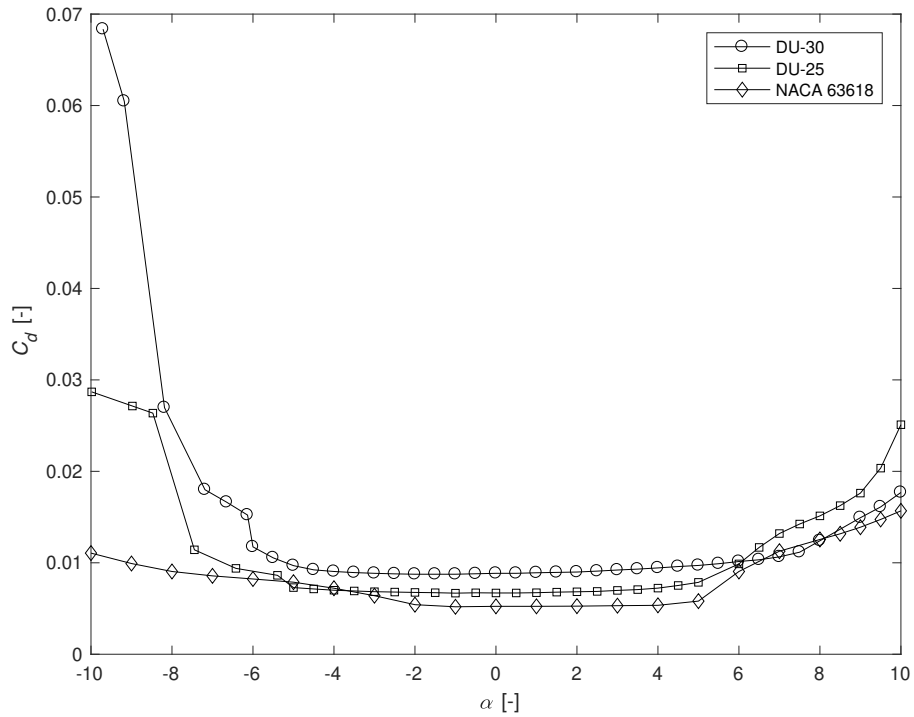


Figura 4.11: Evolución del coeficiente de resistencia con el ángulo de ataque para los perfiles que forman la pala 4.

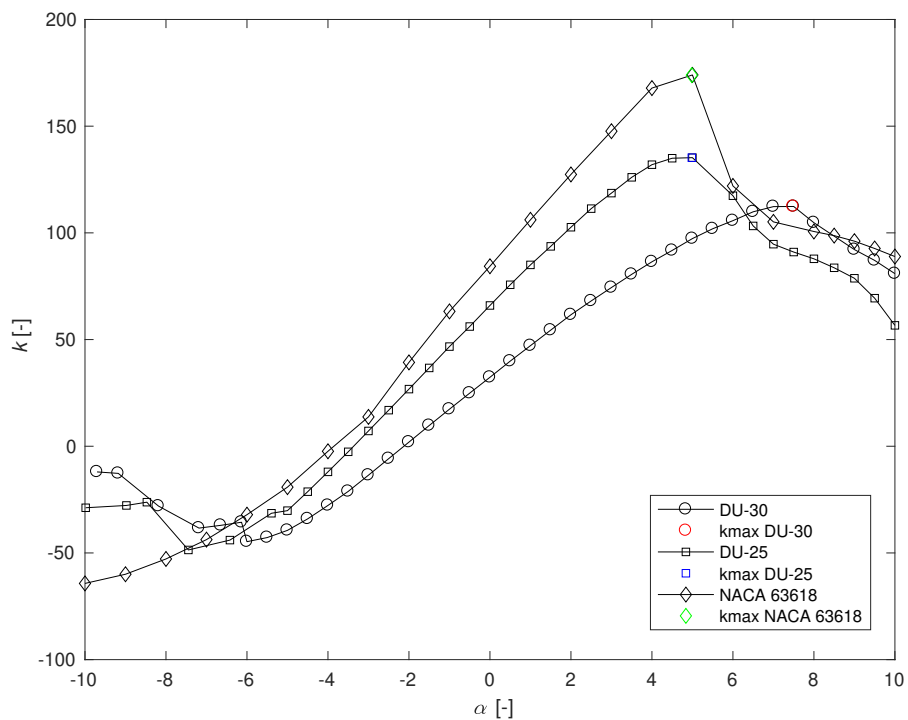


Figura 4.12: Evolución de la eficiencia aerodinámica con el ángulo de ataque para los perfiles que forman la pala 4.

4.4. SELECCIÓN DE LOS PERFILES QUE FORMAN LAS PALAS DEL ROTOR

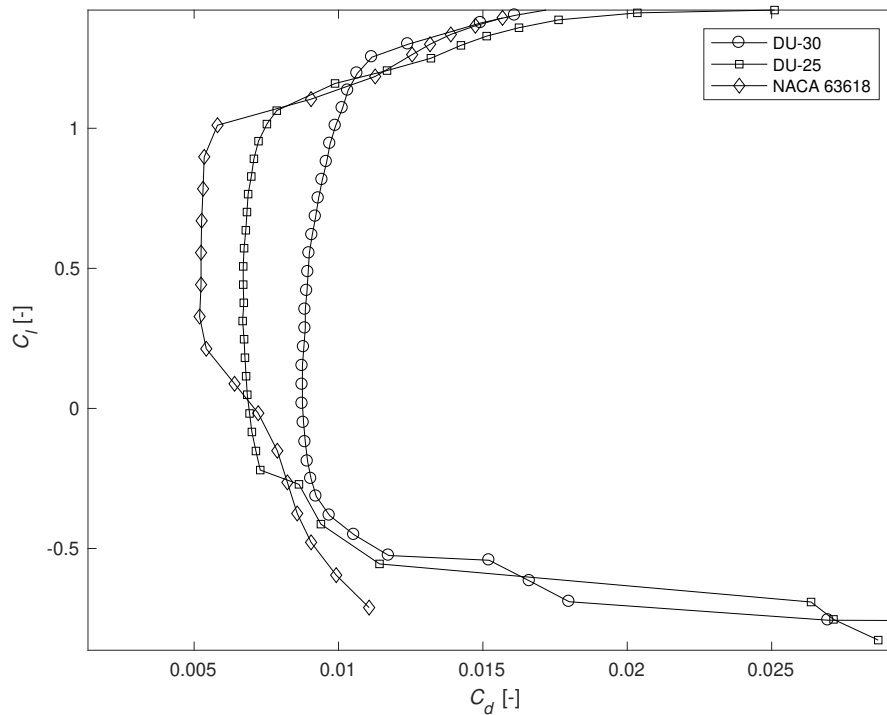


Figura 4.13: Polar de los perfiles que forman la pala 4.

En la gráfica 4.12 se ve fácilmente que la eficiencia aerodinámica del NACA-63618 es la mayor de las tres, mientras que la del DU-30 es la más baja.

Además, en las figuras 4.14 y 4.15 se ha representado la geometría de los perfiles utilizados en las cuatro distribuciones ensayadas. Lo cual hace detectar visualmente las discontinuidades geométricas que aparecerán en la zona de transición de un perfil al siguiente, problema que se resuelve más adelante.

4.4. SELECCIÓN DE LOS PERFILES QUE FORMAN LAS PALAS DEL ROTOR

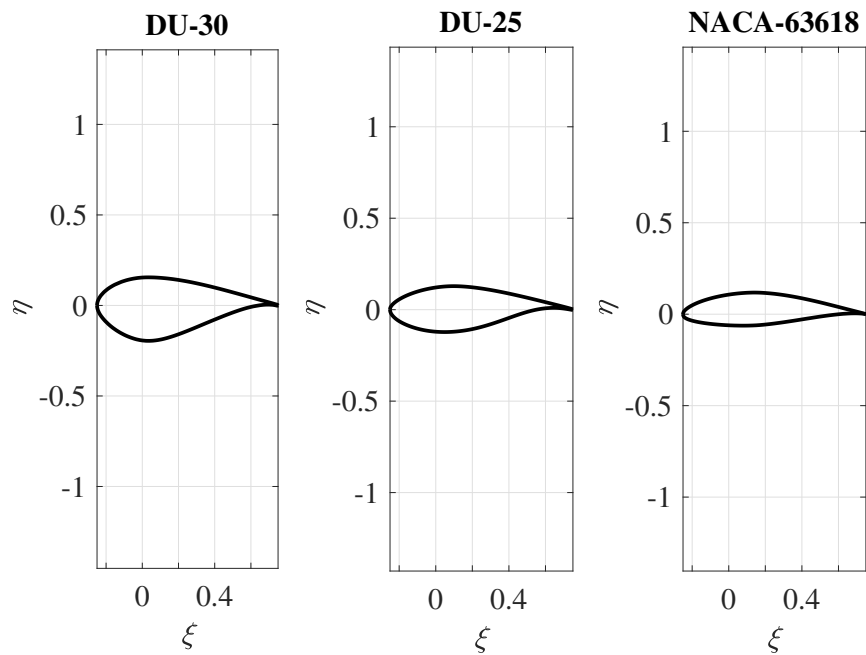


Figura 4.14: Geometría de perfiles que forman la distribución elegida.

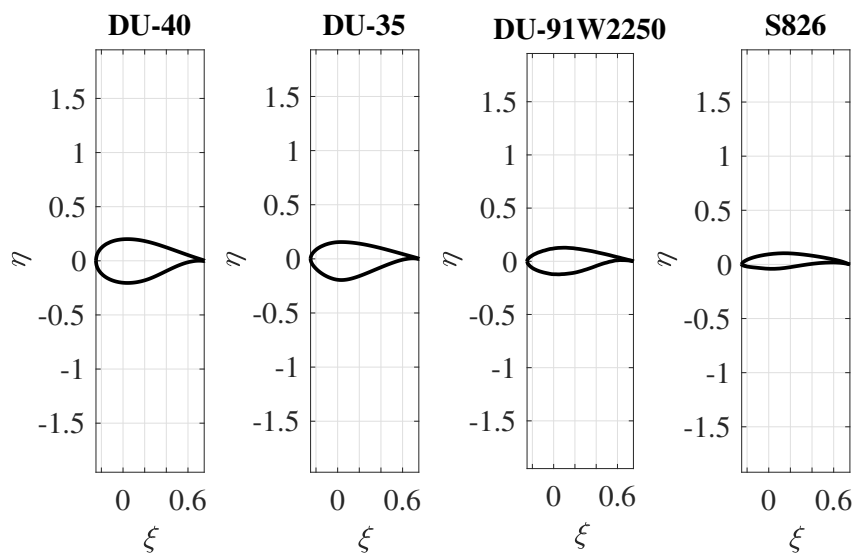


Figura 4.15: Geometría del resto de perfiles estudiados.

4.5. Determinación del número de palas que forman el rotor

En la optimización realizada en la sección anterior se considera que el rotor está formado por 3 palas. Al lector puede no sorprenderle esta decisión injustificada puesto que cuando se piensa en un parque eólico convencional es inevitable imaginarse máquinas que equipan un rotor formado por tres palas.

El objetivo de esta sección es justificar matemáticamente esta decisión de diseño generalizada en el sector de los aerogeneradores comerciales. El número de palas es un factor esencial en el diseño de estas máquinas y en su elección influyen tanto aspectos económicos, como de aprovechamiento de la energía que proporciona el viento, que como cabía esperar son aspectos que no se pueden optimizar a la vez, lo que nos obliga a buscar una solución de compromiso que permita satisfacer lo mejor posible los requisitos demandados.

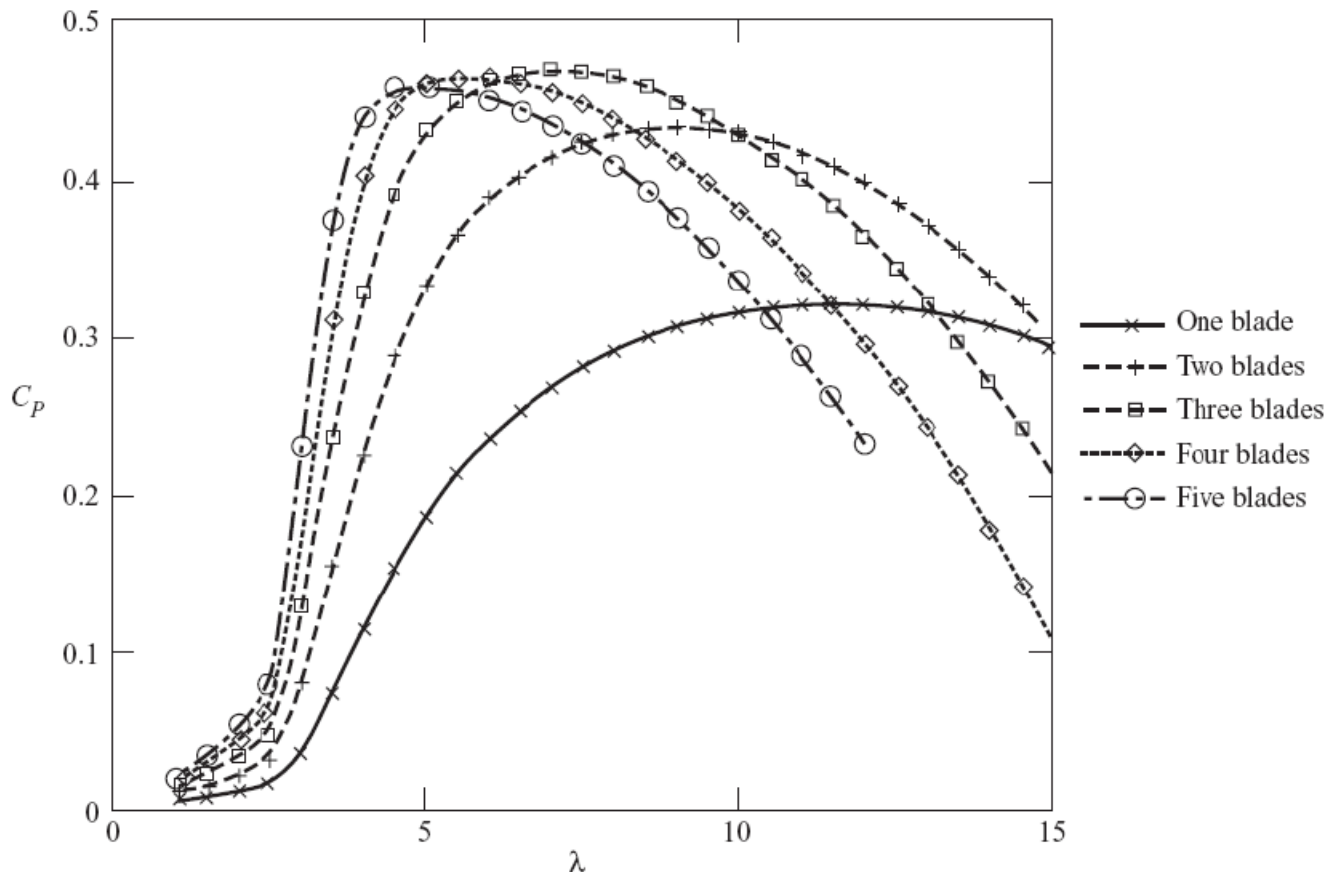


Figura 4.16: Variación del coeficiente de potencia con λ para distintos números de palas.
Fuente: Consultar [21].

Para justificar la elección se puede comenzar analizando la figura 4.16. Al aumentar el número de palas, b , aumenta el $C_{P_{max}}$ a la vez que se desplaza a valores más bajos del parámetro de operación λ . Esto es beneficioso pues conduce a velocidades de punta de pala más bajas, lo que reduce el ruido

4.5. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE PALAS QUE FORMAN EL ROTOR

aerodinámico que produce la máquina.

Sin embargo, se observa como a partir de la tercera pala el $C_{P_{max}}$ se estanca. Por tanto, en término de costes de fabricación y montaje del rotor usar seis palas supondría el doble de inversión inicial para este componente que si se diseña con tres palas, y en términos de extracción de potencia, en ambos casos se tendría prácticamente el mismo aprovechamiento de la energía del viento.

Usando el modelo explicado en la sección 4.4 para obtener el $C_{P_{max}}$ y el λ_{opt} que lo produce, con la pala finalmente seleccionadas [pala 4 de la tabla 4.2], pero, esta vez realizando las iteraciones para seis valores diferentes de la variable b número de palas, se obtienen la siguientes figuras⁵:

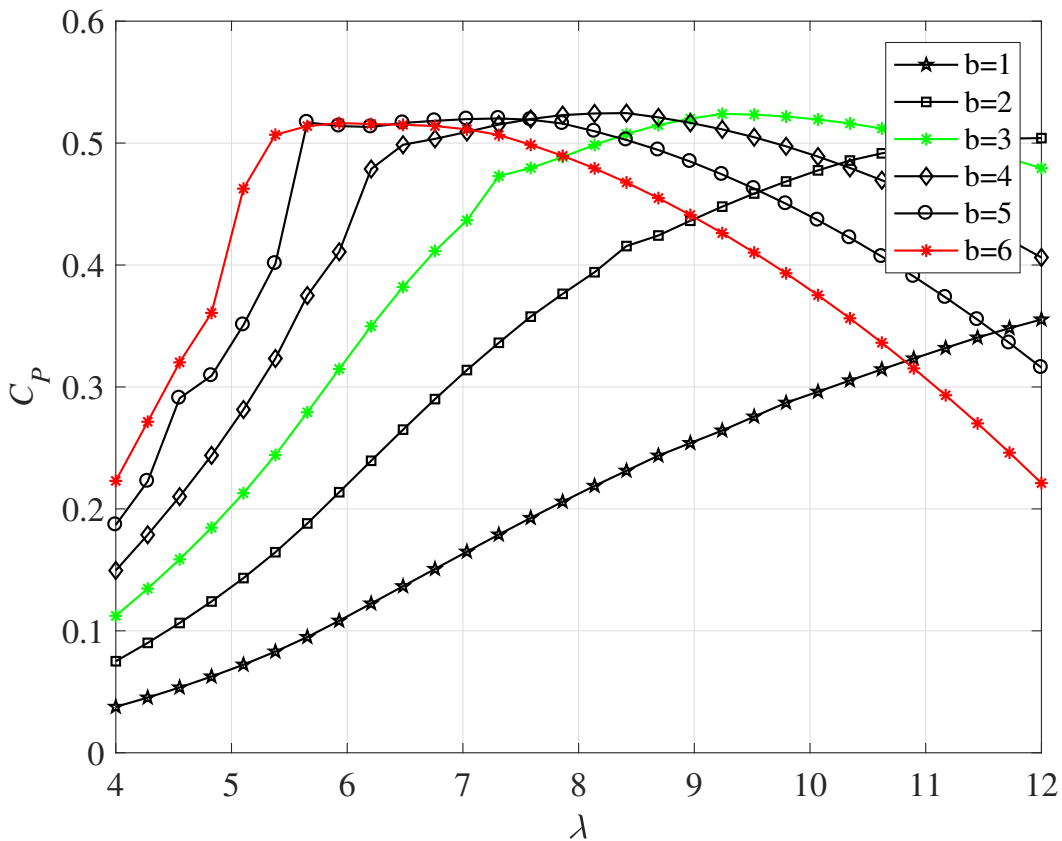


Figura 4.17: Variación del coeficiente de potencia con λ para distintos números de palas con la configuración 4 de la tabla 4.2.

La figura 4.17 muestra la variación el coeficiente de potencia con el parámetro de operación λ del rotor formado por diferentes números de palas con la configuración 4 de la tabla 4.2. Y en ella se puede observar el mismo comportamiento que en la figura 4.16.

Hasta aquí parece que queda justificada la elección de las tres palas, no obstante, hay que ana-

⁵Tal y como se indica en la sección 4.4, los cálculos para obtener los valores de la tabla 4.2 se realizan con $b = 3$.

4.5. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE PALAS QUE FORMAN EL ROTOR

lizar la influencia que tiene este parámetro en otros coeficientes críticos para el diseño como son el coeficiente de par y del coeficiente de tracción.

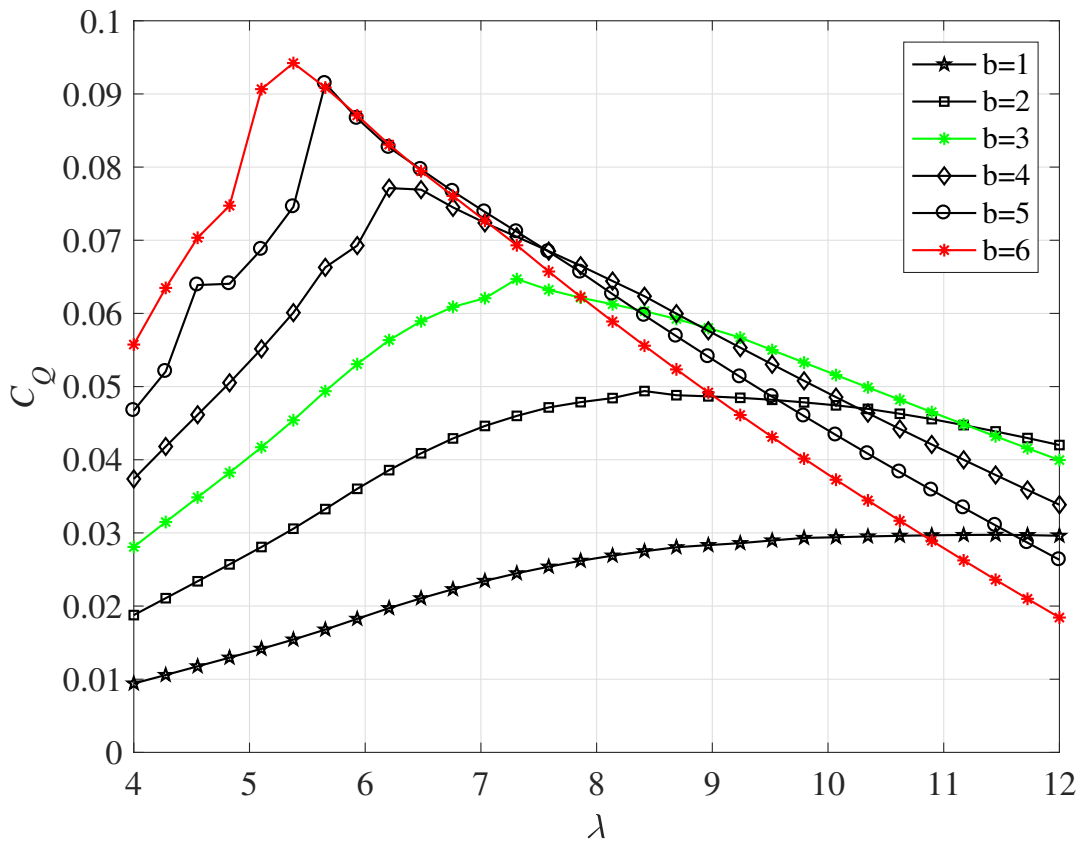


Figura 4.18: Variación del coeficiente de par con λ para distintos números de palas con la configuración 4 de la tabla 4.2.

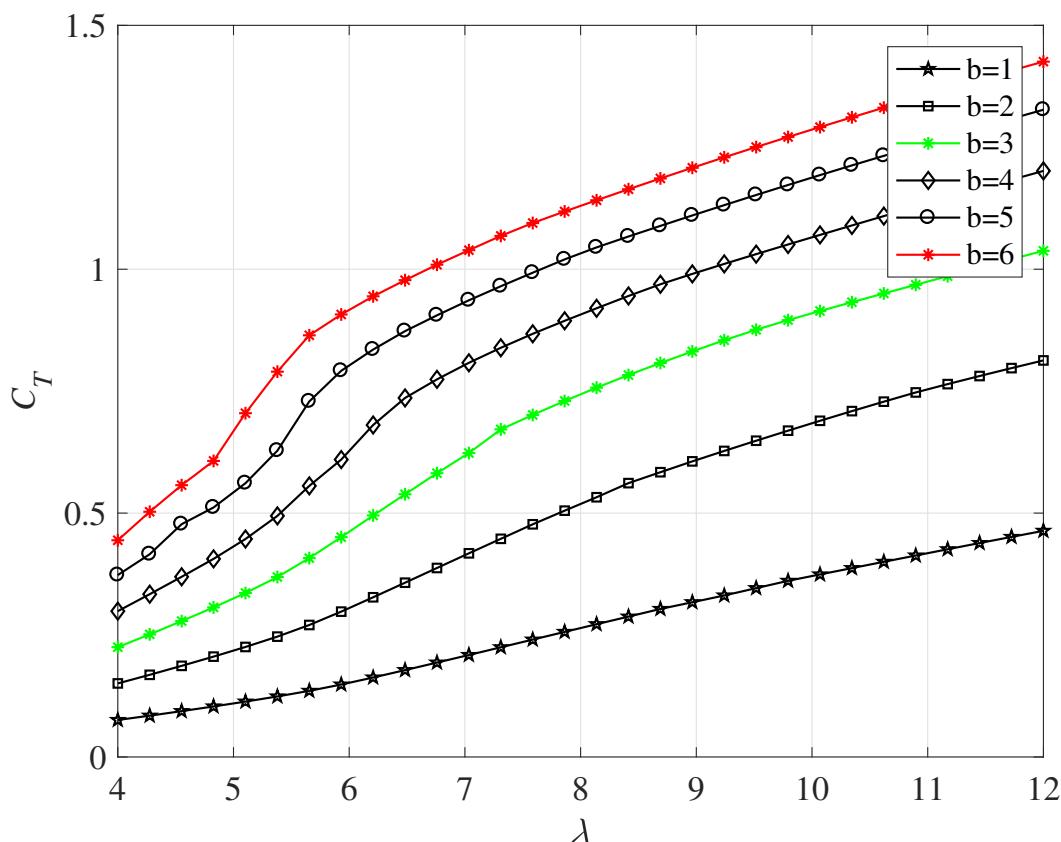


Figura 4.19: Variación del coeficiente de detención con λ para distintos números de palas con la configuración 4 de la tabla 4.2.

En las figuras 4.18y4.19 se observa la misma tendencia: el coeficiente de par máximo que se puede obtener aumenta al hacerlo el número de palas, pero, también lo hace el coeficiente de tracción, que es la fuerza que tiende a flexionar las palas y volcar el aerogenerador. Por lo tanto, interesa evitar valores altos de este último parámetro.

A la vista de los resultados, queda completamente justificada la elección del número de palas por la que optan la mayoría de los fabricantes en el sector

4.6. Resolución numérica del problema de optimización

Una vez justificada la elección de los perfiles que forman las palas del aerogenerador [apartado 4.4] y su distribución a lo largo del radio de la misma:

- DU-30 entre $x = x_R = 0,05$ y $x = 0,25$
- DU-25 entre $x = 0,25$ y $x = 0,8$
- NACA-63618 de $x = 0,8$ hasta el final de la pala, $x = 1$,

4.6. RESOLUCIÓN NUMÉRICA DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

se justificó la elección del número de palas, $b = 3$. Obteniéndose un valor para el parámetro de operación óptimo, λ_{opt} , con el que se consigue un coeficiente de potencia global máximo de los máximos, $C_{P_{max}}$, recogidos en la tabla 4.3:

Distribución seleccionada	
$C_{P_{max}}$	0.5240
λ_{opt}	9.2255

Tabla 4.3: $C_{P_{max}}$ y λ_{opt} la distribución seleccionada [pala 4].

Como ya se ha explicado en la sección 4.2.4 $C_{P_{max}}$ resulta de integrar una distribución de valores locales calculados a lo largo de la posición radial adimensional de la pala, es decir, x . Al igual que se obtienen otras distribuciones como la de cuerda adimensional y la de torsión de esta pala optimizada con la que se va a construir el rotor:

4.6. RESOLUCIÓN NUMÉRICA DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

x	a	a'	f	⊖	u _R	σ	c/R	θ	dCP/dx	dCT/dx	dCFT/dx
0.0500	0.1665	0.2800	0.4249	0.6702	0.9792	0.0586	0.0613	0.5395	0.0200	0.0555	0.0432
0.0750	0.2410	0.2524	0.7622	0.6374	1.1492	0.0820	0.0859	0.5067	0.0553	0.1097	0.0798
0.1000	0.2716	0.1773	0.8669	0.5523	1.3090	0.0861	0.0902	0.4216	0.0884	0.1583	0.0956
0.1200	0.2866	0.1358	0.9118	0.4932	1.4482	0.0844	0.0884	0.3625	0.1147	0.1963	0.1033
0.1300	0.2922	0.1199	0.9277	0.4672	1.5211	0.0828	0.0867	0.3365	0.1276	0.2151	0.1061
0.1400	0.2968	0.1063	0.9406	0.4433	1.5958	0.0808	0.0846	0.3126	0.1405	0.2338	0.1084
0.1500	0.3007	0.0948	0.9511	0.4213	1.6723	0.0786	0.0823	0.2906	0.1532	0.2523	0.1104
0.1750	0.3078	0.0726	0.9699	0.3738	1.8694	0.0730	0.0764	0.2431	0.1845	0.2983	0.1140
0.2000	0.3125	0.0571	0.9815	0.3350	2.0732	0.0674	0.0706	0.2043	0.2151	0.3437	0.1162
0.2500	0.3178	0.0376	0.9930	0.2760	2.4949	0.0577	0.0604	0.1453	0.2745	0.4336	0.1187
0.3250	0.3221	0.0228	0.9984	0.2168	3.1490	0.0551	0.0577	0.1298	0.3628	0.5677	0.1207
0.3500	0.3227	0.0197	0.9991	0.2022	3.3705	0.0517	0.0542	0.1152	0.3911	0.6120	0.1208
0.3750	0.3232	0.0171	0.9994	0.1894	3.5931	0.0487	0.0510	0.1024	0.4191	0.6563	0.1208
0.4000	0.3236	0.0151	0.9997	0.1781	3.8168	0.0460	0.0481	0.0911	0.4469	0.7004	0.1208
0.4250	0.3238	0.0133	0.9998	0.1681	4.0413	0.0435	0.0456	0.0811	0.4745	0.7445	0.1207
0.4500	0.3240	0.0119	0.9999	0.1591	4.2666	0.0413	0.0432	0.0721	0.5018	0.7885	0.1205
0.4750	0.3241	0.0107	0.9999	0.1510	4.4925	0.0393	0.0411	0.0640	0.5290	0.8324	0.1204
0.5000	0.3242	0.0096	0.9999	0.1437	4.7189	0.0374	0.0392	0.0567	0.5560	0.8763	0.1202
0.5250	0.3242	0.0087	0.9999	0.1371	4.9457	0.0357	0.0374	0.0501	0.5828	0.9202	0.1200
0.5500	0.3241	0.0079	0.9999	0.1310	5.1729	0.0342	0.0358	0.0440	0.6095	0.9639	0.1198
0.5750	0.3241	0.0072	0.9999	0.1255	5.4005	0.0328	0.0343	0.0385	0.6359	1.0076	0.1195
0.6000	0.3240	0.0066	0.9998	0.1204	5.6284	0.0315	0.0329	0.0334	0.6622	1.0513	0.1193
0.6250	0.3239	0.0061	0.9997	0.1157	5.8566	0.0302	0.0317	0.0287	0.6883	1.0949	0.1190
0.6500	0.3238	0.0056	0.9996	0.1113	6.0849	0.0291	0.0305	0.0243	0.7142	1.1385	0.1188
0.6750	0.3237	0.0052	0.9993	0.1073	6.3135	0.0281	0.0294	0.0203	0.7399	1.1821	0.1185
0.7000	0.3236	0.0048	0.9988	0.1035	6.5423	0.0271	0.0284	0.0165	0.7653	1.2257	0.1182
0.7250	0.3235	0.0045	0.9979	0.1000	6.7712	0.0262	0.0274	0.0130	0.7905	1.2692	0.1179
0.7500	0.3234	0.0042	0.9965	0.0966	7.0003	0.0253	0.0265	0.0096	0.8152	1.3128	0.1175
0.7750	0.3232	0.0039	0.9941	0.0935	7.2295	0.0245	0.0257	0.0065	0.8392	1.3563	0.1170
0.8000	0.3231	0.0036	0.9902	0.0904	7.4589	0.0238	0.0249	0.0034	0.8624	1.3997	0.1165
0.8250	0.3251	0.0035	0.9839	0.0872	7.6887	0.0244	0.0255	0.0002	0.9022	1.4481	0.1182
0.8500	0.3246	0.0032	0.9731	0.0843	7.9181	0.0236	0.0247	-0.0027	0.9224	1.4907	0.1173
0.8750	0.3234	0.0030	0.9554	0.0813	8.1476	0.0229	0.0240	-0.0057	0.9383	1.5316	0.1159
0.9000	0.3207	0.0028	0.9262	0.0781	8.3770	0.0222	0.0233	-0.0089	0.9468	1.5685	0.1137
0.9250	0.3150	0.0025	0.8775	0.0746	8.6063	0.0214	0.0224	-0.0124	0.9417	1.5967	0.1100
0.9500	0.3025	0.0022	0.7946	0.0702	8.8352	0.0204	0.0214	-0.0168	0.9089	1.6036	0.1034
0.9600	0.2936	0.0021	0.7455	0.0680	8.9266	0.0198	0.0208	-0.0190	0.8811	1.5929	0.0992
0.9700	0.2805	0.0019	0.6815	0.0653	9.0177	0.0191	0.0200	-0.0217	0.8379	1.5660	0.0934
0.9800	0.2594	0.0016	0.5944	0.0619	9.1085	0.0180	0.0189	-0.0251	0.7678	1.5062	0.0847
0.9900	0.2203	0.0012	0.4634	0.0571	9.1984	0.0159	0.0167	-0.0299	0.6399	1.3602	0.0699
1.0000	0.0903	0.0004	0.1601	0.0469	9.2850	0.0076	0.0079	-0.0401	0.2507	0.6574	0.0271

Figura 4.20: Distribuciones a lo largo de las secciones de la pala obtenidas durante la optimización.

Como se puede ver en la figura 4.20, el resultado de la optimización realizada es una **distribución discreta de valores** que resulta de maximizar la ecuación 4.52 sujeta a las ligaduras 4.41 y 4.59 empleando el método de los multiplicadores de Lagrange. Por lo que al representar las distribuciones de los parámetros que definen la geometría [cuerda adimensionalizada con el radio del rotor y torsión] aparecen **saltos bruscos** en las zonas de transición de un tipo de perfil al siguiente. Ésto **no supone un problema desde el punto de vista matemático, pero, sí desde el punto de vista de diseño y fabricación** porque no es factible producir una pala que presente saltos bruscos en la cuerda o en la torsión. Para corregir esto se decide modificar los valores óptimos obtenidos de las dos variables geométricas, lo que penaliza lógicamente el coeficiente de potencia máximo.

A continuación se muestra la ley de cuerdas resultado de la optimización, c_{adOp} , y la modificada, c_{ad} , para salvar las transiciones bruscas y así dibujar un diseño viable desde el punto de vista de fabricación:

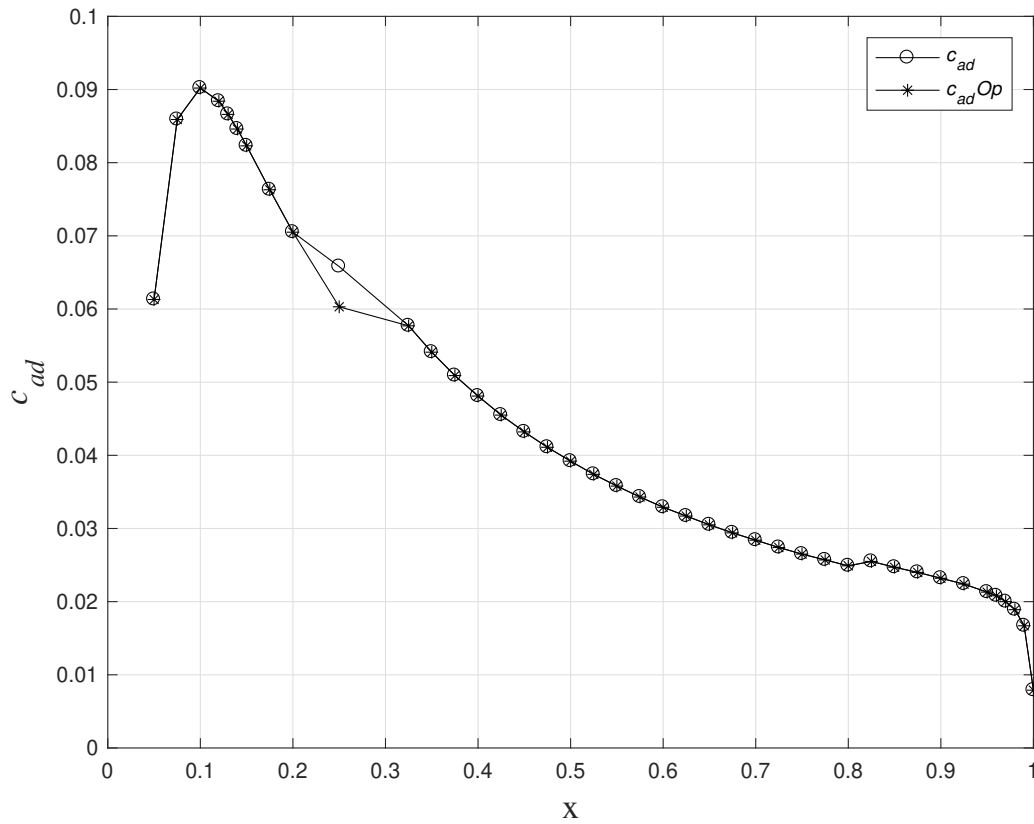


Figura 4.21: Ley de cuerda adimensional optimizada frente a la ley de cuerda adimensional modificada.

Para interpretar la ley de torsión, es necesario indicar que se fija por convención el origen de ángulos de control de forma que la torsión obtenida en la optimización sea la torsión geométrica de la pala. Lo que equivale a decir que en la optimización el ángulo de paso de control es nulo, $\theta_C = 0$. A continuación se muestra el resultado obtenido en la optimización y la modificación realizada para esta variable geométrica:

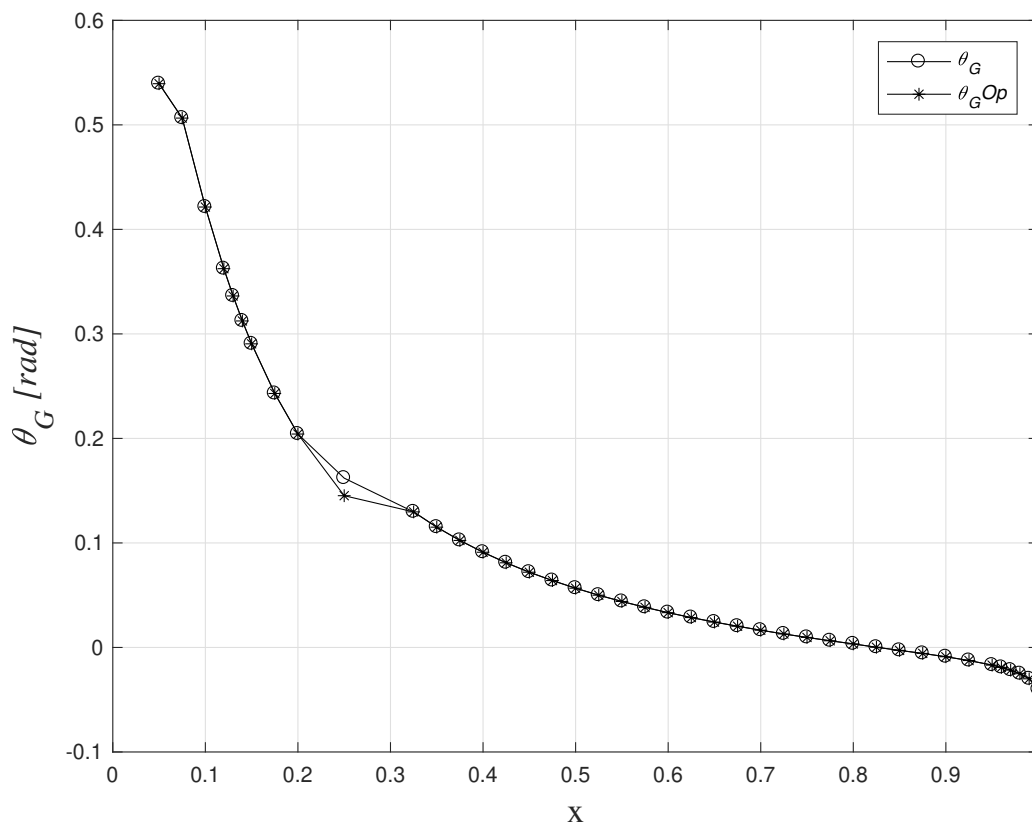


Figura 4.22: Torsión geométrica óptima frente a ley de torsión geométrica modificada.

Con la nueva geometría es necesario calcular de nuevo el valor de parámetro de operación óptimo, λ_{opt} , y el coeficiente de potencia máximo, $C_{P_{max}}$, que el aerogenerador entrega. No obstante, se adelanta que al tratarse de pequeñas modificaciones de valores discretos de la distribución, no afectan mucho a los resultados originales; de hecho, el $C_{P_{max}}$ no ve afectado su valor en las cinco primeras cifras significativas.

De aquí en adelante, se va a trabajar con la *pala óptima modificada*, cuya geometría queda definida por las distribuciones de cuerdas, c_{ad} , y torsión geométrica, θ_G , de las figuras 4.21 y 4.22, constituida por distribución de perfiles original [pala 4 de la tabla 4.2].

Fijadas estas variables geométricas, los nuevos valores de $C_{P_{max}}$, λ_{opt} y $\theta_{C_{opt}}$ ⁶ que arrojan las ecuaciones se muestran en la tabla 4.4:

⁶Recuerde el lector que en la optimización en ángulo de paso de control θ_C se fija igual a 0 por convención de forma que toda la torsión es debida la geometría de la pala.

4.6. RESOLUCIÓN NUMÉRICA DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

Pala óptima modificada	
$C_{P_{max}}$	0,5240
λ_{opt}	9,2633
$\theta_{C_{opt}} [\times 10^{-4} \text{rad}]$	-3,8218

Tabla 4.4: Valores óptimos para la *pala óptima modificada*.

A la vista de los resultados, se comprueba que esta nueva pala modificada ligeramente respecto a la óptima proporciona un nuevo valor de $C_{P_{max}}$ que no varía en las cinco primeras cifras significativas frente al obtenido con la distribución original optimizada. No así el parámetro de operación óptimo, λ_{opt} , que aumenta ligeramente, y el ángulo de paso de control, $\theta_{C_{opt}}$, que se consideraba igual a cero por convención y ahora es un valor negativo muy próximo a cero.

El resto de parámetros del rotor obtenidos en la optimización se representan en las figuras 4.23-4.28:

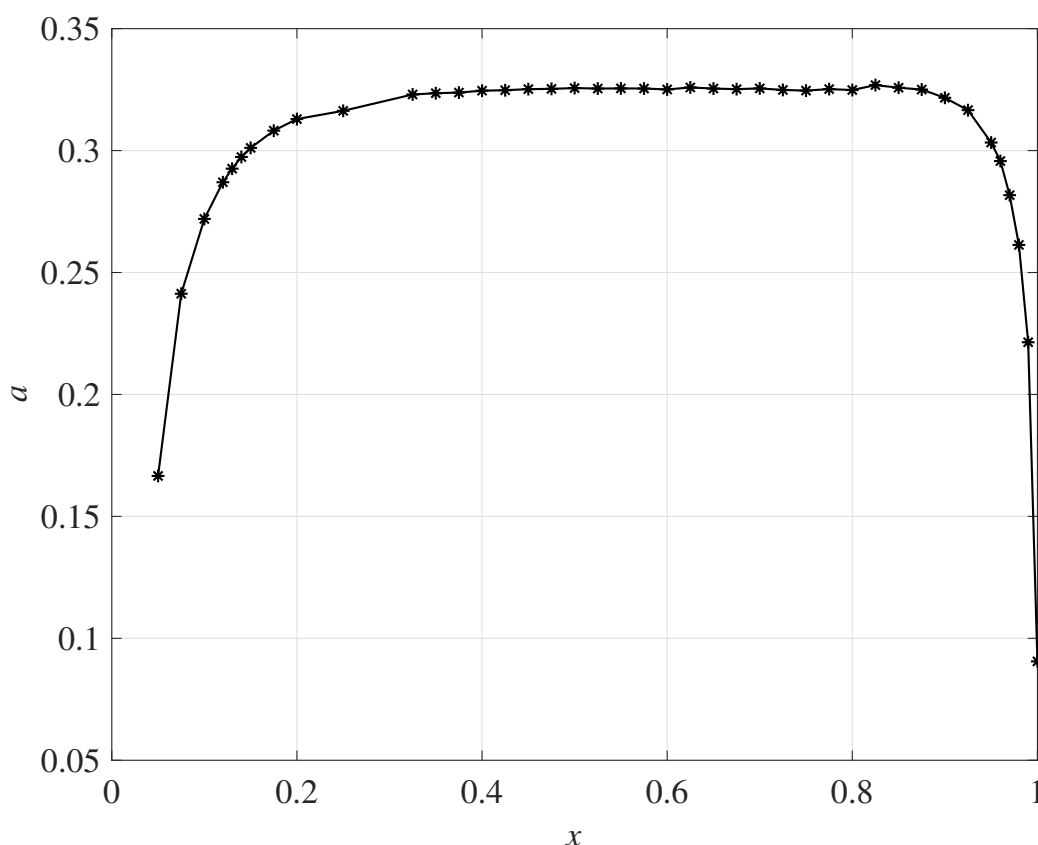


Figura 4.23: Factor de velocidad inducida axial en función de x .

Resaltar que el valor máximo del parámetro de velocidad inducida axial es prácticamente constante en todo el radio de la pala y cae en la zona del encastre y punta de pala, este valor constante se encuentra próximo a 0,33, como se puede observar en la figura 4.23. Ésto fue una de las condiciones que se impusieron en la sección 4.3 al plantear las ecuaciones que resolvían el problema de

optimización del rotor.

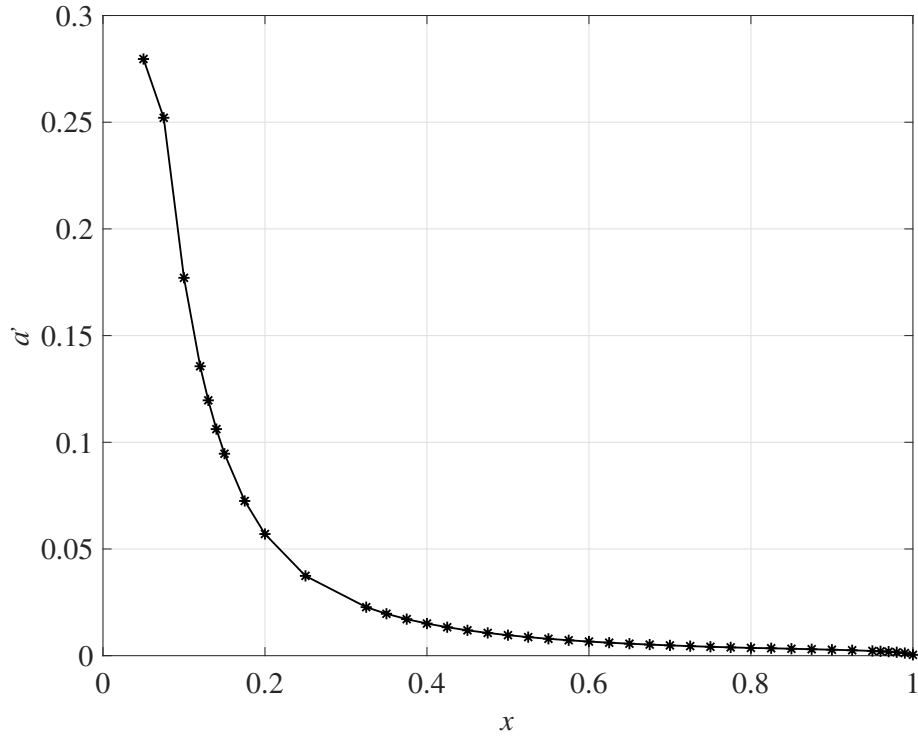


Figura 4.24: Factor de velocidad inducida tangencial en función de x .

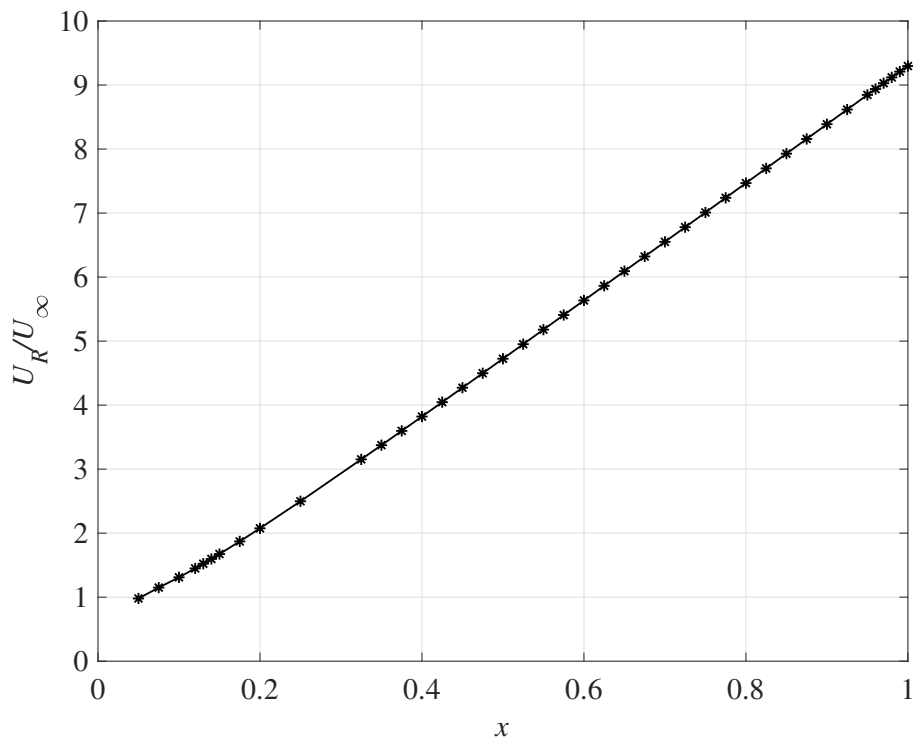


Figura 4.25: Velocidad de la corriente resultante adimensional respecto a los perfiles en función de x .

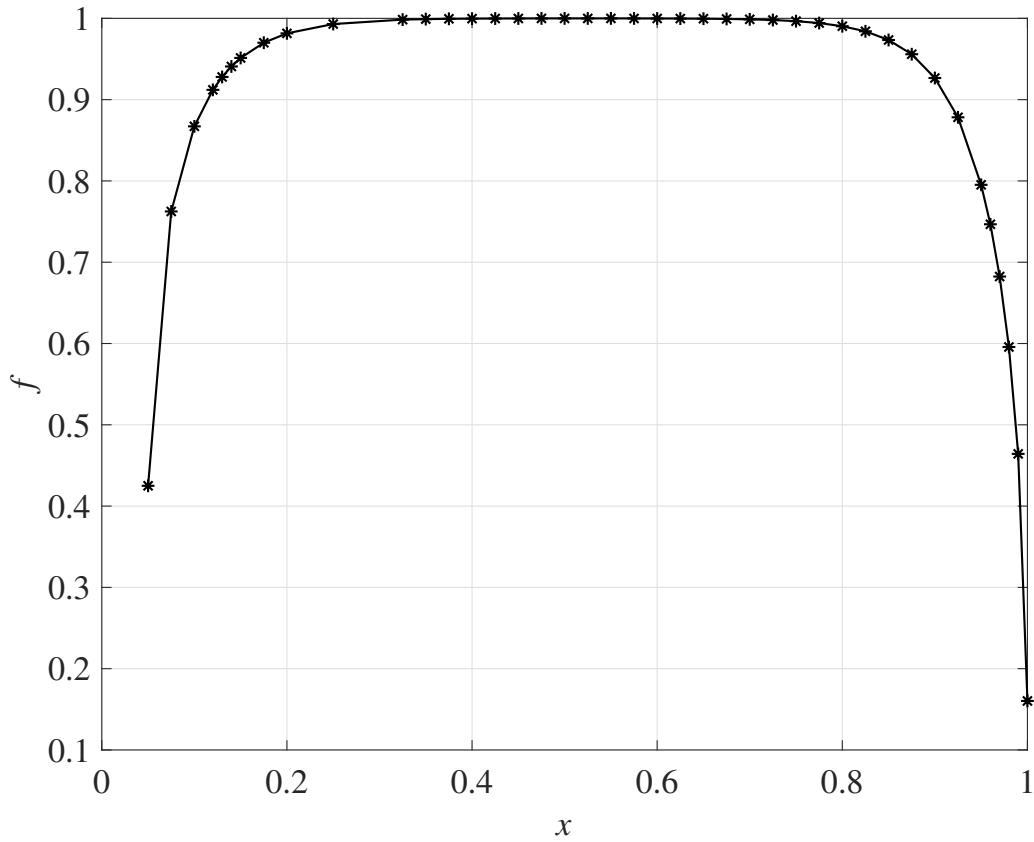


Figura 4.26: Factor de pérdidas en raíz y punta en función de x .

En la figura 4.26 se ve que el factor de pérdidas en raíz y punta de pala calculada con la formulación propuesta por Prandtl tiende a cero en la punta y en la raíz, mientras que tiene un valor igual a la unidad en la parte central.

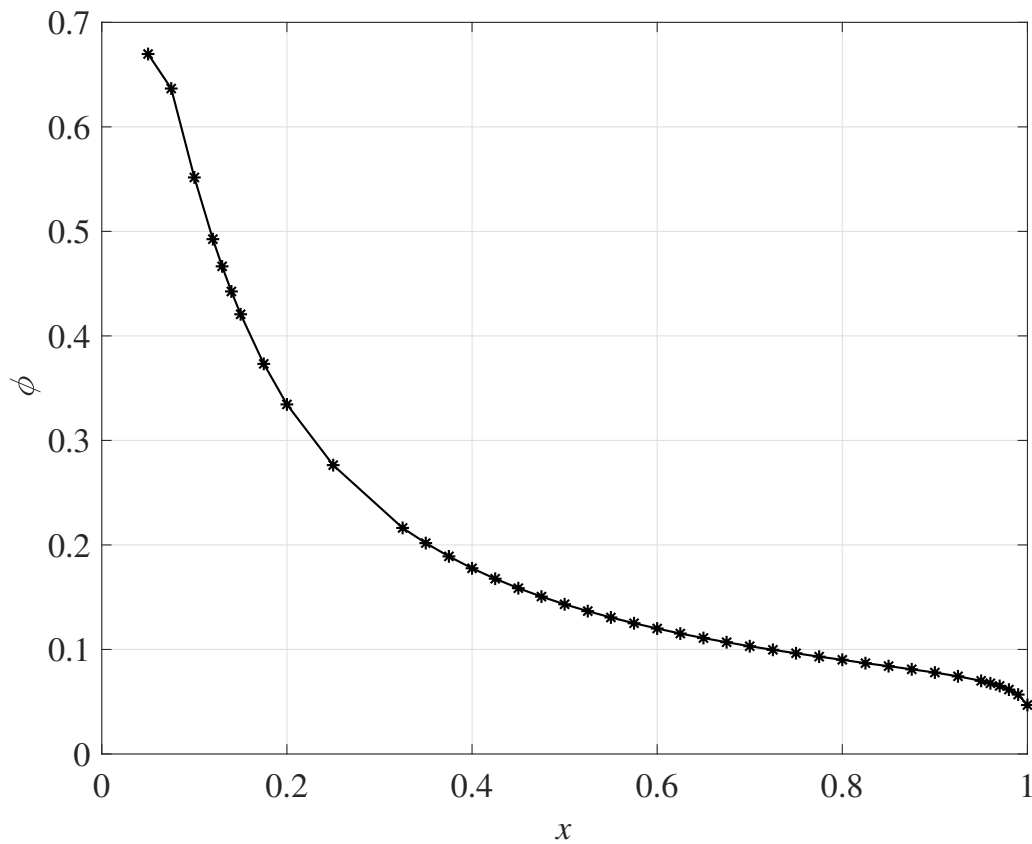


Figura 4.27: Ángulo de incidencia de la corriente en función de x .

En la figura 4.27 se puede observar que el ángulo de incidencia de la corriente, ϕ , disminuye para x crecientes, esto se debe a que la velocidad tangencial, U_T , se incrementa a lo largo del radio de la pala, mientras que la velocidad axial, U_P , permanece constante.

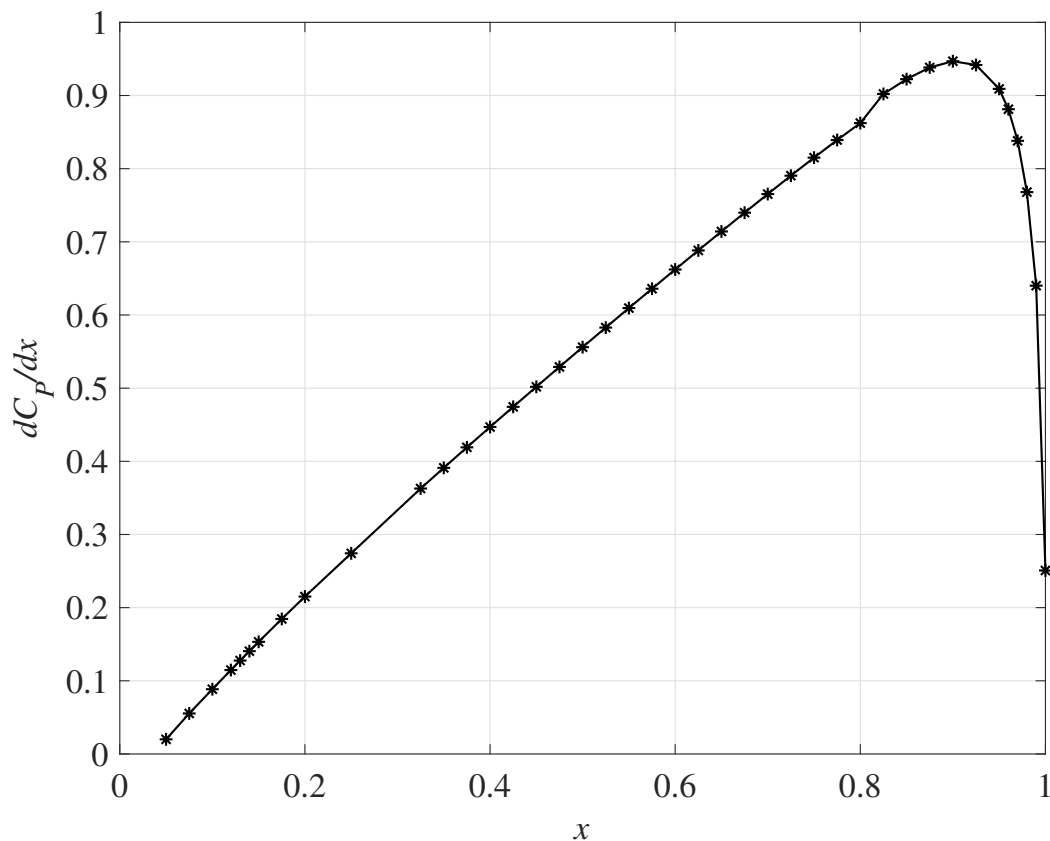


Figura 4.28: Diferencial del coeficiente de potencia en función de x .

La última figura, figura 4.28, es especialmente interesante porque en ella se puede ver que las zonas que más contribuyen a la extracción de potencia son aquellas más próximas a la punta de la pala, zona en la que se decidió colocar los perfiles aerodinámicos más eficientes [NACA-63618] porque no primaban los requisitos estructurales.

Es importante resaltar que el valor máximo de los máximos del C_P se obtiene para unos valores de los parámetros de operación determinados, $\lambda = \lambda_{opt}$ y $\theta_C = \theta_{C_{opt}}$, diferentes a los que arrojan el valor máximo de los máximos del C_Q . No obstante, lo que interesa es operar en condiciones λ_{opt} y $\theta_{C_{opt}}$. Dicho esto, es interesante representar como varían los principales coeficientes globales: coeficiente de potencia, C_P , coeficiente de par, C_Q , y coeficiente de tracción, C_T , **en función del parámetro de operación de velocidad en punta de pala, λ , para un valor determinado del ángulo de paso de control, $\theta_C = \theta_{C_{opt}}$** . Los resultados se muestran en las figuras 4.29-4.31.

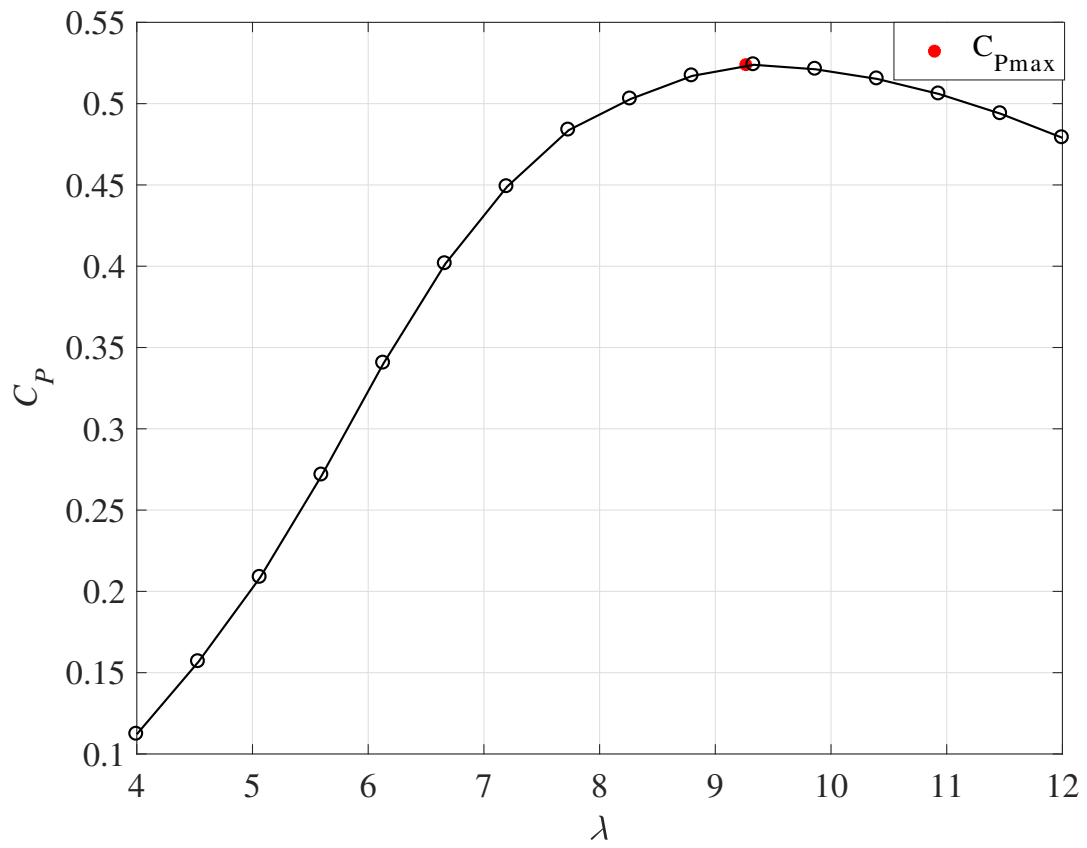
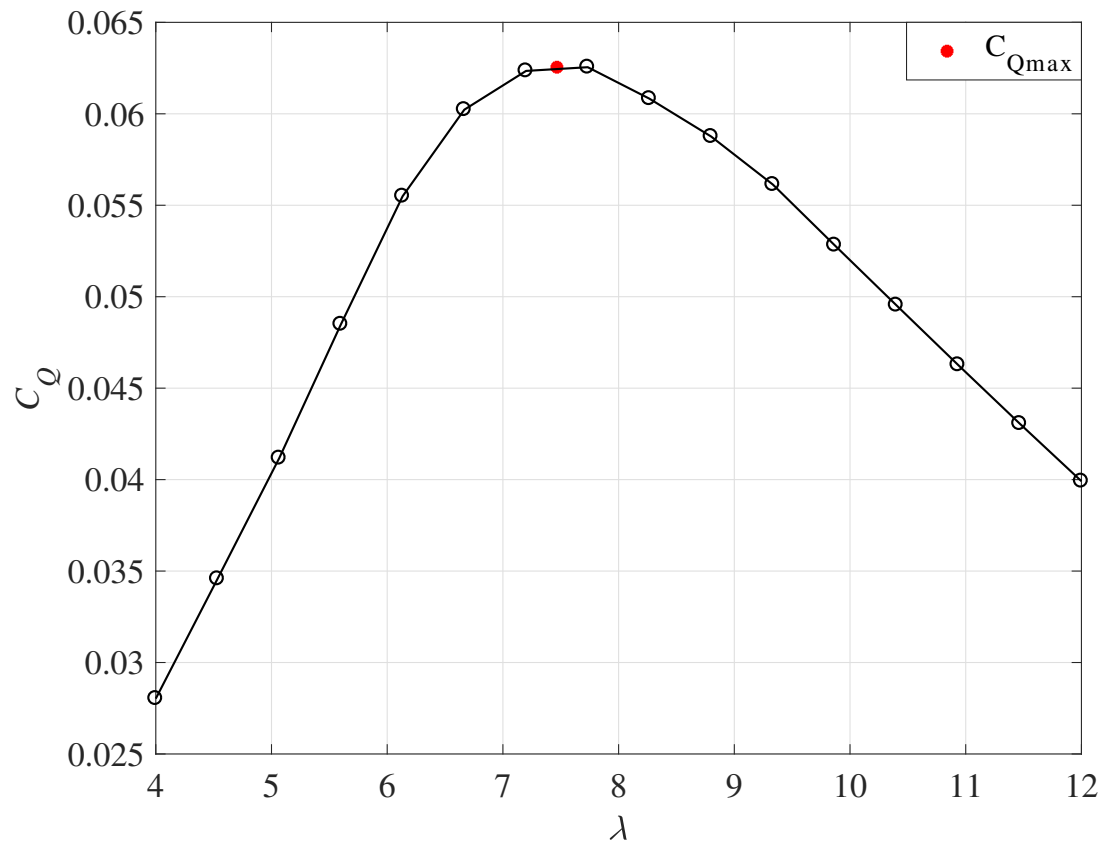


Figura 4.29: Coeficiente de potencia global en función de λ para $\theta_{C_{opt}}$.

Figura 4.30: Coeficiente de par global en función de λ para $\theta_{C_{opt}}$.

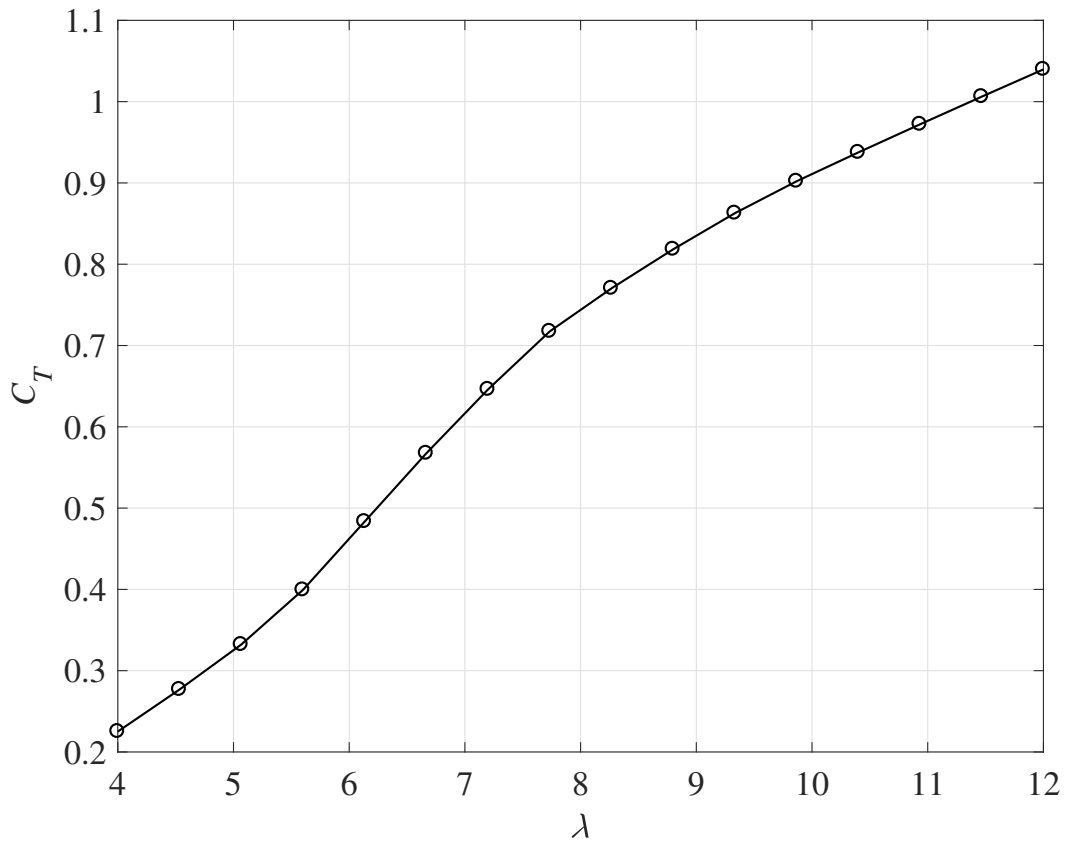


Figura 4.31: Coeficiente de tracción global en función de λ para $\theta_{C_{opt}}$.

En las figuras 4.29 y 4.30 se observa que operando con un ángulo de paso de control determinado [$\theta_C = \theta_{C_{opt}}$] el máximo C_P se obtiene para un valor del parámetro de operación λ diferente al que proporciona el máximo C_Q . En la tabla 4.5 se muestran los valores numéricos:

Rotor de 3 palas construido con la <i>pala óptima modificada</i>			
$C_{Q_{max}}$	0,06255	$\lambda_{C_{Q_{max}}}$	7,7333
$C_{P_{max}}$	0,5240	λ_{opt}	9,2633

Tabla 4.5: Coeficiente de par y de potencia máximos en condiciones $\theta_C = \theta_{C_{opt}}$.

Por último, en la figura 4.31 se observa como el coeficiente de tracción, C_T , es creciente con λ . Ésto advierte de nuevo que hay que ser conservadores a la hora de perseguir una configuración que ofrezca un $C_{P_{max}}$ muy alto, porque significa pagar el precio de un λ_{opt} muy grande, que equivale a operar con C_T también muy alto.

Capítulo 5

Radio del rotor. Criterios de selección

5.1. Introducción

El objetivo de este capítulo es fijar un valor para la variable R de aerogenerador objeto de este estudio. Una vez hecho esto, se puede calcular la velocidad nominal de la corriente, V_N , a la que el aerogenerador comienza a generar la potencia nominal, $P_N = 2,5$ MW, para la que ha sido diseñado [principal magnitud que lo caracteriza y compara con otros diseños]; y la velocidad nominal de giro del rotor, Ω_N , es decir, la velocidad a la que girará el rotor cuando las condiciones externas permitan generar la potencia nominal.

5.2. Elección del radio

En la sección 2.4 se hace un análisis de los principales aerogeneradores marinos comerciales, en 2.5 se revisa el principal documento que dicta las limitaciones a los diseños, posteriormente, en la sección 3.3 se define un emplazamiento marino simbólico para el estudio en el que operará el aerogenerador y en el capítulo 4 se lleva a cabo un estudio aerodinámico que determina el $C_{P_{max}}$ que produce el rotor y los parámetros adimensionales de operación λ_{opt} y $\theta_{C_{opt}}$ que permiten dicha condición. Para poder continuar, es necesario dimensionar el rotor y transformar todos estos parámetros en variables dimensionales.

En este punto del estudio, los datos conocidos relevantes para la elección del radio son:

- $C_{P_{max}}$, λ_{opt} y $\theta_{C_{opt}}$
- Potencia nominal¹: $P_N = 2,5$ MW.
- Parámetros de Weibull del emplazamiento simbólico²: $k = 1,25$ y $c = 10$ m/s

¹Se selecciona a partir de la tecnología actual instalada. Ver tabla 2.1.

²Ver sección 3.3

- Velocidades de arranque y parada del rotor³: $V_{in} = 3$ m/s y $V_{out} = 25$ m/s
- Rendimientos mecánico y eléctrico⁴: $\eta_M = 0,95$ y $\eta_E = 0,95$
- Velocidad límite por ruido en punta de pala⁵: $(\Omega R)_{NL} = 95$ m/s
- Densidad del aire [nivel del mar]: $\rho = 1,225$ kg/m³

Destacar, que la **potencia nominal**, P_N , es una especificación de partida a la hora de realizar el **diseño del aerogenerador** y, como es de esperar, juega un papel fundamental a la hora de dimensionar el radio del rotor. En las siguientes subsecciones se muestra explícitamente como influye en dicha decisión.

5.2.1. Criterios tecnológicos para la elección del radio

Ya se ha hablado de la potencia nominal como parámetro que define un aerogenerador y sirve para 'categorizarlo' dentro del mercado. En este punto del estudio hay que introducir la **potencia específica**, SP , que se define como la relación entre la potencia nominal y la superficie del rotor:

$$SP = \frac{P_N}{\pi R^2} \quad (5.1)$$

Es un parámetro ampliamente utilizado en el sector para determinar, entre otras cosas, la viabilidad de diseño y fabricación de un rotor para un potencia nominal ya fijada. Por lo tanto, es un buen parámetro a la hora de imponer unas primeras restricciones tecnológicas de fabricación al tamaño de las palas.

Dicho esto, se hace un análisis de los principales aerogeneradores comerciales, tanto marinos como terrestres y de un amplio rango de potencias nominales, ya existentes en el mercado. Los resultados se muestran en la figura 5.1:

³Se selecciona a partir de la tecnología actual instalada. Ver tabla 2.1.

⁴No es un dato que publiquen los fabricantes, se suponen constantes. Estimación suficiente para la etapa de diseño en la que se está trabajando.

⁵Consultar [19]

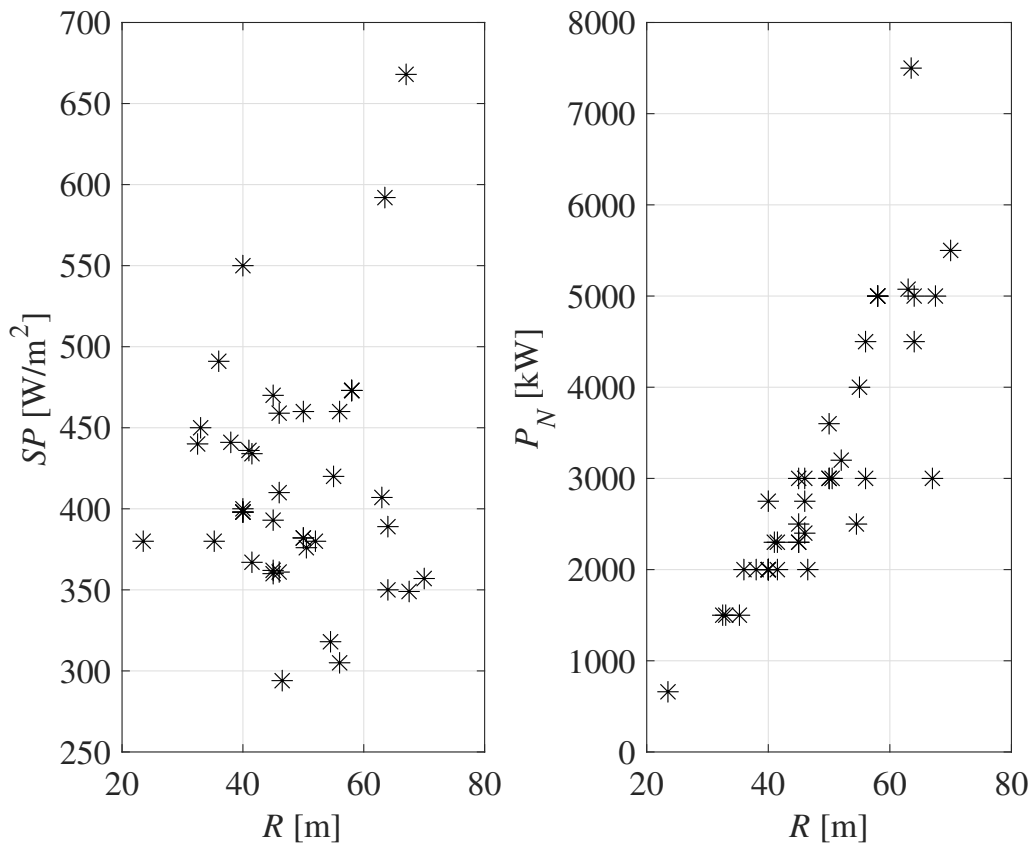


Figura 5.1: Potencia específica y potencia nominal en función del radio para diferentes modelos.

Fuente: Consultar [3, 14, 15, 16, 17].

Como indica la expresión 5.1, el mayor valor de potencia específica fija un valor mínimo para el radio de diseño, a partir del cual, estadísticamente, no es rentable diseñar y fabricar con radios menores porque no se generaría la suficiente energía durante la operación, es decir, no sería una máquina competitiva en el mercado eólico. Por el contrario, el valor más pequeño de potencia específica pone una cota máxima al valor de radio, a partir del cual los fabricantes no consideran producir a día de hoy, porque tecnológica o económicamente no es viable [implica una torre mayor y complica el transporte y la instalación] a pesar de que generaría una mayor cantidad de energía eléctrica. No obstante, **estas cotas no son infranqueables** y sobrepasarlos o no es una de las decisiones que hay que tomar en este trabajo.

De la figura 5.1, se obtienen los valores de potencia específica máxima y mínima que marca la tecnología actual: $SP_{max} = 668$ y $SP_{min} = 294$, que para una potencia nominal de 2,5 MW se traduce en las siguientes cotas : $R_{SP_{max}} = 34,51$ m y $R_{SP_{min}} = 52,03$ m.

Es preciso introducir la variable velocidad nominal del viento, V_N , que se define como la mínima velocidad de la corriente a partir de la cual la potencia inyectada en la red eléctrica es la potencia nominal. Por lo que se puede calcular a partir de la siguiente expresión, suponiendo que el rotor opera

en condiciones óptimas:

$$P_{NA} = \frac{P_N}{\eta_E \eta_M} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_N^3 C_{P_{max}} \quad (5.2)$$

lo que se traduce en una ligadura entre el valor del radio buscado y dicha velocidad:

$$R = \left(\frac{2P_N}{\pi \rho \eta_M \eta_E C_{P_{max}}} \right)^{\frac{1}{2}} V_N^{-\frac{3}{2}} \quad (5.3)$$

En la expresión 5.3 se ve que el valor del radio establecido aumenta a medida que V_N disminuye. Y, a modo de análisis adicional, se interpreta que para un mismo valor de V_N el valor del radio aumenta de forma directamente proporcional a la potencia nominal para la que se diseña el aerogenerador, que como ya se ha indicado en capítulos anteriores, es un punto de partida del diseño [$P_N = 2,5$ MW].

Es lógico pensar que cuánto menor se defina la velocidad nominal, mayor será la producción de energía del aerogenerador en un emplazamiento determinado. Y en el caso ideal desde el punto de vista energético, se tendría un valor de V_N igual al valor de la velocidad de arranque del rotor [$V_{in} = 3$ m/s], de forma que el aerogenerador estaría el 100% del tiempo de funcionamiento produciendo a la máxima potencia. No obstante, si se introduce el valor de V_{in} en la ecuación 5.3 se obtiene un radio de más de 140 metros, lo cual no solo sobrepasa las cotas que marca la potencia específica, sino que extremadamente complejo y costoso desde el punto de vista constructivo y de instalación.

Adicionalmente a las restricciones expuestas, se debe tener en cuenta la limitación por ruido en punta de pala que impone la norma, tal y como se indica al comienzo de esta sección. En el caso de los aerogeneradores marinos esta limitación es menos restrictiva que en los instalados en tierra firme [en áreas cercanas a poblaciones esta limitación suele ser $(\Omega R)_{NL} = 70 - 90$ m/s], no obstante, existe y no se puede pasar por alto. Adicionalmente, dependiendo del emplazamiento que se escoja definitivamente podrían encontrarse normativas locales que impongan otro valor. Para este estudio se considera lo que aconseja la norma: $\Omega R \leq (\Omega R)_{NL} = 95$ m/s, lo que se traduce en un límite superior para la velocidad nominal:

$$V_{\Omega NL} = \frac{(\Omega R)_{NL}}{\lambda_{opt}} = 10,26 \text{ m/s} \quad (5.4)$$

y, entrado en la ecuación 5.3, una cota inferior para el valor del radio:

$$R_{NL} = 50,47 \text{ m} \quad (5.5)$$

Para una mejor interpretación, en las figuras 5.2 y 5.3 se representan las cuatro restricciones que se acaban de plantear:

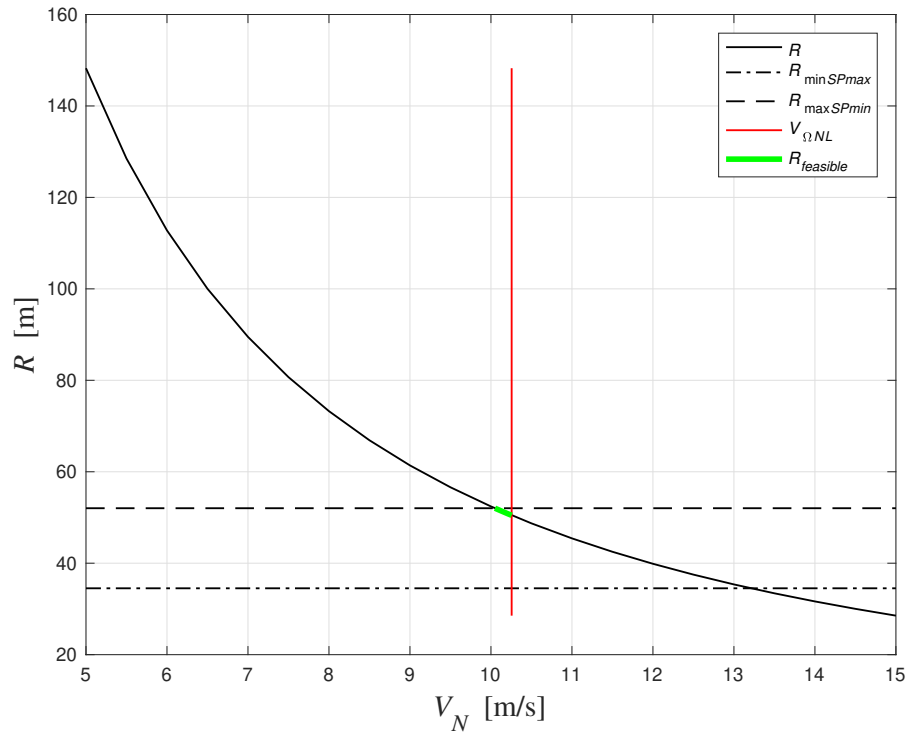


Figura 5.2: Limitaciones de carácter tecnológico al valor del radio del rotor.

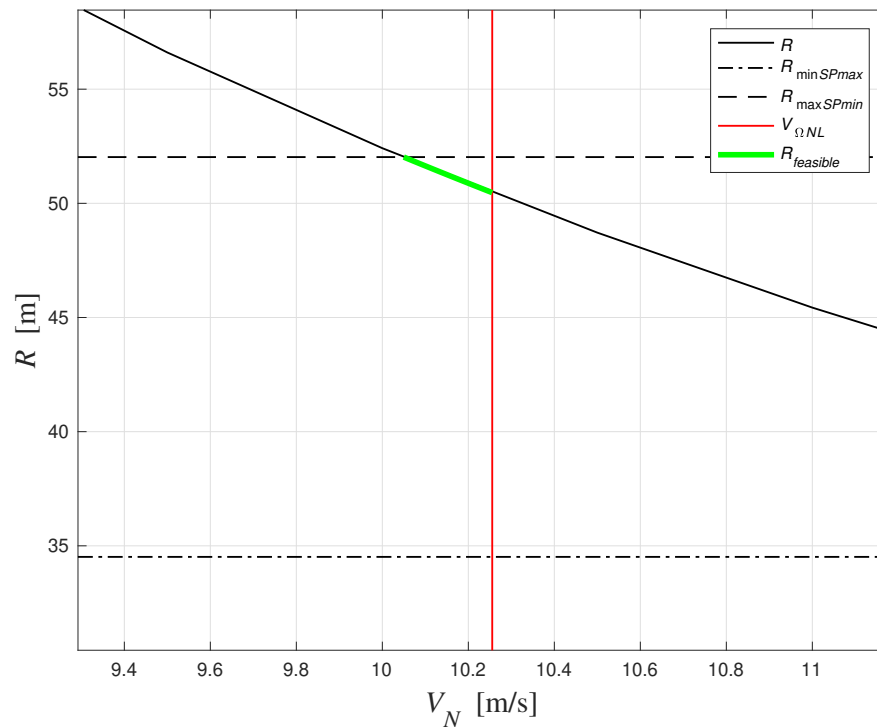


Figura 5.3: Zoom en la zona $R_{feasible}$ de la figura 5.2, incluyendo las limitaciones por potencia específica y ruido.

A la vista de las figuras 5.2 y 5.3, se encuentra una región comprendida entre la restricción que impone la limitación por ruido en punta de pala y la cota máxima que establece la potencia específica mínima, que se ha denominado $R_{feasible}$.

Para concluir, en la tabla 5.1 se muestran a modo de resumen los valores claves de las figuras 5.2 y 5.3:

	Limitación por ruido en punta de pala	Limitación por potencia específica máx. y mín.	
$R[m]$	50,47	52,03	34,51
$V_N[m/s]$	10,26	10,01	13,21

Tabla 5.1: Limitaciones de carácter tecnológico al valor del radio del rotor.

5.2.2. Criterios económicos para la elección del radio

En un proyecto de este tipo, desarrollado para posicionarse en un sector como el de la energía, no se puede pasar por alto el aspecto económico. Y la elección del tamaño del radio compromete el tamaño de la torre, la tecnología y materiales del mecanismo de paso y cojinetes, los mecanismos de freno y acoplamientos de alta y baja velocidad, el transporte y las infraestructuras portuarias necesarias, etc. Y todo esto se traduce en costes.

Para cuantificar lo que aporta cada componente al coste de obtención de la energía se ha utilizado el modelo *WindPACT* desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory y publicado en el texto *Wind Turbine Cost and Scaling Model* [26] apoyándose en textos como *An Overview of the Technology and Economics of Offshore Wind Farms* [27]. En éste se detalla paso a paso los aspectos que se deben considerar para estimar el coste de obtención de la energía que produce un aerogenerador de forma fiable, basándose en máquinas ya existentes en el mercado. Para lo que desglosa todos los componentes y subcomponentes de los aerogeneradores comerciales; y añade los costes asociados a piezas y procesos de montaje y mantenimiento específicos de aerogeneradores marinos [con datos obtenidos de una instalación hecha a 5 millas de la costa y con 10 metros de profundidad usando estructura monopilote por ser esta la más ampliamente usada y encontrarse en un estado de industrialización muy superior al resto de tipos de estructuras].

Usando de nuevo el software *MATLAB R2016b* para iterar con el valor del radio entre 30 y 60 metros con las funciones y factores que se especifican en dicho informe⁶, se obtiene una visión cuantitativa de como varía el coste de la energía [ampliamente conocido por sus siglas en inglés COE, Cost of Energy] en función del radio del aerogenerador que se está diseñando para el emplazamiento simbólico seleccionado:

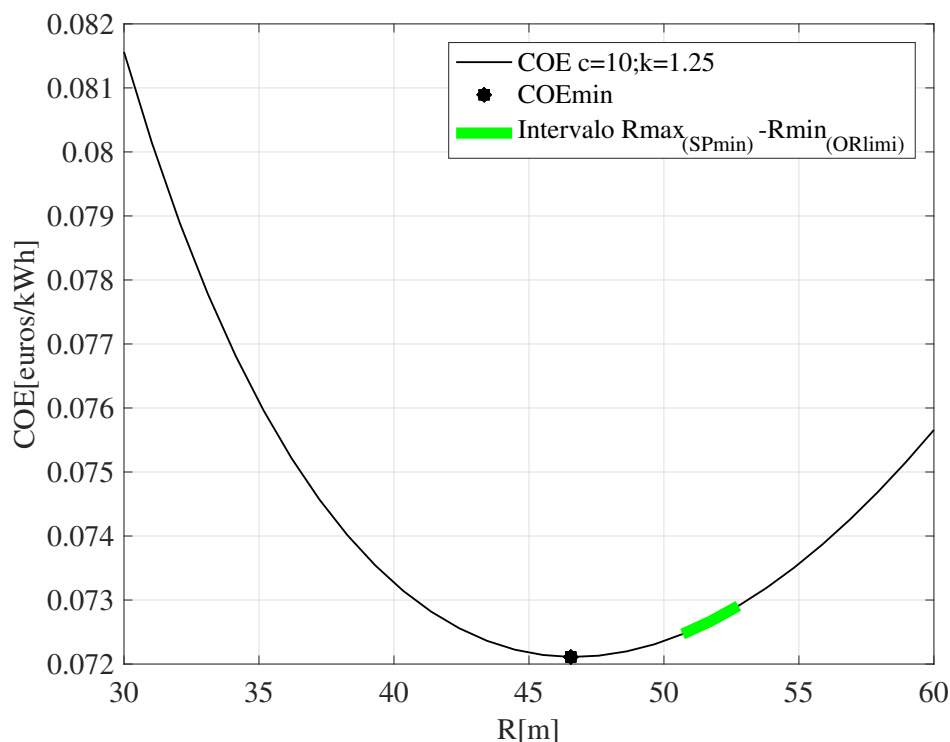


Figura 5.4: Variación del COE con el radio en el emplazamiento simbólico seleccionado para el diseño.

⁶Algunas de estas funciones se muestran en detalle en la sección 7.2

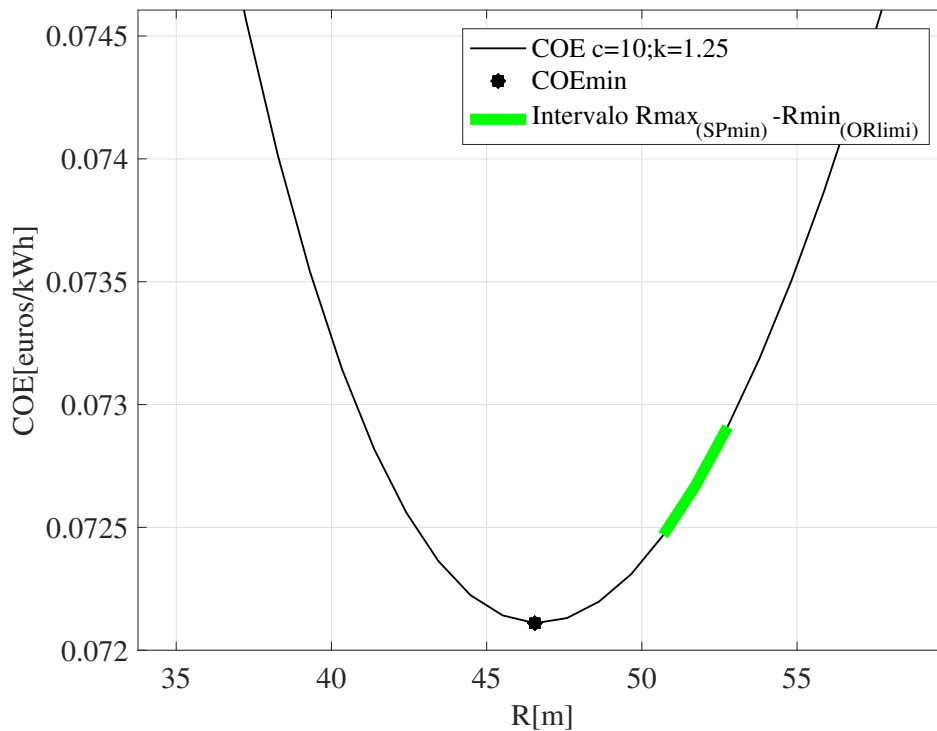


Figura 5.5: Zoom en la zona de interés de la figura 5.4.

En las figuras 5.4 y 5.5 se han representado el valor del COE mínimo y la zona $R_{feasible}$ de los criterios tecnológicos mostrados en la figura 5.2. A la vista queda que el coste de la energía mínimo se obtiene para un valor del radio de diseño demasiado pequeño, que se sale de las limitaciones tecnológicas.

5.2.3. Elección final

Finalmente, para **minimizar el coste de obtención de la energía sin comprometer los criterios tecnológicos y la limitación por ruido en punta de pala se decide establecer como valor para el radio del rotor: $R = R_{NL} = 50,47\text{m}$.**

Además de los mostrados hasta este punto, hay otros dos parámetros relevantes que guardan una relación directa con el radio:

- Factor de capacidad: $FC = \frac{\bar{P}}{P_N} = \frac{P_{AVE}}{P_N}$,
- Horas equivalentes: $H_{EQ} = FC \times NHY$ [$NHY = 8760$ son las horas anuales, calculadas multiplicando 365 días por 24 h]

En las figuras 5.6 y 5.7 se han representado ambos parámetros y las limitaciones al radio ya expuestas:

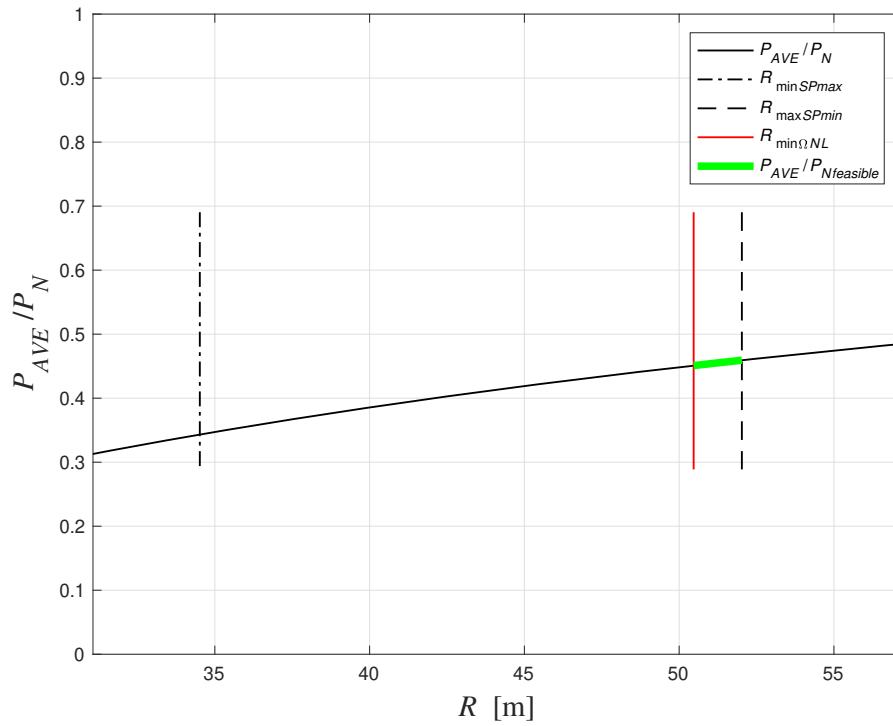


Figura 5.6: Factor de capacidad en función del radio del rotor.

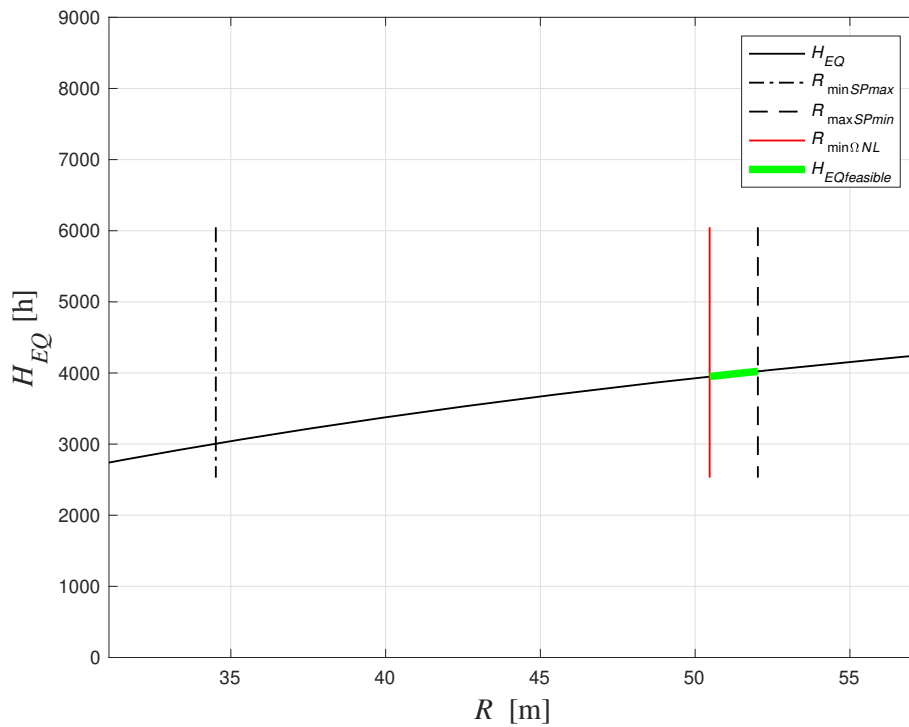


Figura 5.7: Horas equivalentes en función del radio del rotor.

El número de horas equivalentes y el factor de capacidad, como era de esperar, aumentan con el

radio del rotor. Si se analiza la zona verde del estudio, $R_{feasible}$, ésta arroja para ambos parámetros valores aceptables que hace un posible parque eólico rentable [$FC \sim 0,3 - 0,4$ y $H_{EQ} \sim 2000 - 3000$ h]. De nuevo se presenta una horquilla de radios factibles en los que se podría fijar el diseño, pero, se decide priorizar el criterio económico para poder posicionar el proyecto en el mercado eólico marino actual, con el que se obtienen valores muy buenos para el factor de capacidad y para las horas equivalentes.

Fijado el radio, la altura al buje se estima de forma inmediata con la relación $0,95(2R)$ comúnmente empleada en el diseño de este tipo de aerogeneradores⁷. Ésta representa la altura a la que se sitúa el rotor respecto de la estructura soporte, es decir, respecto de la superficie del mar.

Tras el análisis realizado, en la tabla 5.2 se recogen los datos que definen el aerogenerador:

R [m]	h [m]	P_N [MW]	V_N [m/s]	FC [-]	H_{EQ} [h]	P_{AVE} [MW]
50,47	96	2,5	10,26	0,451	3950	1,13

Tabla 5.2: Dimensiones del rotor, la torre y principales parámetros del aerogenerador.

5.3. Influencia del emplazamiento en el coste de la energía

En la sección 3.3 se analiza a fondo el modelo estadístico utilizado para describir el viento medio en una zona determinada, candidata a alojar el aerogenerador diseñado. Y se define un emplazamiento simbólico genérico por su valor de los parámetros de Weibull [$k = 1,25$ y $c = 10$], que servirá de ahí en adelante para dimensionar el rotor y optimizar las actuaciones. A continuación, en la sección 5.2 se analizan los criterios tecnológicos que limitan el tamaño del rotor y la influencia de éste en el coste de obtención de la energía. Para, finalmente, cerrar el diseño con $R = R_{NL} = 50,47$ m, lo que supone un valor de la velocidad nominal de $V_N = 10,26$ m/s.

En este punto del estudio es interesante analizar como influye el emplazamiento en el coste de obtención de la energía producida:

⁷A partir de los datos de la tabla 2.1

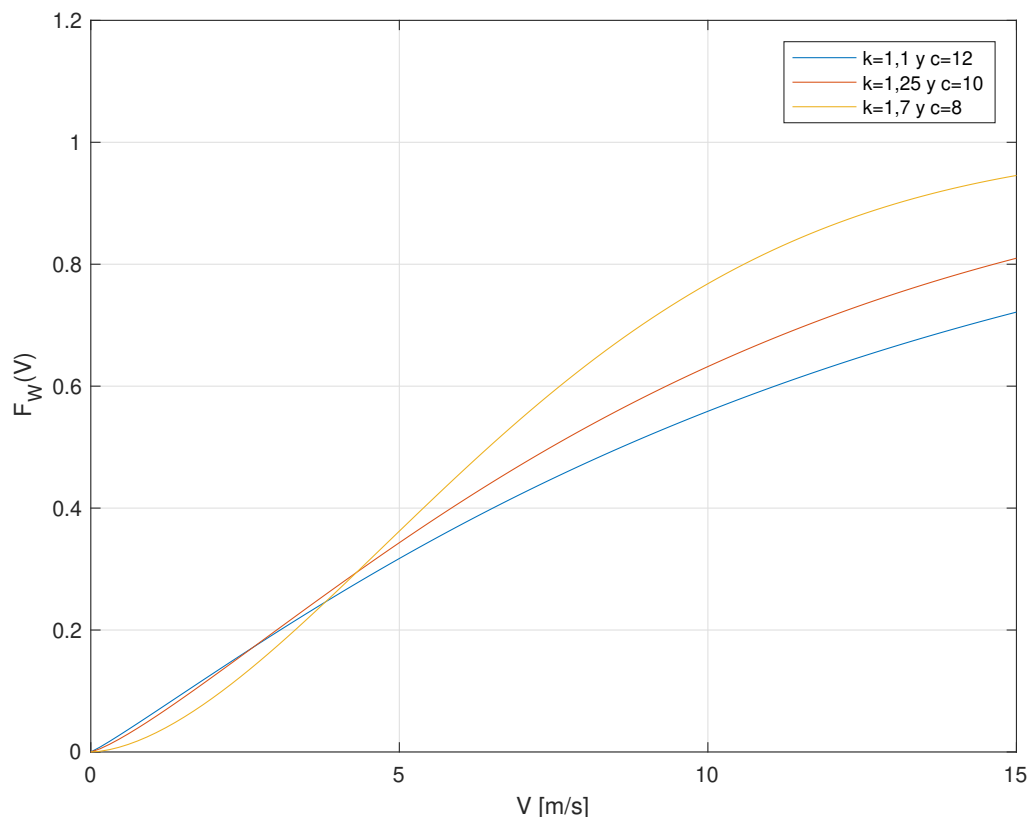


Figura 5.8: Función de probabilidad acumulada para tres combinaciones de los parámetros de Weibull.

En la figura 5.8 se representa la función de probabilidad acumulada de Weibull para tres combinaciones diferentes de los parámetros que definen la función:

1. Para el emplazamiento simbólico del estudio la probabilidad de que la velocidad del viento incidente sea igual o superior a la nominal es de un 35%, el valor medio es de 9,31 m/s y el factor de capacidad obtenido es 0,451.
2. Para un emplazamiento en el que la velocidad media [11,58 m/s] y la variación de esta variable respecto a la media anual es mayor que el caso anterior [$k = 1,1$ y $c = 12$], la probabilidad de que la velocidad del viento sea igual o superior a la nominal es de un 42% y el factor de capacidad del aerogenerador es 0,441, menor que el caso de estudio.
3. Para un emplazamiento en el que la media anual de la velocidad el viento [7,14 m/s] y la variabilidad respecto al valor medio es menor que el caso de estudio [$k = 1,7$ y $c = 8$], la probabilidad de que la velocidad del viento sea igual o superior a la nominal es de un 22% y el factor de capacidad es 0,405. Ambos valores inferiores que el caso de estudio, y la probabilidad notablemente inferior que el caso 2.

Traducido a costes, en la figura 5.9 se ha representado con el software *MATLAB R2016b* la variación del COE con el radio del rotor para los tres casos anteriores usando las mismas funciones implemen-

5.3. INFLUENCIA DEL EMPLAZAMIENTO EN EL COSTE DE LA ENERGÍA

tadas para representa la figura 5.4 calculadas tres veces [una para cada pareja de k y c] para cada valor del radio en el se itere:

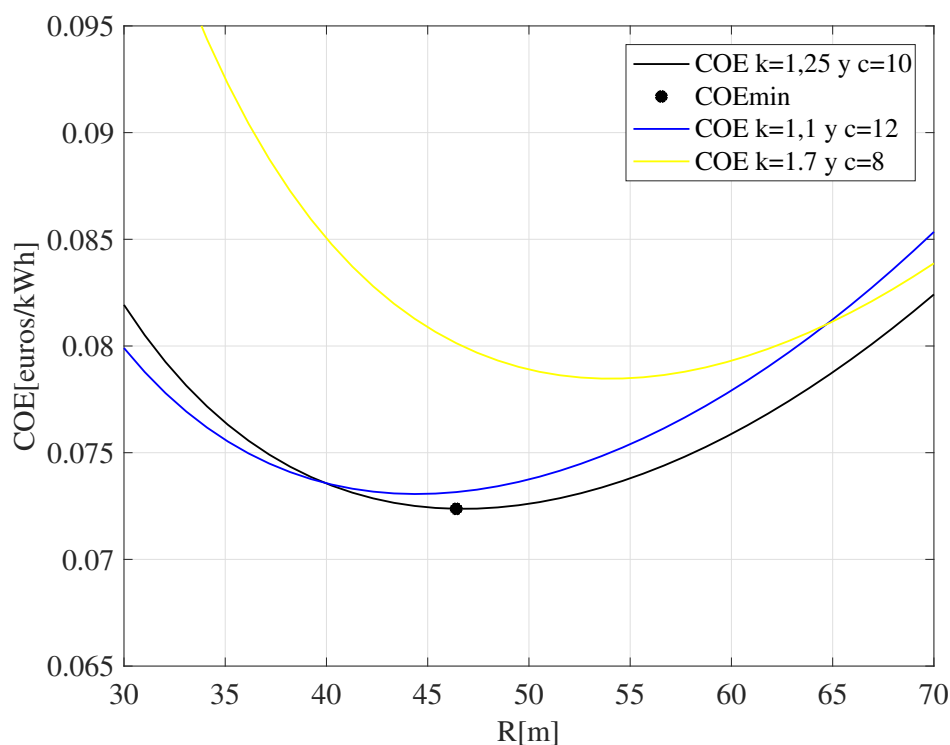


Figura 5.9: Variación del coste de la energía con el radio para tres combinaciones de los parámetros de Weibull.

A la vista queda que la configuración de diseño, que se cerró con un radio de 50,47 metros, incurre en el menor COE para el emplazamiento original en el que fue optimizado, como es lógico. Y que el caso 2 [$k = 1,1$ y $c = 12$], a pesar de tener una velocidad media del viento mayor y también mayor probabilidad de que la velocidad del viento sea igual o superior a la nominal, supone un mayor coste de obtención de la energía.

Para concluir este punto, indicar que podría ser interesante para el fabricante producir tres modelos del mismo aerogenerador con un radio del rotor diferente de forma que se optimice en términos económicos la operación de la máquina para tres emplazamientos diferentes. Haciendo el diseño más versátil y fácilmente comercializable en el mercado de la energía eólica.

Capítulo 6

Actuaciones del aerogenerador

6.1. Introducción

El objetivo de este capítulo es, por un lado, representar las principales curvas que definen el comportamiento del aerogenerador en función de la velocidad del viento, y por otro lado, representar los principales mapas de actuaciones con las variaciones de los coeficientes globales C_P , C_Q , C_T en función de los parámetros de operación λ para θ_C .

6.2. Curvas principales y leyes de control en función de la velocidad del viento

Con el diseño cerrado, determinado el tamaño de las palas y fijada la velocidad de la corriente incidente para la que se alcanza la potencia nominal, se pueden definir las actuaciones del aerogenerador en función de la velocidad del viento incidente.

Una de las curvas más representativas en el estudio de aerogeneradores es la curva de potencia:

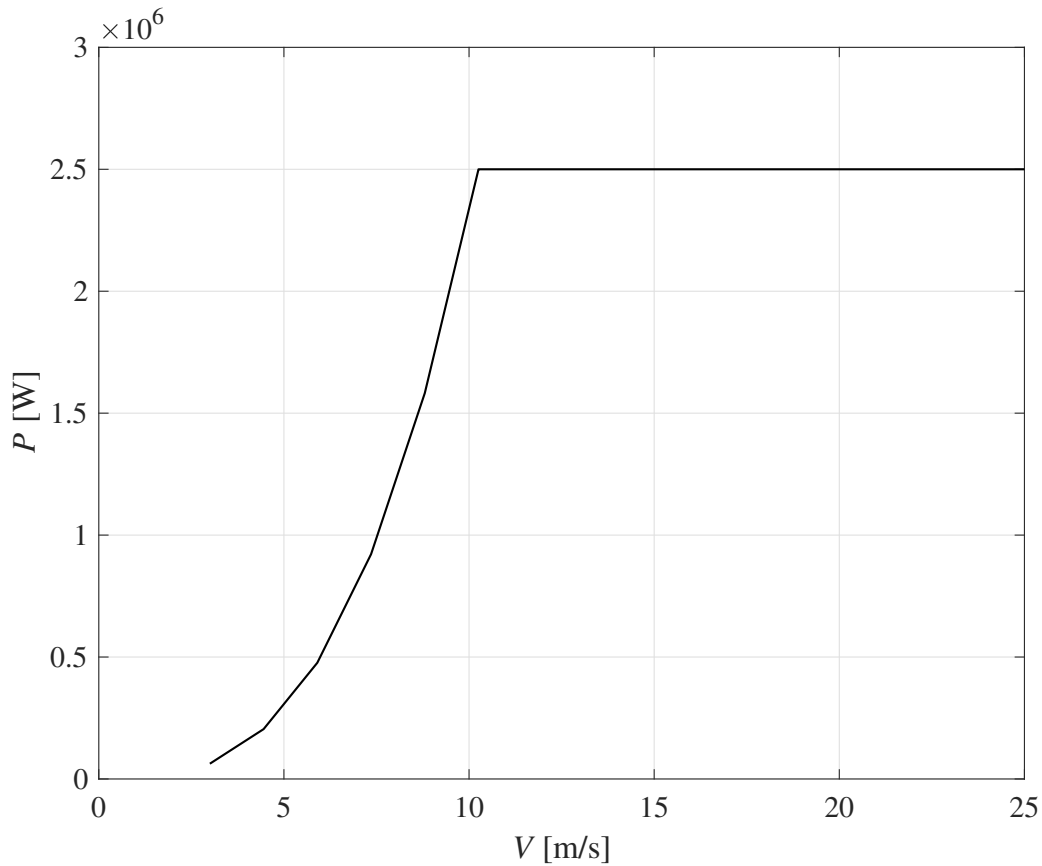


Figura 6.1: Curva de potencia del aerogenerador diseñado.

En la figura 6.1 se ha representado la curva de potencia del diseño llevado a cabo. Para interpretarla correctamente se debe tener presente que, el radio se fijó de forma que la potencia nominal se alcanza para una velocidad de giro del rotor que no sobrepasa la limitación por ruido. Lo que se traduce en una curva compuesta por dos tramos:

- Primer tramo, en el que se trabaja a máxima eficiencia: $V_{in} \leq V \leq V_N$:

$$\begin{cases} \Omega = \frac{\lambda_{opt} V}{R} \\ \theta_C = \theta_{C_{opt}} \\ P = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_{P_{max}} \eta_E \eta_M \end{cases}$$
- Segundo tramo, en el que se trabaja con la potencia limitada a su valor nominal de diseño: $V_N \leq V \leq V_{out}$:

$$\begin{cases} \Omega = \Omega_N \\ \theta_C = \theta_C(V) \\ P = P_N = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_P \left(\frac{\Omega_N R}{V}, \theta_C(V) \right) \eta_M \eta_E \end{cases}$$

La curva de potencia representada en la figura 6.1 muestra un punto de especial interés que marca la transición entre el primer y el segundo tramo, es decir, **la velocidad de la corriente incidente a la que el aerogenerador comienza a producir la potencia máxima para la que ha sido diseñado, la**

potencia nominal, $P_N = 2500000 \text{ W}^1$:

$V_N[\text{m/s}]$	$P_N[\text{MW}]$
10,26	2,5

Tabla 6.1: Punto de transición del primer al segundo tramo de la curva definido por la potencia nominal de diseño. 6.1.

Dicho esto, la curva de la velocidad de giro del rotor presenta también dos tramos:

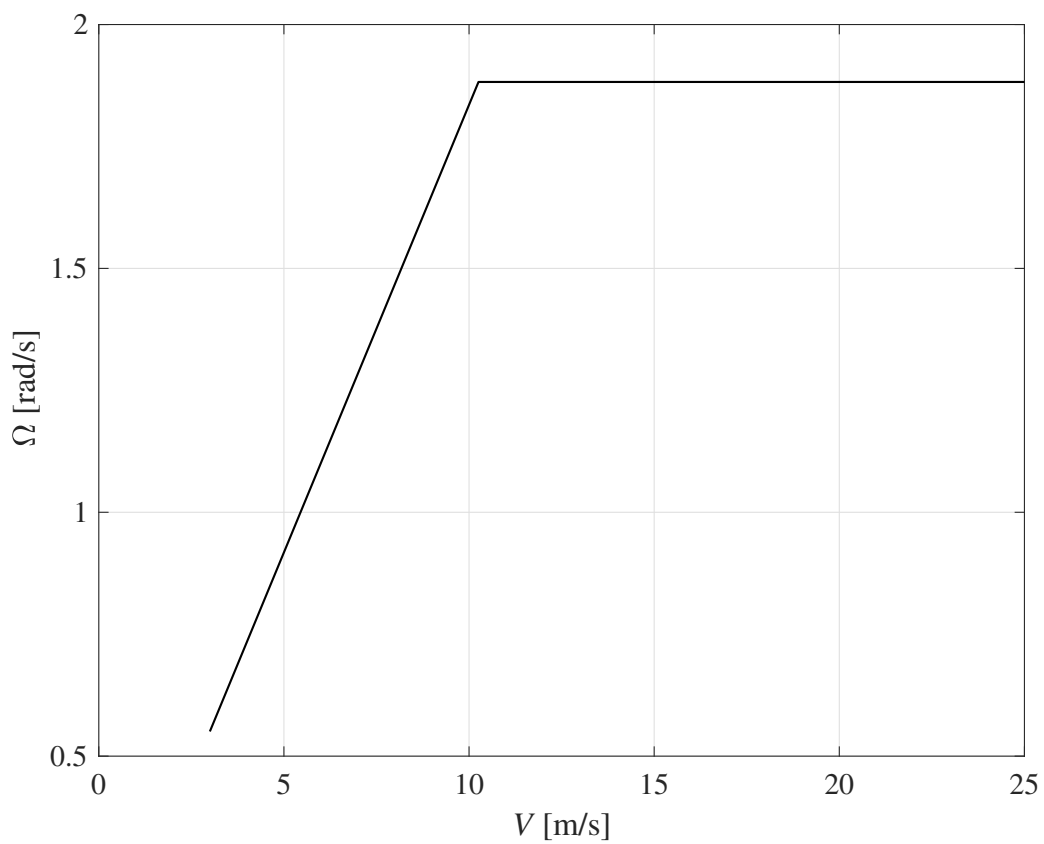


Figura 6.2: Velocidad de giro del rotor en función de la velocidad del viento.

Igual que la curva del par que actúa sobre el rotor:

¹Recuerde el lector que este es uno de los parámetros de partida del diseño realizado.

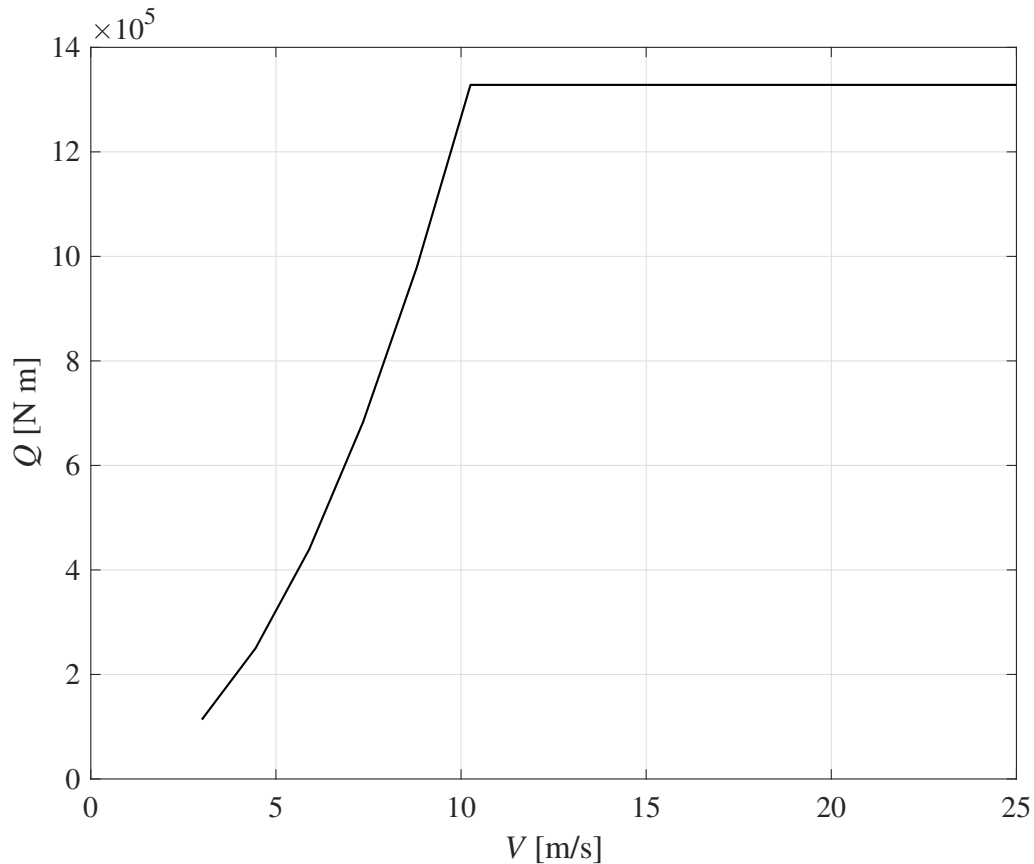


Figura 6.3: Par sobre el rotor en función de la velocidad del viento.

En las figuras 6.1, 6.2 y 6.3 se puede analizar como el par que actúa sobre el rotor aumenta hasta que la potencia producida alcanza el valor máximo para el que ha sido diseñado el aerogenerador y a partir de ahí se mantiene constante, debido a la ley de control que actúa sobre las palas y limita la velocidad de giro del rotor cuando ésta alcanza su valor nominal, $\Omega = \Omega_N$.

Para conseguir limitar la potencia en su valor nominal y dibujar el segundo tramos es el ángulo de paso de control, θ_C , el que tiene que variar a medida que aumenta la velocidad de la corriente incidente. Y esta variación es la que define la ley de control del aerogenerador, que una vez definido, se cargará al sistema de control del paso de las palas que alberga el rotor.

Hay dos posibles opciones para definir la ley de control del aerogenerador con la que se consigue la curva de potencia mostrada:

1. **Control con paso variable:** a partir de que la velocidad del viento alcance V_N se comienza a aumentar θ_C , de manera que disminuye el ángulo de ataque al que están expuestos los perfiles en cada sección de la pala. Lo que equivale a una reducción de las fuerzas [aerodinámicas] sobre la pala, y por consiguiente evita una posible situación en la que palas y torre se vean expuestas a altas cargas que no puedan soportar. Además, mantiene la velocidad de giro del rotor constante.

2. **Control con pérdida activa:** a partir de que la velocidad del viento alcance V_N se comienza a disminuir θ_C , de manera que aumenta el ángulo de ataque al que están expuestos los perfiles en cada sección de la pala. Lo que produce la entrada en pérdida progresiva, y por consiguiente, una reducción en la fuerza aerodinámica de sustentación sobre la pala [la fuerza aerodinámica de resistencia aumenta]. Aunque también consigue mantener la velocidad de giro del rotor constante, tiene una gran **desventaja** que radica en la dificultad técnica de **predecir el comportamiento aerodinámico de los perfiles [y más aún de todo el rotor] en situaciones de entrada en pérdida.**

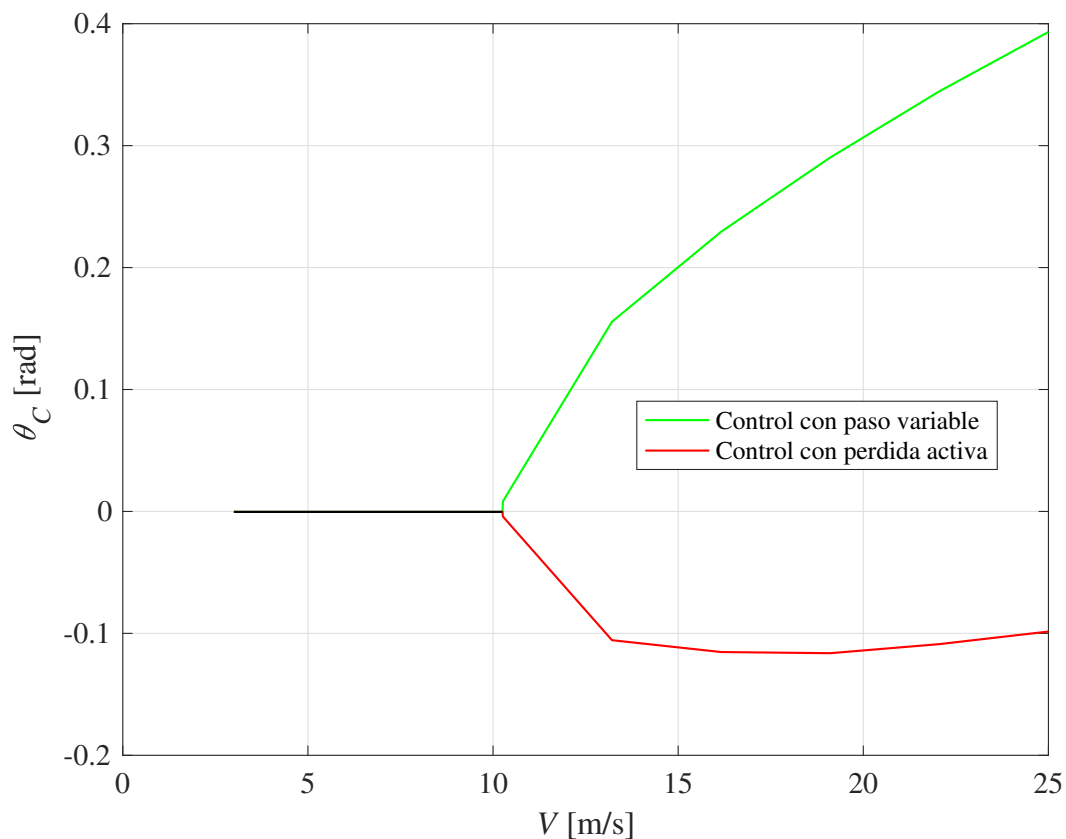


Figura 6.4: Leyes de control en función de la velocidad del viento.

En la figura 6.4 se observan los dos tramos de la ley de control: un primer tramo donde el ángulo de control del paso es el óptimo, $\theta_{C_{opt}}$, hasta que la velocidad del viento alcanza V_N , lo que genera el primer tramo de la curva de la figura 6.1 [en dicho intervalo la extracción de potencia se hace operando con la máxima eficiencia]. Y un segundo tramos, en el que el ángulo de control de paso se mueve hacia valores positivos en caso de implementar la ley control con paso variable o hacia valores menores [llegando a ser negativos] en caso de implementar la ley de control con pérdida activa, para valores de la velocidad del viento superiores a V_N , lo que mantiene la extracción de potencia en su valor máximo, a costa penalizar el valor del C_P de funcionamiento.

6.3. Mapas completos de las actuaciones del aerogenerador

El objetivo de esta sección es, por un lado, representar la variación del coeficiente de potencia global $C_P = C_P\left(\frac{\Omega_N R}{V}, \theta_C(V)\right)$ que juega un papel fundamental en el segundo tramos de la curva 6.1. Y por otro, representar la variación de los coeficientes globales C_T y C_Q también en función los parámetros adimensionales de velocidad en punta de pala, λ , y el ángulo de paso de control, θ_C . Dichas representaciones generan superficies a las que comúnmente se denominan *mapas* [formados en este caso a partir de 625 puntos, por cuestiones de potencia de cálculo]:

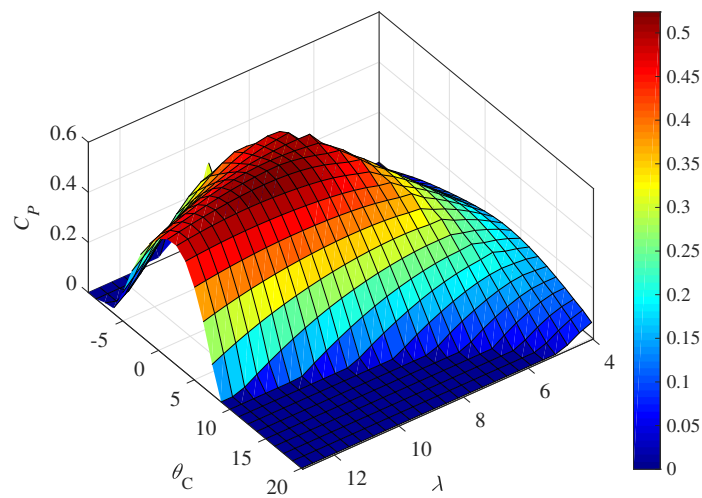


Figura 6.5: Mapa del C_P .

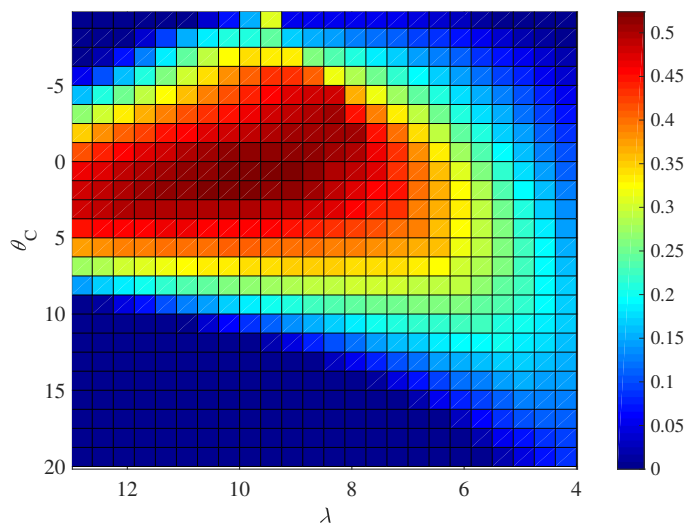


Figura 6.6: Mapa del C_P sobre plano λ - θ_C .

6.3. MAPAS COMPLETOS DE LAS ACTUACIONES DEL AEROGENERADOR

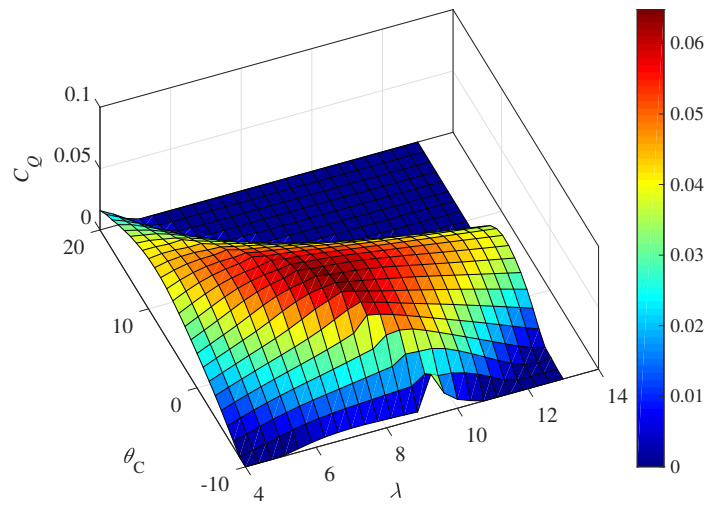


Figura 6.7: Mapa del C_Q .

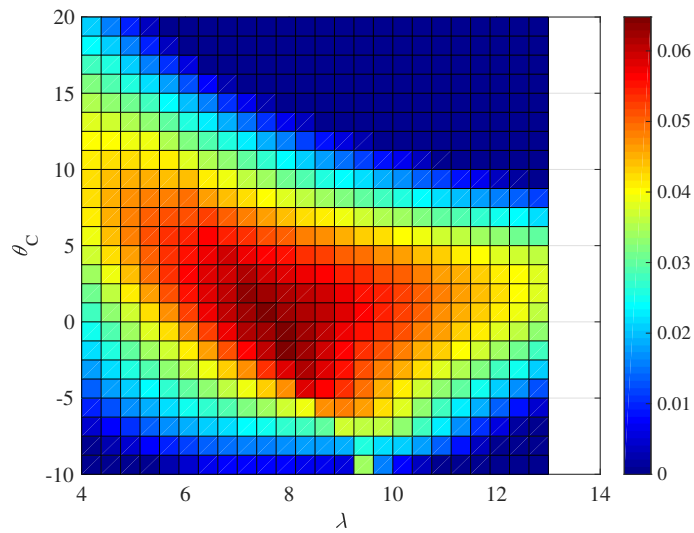


Figura 6.8: Mapa del C_Q sobre plano λ - θ_C .

6.3. MAPAS COMPLETOS DE LAS ACTUACIONES DEL AEROGENERADOR

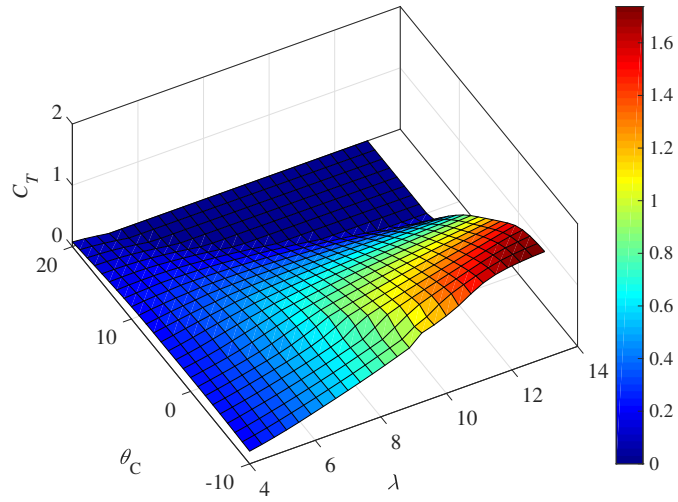


Figura 6.9: Mapa del C_T .

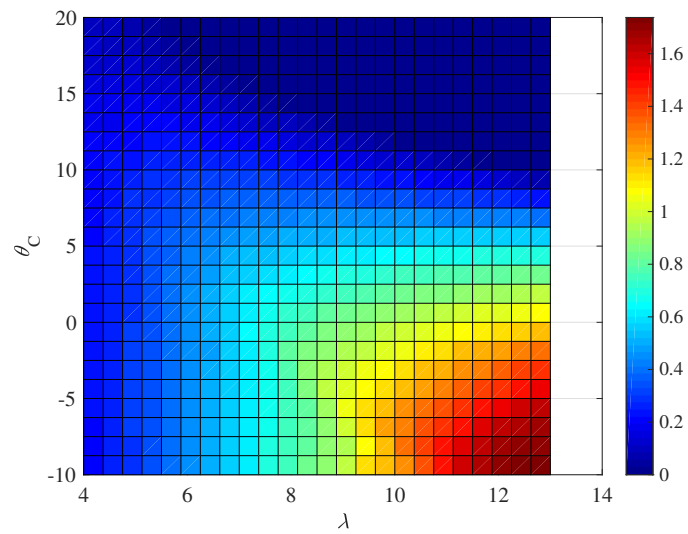


Figura 6.10: Mapa del C_T sobre plano λ - θ_C

Capítulo 7

Análisis de las masas y configuración final del aerogenerador

7.1. Introducción

El objetivo de este capítulo es, por un lado, hacer un análisis de la masa de los principales componentes del aerogenerador basado en las dimensiones obtenidas durante el desarrollo de este estudio, y por otro, seleccionar la configuración tecnológica con la que finalmente se construiría el diseño. Para esto se va representar cómo varían las masas, el Coste de la Energía y el Coste del Capital Inicial [explicados en detalle en el punto 7.3] para tres estados de la tecnología diferentes de cada uno de los principales componentes que forman el aerogenerador.

En este análisis se emplea al completo el modelo *WindPACT* desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory y publicado en el texto *Wind Turbine Cost and Scaling Model* [26], el cual hace una estimación de las masas y costes de cada uno de los principales subsistemas del aerogenerador [ver sección 2.2] para varias configuraciones tecnológicas diferentes basadas en el mercado actual.

7.2. Presentación del modelo empleado

El modelo WindPaCT implementado divide el aerogenerador en los siguientes componentes y subcomponentes:

1. Rotor:

- Palas
- Buje
- Mecanismo de paso y cojinetes

- Cono

2. Góndola:

- Eje de baja velocidad
- Cojinetes
- Multiplicadora
- Freno mecánico, acoplamiento de alta velocidad y componentes asociados
- Generador
- Sistemas electrónicos de velocidad variable
- Control de orientación y cojinete
- Chasis de la góndola
- Conexiones eléctricas
- Sistemas hidráulicos y de refrigeración
- Cubierta de la góndola

3. Torre

Es importante resaltar que, como se indicó en la sección 2.5.1, no está entre los objetivos de este trabajo hacer un diseño completo de la estructura soporte usada. Además, debido a que esta tecnología no se encuentra en estado de madurez, y la configuración y masa de la estructura guardaría una relación directa con la profundidad de la zona de instalación [ver sección 2.3] el modelo *WindPACT* no incluye una estimación de la masa de ésta, resaltando en el propio informe [26] que este aspecto se considerará para futuras publicaciones.

Añadir también que a lo largo de esta sección **no se van a exponer todas las expresiones contenidas en el informe que describe el modelo usado**, no obstante, se muestran las utilizadas para describir la masa de la pala, la torre y la multiplicadora con el fin de entender las diferentes configuraciones tecnológicas que éste propone, y como dicha tecnología influye directamente en la masa de cada componente.

7.2.1. Estimación de la masa de la pala

El modelo empleado hace distinción entre dos tipos de pala: *básica* y *avanzada*, e indica que la configuración avanzada debe usarse solo para rotores de más de 100 m de diámetro. Los porcentajes en peso de los materiales con los que se fabrica cada configuración son:

1. Configuración de pala *básica*:

- 60 % de fibra de vidrio
- 23 % de adhesivos vinílicos
- 8 % de remaches y tacos
- 9 % otros

2. Configuración de pala *avanzada*

- 61 % de fibra de vidrio
- 27 % de adhesivos vinílicos
- 3 % de remaches y tacos
- 9 % otros

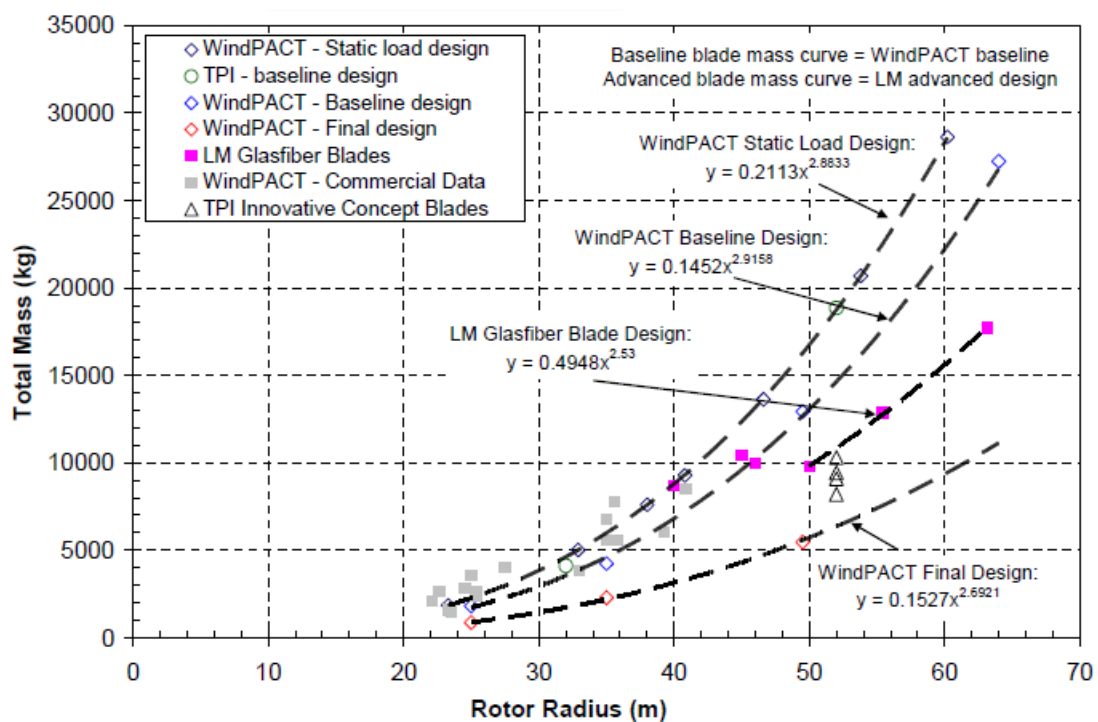


Figura 7.1: Estimación de la masa de la pala.
Fuente: Consultar [26].

La figura 7.1 contiene algunos datos comerciales, las curvas de ajustes de algunos fabricantes [TPI y LM Glasfiber] y las propias propuestas por el modelo utilizado, así como algunas que no están contempladas en la formulación implementada. Y de ella se obtienen las expresiones que describen la variación de la masa de la pala [en kilogramos] en función del radio del rotor [en metros]:

$$\text{Básica : } M_{pala} = 0,1452 \cdot R^{2,9158} \quad (7.1)$$

$$\text{Avanzada : } M_{pala} = 0,4948 \cdot R^{2,53} \quad (7.2)$$

7.2.2. Estimación de la masa de la torre

El modelo usado expone dos configuraciones: la *básica*, basada en los datos disponibles en el mercado durante la construcción del modelo[26] en 2011 [lo que ofrece unos resultados demasiado conservativos para la fecha de realización de este estudio], y la *avanzada*, como para el caso de la pala. Además, el informe indica que el estudio se basa en torres de acero tubulares.

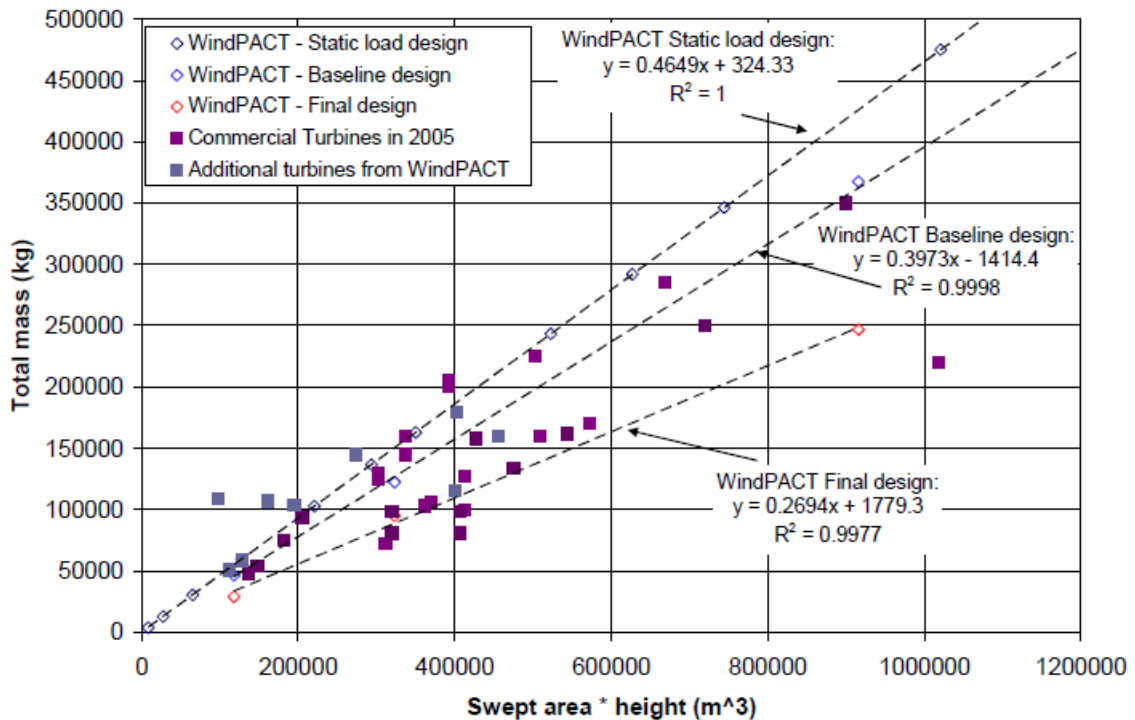


Figura 7.2: Estimación de la masa de la torre.
Fuente: Consultar [26].

En la figura 7.2 se muestra como la masa de la torre se estima a partir de unos coeficientes multiplicados por área barrida y la altura del buje, y se representan las funciones propuestas para las dos configuraciones:

$$\text{Básica : } M_{\text{torre}} = 0,3973 \cdot A_S \cdot h - 1414 \quad (7.3)$$

$$\text{Avanzada : } M_{\text{torre}} = 0,2694 \cdot A_S \cdot h - 1779 \quad (7.4)$$

A_S es el área barrida por el rotor y h es la altura del buje.

7.2.3. Estimación de la masa de la multiplicadora

El modelo expone cuatro posibles configuraciones para este elemento, y estima la masa a partir de unos coeficientes que multiplican el par al que está sometido el eje de baja que gira solidario al rotor:

1. Multiplicadora planetaria de etapa única

7.3. DESGLOSE DE MASAS Y COSTE PARA LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES

2. Multiplicadora de tres etapas planetaria helicoidal.
3. Multiplicadora múltiple de una etapa.
4. Transmisión directa, que no monta multiplicadora.


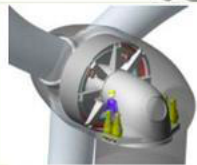


CONFIGURACIÓN	MULTIPLICADORA	GENERADOR	DESCRIPCIÓN	IMAGEN
Básica	3 Etapas	De inducción con rotor abobinado a alta velocidad (1200 rpm)	Multiplicadora planetaria helicoidal de 3 etapas	
Drive Directo	Sin Multiplicadora	Síncrono de imanes permanentes a baja velocidad (20 rpm)		
Una Etapa	Una Etapa	Síncrono de imanes permanentes a media velocidad (100 rpm)	Multiplicadora planetaria	
Múltiple	Una Etapa	Síncrono de imanes permanentes a media velocidad (100 rpm)	Configuración de 6 generadores	

Figura 7.3: Esquema con los principales tipos de multiplicadoras y los generadores a los que se acoplan.

Fuente: Consultar [28].

Las funciones propuestas son:

$$\text{Tres etapas planetaria/helicoidal} : M_{3etapas} = 70,94 \cdot Q_{baja}^{0,759} \quad (7.5)$$

$$\text{Etapa única} : M_{1etapa} = 88,29 \cdot Q_{baja}^{0,774} \quad (7.6)$$

$$\text{Multiple} : M_{multiple} = 139,69 \cdot Q_{baja}^{0,774} \quad (7.7)$$

7.3. Desglose de masas y coste para las diferentes configuraciones

Al igual que para los componentes detallados en la sección 7.2, se implementan el resto de funciones del resto de componentes del aerogenerador utilizando el software *MATLAB* R2016b. Éstas dependen del radio del rotor, la altura del buje¹, la velocidad de giro del rotor, la potencia nominal

¹Como se explicó en la sección 5.2, se estima a partir de los datos de la tabla 2.1

7.3. DESGLOSE DE MASAS Y COSTE PARA LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES

para la que ha sido diseñada la maquina y la energía anual producida (AEP^2):

R [m]	50,47
h [m]	96
P_N [MW]	2,5
Ω_N [rad/s]	1,88
AEP [Wh/año]	$9,899 \cdot 10^9$

Tabla 7.1: Recopilación de inputs necesarios para aplicar el modelo propuesto.

Con todo esto se puede representar a modo de comparación como impacta en la masa total cada una de las configuraciones de pala y torre propuestas y de los cuatro tipos de multiplicadoras:

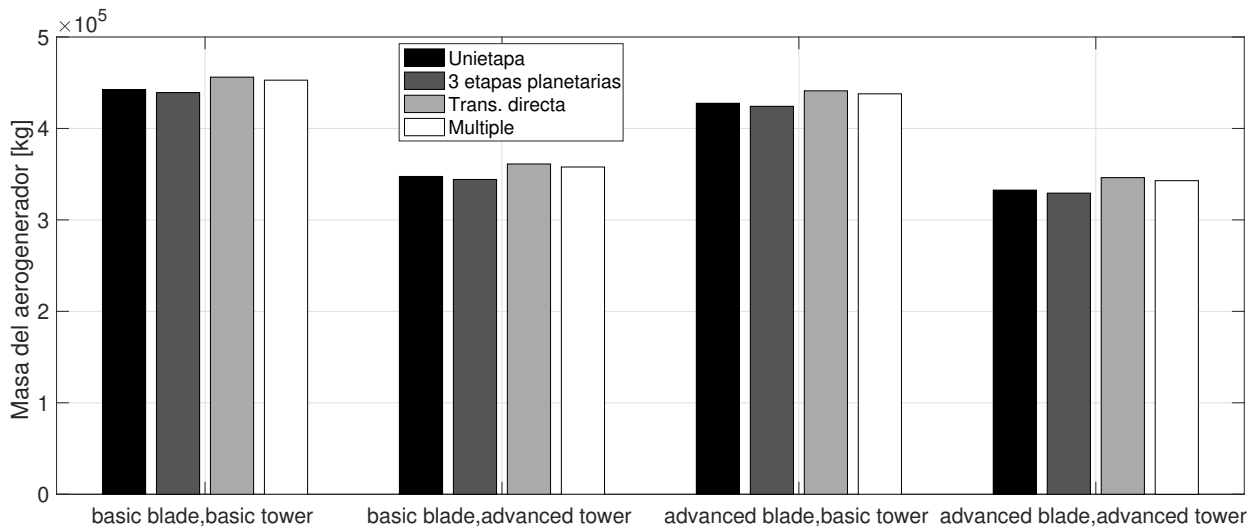


Figura 7.4: Masa total del aerogenerador para las posibles combinaciones tecnológicas de sus principales componentes.

La figura 7.4 muestra por un lado, que la elección de la pala y la torre tiene mayor impacto en la masa total del aerogenerador que la elección del tipo de multiplicadora, y por otro lado, que **la configuración con menor masa es:**

- Configuración avanzada de torre.
- Configuración avanzada de pala.
- Configuración de multiplicadora con tres etapas planetarias.

En un proyecto cuyo éxito futuro dependerá del posicionamiento del diseño final en el mercado, hay que analizar los aspectos económicos [al igual que se hizo en la subsección 5.2.2] antes de tomar la decisión final sobre la configuración. Para ello, se analizan un parámetro que fue clave para la elección

²Parámetro típico en el sector que se define como el producto entre la potencia media anual, P_{AVE} , y el número de horas anuales, $NHY = 8760$

7.3. DESGLOSE DE MASAS Y COSTE PARA LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES

del radio [el COE] y otro que influye directamente en el cálculo de este primero que se define como Coste de Capital Inicial [conocido por sus siglas en inglés ICC]³, y que agrupa los siguientes costes:

Rotor:

- Palas

- Buje
- Mecanismo de paso y cojinetes
- Cono

Góndola:

- Eje de baja velocidad

- Cojinetes
- Multiplicadora
- Freno mecánico, acoplamiento de alta velocidad y componentes asociados
- Generador
- Sistemas electrónicos de velocidad variable
- Control de orientación y cojinete
- Chasis de la góndola
- Conexiones eléctricas
- Sistemas hidráulicos y de refrigeración
- Cubierta de la góndola

Torre

Instalación

- Cimientos/estructura soporte

- Transporte
- Carreteras/obras civiles
- Montaje e instalación
- Conexión e interfaz eléctrica
- Permisos de ingeniería

Componentes y elementos para aerogeneradores offshore:

- Protección del ambiente marino
- Infraestructura portuaria
- Personal especializado
- Protección contra posibles fugas

³Ambos se definen en detalle en [27]

7.3. DESGLOSE DE MASAS Y COSTE PARA LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES

- Fianzas para cubrir es desmantelamiento
- Garantías premium offshore

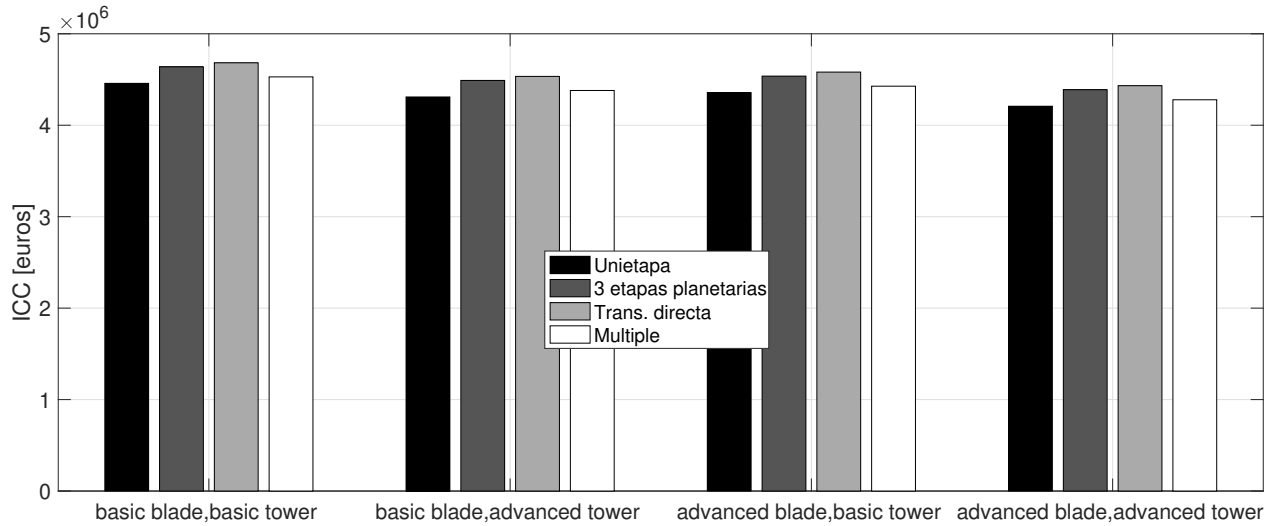


Figura 7.5: Coste del Capital Inicial para las posibles combinaciones tecnológicas de los principales componentes.

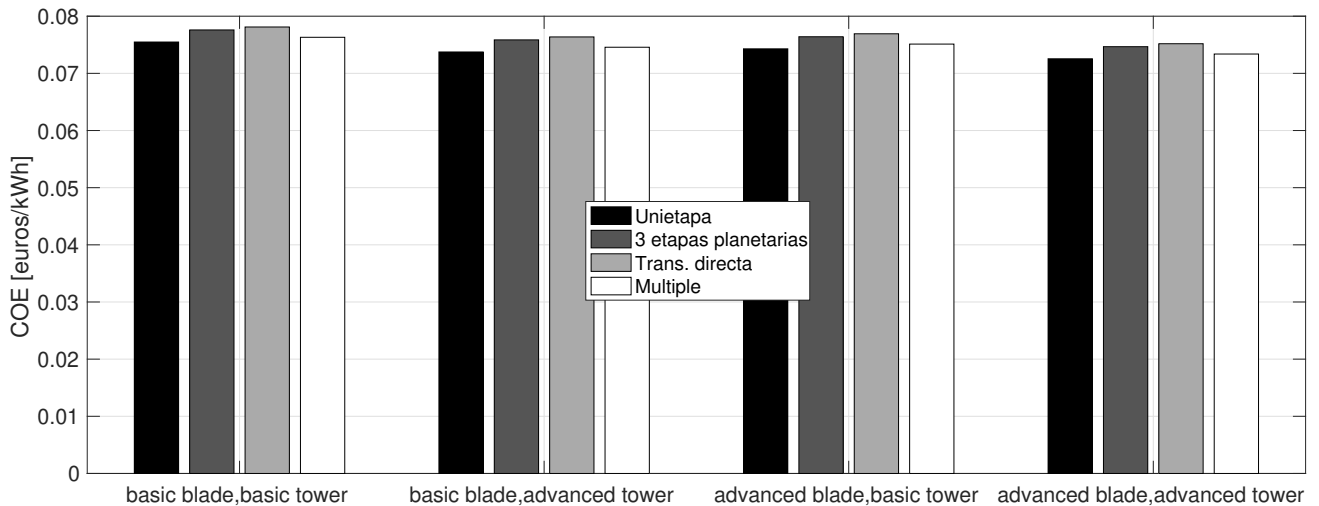


Figura 7.6: Coste de la Energía para las posibles combinaciones tecnológicas de los principales componentes.

Las figuras 7.6 y 7.5 muestran, por un lado, que el tipo de pala no repercute en gran cantidad en el valor del COE, aunque, pasar de pala avanzada a una básica supone un incremento de masa, y por otro que en general el COE y el ICC se ven influidos en menor medida que la masa por la elección de una configuración u otra, no obstante, se minimizan para:

- Configuración avanzada de torre.

7.3. DESGLOSE DE MASAS Y COSTE PARA LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES

- Configuración avanzada de pala.
- Configuración de multiplicadora unietapa.

Que es diferente a la opción que minimiza la masa; pero, como se puede ver en la figura 7.4, el valor que arroja está muy cercano al mínimo.

Por lo tanto, **priorizando de nuevo los criterios de índole económica, la mejor configuración para el aerogenerador diseñado trabajando en el emplazamiento simbólico definido en la sección 3.3 es:**

- Configuración avanzada de torre.
- Configuración avanzada de pala.
- Configuración de multiplicadora unietapa.

El desglose de masas de cada uno de los componentes con la configuración final seleccionada es el siguiente:

AEROGENERADOR	MASA [kg]
ROTOR	53254
Una pala	10072
Tres palas	30215
Buje	15288
Mecanismos de paso y cojinetes	6404
Cono	1347
UNIDAD DE POTENCIA	70796
Eje de baja velocidad	8710
Cojinetes principales	2473
Multiplicadora	23084
Freno mecánico	497
Generador	14306
Control de orientación y cojinete	6307
Sistemas hidráulicos y de refrigeración	200
Cubierta de la góndola	11959
Chasis de la góndola	3269
TORRE	208510
TOTAL	332560

Tabla 7.2: Desglose de la masa total estimada por componentes del aerogenerador diseñado.

Gráficamente, los datos de la tabla 7.2 dibujan los siguientes sectores:

7.3. DESGLOSE DE MASAS Y COSTE PARA LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES

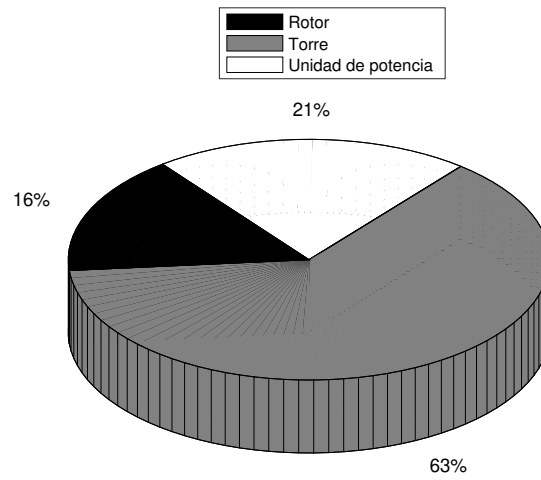


Figura 7.7: Porcentaje en masa de los tres componentes principales del aerogenerador.

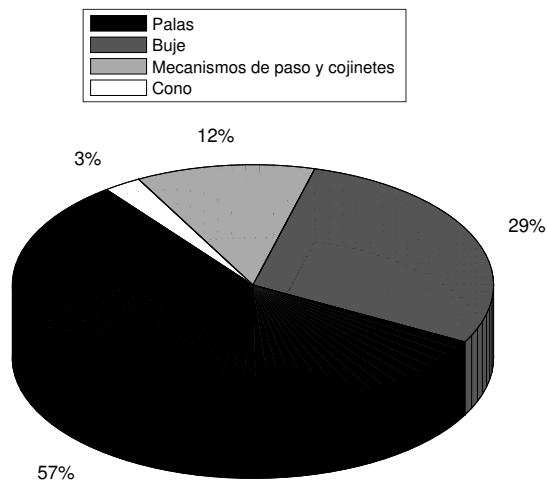


Figura 7.8: Porcentaje en masa de los cuatro componentes principales que forman el rotor.

7.3. DESGLOSE DE MASAS Y COSTE PARA LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES

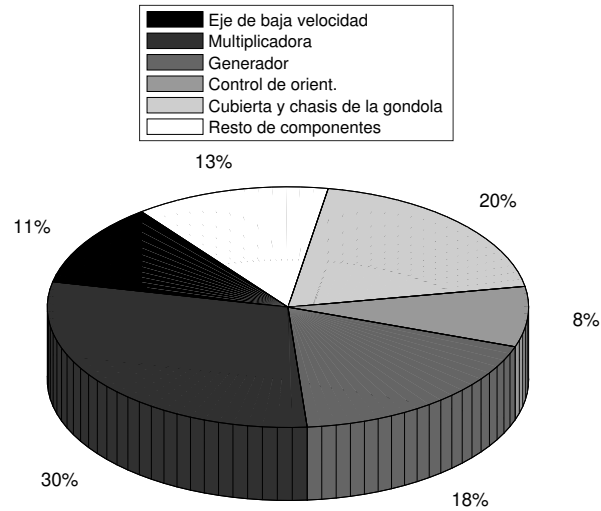


Figura 7.9: Porcentaje en masa de componentes principales que forman la unidad de potencia.

Lográndose así el objetivo de este capítulo de estimar la masa total del aerogenerador y la de cada uno de los principales componentes para una configuración tecnológica determinada [la que optimizaría el aspecto económico del proyecto]: aproximadamente 333 toneladas. De las cuales, el 63% [209 toneladas] lo aporta la torre en su *configuración avanzada*, siendo ésta una estructura tubular de acero con 96 metros de altura. El resto, se reparte con un 21% [71 toneladas] para la unidad de potencia y un 16% [53 toneladas] para el rotor. Dentro de este último componente, las tres palas en su *configuración avanzada*, fabricadas con fibra de vidrio y adhesivos vinílicos principalmente, contribuyen con el 57% [30 toneladas] a la masa total del rotor. Por último, resaltar también que dentro de la unidad de potencia aproximadamente el 30% de la masa total pertenece a la multiplicadora [23 toneladas] y el 18% [14 toneladas] al generador eléctrico.

Resultados obtenidos y conclusiones

Al comienzo de este estudio se indagó en la evolución y la proyección a futuro de la energía eólica marina, la cual se presenta como una alternativa viable que según diversas fuentes seguirá incrementando su cuota respecto a la energía eólica tradicional y a otras fuentes de energías renovables en el futuro. Lo que impulsó el objetivo principal de este estudio de realizar el diseño teórico de un aerogenerador marino que operando en un emplazamiento simbólico permitiera obtener una estimación de los euros por kilovatio hora, la Potencia Media anual, el Factor de Capacidad, etc., de este medio de generación de energía.

Como punto de partida, se realizó un estudio de mercado a partir del cual se decidió proyectar un aerogenerador que trabajara a una potencia máxima de 2,5 MW [potencia nominal de diseño], tras hacer un análisis de los modelos de viento comúnmente empleados y los principales emplazamientos eólicos marinos se decidió fijar un emplazamiento simbólico de diseño con los parámetros de la función de Weibull: $c = 10$ m/s y $k = 1,25$ y a partir de la regulación habitual se fijó una velocidad límite por ruido en punta de pala de 95 m/s.

Se comenzó con definir la aerodinámica del rotor, para lo cual se definió el modelo aerodinámico a implementar y se eligieron diferentes combinaciones de perfiles siguiendo tanto criterios industriales como de eficiencia aerodinámica. La optimización consistía en hacer máxima la extracción de potencia cumpliendo con los requisitos estructurales en zona de encastre, transición y punta de pala, y la combinación que mejor resultado teórico proporcionaba era:

- DU-30 para la zona del encastre: $0,05 \leq x \leq 0,25$
- DU-25 para la zona media: $0,25 < x \leq 0,8$
- NACA-63618 para la punta: $0,8 < x \leq 1$

Resaltar el uso de un NACA en la punta, que a pesar de no tener un uso extendido en la industria eólica, proporciona una alta eficiencia aerodinámica en esa zona.

Con la distribución de perfiles fijada se obtuvo el parámetro de operación óptimo adimensional: $\lambda_{opt} = 9,2633$, y el coeficiente de potencia máximo del rotor: $C_{P_{max}} = 0,5240$. Además, se demostró

que a partir de la tercera pala éste último coeficiente a penas se veía incrementado, no así el coeficiente de tracción [fuerza que tiende a flexar las palas], que aumentaba significativamente con cada una que se añade.

Optimizado el rotor llega la decisión de diseño más importante que permite empezar a trabajar con parámetros dimensionales: fijar el tamaño del rotor. Para lo cuál se expusieron varios criterios, y el que prevaleció fue minimizar el coste de la energía sin penalizar en exceso el factor de capacidad. Fijándose un radio de 50,47 metros, que era el que menor COE proporcionaba dentro de la zona de radios viables, acotada inferiormente por la limitación por ruido en punta de pala. Adicionalmente se estimó un Factor de Capacidad de 0,451, una Potencia Media anual de 1,13 megavatios y un total de 3950 Horas Equivalentes.

Para la estimación de los costes se implementó el modelo *WindPACT*, que es el mismo empleado para la estimación de la masa de los diferentes componentes. Con el que se estima un COE de 0,07247 euros por kilovatio hora. Empleando el mismo modelo se realizó también un análisis de la influencia del emplazamiento en este parámetro, llegando a la conclusión de que según la acogida de la máquina en el mercado eólico se podrían llegar a fabricar hasta tres modelos con tres radios diferentes para optimizar costes en tres emplazamientos diferentes.

Una vez definido completamente el rotor, se dibujaron las principales curvas del aerogenerador. En la curva de potencia se muestra como la potencia generada aumenta a medida que lo hace la velocidad del viento incidente hasta que se alcanza la potencia nominal de diseño [la máxima] para una velocidad del viento de 10,26 m/s. A partir de la cual, empezaría a actuar el control del ángulo de paso variable incrementando su valor para conseguir que el rotor mantenga dicha potencia nominal de diseño desde ese punto hasta que se alcance la velocidad de parada de la máquina [a partir de 25 m/s de velocidad del viento].

El siguiente paso consistió en estimar la masa de cada uno de los componente a través del citado modelo, que expone varias configuraciones tecnológicas posibles. La elección de nuevo se basó en minimizar costes, lo que supone no contar con la configuración de menos peso, obteniéndose una masa total del aerogenerador de 332,5 toneladas incluyendo la torre [208,5 toneladas], el rotor [53,3 toneladas] y la unidad de potencia [70,7 toneladas]; con la siguiente configuración:

1. Pala *avanzada*

- 61 % de fibra de vidrio
- 27 % de adhesivos vinílicos
- 3 % de remaches y tacos
- 9 % otros

2. Torre *avanzada*: correspondiente a una construcción tubular en acero.
3. Multiplicadora *unietapa planetaria*.

Es importante señalar que dicho modelo recopila datos de la industria de instalaciones que se encuentra en un estado de madurez en la actualidad, por lo que para escalar el coste se basa en datos de parques eólicos instalados en profundidades de unos 10 metros sobre estructuras monopilotes y, sin embargo, no se incluye la estimación de la masa de la estructura soporte porque depende directamente de la profundidad del emplazamiento elegido y no de los parámetros de diseño del aerogenerador. Por tanto, hay que tener en cuenta que mover el diseño a aguas más profundas que impliquen otro tipo de estructura encarecería significativamente el valor del COE obtenido.

Dicho esto, a pesar de ser un modelo teórico relativamente simple y contar con algunas limitaciones, está respaldado por una amplia variedad de documentación y datos del sector, y ha requerido tomar decisiones técnicas y económicas similares a la que se toman en la industria actual. Por tanto, se cubren con creces las exigencias de un diseño teórico preliminar de este tipo y los objetivos de este estudio en particular que buscaba validar la viabilidad de la energía eólica marina a través de un análisis aerodinámico y de dimensionado de los componentes del aerogenerador.

A la vista de los resultados obtenidos, se puede afirmar que el recurso eólico en el mar tiene un gran potencial para generar energía eléctrica de consumo en los hogares y la industria en general a un coste competitivo. No obstante, aun quedan algunas barreras tecnológicas que superar, principalmente en el campo de las estructuras flotantes, cosa que se logrará con el adecuado apoyo de los gobiernos centrales y las regulaciones locales.

Anexo A: Datos Aerodinámicos de los perfiles que forman la pala 4

Anexo A: Datos Aerodinámicos de los perfiles que forman la pala 4

DU30							
Alpha [rad]	Cl	Cd	Cm	Alpha [rad]	Cl	Cd	Cm
-3.141592654	0	0.0267	0	0.06981317	0.816	0.00944	-0.1218
-3.054326191	0.2736	0.037	0.1379	0.078539816	0.88	0.00959	-0.1233
-2.967059728	0.5472	0.0968	0.2778	0.087266463	0.945	0.00971	-0.1248
-2.792526803	0.6854	0.2876	0.274	0.095993109	1.009	0.0099	-0.126
-2.705260341	0.7661	0.4025	0.3118	0.104719755	1.072	0.01014	-0.127
-2.617993878	0.8155	0.5232	0.3411	0.113446401	1.135	0.01033	-0.128
-2.530727415	0.8364	0.6454	0.3631	0.122173048	1.196	0.01065	-0.1287
-2.443460953	0.8315	0.7656	0.3791	0.130899694	1.254	0.01116	-0.1289
-2.35619449	0.8037	0.8807	0.3899	0.13962634	1.3	0.01241	-0.127
-2.268928028	0.7555	0.9882	0.3965	0.157079633	1.376	0.01493	-0.1207
-2.181661565	0.6897	1.0861	0.3994	0.165806279	1.403	0.01611	-0.1158
-2.094395102	0.6088	1.173	0.3992	0.174532925	1.431	0.01769	-0.1116
-2.00712864	0.5152	1.2474	0.3964	0.183259571	1.453	0.01969	-0.1073
-1.919862177	0.4114	1.3084	0.3915	0.191986218	1.469	0.0223	-0.1029
-1.832595715	0.2997	1.3552	0.3846	0.200712864	1.48	0.02635	-0.0983
-1.745329252	0.1823	1.3875	0.3761	0.20943951	1.486	0.03128	-0.0949
-1.658062789	0.0613	1.4048	0.3663	0.218166156	1.483	0.03778	-0.0921
-1.570796327	-0.0612	1.407	0.3551	0.226892803	1.362	0.0514	-0.0899
-1.483529864	-0.183	1.3941	0.3428	0.235619449	1.262	0.0625	-0.0885
-1.396263402	-0.302	1.3664	0.3295	0.244346095	1.194	0.073	-0.0885
-1.308996939	-0.4162	1.324	0.3153	0.253072742	1.159	0.0843	-0.0902
-1.221730476	-0.5234	1.2676	0.3001	0.261799388	1.141	0.09643	-0.0928
-1.134464014	-0.6215	1.1978	0.2841	0.270526034	1.122	0.11054	-0.0963
-1.047197551	-0.7082	1.1156	0.2672	0.27925268	1.116	0.12486	-0.1006
-0.959931089	-0.7812	1.022	0.2494	0.287979327	1.103	0.13635	-0.1042
-0.872664626	-0.8383	0.9187	0.2308	0.296705973	1.088	0.14849	-0.1084
-0.785398163	-0.8769	0.8074	0.2113	0.305432619	1.091	0.15915	-0.1125
-0.698131701	-0.8947	0.6904	0.1909	0.314159265	1.085	0.16963	-0.1169
-0.610865238	-0.8891	0.5703	0.1696	0.322885912	1.085	0.17979	-0.1215
-0.523598776	-0.8576	0.4503	0.1475	0.331612558	1.103	0.18969	-0.1263
-0.436332313	-0.8324	0.3357	0.1224	0.340339204	1.119	0.19931	-0.1313
-0.41887902	-0.8523	0.3147	0.1156	0.34906585	1.131	0.20646	-0.1352
-0.401425728	-0.8815	0.2946	0.1081	0.357792497	1.157	0.21593	-0.1406
-0.383972435	-0.9188	0.2752	0.1	0.366519143	1.163	0.22514	-0.1462
-0.366519143	-0.9631	0.2566	0.0914	0.383972435	1.1282	0.2461	-0.1516
-0.34906585	-1.013	0.2388	0.0823	0.401425728	1.093	0.2675	-0.157
-0.331612558	-1.0674	0.2218	0.0728	0.41887902	1.058	0.2894	-0.1623
-0.314159265	-1.125	0.2056	0.0631	0.436332313	1.024	0.3117	-0.1676
-0.296705973	-1.1846	0.1901	0.0531	0.453785606	0.9919	0.3342	-0.1728
-0.27925268	-1.245	0.1754	0.043	0.488692191	0.9362	0.3802	-0.1832
-0.266162711	-1.29	0.16488	0.0353	0.523598776	0.8971	0.427	-0.1935
-0.248604699	-1.229	0.14609	0.02401	0.558505361	0.8809	0.4743	-0.2039
-0.23106414	-1.148	0.1263	0.00999	0.610865238	0.8935	0.5456	-0.2193
-0.213296688	-1.052	0.10511	-0.00903	0.698131701	0.9018	0.6646	-0.244
-0.195738676	-0.965	0.08861	-0.02295	0.785398163	0.8869	0.781	-0.2672
-0.177883957	-0.867	0.07396	-0.0336	0.872664626	0.8511	0.8923	-0.2891
-0.169331844	-0.822	0.06835	-0.03753	0.959931089	0.7969	0.996	-0.3097
-0.160186319	-0.769	0.06047	-0.04398	1.047197551	0.7266	1.0904	-0.329
-0.142837746	-0.756	0.02696	-0.05782	1.134464014	0.6425	1.1739	-0.3471
-0.125401907	-0.69	0.01799	-0.05897	1.221730476	0.5468	1.2453	-0.3641
-0.116012035	-0.616	0.01662	-0.06326	1.308996939	0.4417	1.3037	-0.3799
-0.107058496	-0.542	0.01522	-0.06743	1.396263402	0.3295	1.3482	-0.3946
-0.104719755	-0.525	0.01174	-0.0732	1.483529864	0.212	1.3784	-0.4081
-0.095993109	-0.451	0.01054	-0.0766	1.570796327	0.0916	1.3938	-0.4204
-0.087266463	-0.382	0.00969	-0.0797	1.658062789	-0.0299	1.3943	-0.4313
-0.078539816	-0.314	0.00923	-0.0825	1.745329252	-0.1503	1.3798	-0.4408
-0.06981317	-0.251	0.00905	-0.0853	1.832595715	-0.2674	1.3504	-0.4486
-0.061086524	-0.189	0.00893	-0.0884	1.919862177	-0.3792	1.3063	-0.4546
-0.052359878	-0.12	0.00885	-0.0914	2.00712864	-0.4834	1.2481	-0.4584
-0.043633231	-0.051	0.00879	-0.0942	2.094395102	-0.5778	1.1763	-0.4597
-0.034906585	0.017	0.00875	-0.0969	2.181661565	-0.6599	1.0919	-0.4582
-0.026179939	0.085	0.00875	-0.0994	2.268928028	-0.7272	0.9962	-0.4532
-0.017453293	0.152	0.00875	-0.1018	2.35619449	-0.7773	0.8906	-0.4441
-0.008726646	0.219	0.0088	-0.1041	2.443460953	-0.8074	0.7771	-0.4303
0	0.286	0.00885	-0.1062	2.530727415	-0.8148	0.6581	-0.4109
0.008726646	0.353	0.00885	-0.1086	2.617993878	-0.7967	0.5364	-0.3848
0.017453293	0.42	0.00891	-0.1107	2.705260341	-0.7503	0.4157	-0.3508
0.026179939	0.487	0.00895	-0.1129	2.792526803	-0.6729	0.3	-0.3074
0.034906585	0.554	0.00899	-0.1149	2.967059728	-0.5472	0.1051	-0.2786
0.043633231	0.619	0.00909	-0.1168	3.054326191	-0.2736	0.0388	-0.138
0.052359878	0.685	0.00921	-0.1185	3.141592654	0	0.0267	0
0.061086524	0.75	0.00931	-0.1201				

Figura 10: Datos aerodinámicos del perfil DU30.
Fuente: Consultar [25].

Anexo A: Datos Aerodinámicos de los perfiles que forman la pala 4

DU25							
Alpha [rad]	Cl	Cd	Cm	Alpha [rad]	Cl	Cd	Cm
-3.141592654	0	0.0202	0	0.078539816	1.015	0.00752	-0.1456
-3.054326191	0.3675	0.0356	0.1846	0.087266463	1.063	0.00786	-0.1445
-2.967059728	0.735	0.0995	0.3706	0.104719755	1.16	0.00988	-0.1419
-2.792526803	0.6789	0.2912	0.3065	0.113446401	1.206	0.01168	-0.1403
-2.705260341	0.7582	0.406	0.3497	0.122173048	1.25	0.0132	-0.1382
-2.617993878	0.8064	0.5264	0.3836	0.130899694	1.296	0.01424	-0.1362
-2.530727415	0.8263	0.6481	0.4095	0.13962634	1.329	0.01513	-0.132
-2.443460953	0.8205	0.7676	0.4288	0.148352986	1.359	0.01625	-0.1276
-2.35619449	0.792	0.8818	0.4425	0.157079633	1.387	0.01762	-0.1234
-2.268928028	0.7433	0.9883	0.4514	0.165806279	1.412	0.02035	-0.1193
-2.181661565	0.6771	1.0852	0.4563	0.174532925	1.422	0.0251	-0.1152
-2.094395102	0.596	1.1709	0.4577	0.183259571	1.4	0.0319	-0.1115
-2.00712864	0.5024	1.2442	0.4563	0.191986218	1.336	0.0392	-0.1081
-1.919862177	0.3988	1.3041	0.4524	0.200712864	1.267	0.0475	-0.1052
-1.832595715	0.2873	1.3498	0.4464	0.20943951	1.218	0.0548	-0.1026
-1.745329252	0.1703	1.381	0.4385	0.218166156	1.183	0.0626	-0.1
-1.658062789	0.0733	1.4169	0.3529	0.226892803	1.172	0.0706	-0.098
-1.570796327	-0.0502	1.4201	0.3416	0.235619449	1.168	0.0796	-0.0969
-1.483529864	-0.1732	1.4081	0.3292	0.244346095	1.172	0.0894	-0.0968
-1.396263402	-0.2935	1.3811	0.3159	0.253072742	1.17	0.09878	-0.0973
-1.308996939	-0.4091	1.3394	0.3017	0.261799388	1.177	0.10835	-0.0981
-1.221730476	-0.5178	1.2833	0.2866	0.270526034	1.183	0.11767	-0.0992
-1.134464014	-0.6174	1.2138	0.2707	0.27925268	1.188	0.12699	-0.1006
-1.047197551	-0.7056	1.1315	0.2539	0.287979327	1.19	0.13636	-0.1023
-0.959931089	-0.7801	1.0378	0.2364	0.296705973	1.196	0.14561	-0.1042
-0.872664626	-0.8386	0.9341	0.2181	0.305432619	1.198	0.15459	-0.1064
-0.785398163	-0.8785	0.8221	0.1991	0.314159265	1.201	0.16199	-0.1082
-0.698131701	-0.8975	0.7042	0.1792	0.322885912	1.203	0.17113	-0.111
-0.610865238	-0.8929	0.5829	0.1587	0.331612558	1.211	0.18039	-0.1143
-0.523598776	-0.8622	0.4616	0.1374	0.340339204	1.222	0.18972	-0.1179
-0.436332313	-0.8029	0.3441	0.1154	0.34906585	1.23	0.19911	-0.1219
-0.41887902	-0.792	0.3209	0.1101	0.357792497	1.233	0.20837	-0.1261
-0.401425728	-0.7886	0.2972	0.1031	0.366519143	1.231	0.2211	-0.1303
-0.383972435	-0.7917	0.273	0.0947	0.383972435	1.1874	0.2443	-0.1375
-0.366519143	-0.8007	0.2485	0.0849	0.401425728	1.1433	0.2679	-0.1446
-0.34906585	-0.8147	0.2237	0.0739	0.41887902	1.0998	0.2918	-0.1515
-0.331612558	-0.8329	0.199	0.0618	0.436332313	1.0576	0.3161	-0.1584
-0.314159265	-0.8544	0.1743	0.0488	0.453785606	1.0178	0.3406	-0.1651
-0.296705973	-0.8786	0.1498	0.0351	0.488692191	0.9486	0.3899	-0.1781
-0.27925268	-0.9045	0.1256	0.0208	0.523598776	0.8993	0.4392	-0.1904
-0.261799388	-0.9315	0.102	0.006	0.558505361	0.8771	0.4879	-0.2017
-0.244346095	-0.9585	0.0789	-0.0091	0.610865238	0.8881	0.5598	-0.2173
-0.226892803	-0.985	0.0567	-0.0243	0.698131701	0.8947	0.6792	-0.2418
-0.226875349	-0.985	0.05665	-0.02434	0.785398163	0.878	0.7957	-0.265
-0.209526777	-0.953	0.02713	-0.0349	0.872664626	0.8405	0.9067	-0.2867
-0.192003671	-0.9	0.030259	-0.03	0.959931089	0.7847	1.0099	-0.3072
-0.174236219	-0.827	0.028691	-0.04	1.047197551	0.7128	1.1035	-0.3265
-0.156678207	-0.753	0.027142	-0.05	1.134464014	0.6273	1.186	-0.3446
-0.147864294	-0.691	0.026364	-0.06	1.221730476	0.5303	1.2562	-0.3616
-0.129957216	-0.555	0.01142	-0.07817	1.308996939	0.4242	1.3132	-0.3775
-0.112067591	-0.413	0.00939	-0.09036	1.396263402	0.311	1.3562	-0.3921
-0.094160513	-0.271	0.00863	-0.10059	1.483529864	0.1929	1.3848	-0.4057
-0.087266463	-0.22	0.00729	-0.1107	1.570796327	0.0719	1.3985	-0.418
-0.078539816	-0.152	0.00714	-0.1135	1.658062789	-0.0499	1.3973	-0.4289
-0.06981317	-0.084	0.007	-0.1162	1.745329252	-0.1703	1.381	-0.4385
-0.061086524	-0.018	0.00692	-0.1186	1.832595715	-0.2873	1.3498	-0.4464
-0.052359878	0.049	0.00684	-0.1209	1.919862177	-0.3988	1.3041	-0.4524
-0.043633231	0.115	0.0068	-0.1231	2.00712864	-0.5024	1.2442	-0.4563
-0.034906585	0.181	0.00676	-0.1252	2.094395102	-0.596	1.1709	-0.4577
-0.026179939	0.247	0.00673	-0.1272	2.181661565	-0.6771	1.0852	-0.4563
-0.017453293	0.312	0.00668	-0.1293	2.268928028	-0.7433	0.9883	-0.4514
-0.008726646	0.377	0.00672	-0.1311	2.35619449	-0.792	0.8818	-0.4425
0	0.442	0.0067	-0.133	2.443460953	-0.8205	0.7676	-0.4288
0.008726646	0.507	0.0067	-0.1347	2.530727415	-0.8263	0.6481	-0.4095
0.017453293	0.572	0.00673	-0.1364	2.617993878	-0.8064	0.5264	-0.3836
0.026179939	0.636	0.00679	-0.138	2.705260341	-0.7582	0.406	-0.3497
0.034906585	0.701	0.00683	-0.1396	2.792526803	-0.6789	0.2912	-0.3065
0.043633231	0.765	0.00687	-0.1411	2.967059728	-0.735	0.0995	-0.3706
0.052359878	0.828	0.00698	-0.1424	3.054326191	-0.3675	0.0356	-0.1846
0.061086524	0.891	0.00707	-0.1437	3.141592654	0	0.0202	0
0.06981317	0.954	0.00723	-0.1448				

Figura 11: Datos aerodinámicos del perfil DU25.
Fuente: Consultar [25].

Anexo A: Datos Aerodinámicos de los perfiles que forman la pala 4

NACA63618							
Alpha [rad]	Cl	Cd	Cm	Alpha [rad]	Cl	Cd	Cm
-3.141592654	0	0.0198	0	0.13962634	1.263	0.01255	-0.1163
-3.054326191	0.3744	0.0341	0.188	0.148352986	1.3	0.01317	-0.1163
-2.967059728	0.7488	0.0955	0.377	0.157079633	1.335	0.01389	-0.116
-2.792526803	0.6585	0.2807	0.2747	0.165806279	1.366	0.01474	-0.1154
-2.705260341	0.7358	0.3919	0.313	0.174532925	1.394	0.01568	-0.1149
-2.617993878	0.7831	0.5086	0.3428	0.183259571	1.415	0.0276	-0.1145
-2.530727415	0.8028	0.6267	0.3654	0.191986218	1.432	0.03953	-0.1143
-2.443460953	0.7977	0.7427	0.382	0.200712864	1.445	0.05145	-0.1147
-2.35619449	0.7705	0.8537	0.3935	0.20943951	1.457	0.06337	-0.1158
-2.268928028	0.7236	0.9574	0.4007	0.218166156	1.469	0.0753	-0.1165
-2.181661565	0.6598	1.0519	0.4042	0.226892803	1.48	0.08722	-0.1153
-2.094395102	0.5814	1.1355	0.4047	0.235619449	1.485	0.09914	-0.1131
-2.00712864	0.4908	1.207	0.4025	0.244346095	1.484	0.11106	-0.1112
-1.919862177	0.3903	1.2656	0.3981	0.253072742	1.484	0.12299	-0.1101
-1.832595715	0.2822	1.3104	0.3918	0.261799388	1.488	0.13491	-0.1103
-1.745329252	0.1687	1.341	0.3838	0.270526034	1.493	0.14683	-0.1109
-1.658062789	0.0517	1.3572	0.3743	0.27925268	1.497	0.15876	-0.1114
-1.570796327	-0.0665	1.3587	0.3636	0.287979327	1.496	0.17068	-0.1111
-1.483529864	-0.1841	1.3456	0.3517	0.296705973	1.493	0.1826	-0.1097
-1.396263402	-0.2989	1.3181	0.3388	0.305432619	1.496	0.19453	-0.1079
-1.308996939	-0.4089	1.2765	0.3248	0.314159265	1.507	0.20645	-0.108
-1.221730476	-0.5121	1.2212	0.3099	0.322885912	1.514	0.21837	-0.109
-1.134464014	-0.6063	1.1532	0.294	0.331612558	1.512	0.23029	-0.1086
-1.047197551	-0.6894	1.0731	0.2772	0.340339204	1.505	0.24222	-0.1077
-0.959931089	-0.7593	0.9822	0.2595	0.34906585	1.498	0.25414	-0.1099
-0.872664626	-0.8135	0.882	0.2409	0.366519143	1.476	0.27799	-0.1169
-0.785398163	-0.85	0.7742	0.2212	0.383972435	1.44	0.30183	-0.119
-0.698131701	-0.8662	0.661	0.2006	0.401425728	1.387	0.32568	-0.1235
-0.610865238	-0.8599	0.5451	0.1789	0.41887902	1.314	0.34952	-0.1393
-0.523598776	-0.8287	0.4295	0.1563	0.436332313	1.267	0.3703	-0.144
-0.436332313	-0.8525	0.3071	0.1156	0.453785606	1.2196	0.3915	-0.1486
-0.41887902	-0.8696	0.2814	0.104	0.488692191	1.1272	0.4349	-0.1577
-0.401425728	-0.8895	0.2556	0.0916	0.523598776	1.0439	0.4798	-0.1668
-0.383972435	-0.9112	0.2297	0.0785	0.558505361	0.9769	0.5261	-0.1759
-0.366519143	-0.9343	0.204	0.0649	0.610865238	0.9227	0.5983	-0.1897
-0.34906585	-0.9581	0.1785	0.0508	0.698131701	0.9222	0.7225	-0.2126
-0.331612558	-0.9819	0.1534	0.0364	0.785398163	0.9026	0.8435	-0.2344
-0.314159265	-1.005	0.12876	0.02184	0.872664626	0.8615	0.9583	-0.2553
-0.296705973	-1.082	0.10365	0.0129	0.959931089	0.8014	1.0646	-0.2751
-0.27925268	-1.113	0.07855	-0.00279	1.047197551	0.7248	1.1607	-0.2939
-0.261799388	-1.105	0.05345	-0.0251	1.134464014	0.6343	1.2449	-0.3117
-0.244346095	-1.078	0.02834	-0.0419	1.221730476	0.5321	1.3162	-0.3285
-0.235619449	-1.053	0.01579	-0.0520	1.308996939	0.4206	1.3736	-0.3444
-0.226892803	-1.015	0.01511	-0.061	1.396263402	0.302	1.4164	-0.3593
-0.20943951	-0.904	0.01337	-0.07073	1.483529864	0.1786	1.4442	-0.3731
-0.191986218	-0.807	0.01212	-0.0721	1.570796327	0.0525	1.4565	-0.3858
-0.174532925	-0.711	0.01106	-0.0733	1.658062789	-0.0742	1.4533	-0.3973
-0.157079633	-0.595	0.00992	-0.0772	1.745329252	-0.1994	1.4345	-0.4075
-0.13962634	-0.478	0.00905	-0.0807	1.832595715	-0.3207	1.4004	-0.4162
-0.122173048	-0.375	0.00857	-0.0825	1.919862177	-0.436	1.3512	-0.4231
-0.104719755	-0.264	0.00823	-0.0832	2.00712864	-0.5431	1.2874	-0.428
-0.087266463	-0.151	0.00788	-0.0841	2.094395102	-0.6395	1.2099	-0.4306
-0.06981317	-0.017	0.00722	-0.08691	2.181661565	-0.7228	1.1196	-0.4304
-0.052359878	0.088	0.0064	-0.0911	2.268928028	-0.7904	1.0179	-0.427
-0.034906585	0.213	0.00542	-0.0946	2.35619449	-0.8397	0.9064	-0.4196
-0.017453293	0.328	0.00519	-0.0971	2.443460953	-0.868	0.7871	-0.4077
0	0.442	0.00524	-0.1014	2.530727415	-0.8724	0.6627	-0.3903
0.017453293	0.556	0.00524	-0.1076	2.617993878	-0.85	0.5363	-0.3665
0.034906585	0.67	0.00526	-0.1126	2.705260341	-0.7981	0.4116	-0.3349
0.052359878	0.784	0.00531	-0.1157	2.792526803	-0.7138	0.2931	-0.2942
0.06981317	0.898	0.00535	-0.1199	2.967059728	-0.7488	0.0971	-0.3771
0.087266463	1.011	0.00581	-0.124	3.054326191	-0.3744	0.0334	-0.1879
0.104719755	1.104	0.00905	-0.1234	3.141592654	0	0.0198	0
0.122173048	1.185	0.01127	-0.1184				

Figura 12: Datos aerodinámicos del perfil NACA63618.

Fuente: Consultar [25].

Bibliografía

- [1] 2030 climate & energy framework. European commission. Disponible en web: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en
- [2] IEA, World Energy Outlook special report. Noviembre 2019. Disponible en web: <https://www.iea.org/reports>
- [3] Repositorio online Siemens Gamesa. Disponible en web: <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/offshore>
- [4] Sitio web: <https://www.renovablesverdes.com/aerogeneradores>
- [5] GWEC, Global Wind Report 2018. Abril 2019. Disponible en web: <http://www.gwec.net>
- [6] AEE, Asociación Empresarial Eólica. Disponible en Web: <http://www.aeeolica.org>
- [7] IEA, *Wind Energy* . Web: <https://www.iea.org>
- [8] AEE, Anuario Energía Eólica 2019. Disponible en web: <http://www.aeeolica.org>
- [9] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Disponible en web: <https://www.boe.es/buscar/pdf/1997/BOE-A-1997-25340-consolidado.pdf>
- [10] Danish Wind Industry Association. Web: <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/pictures/offshore.htm>
- [11] Offshore Wind in Europe, key trends and statistics 2018. Wind Europe. Disponible en web: <https://windeurope.org>
- [12] Sitio web: <https://www.sparesinmotion.com/es/repuestos/bujes>
- [13] Sitio web: <https://www.structuralia.com>
- [14] Offshore Turbine database. Disponible en web: <https://www.thewindpower.net>
- [15] Repositorio online Nordex. Disponible en web: <http://www.nordex-online.com/en/produkte-service/wind-turbines>
- [16] Wind turbine models database. Disponible en web: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines>

-
- [17] Sitio web: <https://www.4coffshore.com/windfarms>
- [18] Universidad del País Vasco. Sitio web: <http://www.sc.ehu.es>
- [19] FINAL DRAFT INTERNATIONAL STANDARD. IEC 61400-1 Ed.3.
- [20] IDAE, Atlas Eólico de España. Estudio técnico 2020. Disponible en web: <https://www.idae.es>
- [21] Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossanyi, E.: Wind Energy Handbook, 2nd Edition. Chichester, John Wiley & Sons, May 2011.
- [22] Hansen, M.O.L., Aerodynamics of Wind Turbines. 2000
- [23] Cuerva, Á., Espino, J.L., López, O., Meseguer, J. & Sanz, A., Teoría de los helicópteros. 2009
- [24] NREL airfoil database. Disponible en web: <https://wind.nrel.gov/airfoils/Coefficients>
- [25] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott. Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development. NREL-TP-500-38060. February 2009
- [26] Fingersh, L., Hand, M., Laxson, A.: Wind Turbine Design Cost and Scaling Model, Technical Report NREL. Diciembre 2012
- [27] Manwell, J. An Overview of the Technology and Economics of Offshore Wind Farms, Renewable Energy Research Lab, University of Massachusetts, Amherst, 2002 Presentation
- [28] Estudio sobre las configuraciones de trenes de potencia. NREL. Disponible en web: <https://windturbinig.wordpress.com>